



ΕΦΗΜΕΡΙΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ

ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 504

29 Φεβρουαρίου 2012

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. 1569/2011

Τροποποίηση διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β΄ 655/17.5.2005) και Έγκριση Εγχειριδίων.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
(Συνεδρίαση 21ης Δεκεμβρίου 2011)

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του Ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179/22.08.2011), όπως ισχύουν, και ειδικότερα τις διατάξεις των άρθρων 96, 120 και 196.

2. Τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ & ΣΗΕ - ΦΕΚ Β΄ 655/17.05.2005), όπως τροποποιήθηκαν και ισχύουν.

3. Το υπ΄ αριθμ. ΡΑΕ Ο-40608 /15.03.2010 έγγραφο της ΡΑΕ προς το ΔΕΣΜΗΕ σχετικά με την Έγκριση των Εγχειριδίων του ΚΔΣ & ΣΗΕ.

4. Το υπ΄ αριθμ. ΡΑΕ Ι-118435/27.07.2010 έγγραφο του ΔΕΣΜΗΕ με θέμα τα αποτελέσματα της δημόσιας διαβούλευσης σχετικά με το εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων.

5. Το υπ΄ αριθμ. ΡΑΕ Ι-121811/20.09.2010 έγγραφο του ΔΕΣΜΗΕ (11127/17.09.2010), με το οποίο, μεταξύ άλλων είχαν υποβληθεί προς έγκριση τα Εγχειρίδια Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων και Γενικών Διατάξεων.

6. Το υπ΄ αριθμ ΡΑΕ Ο-48905/14.10.2011 έγγραφο της ΡΑΕ προς το ΔΕΣΜΗΕ σχετικά με την Έγκριση των Εγχειριδίων του ΚΔΣ & ΣΗΕ.

7. Το υπ΄ αριθμ. ΡΑΕ Ι-147135/8.12.2011 έγγραφο του ΔΕΣΜΗΕ με το οποίο υποβλήθηκαν προς έγκριση τα εξής εγχειρίδια: 1. Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς, 2. Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς, 3. Εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων, 4. Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, 5. Εγχειρίδιο Κατανομής, καθώς και προτεινόμενες τροποποιήσεις του ΚΔΣ & ΣΗΕ.

8. Τις αποφάσεις ΡΑΕ 1033/2011 (ΦΕΚ Β΄ 1802/2011) και 1217/2011.

9. Το υπ΄ αριθμ. ΡΑΕ Ο-49160/ 18.11.2011 έγγραφο της ΡΑΕ προς το ΔΕΣΜΗΕ σχετικά με τα αποτελέσματα της διαβούλευσης για τον Ωριαίο Επιμερισμό Συνιστωσών

Κόστους στο Λογαριασμό Προσαυξήσεων (ΛΠ) 2 & Λογαριασμό Προσαυξήσεων (ΛΠ) 3.

10. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του Κρατικού Προϋπολογισμού.

Σκέφθηκε ως εξής:

Επειδή, με το από 08.12.2011 έγγραφο του (σχετικό 7) ο ΔΕΣΜΗΕ εισηγείται τροποποιήσεις του ΚΔΣ & ΣΗΕ ώστε να προβλέπονται τα εγχειρίδια Γενικών Διατάξεων και Εκκαθάρισης της Αγοράς. Ταυτόχρονα, περιλαμβάνεται και προτεινόμενη διόρθωση σφάλματος εκ παραδρομής. Η ΡΑΕ θεωρεί τις τροποποιήσεις αυτές εύλογες και απαραίτητες για την εφαρμογή των διατάξεων του ΚΔΣ & ΣΗΕ και των σχετικών εγχειριδίων.

Επειδή, κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ & ΣΗΕ, όπως τροποποιούνται με την ως άνω εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ, και ειδικότερα των Άρθρων 14 στοιχείο (ΙΔ), 75 στοιχείο (Θ), 156 παρ.1 στοιχείο (ΣΤ), 216 στοιχείο (Ι), καθώς και των διατάξεων των άρθρων 2 παρ. 4, 64 παρ. 9, 73 παρ. 2, 147 παρ. 6, 148 παρ. 1, 178 παρ. 5, 180 παρ. 3, 189 παρ. 4, 190 παρ. 2, 192 παρ. 9, 202 παρ. 2, 335 παρ. 5 και του τμήματος των Παραπομπών του Κώδικα προβλέπονται τα Εγχειρίδια: α) Λειτουργίας της Αγοράς, β) Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων, γ) Κατανομής, δ) Μετρητών και Μετρήσεων, ε) Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, στ) Γενικών Διατάξεων και ζ) Εκκαθάρισης της Αγοράς τα οποία καταρτίζει ο Διαχειριστής του Συστήματος και εγκρίνει η ΡΑΕ.

Επειδή, με το από 17.09.2010 έγγραφο του (σχετικό 4), ο ΔΕΣΜΗΕ είχε καταθέσει τα εγχειρίδια του ΚΔΣ & ΣΗΕ 1) Λειτουργίας της Αγοράς, 2) Κατανομής, 3) Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων, 4) Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, 5) Εκκαθάρισης της Αγοράς και 6) Γενικών Διατάξεων προς έγκριση από τη ΡΑΕ. Επιπλέον, το εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων είχε κατατεθεί με το από 27.07.2010 έγγραφο του ΔΕΣΜΗΕ (σχετικό 4). Όλα τα εγχειρίδια αυτά είχαν τεθεί σε δημόσια διαβούλευση από το ΔΕΣΜΗΕ σε διάφορες χρονικές περιόδους κατά το 2010.

Επειδή, από την κατάρτισή τους είχε μεσολαβήσει ικανός χρόνος, καθώς και αποφάσεις ΡΑΕ και δημόσιες διαβουλεύσεις θεμάτων (ενδεικτικά αναφέρονται τα σχετικά έγγραφα 8 & 9), από τα οποία προκύπτει ανάγκη ενημέρωσης των εγχειριδίων του ΚΔΣ & ΣΗΕ. Με την από 14.10.2011 επιστολή της (σχετικό 76) η ΡΑΕ

ζήτησε την εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ επί των νέων εκδόσεων των Εγχειριδίων που να ενσωματώνουν τις τελευταίες τροποποιήσεις προκειμένου τα εγχειρίδια να είναι ενημερωμένα σε σχέση με τον εν ισχύ ΚΔΣ & ΣΗΕ και να διασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία της αγοράς.

Επειδή, με το από 08.12.2011 έγγραφό του (σχετικό 7) ο ΔΕΣΜΗΕ κατέθεσε επικαιροποιημένα 1. Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς, 2. Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς, 3. Εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων, 4. Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, 5. Εγχειρίδιο Κατανομής. Τα Εγχειρίδια Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων και Γενικών Διατάξεων δεν κατατέθηκαν διότι δεν υπήρχαν αλλαγές μετά από την τελευταία υποβολή τους στη ΡΑΕ (σχετικό 5).

Επειδή, επισμαίνεται ότι τα περιεχόμενα των Εγχειριδίων δεν έρχονται σε αντίθεση με τις προβλέψεις του ΚΔΣ & ΣΗΕ και, σε κάθε περίπτωση, οι διατάξεις του ΚΔΣ & ΣΗΕ υπερισχύουν αυτών των Εγχειριδίων. Οποτεδήποτε (α) διαπιστώνονται σφάλματα, παραλείψεις ή ασάφειες των Εγχειριδίων, (β) τροποποιείται ο ΚΔΣ & ΣΗΕ, ή (γ) η ΡΑΕ λαμβάνει κάποια απόφαση ή δίνει διευκρίνιση επί των λεπτομερειών εφαρμογής του ΚΔΣ & ΣΗΕ, ο ΔΕΣΜΗΕ οφείλει να εισηγείται, το συντομότερο δυνατόν, την κατάλληλη τροποποίηση των Εγχειριδίων, αποφασίζοντας:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά τα Άρθρα 96, 120 και 196 του Ν. 4001/2011:

Α. Την τροποποίηση και συμπλήρωση των διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β΄ 655/17.05.2005) ως ακολούθως:

1. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 2 παράγραφος (4), ώστε οι λέξεις «...ρυθμίζονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...ρυθμίζονται στο Εγχειρίδιο Γενικών Διατάξεων».

2. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 64 παράγραφος (9), ώστε οι λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς».

3. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 73 παράγραφος (2), ώστε οι λέξεις «Το Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς ...» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «Το Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς...».

4. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 147 παράγραφος (6), ώστε οι λέξεις «...ρυθμίζονται στο Εγχειρίδιο Κατανομής» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...ρυθμίζονται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς».

5. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 148 παράγραφος (1), ώστε οι λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Κατανομής» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς».

6. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 178 παράγραφος (5), ώστε οι λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Κατανομής» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς».

7. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 180 παράγραφος (3), ώστε οι λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Κατανομής» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς».

8. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 189 παράγραφος (4), ώστε οι λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς».

9. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 190 παράγραφος (2), ώστε οι λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς».

10. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 192 παράγραφος (9), ώστε οι λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Κατανομής» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς».

11. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 202 παράγραφος (2), ώστε οι λέξεις «...σύμφωνα με το Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...σύμφωνα με το Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς».

12. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 335 παράγραφος (5), ώστε οι λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς».

13. Την τροποποίηση των διατάξεων του τμήματος των Παραπομπών του Κώδικα ώστε μετά το βασικό όρο «Εγχειρίδιο Διαχείρισης Μετρήσεων και Περιοδικής Εκκαθάρισης Προμηθευτών Δικτύου» να προστεθεί ο βασικός όρος «Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς» με τις ακόλουθες κύριες παραπομπές ορισμού: «Άρθρο 64, Άρθρο 73, Άρθρο 147, Άρθρο 148, Άρθρο 178, Άρθρο 180, Άρθρο 189, Άρθρο 190, Άρθρο 192, Άρθρο 202, Άρθρο 335».

14. Την τροποποίηση των διατάξεων του τμήματος των Παραπομπών του Κώδικα ώστε οι κύριες παραπομπές ορισμού του Εγχειριδίου Λειτουργίας της Αγοράς από «Άρθρο 2, Άρθρο 14, Άρθρο 17, Άρθρο 44, Άρθρο 55, Άρθρο 59, Άρθρο 64, Άρθρο 66, Άρθρο 67, Άρθρο 68, Άρθρο 70, Άρθρο 71, Άρθρο 73, Άρθρο 213» να αντικατασταθούν από τις «Άρθρο 14, Άρθρο 17, Άρθρο 19, Άρθρο 28, Άρθρο 30, Άρθρο 36, Άρθρο 41, Άρθρο 44, Άρθρο 55, Άρθρο 59, Άρθρο 67, Άρθρο 70, Άρθρο 71, Άρθρο 73, Άρθρο 213».

15. Την τροποποίηση των διατάξεων του τμήματος των Παραπομπών του Κώδικα ώστε οι κύριες παραπομπές ορισμού του Εγχειριδίου Κατανομής από «Άρθρο 75, Άρθρο 78, Άρθρο 83, Άρθρο 85, Άρθρο 89, Άρθρο 95, Άρθρο 96, Άρθρο 97, Άρθρο 104, Άρθρο 107, Άρθρο 108, Άρθρο 111, Άρθρο 112, Άρθρο 115, Άρθρο 117, Άρθρο 119, Άρθρο 123, Άρθρο 132, Άρθρο 147, Άρθρο 148, Άρθρο 178, Άρθρο 192, Άρθρο 213, Άρθρο 328» να αντικατασταθούν από τις «Άρθρο 75, Άρθρο 78, Άρθρο 83, Άρθρο 85, Άρθρο 89, Άρθρο 95, Άρθρο 96, Άρθρο 97, Άρθρο 104, Άρθρο 107, Άρθρο 108, Άρθρο 111, Άρθρο 112, Άρθρο 115, Άρθρο 117, Άρθρο 119, Άρθρο 123, Άρθρο 132, Άρθρο 178, Άρθρο 213, Άρθρο 328».

16. Την τροποποίηση των διατάξεων του τμήματος των Παραπομπών του Κώδικα ώστε μετά το βασικό όρο «Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς» να προστεθεί ο βασικός όρος «Εγχειρίδιο Γενικών Διατάξεων» με την ακόλουθη κύρια παραπομπή: «Άρθρο 2».

17. Την τροποποίηση των διατάξεων του τμήματος των Παραπομπών του Κώδικα ώστε οι λέξεις του βασικού όρου «Εγχειρίδιο Υπολογισμού Μεταβλητού Κόστους» να αντικατασταθούν από τις «Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων».

18. Την τροποποίηση των διατάξεων του Άρθρου 335 παράγραφος (34) ώστε οι λέξεις «...άρχεται από τη 31η Μαρτίου 2011» να αντικατασταθούν από τις λέξεις «...άρχεται από την 9η Φεβρουαρίου 2011».

Β. Την έγκριση των συνημμένων Εγχειριδίων, που αποτελούν αναπόσπαστο μέρος της παρούσας, ήτοι των κατωτέρω:

1. Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς (βάσει της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ Ι-147735).

2. Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων (βάσει της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ Ι-121811).

3. Εγχειρίδιο Κατανομής (βάσει της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ Ι-147735).

4. Εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων (βάσει της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ Ι-147735).

5. Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος (βάσει της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ Ι-147735).

6. Εγχειρίδιο Γενικών Διατάξεων (βάσει της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ Ι-121811).

7. Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς (βάσει της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ Ι-147735).

Η παρούσα υπόκειται στον ακυρωτικό έλεγχο του Συμβουλίου της Επικρατείας, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 33 του ν. 4001/2011.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 21 Δεκεμβρίου 2011

Ο Πρόεδρος της ΡΑΕ
ΝΙΚΟΣ ΒΑΣΙΛΑΚΟΣ

Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς

Έκδοση 2.0



Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.

Νοέμβριος 2011

ΡΗΤΡΑ ΕΠΙΦΥΛΑΞΗΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ

Κάθε είδους πληροφορία που περιλαμβάνεται στο παρόν Εγχειρίδιο, παρέχεται από τον Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) με στόχο την ευρύτερη συζήτηση και την γενικότερη ενημέρωση και μόνον. Για το λόγο αυτό, ο ΔΕΣΜΗΕ δεν εγγυάται την ακρίβεια, πληρότητα ή την καταλληλότητα των πληροφοριών αυτών κατά την χρησιμοποίησή τους για οποιοδήποτε σκοπό, αρνούμενος συγχρόνως κάθε ευθύνη για οιαδήποτε ζημία τυχόν προκύψει από την παντός είδους χρήση τους. Οι πληροφορίες που περιέχονται στο Εγχειρίδιο θεωρούνται σύμφωνες με τον Ελληνικό Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (χάριν συντομίας «ΚΩΔΙΚΑΣ») και δίδονται μαζί με επιπρόσθετες λεπτομέρειες, διευκρινήσεις και στοιχεία, ώστε να εξηγηθούν οι διάφορες έννοιες και οι διαδικασίες. Αναφορές (ή παραπομπές) στον Κώδικα και στα υπόλοιπα υποστηρικτικά έγγραφα γίνονται απ' αρχής μέχρι τέλους του Εγχειριδίου. Το Εγχειρίδιο θα αναθεωρείται περιοδικά από τον ΔΕΣΜΗΕ, ώστε να αντανακλά νεώτερα ή αναθεωρημένα στοιχεία που αναδύονται κατά την εξέλιξη των κανόνων της αγοράς. Ο ΔΕΣΜΗΕ αρνείται κάθε ευθύνη για τις συνέπειες που τυχόν επέλθουν εξαιτίας λαθών ή παραλείψεων κατά την διαδικασία αυτή. Ο ΔΕΣΜΗΕ επιφυλάσσεται του δικαιώματος να αναθεωρεί ή να ανακαλεί, κατά την διακριτική του ευχέρεια, το σύνολο ή μέρος των πληροφοριών που περιέχονται στο παρόν Εγχειρίδιο, οποιαδήποτε στιγμή και χωρίς προηγούμενη ειδοποίηση.

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ

Έκδοση	Ημερομηνία	Περιγραφή
1.0	12/08/2010	Τέθηκε σε Δημόσια Διαβούλευση
1.1	17/09/2010	Αναθεώρηση μετά τη Δημόσια Διαβούλευση
2.0	30/11/2011	Ενσωμάτωση τροποποιήσεων του Κώδικα που έγιναν κατά το διάστημα 7/2010 έως 11/2011

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ	
ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ	
ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ	
ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ.....	
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1	Εκκαθάριση Δημοπρασιών για Δέσμευση Ικανότητας
Μεταφοράς επί των Διασυνδέσεων	
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2	Εκκαθάριση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού ..
2.1	Εισαγωγή
2.2	Χρόνος Διεξαγωγής Εκκαθάρισης ΗΕΠ
2.3	Δεδομένα Εισόδου κατά την Διαδικασία Εκκαθάρισης ΗΕΠ.....
2.4	Συμβολισμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ
2.5	Υπολογισμοί Πληρωμών και Χρεώσεων στον ΗΕΠ
	Κατανεμόμενες Μονάδες
2.5.1.1	Ωριαία Πληρωμή
2.5.1.2	Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή.....
2.5.1.3	Ημερήσια Πληρωμή
2.5.1.4	Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή
2.5.1.5	Συνολική Ημερήσια Πληρωμή
	Εμπορικά Προγράμματα Εισαγωγών
2.5.1.6	Ωριαία Πληρωμή
2.5.1.7	Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή.....
2.5.1.8	Ημερήσια Πληρωμή
2.5.1.9	Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή
2.5.1.10	Συνολική Ημερήσια Πληρωμή
	Μονάδες του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999
2.5.1.11	Ωριαία Πληρωμή
2.5.1.12	Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή.....
2.5.1.13	Ημερήσια Πληρωμή
2.5.1.14	Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή
2.5.1.15	Συνολική Ημερήσια Πληρωμή
	Μονάδες Υπό Συνθήκες Δοκιμών.....
2.5.1.16	Ωριαία Πληρωμή
2.5.1.17	Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή.....
2.5.1.18	Ημερήσια Πληρωμή
2.5.1.19	Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή
2.5.1.20	Συνολική Ημερήσια Πληρωμή
	Προγράμματα Εισαγωγών που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ.
2.5.1.21	Ωριαία Πληρωμή
2.5.1.22	Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή.....
2.5.1.23	Ημερήσια Πληρωμή

2.5.1.24	Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή.....
2.5.1.25	Συνολική Ημερήσια Πληρωμή.....
	Συμβεβλημένες Μονάδες.....
2.5.1.26	Ωριαία Πληρωμή.....
2.5.1.27	Ημερήσια Πληρωμή.....
2.5.1.28	Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή.....
2.5.1.29	Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή.....
2.5.1.30	Συνολική Ημερήσια Πληρωμή.....
	Φορτίο που αντιστοιχεί σε εσωτερική κατανάλωση.....
2.5.1.31	Ωριαία Χρέωση.....
2.5.1.32	Ημερήσια Χρέωση.....
2.5.1.33	Συνολική Ημερήσια Χρέωση.....
	Εμπορικά Προγράμματα Εξαγωγών.....
2.5.1.34	Ωριαία Χρέωση.....
2.5.1.35	Ημερήσια Χρέωση.....
2.5.1.36	Συνολική Ημερήσια Χρέωση.....
	Προγράμματα Εξαγωγών που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ.....
2.5.1.37	Ωριαία Χρέωση.....
2.5.1.38	Ημερήσια Χρέωση.....
2.5.1.39	Συνολική Ημερήσια Χρέωση.....
2.6	Λογιστικός Λογαριασμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ : Λ-Α.....
2.7	Ενημέρωση Συμμετεχόντων στον ΗΕΠ και Διαδικασία Πληρωμών.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 Υπολογισμός Ενεργειακού Ισοζυγίου Συστήματος Μεταφοράς 31

3.1	Εισαγωγή.....
3.2	Συνοπτική Παρουσίαση Διαδικασιών Συστήματος Διαχείρισης Ενεργειακών Δεδομένων.....
3.3	Ενεργειακό Ισοζύγιο Συστήματος Μεταφοράς.....
	Καθαρή Παραγωγή Μονάδων Παραγωγής.....
	Φυσικές Ροές Μέσω των Διασυνδέσεων.....
	Καταναλώσεις.....
	Ενεργειακά Μεγέθη.....
3.4	EM – Υπολογισμός Ενεργειακών Μεγεθών.....

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 Εκκαθάριση των Αποκλίσεων Παραγωγής- Ζήτησης και των Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής.....

4.1	Εισαγωγή.....
	Χρονοδιάγραμμα Εκκαθάρισης Αποκλίσεων.....
4.2	Δεδομένα Εισόδου και ενεργειακές ποσότητες Εκκαθάρισης Αποκλίσεων 42
4.3	Διαγράμματα ροής δραστηριότητας Εκκαθάρισης Αποκλίσεων.....
4.4	Υπολογισμός Πιστώσεων/Χρεώσεων Αποκλίσεων Ενέργειας.....
	Κατανεμόμενες Μονάδες (άρθρο 184, 188, 189, 190).....
4.4.1.1	Παραδείγματα εκκαθάρισης κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής..
4.4.1.2	Παραδείγματα περιπτώσεων Εκκαθάρισης με Εντολή για Αύξηση Παραγωγής.....

4.4.1.3	Παραδείγματα περιπτώσεων Εκκαθάρισης με εντολή για Μείωση Παραγωγής για θερμικές μονάδες οι οποίες δεν βρίσκονται σε δοκιμαστική λειτουργία	75
4.4.1.4	Παράδειγμα Εκκαθάρισης με εντολή για Μείωση Παραγωγής για υδροηλεκτρικές μονάδες.....	
	Έστω οι συνθήκες και οι μεταβλητές του παραδείγματος της §4.4.1.3.2 με τη μονάδα u να είναι υδροηλεκτρική μονάδα. Έστω $DASMHut$ η ποσότητα ενέργειας που έχει υποβληθεί από τον Διαχειριστή του Συστήματος στον ΗΕΠ και που αντιστοιχεί στην υποχρεωτική λειτουργία της υδροηλεκτρικής μονάδας u κατά την περίοδο t	
4.4.1.5	Παράδειγμα Εκκαθάρισης με εντολή για Μείωση Παραγωγής για μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία	
4.5	Διαγράμματα ροής περαιτέρω διαδικασιών για την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων	91
4.6	Λογιστικός Λογαριασμός Εκκαθάρισης Αποκλίσεων (Λ-Γ)	
4.7	Ενημέρωση Συμμετεχόντων	
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 Λεπτομέρειες Εφαρμογής Μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους		
5.1	Μονάδες που αποζημιώνονται μέσω του μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους	
5.2	Αποζημίωση μέσω του μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους	108
5.3	Παραδείγματα:.....	
	Παράδειγμα 1 ^ο :.....	
	Παράδειγμα 2 ^ο :.....	
	Παράδειγμα 3 ^ο :.....	
	Παράδειγμα 4 ^ο :.....	
5.4	Ενημέρωση Συμμετεχόντων	
	Η διαδικασία υπολογισμού των πιστώσεων των μονάδων παραγωγής για την Κάλυψη Μεταβλητού Κόστους διενεργείται σε μηνιαία βάση μετά το πέρας της μηνιαίας εκκαθάρισης των Αποκλίσεων κατά το μέγιστο δέκα ημέρες μετά την τελευταία Ημέρα Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση. Στη συνέχεια ο ΔΕΣΜΗΕ κοινοποιεί στους συμμετέχοντες παραγωγούς xls αρχεία τα οποία περιλαμβάνουν τις μεταβλητές εκείνες που συμμετέχουν στους υπολογισμούς του μηχανισμού Καλυψης Μεταβλητού Κόστους. Επίσης ο ΔΕΣΜΗΕ δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του μια μηνιαία αναφορά με τις μονάδες που τυγχάνουν αποζημίωσης σε μια Περίοδο Κάλυψης με το όνομα της μονάδας παραγωγής, το χρονικό διάστημα για το οποίο προκύπτει αποζημίωση και το ύψος της αποζημίωσης αυτής.	
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 Λογαριασμοί Προσαυξήσεων.....		
6.1	Λογαριασμοί του ΔΕΣΜΗΕ	
6.2	Συμβολισμός Εκκαθάρισης Λογαριασμών Προσαυξήσεων	
6.3	Λογαριασμός Προσαυξήσεων Χρηματοοικονομικής Κάλυψης Ημερήσιου Προγραμματισμού ΛΠ-1	
	Περιγραφή Λογαριασμού.....	
	Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου.....	
6.3.1.1	Πάγια χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης	

6.3.1.2	Έκτακτη χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης.....
6.4	Λογαριασμός Προσαυξήσεων Ισοσκελισμού Εκκαθάρισης ΛΠ-2..
	Περιγραφή Λογαριασμού.....
	Υπολογισμός Συνολικού Ποσού προς επιμερισμό
	Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου.....
	Ετήσια Εκκαθάριση Λογαριασμού
6.5	Λογαριασμός Προσαυξήσεων Επικουρικών Υπηρεσιών ΛΠ-3.....
	Περιγραφή Λογαριασμού.....
	Προκαταρκτικοί υπολογισμοί.....
6.5.1.1	Επιμερισμός της χρέωσης Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους
	Μονάδων Παραγωγής σε κάθε περίοδο κατανομής
6.5.1.2	Επιμερισμός της χρέωσης για Αποσυγχρονισμό κατ' εκτέλεση
	Εντολής Κατανομής σε κάθε περίοδο κατανομής
6.5.1.3	Επιμερισμός της χρέωσης για Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού
	Αερίου σε κάθε περίοδο κατανομής
6.5.1.4	Υπολογισμός της χρέωσης για Διασυνοριακό Εμπόριο σε κάθε
	περίοδο κατανομής.....
	Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου.....
6.5.1.5	Κόστος Επικουρικών Υπηρεσιών Κατανεμόμενων Μονάδων
	Παραγωγής.....
6.5.1.6	Κόστος για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας
	Εκτάκτων Αναγκών
6.5.1.7	Κόστος Έκτακτων Εισαγωγών και Εξαγωγών
6.5.1.8	Κόστος Διασυνοριακού Εμπορίου
6.5.1.9	Κόστος Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής
6.5.1.10	Συνολικό Κόστος για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3
	Ετήσια Εκκαθάριση
6.6	Λογαριασμός Προσαυξήσεων Αποθεματικού ΛΠ-4.....
	Περιγραφή Λογαριασμού.....
	Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου.....
	Ετήσια Εκκαθάριση
6.7	Λογαριασμός Προσαυξήσεων Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς
Ισχύος ΛΠ-5	149
	Περιγραφή Λογαριασμού.....
	Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου.....
	Ετήσια Εκκαθάριση
6.8	Λογαριασμός Προσαυξήσεων Χρήσης Συστήματος που αντιστοιχεί
στις Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999 ΛΠ-6	
	Περιγραφή Λογαριασμού.....
	Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου.....
	Ετήσια Εκκαθάριση
6.9	Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Διοικητικών Δαπανών του
Διαχειριστή του Συστήματος ΛΠ-7.....	
	Περιγραφή Λογαριασμού.....
	Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου.....
	Ετήσια Εκκαθάριση
6.10	Λογιστικές Πράξεις για τον Λογαριασμό για το κόστος των
υποχρεώσεων για τις Μονάδες των άρθρων 35 και 36 του Ν.2773/1999.....	
	Περιγραφή Λογαριασμού.....

	Μηνιαίες Χρεώσεις Εκπροσώπου Φορτίου	
6.10.1.1	Μηνιαίες Χρεώσεις Εκπροσώπων Φορτίου εκτός ΔΕΗ Α.Ε.	
6.10.1.2	Μηνιαίες Χρεώσεις Εκπροσώπου Φορτίου ΔΕΗ Α.Ε.	
6.10.1.3	Υπολογισμός Επιστροφών λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης ανά θέση κατανάλωσης	
	Ετήσια Εκκαθάριση	
	Χρεοπιστώσεις Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών	
6.10.1.4	Μηνιαία εκκαθάριση	
6.10.1.5	Ετήσια εκκαθάριση.....	
6.11	Λογιστικές Πράξεις για τον Λογαριασμό για το κόστος των Υπηρεσιών Δημοσίου Συμφέροντος	
	Περιγραφή Λογαριασμού.....	
	Μηνιαίες Χρεώσεις Εκπροσώπου Φορτίου	
6.11.1.1	Μηνιαίες Χρεώσεις Εκπροσώπων Φορτίου εκτός ΔΕΗ Α.Ε.	
6.11.1.2	Υπολογισμός Επιστροφών λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης ανά θέση κατανάλωσης	
	Μηνιαίες Πιστώσεις Παρόχων Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας.....	
	Ετήσια Εκκαθάριση	
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7	Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών.....	
7.1	Δεδομένα Εισόδου για Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών.....	
7.2	Συμβολισμός Εκκαθάρισης Επικουρικών Υπηρεσιών	
7.3	Κανόνες Υπολογισμού Πληρωμών για Επικουρικές Υπηρεσίες από Κατανεμόμενες Μονάδες	
	Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης.....	
7.3.1.1	Ωριαία Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης.....	
7.3.1.2	Ωριαία Πληρωμή Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης.....	
7.3.1.3	Συγκεντρωτική Ωριαία Πληρωμή Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης για τον Παραγωγό g	
7.3.1.4	Ημερήσια Πληρωμή Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης για τον Παραγωγό g	
7.3.1.5	Μηνιαία Πληρωμή Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης για τον Παραγωγό g	
	Δευτερεύουσα Εφεδρεία	
7.3.1.6	Ωριαία Δευτερεύουσα Εφεδρεία	
7.3.1.7	Ωριαία Πληρωμή Δευτερεύουσας Εφεδρείας	
7.3.1.8	Συγκεντρωτική Ωριαία Πληρωμή Δευτερεύουσας Εφεδρείας για τον Παραγωγό g	
7.3.1.9	Ημερήσια Πληρωμή Δευτερεύουσας Εφεδρείας για τον Παραγωγό g 174	
7.3.1.10	Μηνιαία Πληρωμή Δευτερεύουσας Εφεδρείας για τον Παραγωγό g 174	
	Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία	
7.3.1.11	Ωριαία Πληρωμή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας.....	
7.3.1.12	Πληρωμή Συγκεντρωτικής Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας για τον Παραγωγό g	
7.3.1.13	Ημερήσια Πληρωμή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας για τον Παραγωγό g	174

7.3.1.14	Μηνιαία Πληρωμή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας για τον Παραγωγό g	
	Στατή Εφεδρεία.....	
7.3.1.15	Ωριαία Πληρωμή Στατής Εφεδρείας.....	
7.3.1.16	Συγκεντρωτική Πληρωμή Στατής Εφεδρείας για τον Παραγωγό g	
7.3.1.17	Ημερήσια Πληρωμή Στατής Εφεδρείας	
7.3.1.18	Μηνιαία Πληρωμή Στατής Εφεδρείας.....	
	Θέση Εκτός Λειτουργίας	
7.3.1.19	Ημερήσια Πληρωμή Θέσης Εκτός Λειτουργίας	
7.3.1.20	Ωριαία Πληρωμή Θέσης Εκτός Λειτουργίας	
7.3.1.21	Συγκεντρωτική Ημερήσια Πληρωμή Θέσης Εκτός Λειτουργίας για Παραγωγό g	
7.3.1.22	Μηνιαία Πληρωμή Θέσης Εκτός Λειτουργίας για τον Παραγωγό g Επανεκκίνηση Συστήματος.....	
7.3.1.23	Ωριαία Πληρωμή Επανεκκίνησης Συστήματος.....	
7.3.1.24	Συγκεντρωτική Πληρωμή Επανεκκίνησης Συστήματος για τον Παραγωγό g	
7.3.1.25	Ημερήσια Πληρωμή Επανεκκίνησης Συστήματος.....	
7.3.1.26	Μηνιαία Πληρωμή Επανεκκίνησης Συστήματος	
	Μη Συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών από Κατανεμόμενες Μονάδες.....	
7.4	Πληρωμές στο πλαίσιο των Συμβάσεων Επικουρικών Υπηρεσιών	
7.5	Πληρωμές στο πλαίσιο των Συμβάσεων Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος	180
7.6	Πληρωμές στο πλαίσιο των Συμβάσεων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών	183
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 Χρέωση Χρήσης του Συστήματος.....		
8.1	Σύνοψη	
8.2	Ορισμοί.....	
8.3	Συμβολισμός Χρέωσης Χρήσης Συστήματος	
8.4	Διαδικασία Χρέωσης Χρήσης Συστήματος.....	
8.5	Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης	
	Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης για Μονάδες Παραγωγής	
	Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης για Πελάτες	
8.6	Ετήσιο Κόστος Συστήματος.....	
8.7	Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος.....	
	Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Μονάδες Παραγωγής	200
	Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες.....	
8.8	Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Μονάδες Παραγωγής.....	
8.9	Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές.....	
	Κατηγοριοποίηση Πελατών	
	Προκαταρκτική Μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές	
8.10	Τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές.....	
8.11	Ετήσιο Κόστος Συστήματος και Έγκριση Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος	221
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9 Χρεώσεις Μη Συμμόρφωσης.....		

9.1	Συμβολισμός Χρεώσεων	
9.2	Χρέωση για Μη Νόμιμες Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγή.....	
9.3	Χρέωση για Σημαντική Απόκλιση στις Δηλώσεις Φορτίου.....	
9.4	Χρέωση για Μη Νόμιμες Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή.....	
9.5	Χρέωση για Μη Νόμιμες Προσφορές Έγχυσης.....	
9.6	Χρέωση για Μη Νόμιμες Προσφορές Εφεδρείας	
9.7	Χρέωση για Μη Νόμιμες Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας.....	
9.8	Χρέωση για Μη Αποδεκτή Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων 243	
9.9	Χρέωση για Μη Συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής	
9.10	Χρέωση για Σημαντική Δυσμενή Απόκλιση στα Δηλωμένα Τεχνικά Χαρακτηριστικά 247	
9.11	Χρέωση για Μη Συμμόρφωση σε Εντολές Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών 251	
9.12	Χρέωση για Μη Συμμόρφωση σε Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος ..	

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι Χ Χρεοπιστώσεις για τους Λογαριασμούς Προσαυξήσεων 253

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ Υποδείγματα Αναφορών Εκκαθάρισης.....

II.1.	Αναφορές ΗΕΠ.....	
II.2.	Αναφορές Εκκαθάρισης Αποκλίσεων	
II.3.	Αναφορές Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης	

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ Settlement Formulation.....

III.1.	Day-Ahead Settlement Formulation.....	
III.1.1.	Energy Settlement for Dispatchable Units	
III.1.2.	Energy offer settlement for import programs	
III.1.3.	Energy offer settlement for units of article 35/law 2773/1999.....	
III.1.4.	Energy offer settlement for units in commissioning period	
III.1.5.	Energy offer settlement for adjusting schedules	
III.1.6.	Energy offer settlement for contracted units	
III.1.7.	Energy load declarations Settlement (Load Representatives)	
III.1.8.	Energy load declarations settlement for exports.....	
III.1.9.	Energy load declarations settlement for adjusting export schedules	
III.1.10.	Non-priced energy offer settlement for return of emergency schedules 315	
III.1.11.	Non-priced energy offer settlement for return of guarantees of commercial schedules for imports	
III.1.12.	Non-priced energy offers settlement for guarantees of commercial schedules for imports	
III.1.13.	Non-priced energy offers settlement for monthly deviations on the interconnections	
III.1.14.	Non-priced load declarations settlement for return of emergency schedules 327	
III.1.15.	Non-priced load declarations settlement for return of guarantees of commercial schedules for exports.....	
III.1.16.	Non-priced load declarations settlement for guarantees of commercial schedules for exports.....	

	III.1.17.	Non-priced load declarations settlement for monthly deviations on the interconnections
	III.1.18.	Annex A : DAS settlement subscripts and variables
III.2.		Metering Aggregation/Energy Figures Formulation
	III.2.1.	Calculation of the generated energy
	III.2.1.1.	Calculation of the generated energy of units whose some meters are NOT located at the injection point
	III.2.1.2.	Calculations of the different consumption types of a unit.....
	III.2.1.3.	Calculation of the consumption corresponding to a supplier
	III.2.2.	Imbalance settlement quantities
	III.2.3.	355
	III.2.4.	Calculation of energy quantities.....
	III.2.5.	Annex A: Metering Aggregation subscript and variable list.....
III.3.		Imbalance Settlement Formulation.....
III.4.		Recovery Cost Formulation.....
III.5.		Uplift Accounts Formulation.....
	III.5.1.	Preliminary Calculations
	III.5.2.	DAS financial coverage.....
	III.5.3.	Balancing
	III.5.4.	Ancillary services
	III.5.5.	Preliminary Calculations
	III.5.6.	Calculation for each Participant and dispatch period
	III.5.7.	Fund reserve
	III.5.8.	Capacity Assurance Mechanism Financial Agreements
	III.5.9.	Use of system charge for RES units
	III.5.10.	HTSO administrative expenses
	III.5.11.	Obligations for the units under articles 35 and 36 of law 2773/1999
	III.5.12.	Public services obligations
III.6.		Formulation for the remuneration for ancillary services.....
	III.6.1.	Primary control reserve
	III.6.2.	Secondary control reserve
	III.6.3.	Tertiary non spinning reserve
	III.6.4.	Standing reserve
	III.6.5.	De-Synchronization Service.....
	III.6.6.	Black Start Service
	III.6.7.	Charge for Non-Compliance with ancillary service Dispatch Instructions.....
	III.6.8.	Calculation of the sum of the payments to all of the Units provided Ancillary Services
III.7.		Formulation of the charges due to non-compliance
	III.7.1.	Introduction
	III.7.2.	Charges due to non-compliance to Dispatch Instructions and due to unlawful Offers and Declarations
	III.7.2.1.	Unlawful Load Declarations for Energy Exports
	III.7.2.2.	Significant Load Deviations
	III.7.2.3.	Unlawful Offer for Energy Imports.....
	III.7.2.4.	Unlawful Energy Offers
	III.7.2.5.	Unlawful Reserve Offers
	III.7.2.6.	Unlawful Non-Availability Declarations

III.7.2.7.	Invalid Techno-Economic Declarations
III.7.2.8.	Non-Compliance with Dispatch Instructions
III.7.2.9.	Significant Unfavorable Deviation in Technical Characteristics
III.7.2.10.	Non-Compliance with Ancillary Services Dispatch Instructions.....
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV	Ορισμοί Σχημάτων Visio.....
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V	Σημεία εξυπηρέτησης ΔΕΣΜΗΕ.....
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI	Ιστοσελίδες ΔΕΣΜΗΕ.....

ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ

- [1] Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
http://www.rae.gr/categories_new/global_regulation/codes.csp .
- [2] Νόμος 2773/1999.
http://www.desmie.gr/fileadmin/user_upload/Files/laws/NOMOS_2773_1999.pdf
- [3] Κανονισμοί Δημοπρασιών στις Βόρειες Διασυνδέσεις,
<http://www.desmie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agera/makroprothesmes-dimoprasies/>
- [4] Κανονισμοί Δημοπρασιών στη διασύνδεση της Ιταλίας.
<http://www.desmie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agera/makroprothesmes-dimoprasies/>
- [5] Νόμος 3468/2006.
http://www.desmie.gr/fileadmin/user_upload/Files/laws/NOMOS_3468_2006.pdf
- [6] Νόμος 3175/2003.
http://www.desmie.gr/fileadmin/user_upload/Files/laws/NOMOS_3175_2003.pdf

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

Ακρωνύμιο	Πλήρες όνομα - Ερμηνεία
ΚΔΣ&ΣΗΕ	Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
ΠΚ	Πρόγραμμα Κατανομής
ΕΠΚ	Ενδοημερήσιο Πρόγραμμα Κατανομής
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΟΤΠ	Οριακή Τιμή Παραγωγής
ΟΤΑ	Οριακή Τιμή Αποκλίσεων
ΗΕ	Ηλεκτρική Ενέργεια
ΑΔΙ	Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΦΔΜ	Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΡΠ	Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το Εγχειρίδιο της Εκκαθάρισης έχει σαν σκοπό να επεξηγήσει τον ΚΔΣ&ΣΗΕ (εφεξής Κώδικας), σε θέματα που αφορούν στην Εκκαθάριση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, να δώσει πληροφορίες στους Συμμετέχοντες σχετικά με τις διαδικασίες που τηρούνται και να διευκολύνει γενικότερα όσους δραστηριοποιούνται στην Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Προκειμένου το Εγχειρίδιο της Εκκαθάρισης να έχει μια συνεχή ροή πληροφοριών ώστε να είναι κατανοητό, μπορεί να επαναλαμβάνει διατάξεις του Κώδικα, αλλά γίνεται προσπάθεια αναλυτικότερης προσέγγισης αυτών και επεξήγησης των σημείων στα οποία ο Κώδικας πιθανόν να μην αναφέρεται με λεπτομέρεια, καθώς και προσπάθεια εμβάθυνσης σε κάποια θέματα για την κατανόηση των οποίων απαιτείται αναφορά σε περισσότερα άρθρα του Κώδικα.

Για τους ανωτέρω λόγους, η δομή του Εγχειριδίου Εκκαθάρισης έχει ως ακολούθως:

Το Κεφάλαιο 1 περιγράφει την Εκκαθάριση των Δημοπρασιών για την Εκχώρηση Ικανότητας Μεταφοράς επί των Διασυνδέσεων.

Το Κεφάλαιο 2 περιγράφει την Εκκαθάριση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.

Το Κεφάλαιο 3 περιλαμβάνει τον τρόπο υπολογισμού των ενεργειακών μεγεθών που προκύπτουν από την επεξεργασία των Μετρήσεων για την κατάστρωση του Ενεργειακού Ισοζυγίου του Συστήματος Μεταφοράς.

Το Κεφάλαιο 4 αναλύει την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων Ενέργειας και την αποζημίωση των μονάδων παραγωγής λόγω Επιβεβλημένων Φορτίσεων.

Το Κεφάλαιο 5 πραγματεύεται τις λογιστικές πράξεις του Λογαριασμού Προσαυξήσεων.

Το Κεφάλαιο 6 περιγράφει την Εκκαθάριση των Επικουρικών Υπηρεσιών.

Το Κεφάλαιο 7 περιγράφει την Χρέωση Χρήσης του Συστήματος.

Το Κεφάλαιο 8 αναλύει τις Χρεώσεις μη Συμμόρφωσης.

Το Παράρτημα I περιλαμβάνει αναλυτική απεικόνιση των σημαντικότερων δευτεροβάθμιων Λογαριασμών του Λογαριασμού Προσαυξήσεων.

Το Παράρτημα II παρουσιάζει υποδείγματα αναφορών για ενημέρωση των Συμμετεχόντων επί των αποτελεσμάτων της Εκκαθάρισης.

Το Παράρτημα III περιλαμβάνει την μοντελοποίηση του Λογισμικού της Εκκαθάρισης.

Το Παράρτημα IV παρέχει τον ορισμό των σχημάτων που χρησιμοποιούνται κατά την ανάπτυξη των Διαγραμμάτων Ροής. Τα Διαγράμματα Ροής απεικονίζουν τις βασικές Επιχειρησιακές Διαδικασίες των διαφόρων δραστηριοτήτων της Εκκαθάρισης.

Η Έκδοση 2.0 του Εγχειριδίου της Εκκαθάρισης βασίζεται στο Λογισμικό που έχει αναπτύξει ο ΔΕΣΜΗΕ για την λειτουργία της Εκκαθάρισης από την Πέμπτη Ημέρα Αναφοράς. Η εκκαθάριση του ΗΕΠ και των αποκλίσεων έχει υλοποιηθεί με λογισμικό που βασίζεται στις προδιαγραφές του ETSO. Εκτός από την εκκαθάριση το λογισμικό αυτό υπολογίζει από τα δεδομένα των μετρήσεων που συλλέγει ο ΔΕΣΜΗΕ, τις ενεργειακές ποσότητες που απαιτούνται για τον υπολογισμό της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων και για την εκκαθάριση των Αποκλίσεων. Το λογισμικό της Εκκαθάρισης έχει αναπτυχθεί με βάση τις μόνιμες διατάξεις του Κώδικα. Με εξαίρεση εφαρμόζεται η μεταβατική διάταξη που περιγράφεται στην παράγραφο 12 του Άρθρου 335, μέχρι την ενσωμάτωση των αντιστοίχων μόνιμων διατάξεων στο Λογισμικό. Επίσης, εφαρμόζονται οι μεταβατικές διατάξεις που περιγράφονται στις παραγράφους 1 έως 8 του ίδιου Άρθρου.

Οι διαδικασίες που περιγράφονται στο Εγχειρίδιο αυτό, θα εφαρμοσθούν από την Πέμπτη Ημέρα Αναφοράς και αναφέρονται στις μόνιμες διατάξεις, όπως τροποποιούνται από τις αντίστοιχες μεταβατικές διατάξεις του Άρθρου 335.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΩΝ ΓΙΑ ΔΕΣΜΕΥΣΗ

ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΕΠΙ ΤΩΝ

ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ

Η συμμετοχή στον ΗΕΠ για κάποιον Συμμετέχοντα με σκοπό τη διενέργεια εισαγωγών ή εξαγωγών προαπαιτεί την απόκτηση Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ ή PTRs – Physical Transmission Rights), δηλαδή τη δέσμευση μέρους της διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς μιας διασύνδεσης μέσω της συμμετοχής στις σχετικές δημοπρασίες που διενεργεί ο Διαχειριστής του Συστήματος. Οι όροι και οι κανόνες που διέπουν τις δημοπρασίες αυτές, μακροχρόνιες (ετήσιες, μηνιαίες) και βραχυχρόνιες (ημερήσιες), καθορίζονται στο σχετικό κείμενο των Κανονισμών (Auction Rules) που συμφωνείται κάθε χρόνο μεταξύ των αρμόδιων Διαχειριστών και εγκρίνεται από την ΡΑΕ.

Στα πλαίσια της εκκαθάρισης υπολογίζονται χρεώσεις και πιστώσεις συμμετεχόντων λόγω:

- **Της απονομής ΦΔΜ ως αποτέλεσμα της δημοπρασίας.** Το τίμημα για την δέσμευση ικανότητας μεταφοράς (Capacity Price), υπολογίζεται ως το γινόμενο της τιμής εκκαθάρισης (οριακής τιμής) που προέκυψε από την δημοπρασία (Clearing Price) σε €/ MWh, επί την δεσμευθείσα ισχύ σε MW και επί τον αριθμό των ωρών τις οποίες αφορούν τα δικαιώματα. Το ποσό αυτό χρεώνεται στον κάτοχο των ΦΔΜ με τρόπο και σε χρόνο που ορίζεται από τον Κανονισμό Δημοπρασιών.
- **Της μη επιβεβαίωσης της χρήσης των μακροχρόνιων ΦΔΜ και της αρχής Use It Or Sell It (UIOSI).** Σύμφωνα με τον Κανονισμό, οι κάτοχοι ετήσιων και μηνιαίων δικαιωμάτων πρέπει να δηλώνουν έγκαιρα (ως τις 06:00 CET της προηγούμενης ημέρας D-1) στον Διαχειριστή του Συστήματος την πρόθεση τους να χρησιμοποιήσουν το δικαίωμά τους για την διενέργεια εισαγωγής ή εξαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η παράληψη ενημέρωσης του Διαχειριστή, συνεπάγεται την αυτόματη δημοπράτηση των εν λόγω δικαιωμάτων στην ημερήσια δημοπρασία. Ο αρχικός κάτοχος των ΦΔΜ πιστώνεται τότε με βάση την τιμή εκκαθάρισης που προέκυψε από την ημερήσια δημοπρασία.
- **Περικοπών ΦΔΜ που οφείλονται σε ανωτέρα βία.** Τέτοιες μη προγραμματισμένες περικοπές γίνονται συνήθως για λόγους ασφαλείας των δικτύων και οι κάτοχοι των ΦΔΜ αποζημιώνονται "pro-rata" για το 100% των δικαιωμάτων τους που περικόπηκαν. Βάση για τον υπολογισμό της πίστωσης είναι η τιμή εκκαθάρισης στην οποία είχαν αποκτήσει τα δικαιώματα αυτά.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΗΜΕΡΗΣΙΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ

2.1 Εισαγωγή

Σύμφωνα με το άρθρο 335.23 του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, μέχρι τον ορισμό του Φορέα Κάλυψης ΗΕΠ, η Εκκαθάριση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού θα ολοκληρώνεται μια ημέρα μετά την επίλυση του ΗΕΠ για την αντίστοιχη Ημέρα Κατανομής.

Στα πλαίσια της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ, ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει τις πληρωμές και τις εισπράξεις που αντιστοιχούν στα ημερήσια ενεργειακά προγράμματα των Συμμετεχόντων, σύμφωνα με τα αποτελέσματα της επίλυσης του ΗΕΠ.

Οι Συμμετέχοντες απαιτείται να πληρώσουν τις χρεώσεις που αντιστοιχούν στα ημερήσια προγράμματα απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας και να εισπράξουν τα ποσά που αντιστοιχούν στα ημερήσια προγράμματα έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με την επίλυση του ΗΕΠ για την υπόψη Ημέρα Κατανομής.

Οι πληρωμές και οι εισπράξεις πραγματοποιούνται σε εβδομαδιαία βάση σύμφωνα με την παράγραφο 24 του ίδιου άρθρου του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

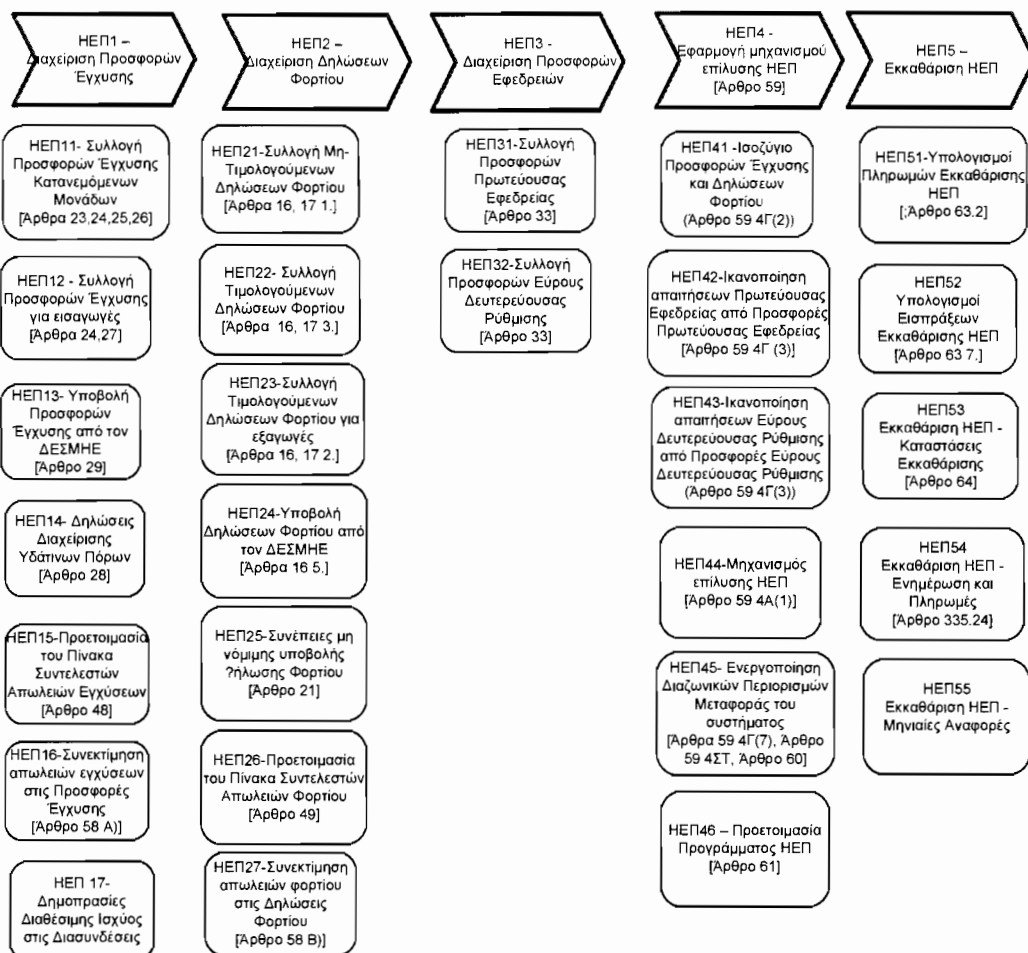
2.2 Χρόνος Διεξαγωγής Εκκαθάρισης ΗΕΠ

Η διαδικασία εκκαθάρισης του ΗΕΠ, σύμφωνα με τις μεταβατικές διατάξεις του άρθρου 335, λαμβάνει χώρα για κάθε Ημέρα Κατανομής (D) με τις ακόλουθες δραστηριότητες και τις σχετικές χρονικές προθεσμίες:

Έκθεμα 2-1 Χρόνος Διεξαγωγής Εκκαθάρισης Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού για την Ημέρα Κατανομής D

Ημέρα	Ώρα	Δραστηριότητα
D-1	15:30	Έναρξη της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ. Ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει τις ημερήσιες πιστώσεις και χρεώσεις ενέργειας.
D	12:00	Ο ΔΕΣΜΗΕ δημοσιεύει στο Πληροφοριακό Σύστημα Διαχείρισης της Αγοράς τις Καταστάσεις Αρχικής Εκκαθάρισης.
D	12:05-17:00	Οι Συμμετέχοντες υποβάλλουν ενστάσεις επί των Καταστάσεων Αρχικής Εκκαθάρισης.
D+1	08:00-11:00	Ο ΔΕΣΜΗΕ επιλύει τις διαφορές.
D+1	12:00	Σε περίπτωση επανάληψης της Εκκαθάρισης επαναλαμβάνεται η δημοσίευση των αποτελεσμάτων της Εκκαθάρισης.

Όλοι οι χρόνοι αναφέρονται σε Ώρα Ελλάδας. Διάγραμμα Ροής Επιχειρησιακής Διαδικασίας Αγοράς ΗΕΠ και Εκκαθάρισης ΗΕΠ



2.3 Δεδομένα Εισόδου κατά την Διαδικασία Εκκαθάρισης ΗΕΠ

Τα δεδομένα εισόδου κατά την διαδικασία εκκαθάρισης του ΗΕΠ αποτελούνται από τα μεγέθη και τις τιμές, οι οποίες προκύπτουν από την διαδικασία επίλυσης του ΗΕΠ, όπου λαμβάνονται υπόψη οι προσφορές ενέργειας και οι δηλώσεις φορτίου, οι συντελεστές απωλειών εγχύσεως (Μεταφοράς) και φορτίου (Διανομής) από τους αντίστοιχους πίνακες συντελεστών απωλειών καθώς και τα δεδομένα των μονάδων από το Μητρώο Μονάδων και τις δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων.

Κατά την επίλυση του ΗΕΠ στο Πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς, τα ενεργειακά προγράμματα που συμμετέχουν στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό διορθώνονται ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες που αντιστοιχούν στο σημείο που εκκαθαρίζεται η Αγορά, το οποίο είναι το όριο μεταξύ του Συστήματος Μεταφοράς και του Δικτύου Διανομής. Επομένως, τα ενεργειακά προγράμματα που αντιστοιχούν σε έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας, δηλ. οι προγραμματισμένες εγχύσεις των μονάδων παραγωγής και τα προγράμματα εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, απομειώνονται με την επιβολή των συντελεστών απωλειών Μεταφοράς της ζώνης απωλειών στην οποία ανήκουν οι μονάδες παραγωγής ή τα σύνορα όπου βρίσκεται η διασυνδεδετική γραμμή. Λεπτομέρειες σχετικά με τον τρόπο υπολογισμού των συντελεστών απωλειών Συστήματος και τον τρόπο χρήσης αυτών κατά την επίλυση του ΗΕΠ αναφέρονται στο Εγχειρίδιο της Αγοράς. Πίνακας με τους συντελεστές απωλειών Μεταφοράς δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ (www.desmie.gr / ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ / ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ / ΜΕΛΕΤΕΣ / ΛΟΙΠΕΣ ΜΕΛΕΤΕΣ / “ΝΕΟΙ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ”).

Ομοίως, τα ενεργειακά προγράμματα που αντιστοιχούν σε απομάστευση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο, δηλ. τα φορτία που συνδέονται στο Δίκτυο Διανομής, επαυξάνονται με την επιβολή των σχετικών συντελεστών προσαύξησης λόγω απωλειών Δικτύου, ανάλογα με το επίπεδο τάσης στην οποία συνδέονται. Οι συντελεστές προσαύξησης λόγω απωλειών Δικτύου φαίνονται στον Πίνακα Ι.

ΠΙΝΑΚΑΣ Ι	
Φορτία Δικτύου	Συντελεστής προσαύξησης λόγω απωλειών
Φορτία που συνδέονται στη Μέση Τάση	3.31%
Φορτία που συνδέονται στη Χαμηλή Τάση	8.66%

Εξαγωγές και φορτία που συνδέονται στο Σύστημα Μεταφοράς δεν υφίστανται την επιβολή συντελεστών απωλειών.

Με την επιβολή συντελεστών απωλειών Συστήματος, επιτυγχάνεται η χρέωση των απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς στην έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας. Αντίστοιχα, οι απώλειες του Δικτύου χρεώνονται στην απομάστευση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο.

Κατόπιν εφαρμογής των ανωτέρω, οι ποσότητες ενέργειας που εκκαθαρίζονται στον ΗΕΠ για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής είναι οι ακόλουθες:

- Το γινόμενο των ωριαίων ενεργειακών προγραμμάτων των μονάδων παραγωγής επί των συντελεστών απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχούν στις ωριαίες τιμές του φορτίου του Συστήματος και στη ζώνη απωλειών που βρίσκεται συνδεδεμένη κάθε μονάδα παραγωγής, ώστε να ληφθούν υπόψη οι αντίστοιχες απώλειες του συστήματος Μεταφοράς.
- Το γινόμενο των ωριαίων ενεργειακών προγραμμάτων των εισαγωγών επί των συντελεστών απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχούν στις ωριαίες τιμές του φορτίου του Συστήματος και στη ζώνη απωλειών που βρίσκεται η κάθε διασυνδετική γραμμή, ώστε να ληφθούν υπόψη οι αντίστοιχες απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς.
- Τα ωριαία ενεργειακά προγράμματα των τιμολογούμενων φορτίων από εξαγωγές ενέργειας και μονάδες σε λειτουργία άντλησης.
- Τα ωριαία ενεργειακά προγράμματα των μη τιμολογούμενων φορτίων, δηλαδή τα ενεργειακά προγράμματα που αντιστοιχούν σε καταναλωτές συνδεδεμένους στο Σύστημα Μεταφοράς και σε καταναλωτές οι οποίοι συνδέονται στο Δίκτυο Διανομής. Τα ενεργειακά προγράμματα φορτίου του Δικτύου προσαυξάνονται με τους συντελεστές προσαύξησης λόγω απωλειών Διανομής του αντιστοίχου επιπέδου τάσης, ώστε να ληφθούν υπόψη οι αντίστοιχες απώλειες του Δικτύου Διανομής.

Οι τιμές εκκαθάρισης του ΗΕΠ για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής είναι οι ακόλουθες:

- Η Οριακή Τιμή Παραγωγής (ΟΤΠ) για κάθε λειτουργική ζώνη και
- Η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ).

Η ΟΤΣ υπολογίζεται ως η σταθμισμένη μέση τιμή όλων των ΟΤΠ όλων των λειτουργικών ζωνών του Συστήματος. Οι στάθμες στον υπολογισμό της ΟΤΣ είναι τα ενεργειακά προγράμματα των μονάδων παραγωγής και των εισαγωγών ενέργειας, διορθωμένα με τους συντελεστές απωλειών σε κάθε λειτουργική ζώνη. Εάν δεν έχουν ενεργοποιηθεί διαζωνικοί περιορισμοί Μεταφοράς, οι ΟΤΠ όλων των λειτουργικών ζωνών είναι ίσες με την ΟΤΣ.

Στο Λογισμικό που έχει αναπτυχθεί για την Εκκαθάριση του ΗΕΠ, για τον υπολογισμό των πληρωμών, χρησιμοποιούνται αριθμοί διπλής ακρίβειας (double precision numbers), αλλά στις αναφορές τα ωριαία αποτελέσματα για την ενέργεια εμφανίζονται σε MWh με τιμές στρογγυλοποιημένες στα τρία (3) δεκαδικά ψηφία, και για τα οικονομικά μεγέθη σε €/ MWh και € με τιμές στρογγυλοποιημένες στα δύο (2) δεκαδικά ψηφία.

2.4 Συμβολισμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ

Ο ακόλουθος συμβολισμός χρησιμοποιείται στην μαθηματική μοντελοποίηση της Εκκαθάρισης ΗΕΠ:

Δείκτες	
t	Περίοδος Κατανομής.
o	Προσφορά έγχυσης.
l	Δήλωση φορτίου.
p	Συμμετέχων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας που εγχέει ηλεκτρική ενέργεια.
s	Συμμετέχων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας που καταναλώνει ηλεκτρική ενέργεια.
z	Λειτουργική ζώνη του Συστήματος.

Μεταβλητές	
DASMP	Οριακή Τιμή Συστήματος.
DAPMP	Οριακή Τιμή Παραγωγής ανά λειτουργική ζώνη (ΟΤΠ).
DAIO	Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh ανά προσφορά έγχυσης που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ, μετά την διόρθωσή της ώστε να συνεκτιμηθούν οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς της αντίστοιχης ζώνης απωλειών.
DAOS	Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από δήλωση φορτίου που εντάσσεται στον ΗΕΠ χωρίς την επιβολή συντελεστών απωλειών.
DAOD	Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από δήλωση φορτίου που εντάσσεται στον ΗΕΠ προσαρμοσμένη έτσι ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες Δικτύου του αντίστοιχου επιπέδου τάσης.
DAER	Πίστωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από την προσφορά κατανεμόμενης μονάδας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.

DAERI	Πίστωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στο σύνολο των εμπορικών προγραμμάτων εισαγωγής ανά διασύνδεση, που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ με βάση την προσφορά του Συμμετέχοντα.
DAERG	Πίστωση για την ποσότητα ενέργειας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ με την προσφορά του ΔΕΣΜΗΕ για μονάδα του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 .
DAERC	Πίστωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που έχει προγραμματισθεί για έγχυση και έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ για μονάδα που βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία.
DAERS	Πίστωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στα εισαγωγικά προγράμματα για τα οποία ο ΔΕΣΜΗΕ έχει υποβάλλει προσφορά στον ΗΕΠ.
DAERE	Πίστωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στην προσφορά συμβεβλημένης μονάδας όπως έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.
DAEP	Χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε δήλωση φορτίου για εσωτερική κατανάλωση που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.
DAEPE	Χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε δήλωση φορτίου για εξαγωγή ενέργειας όπως έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.
DAEPD	Χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί στα εξαγωγικά προγράμματα που διαχειρίζεται ο ΔΕΣΜΗΕ και έχουν ενταχθεί στον ΗΕΠ.
DAARP	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από την προσφορά κατανεμόμενης μονάδας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ, λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη
DAARPI	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας εισαγωγής ανά διασύνδεση, από την προσφορά εισαγωγής ενέργειας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη.
DAARPG	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ με την προσφορά του ΔΕΣΜΗΕ για μονάδα του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη.

DAARPC	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που έχει προγραμματισθεί για έγχυση και έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ για μονάδα που βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη.
DAARPS	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί στα εισαγωγικά προγράμματα που ο ΔΕΣΜΗΕ έχει υποβάλλει προσφορά στον ΗΕΠ, λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη.
DAARPE	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί στην προσφορά συμβεβλημένης μονάδας όπως έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη.

2.5 Υπολογισμοί Πληρωμών και Χρεώσεων στον ΗΕΠ

Ως προς τον συγκεντρωτικό Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Α-Α, κάθε χρέωση αναφέρεται σε ποσό που οφείλει να πληρώσει ο ΔΕΣΜΗΕ, ενώ κάθε πίστωση σε ποσό που έχει λαμβάνειν. Ο αντίστοιχος Λογαριασμός των συμμετεχόντων οι οποίοι εγχέουν ενέργεια στο Σύστημα, αυξάνεται πιστούμενος. Ο αντίστοιχος Λογαριασμός των συμμετεχόντων οι οποίοι καταναλώνουν ενέργεια από το σύστημα αυξάνεται χρεούμενος.

Οι πληρωμές υπολογίζονται για τις κάτωθι πηγές έγχυσης: **α) Κατανεμόμενες Μονάδες, β) Εμπορικά Προγράμματα Εισαγωγών, γ) Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν. 2773/1999, δ) Μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία, ε) Προγράμματα Εισαγωγών που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ, και στ) Συμβεβλημένες Μονάδες.** Για κάθε κατηγορία υπολογίζονται ωριαίες, ημερήσιες και μηνιαίες πληρωμές. Τα αναλυτικά διαγράμματα ροής που απεικονίζουν τις Επιχειρησιακές Διαδικασίες των Υπολογισμών Πληρωμών ΗΕΠ για όλες τις πηγές έγχυσης παρουσιάζονται στην παράγραφο αυτή, μετά τους υπολογισμούς των πληρωμών ΗΕΠ.

Οι Χρεώσεις υπολογίζονται για τις κάτωθι πηγές κατανάλωσης: **α) Φορτία που αντιστοιχούν σε εσωτερική κατανάλωση, β) Εμπορικά Προγράμματα Εξαγωγών, και γ) Προγράμματα Εξαγωγών που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ.** Για κάθε κατηγορία υπολογίζονται ωριαίες, ημερήσιες και μηνιαίες χρεώσεις. Τα αναλυτικά διαγράμματα ροής που απεικονίζουν τις Επιχειρησιακές Διαδικασίες των Υπολογισμών Χρεώσεων ΗΕΠ για όλες τις πηγές κατανάλωσης παρουσιάζονται στην παράγραφο αυτή, μετά τους υπολογισμούς των χρεώσεων ΗΕΠ.

Λεπτομέρειες επί της μαθηματικής ανάλυσης που αφορά στην Εκκαθάριση του ΗΕΠ περιλαμβάνονται στο Παράρτημα ΙΙΙ.

Κατανεμόμενες Μονάδες

Για κάθε Συμμετέχοντα που εγγέει ενέργεια, η πληρωμή για κάθε προσφορά από κατανεμόμενη μονάδα που εντάσσεται στον ΗΕΠ για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t , χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ του Συμμετέχοντα.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται ακολούθως.

Ωριαία Πληρωμή

$$DAER_{p,o,t} = DASMP_t \times DAIO_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARP_{p,o,t} = (DAPMP_{z,t} - DASMP_t) \times DAIO_{p,o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAER_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAER_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

$$DAARP_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAARP_{p,o,t}$$

Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

$$DAER_p = \sum_o (DAER_{p,o} + DAARP_{p,o})$$

Εμπορικά Προγράμματα Εισαγωγών

Για κάθε Συμμετέχοντα στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας που εγγέει ενέργεια στο Σύστημα μέσω των διασυνδέσεων, η συνολική πληρωμή για το σύνολο της ενέργειας (MWh) που αντιστοιχεί στα εμπορικά προγράμματα εισαγωγών ανά διασύνδεση, όπως έχουν ενταχθεί κατά την επίλυση του ΗΕΠ, για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t , χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ του Συμμετέχοντα.

Η ποσότητα ενέργειας που εκκαθαρίζεται είναι η συνολική ανά διασύνδεση ποσότητα ενέργειας σε MWh των εμπορικών προγραμμάτων του Συμμετέχοντα, όπως έχουν ενταχθεί στον ΗΕΠ με βάση την προσφορά του. Η ποσότητα αυτή απομειώνεται κατά τον συντελεστή απωλειών Μεταφοράς που

αντιστοιχεί στη ζώνη που βρίσκεται η διασύνδεση εισαγωγής της ενέργειας και στο φορτίο Συστήματος της αντίστοιχης Περιόδου Κατανομής.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται ακολούθως.

Ωριαία Πληρωμή

$$DAERI_{p,o,t} = DASMP_t \times DAIO_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARPI_{p,o,t} = (DAPMP_{z,t} - DASMP_t) \times DAIO_{p,o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERI_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAERI_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

$$DAARPI_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAARPI_{p,o,t}$$

Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERI_p = \sum_o (DAERI_{p,o} + DAARPI_{p,o})$$

Μονάδες του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999

Η συνολική πληρωμή για κάθε προσφορά που υποβάλλεται από τον ΔΕΣΜΗΕ για μονάδες του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 και εντάσσεται στον ΗΕΠ κατά προτεραιότητα για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t , χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον Λογαριασμό Λ-Θ που συγκεντρώνει τα χρηματικά ποσά για το κόστος των υποχρεώσεων για τις μονάδες αυτές.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται ισούται με την συνολική ποσότητα της προσφοράς, απομειούμενη κατά τον συντελεστή απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχεί στη ζώνη απωλειών που συνδέεται η μονάδα και στο φορτίο Συστήματος της Περιόδου Κατανομής στην οποία αναφέρεται η Εκκαθάριση.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται κατωτέρω.

Ωριαία Πληρωμή

$$DAERG_{z,o,t} = DASMP_t \times DAIO_{z,o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARPG_{z,o,t} = (DAPMP_{z,t} - DASMP_t) \times DAIO_{z,o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERG_{z,o} = \sum_{t=1}^{24} DAERG_{z,o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

$$DAARPG_{z,o} = \sum_{t=1}^{24} DAARPG_{z,o,t}$$

Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERG = \sum_o \sum_z (DAERG_{z,o} + DAARPG_{z,o})$$

Μονάδες Υπό Συνθήκες Δοκιμών

Για κάθε Συμμετέχοντα, η πληρωμή για την ενέργεια που έχει προγραμματισθεί για έγχυση από κάθε μονάδα που βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία και που εντάσσεται στον ΗΕΠ για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t , χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον Λογαριασμό Λ-Ι, που είναι ο Λογαριασμός για το κόστος των υποχρεώσεων προς τις μονάδες αυτές.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται είναι η προγραμματισμένη για έγχυση ποσότητα που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ, απομειούμενη κατά τον συντελεστή απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχεί στη ζώνη απωλειών που συνδέεται η μονάδα και στο φορτίο Συστήματος της Περιόδου Κατανομής στην οποία αναφέρεται η Εκκαθάριση.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται κατωτέρω.

Ωριαία Πληρωμή

$$DAERC_{p,o,t} = DASMP_t \times DAI O_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARPC_{p,o,t} = (DAPMP_{z,t} - DASMP_t) \times DAI O_{p,o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERC_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAERC_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

$$DAARPC_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAARPC_{p,o,t}$$

Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERC_p = \sum_o (DAERC_{p,o} + DAARPC_{p,o})$$

Προγράμματα Εισαγωγών που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ.

Τα προγράμματα επί των διασυνδέσεων που διαχειρίζεται ο ΔΕΣΜΗΕ είναι ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας με τους γειτονικούς διαχειριστές με σκοπό

- την ομαλή λειτουργία του Συστήματος
- την επιστροφή ηλεκτρικής ενέργειας που έχει μη προγραμματισμένα εγχυθεί ή απομαστευθεί από το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς, λόγω της διασύνδεσης με τα Συστήματα Μεταφοράς των ομόρων κρατών
- την εγγύηση των εμπορικών προγραμμάτων
- την διόρθωση των μετρήσεων των ροών της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων.

Η ποσότητα ενέργειας που εκκαθαρίζεται είναι η συνολική ανά διασύνδεση ποσότητα ενέργειας σε MWh των προγραμμάτων που έχουν ενταχθεί στον ΗΕΠ με βάση την προσφορά του ΔΕΣΜΗΕ. Η ποσότητα αυτή απομειώνεται κατά τον συντελεστή απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχεί στη ζώνη που βρίσκεται η διασύνδεση εισαγωγής της ενέργειας και στο φορτίο Συστήματος της αντίστοιχης Περιόδου Κατανομής.

Σε κάθε περίπτωση, η πληρωμή για κάθε προσφορά ανά διασύνδεση που αντιστοιχεί σε εισαγωγικό πρόγραμμα διόρθωσης των διαφορών ροών φορτίου ή πρόγραμμα διόρθωσης των μετρήσεων ή πρόγραμμα εγγυήσεων

εμπορικών προγραμμάτων, ή επιστροφή αυτών, που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t , χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον δευτεροβάθμιο Λογαριασμό ΛΠ -2 του Λογαριασμού Προσαυξήσεων.

Η πληρωμή για κάθε προσφορά ανά διασύνδεση που αντιστοιχεί σε εισαγωγικό πρόγραμμα επιστροφής έκτακτης συμπληρωματικής ενέργειας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ για μια συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t , χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον δευτεροβάθμιο Λογαριασμό ΛΠ -3 του Λογαριασμού Προσαυξήσεων.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται ακολούθως.

Ωριαία Πληρωμή

$$DAERS_{o,t} = DASMP_t \times DAIO_{o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARPS_{o,t} = (DAPMP_{z,t} - DASMP_t) \times DAIO_{o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERS_o = \sum_{t=1}^{24} DAERS_{o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

$$DAARPS_o = \sum_{t=1}^{24} DAARPS_{o,t}$$

Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERS = \sum_o (DAERS_o + DAARPS_o)$$

Συμβεβλημένες Μονάδες

Για κάθε Συμμετέχοντα που έχει σύμβαση με τον ΔΕΣΜΗΕ για παροχή επικουρικών υπηρεσιών και/ή συμπληρωματικής ενέργειας, η πληρωμή για κάθε συμβεβλημένη μονάδα παραγωγής που εντάσσεται στον ΗΕΠ για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t , χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον δευτεροβάθμιο λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται είναι η προγραμματισμένη για έγχυση ποσότητα που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ, απομειούμενη κατά τον συντελεστή απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχεί στη ζώνη απωλειών που συνδέεται η μονάδα και στο φορτίο Συστήματος της Περιόδου Κατανομής στην οποία αναφέρεται η Εκκαθάριση.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται κατωτέρω.

Ωριαία Πληρωμή

$$DAERE_{p,o,t} = DASMP_t \times DAIO_{p,o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERE_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAERE_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARPE_{p,o,t} = (DAPMP_{z,t} - DASMP_t) \times DAIO_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

$$DAARPE_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAARPE_{p,o,t}$$

Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERE_p = \sum_o (DAERE_{p,o} + DAARPE_{p,o})$$

Στη συνέχεια, παρατίθεται αναλυτικό διάγραμμα ροής (HEP51) που απεικονίζει τις Επιχειρησιακές Διαδικασίες των Υπολογισμών Πληρωμών ΗΕΠ για όλες τις πηγές έγχυσης, α) Κατανεμόμενες Μονάδες, β) Προγράμματα Εισαγωγών, γ) Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν. 2773/1999, δ) Μονάδες υπό συνθήκες δοκιμών, ε) Εισαγωγικά προγράμματα που διαχειρίζεται ο ΔΕΣΜΗΕ, και στ) Συμβεβλημένες Μονάδες.

ΗΕΠ51 – Υπολογισμοί Πληρωμών Εκκαθάρισης ΗΕΠ

Ανάγνωση αριθμού λογαριασμού Συμμετέχοντα από τη Βάση Δεδομένων [Άρθρο 62.4 Κώδικα]

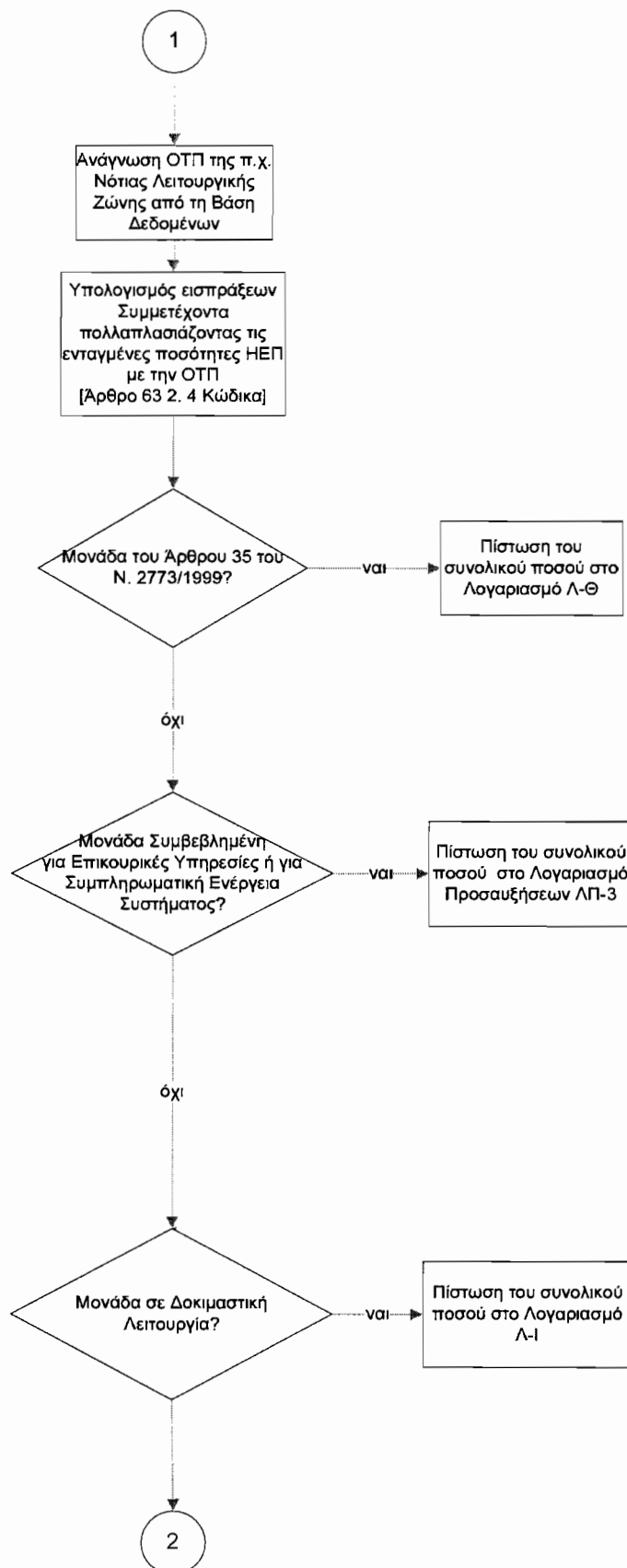
Ανάγνωση δεδομένων ενταγμένων στον ΗΕΠ ποσοτήτων ενέργειας κάθε μονάδας του Συμμετέχοντα από τη Βάση Δεδομένων

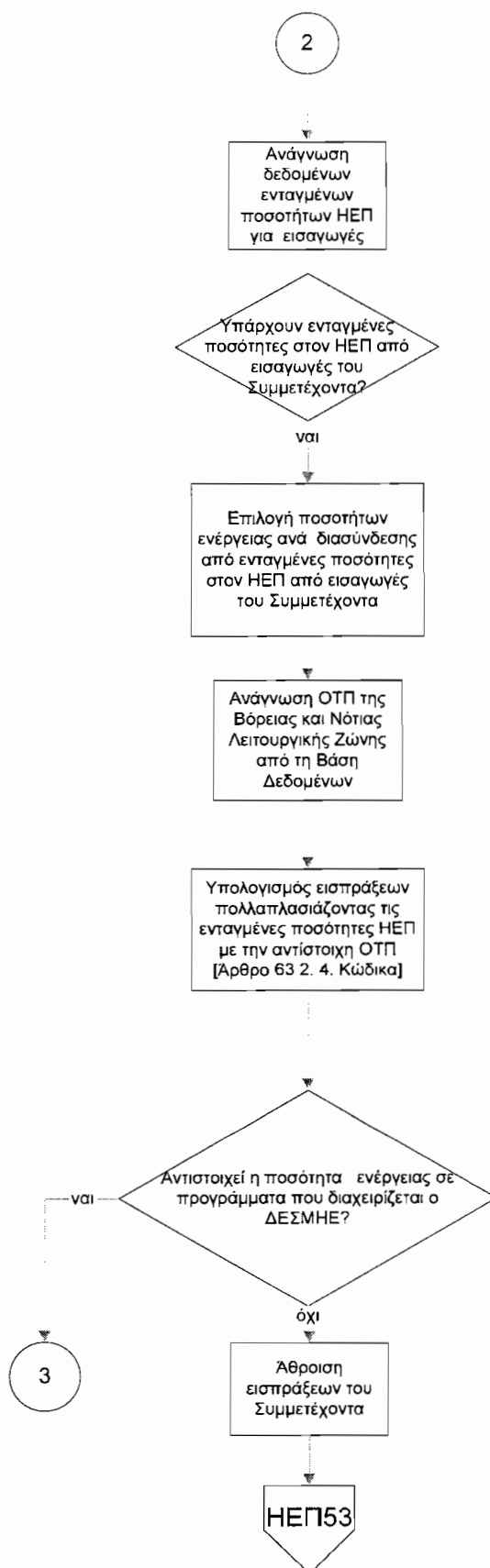
Επιλογή ποσότητας ενέργειας μονάδων στη π.χ. Βόρεια Λειτουργική Ζώνη από τα δεδομένα των ενταγμένων στον ΗΕΠ ποσοτήτων ενέργειας

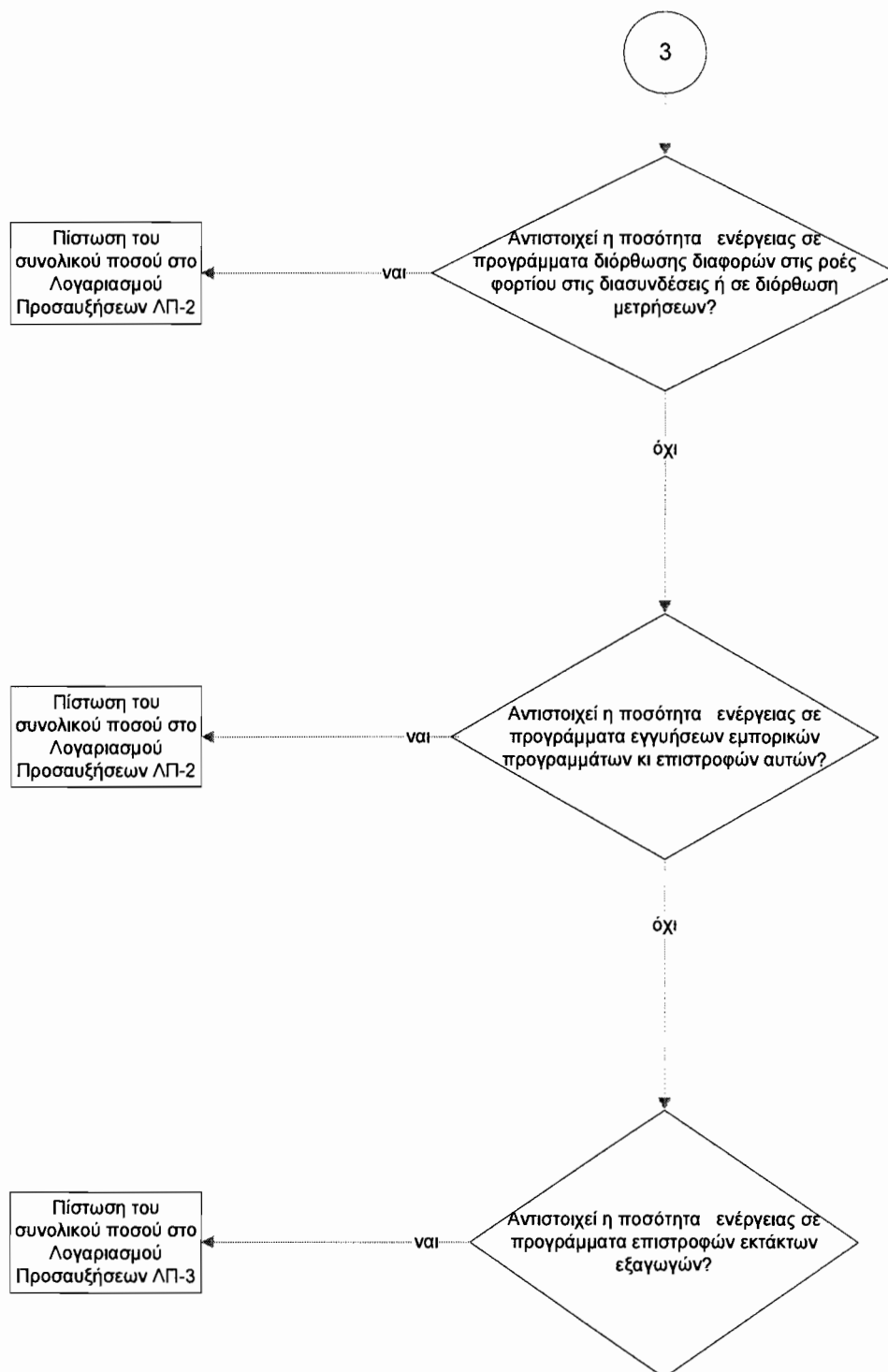
Ανάγνωση ΟΤΠ της π.χ. Βόρειας Λειτουργικής Ζώνης από τη Βάση Δεδομένων

Υπολογισμός εισπράξεων Συμμετέχοντα πολλαπλασιάζοντας τις ενταγμένες ποσότητες ΗΕΠ με την ΟΤΠ [Άρθρο 63.2,4 Κώδικα]

Επιλογή ποσότητας ενέργειας μονάδων στη π.χ. Νότια Λειτουργική Ζώνη από τα δεδομένα των ενταγμένων στον ΗΕΠ ποσοτήτων ενέργειας







Φορτίο που αντιστοιχεί σε εσωτερική κατανάλωση

Για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου, η χρέωση για κάθε δήλωση φορτίου που αντιστοιχεί σε εσωτερική κατανάλωση και έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t , πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ του Συμμετέχοντα.

Οι εσωτερικές καταναλώσεις περιλαμβάνουν τις καταναλώσεις των επιλεγόντων πελατών που συνδέονται σε κάθε επίπεδο τάσης (ΥΤ, ΜΤ, ΧΤ), συμπεριλαμβανομένων των καταναλώσεων των μονάδων παραγωγής που δεν καλύπτονται από αντίστοιχη παραγωγή, και τα αντλητικά φορτία.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται είναι η προγραμματισμένη για κατανάλωση ποσότητα που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ. Κατά την επίλυση του ΗΕΠ, οι καταναλώσεις που συνδέονται στο Δίκτυο (ΜΤ και ΧΤ), έχουν επαυξηθεί με την εφαρμογή του συντελεστή απωλειών Δικτύου που αντιστοιχεί στο επίπεδο τάσης στο οποίο συνδέονται. Οι καταναλώσεις που συνδέονται στο Σύστημα Μεταφοράς (ΥΤ) δεν υφίστανται την εφαρμογή συντελεστών απωλειών.

Η χρέωση υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες χρεώσεις αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται κατωτέρω.

Ωριαία Χρέωση

$$DAEP_{s,j,t} = DASMP_t \times DAOD_{s,j,t} \quad (\text{για φορτία στο Δίκτυο})$$

$$DAEP_{s,j,t} = DASMP_t \times DAOS_{s,j,t} \quad (\text{για φορτία στο Σύστημα})$$

Ημερήσια Χρέωση

$$DAEP_{s,j} = \sum_{t=1}^{24} DAEP_{s,j,t}$$

Συνολική Ημερήσια Χρέωση

$$DAEP_s = \sum_j DAEP_{s,j}$$

Εμπορικά Προγράμματα Εξαγωγών

Για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου που έχει υποβάλλει δηλώσεις φορτίου για εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων και έχουν ενταχθεί τον ΗΕΠ, η χρέωση για κάθε δήλωση φορτίου για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ του Συμμετέχοντα.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται είναι η προγραμματισμένη για ποσότητα για εξαγωγή που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ χωρίς την επιβολή συντελεστών απωλειών.

Η χρέωση υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες χρεώσεις αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται ακολούθως.

Ωριαία Χρέωση

$$DAEPE_{s,t} = DASMP_t \times DAOS_{s,t}$$

Ημερήσια Χρέωση

$$DAEPE_{s,j} = \sum_{t=1}^{24} DAEPE_{s,t}$$

Συνολική Ημερήσια Χρέωση

$$DAEPE_s = \sum_j DAEPE_{s,j}$$

Προγράμματα Εξαγωγών που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ.

Σε αντιστοιχία με τα προγράμματα εισαγωγών, ο ΔΕΣΜΗΕ υποβάλλει δηλώσεις στον ΗΕΠ για τα προγράμματα εξαγωγών τα οποία διαχειρίζεται.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται είναι η προγραμματισμένη για ποσότητα για εξαγωγή που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ χωρίς την επιβολή συντελεστών απωλειών.

Η είσπραξη για κάθε δήλωση εξαγωγής ανά διασύνδεση, που υποβάλλεται από τον ΔΕΣΜΗΕ και έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t και αντιστοιχεί σε εξαγωγικό πρόγραμμα διόρθωσης των διαφορών ρών φορτίου ή πρόγραμμα διόρθωσης των μετρήσεων ή πρόγραμμα εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων, ή επιστροφή αυτών, πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και χρεώνεται στον δευτεροβάθμιο Λογαριασμό ΛΠ-2 του Λογαριασμού Προσαυξήσεων.

Η είσπραξη για κάθε δήλωση εξαγωγής ανά διασύνδεση, που αντιστοιχεί σε εξαγωγικό πρόγραμμα επιστροφών έκτακτης συμπληρωματικής ενέργειας για μια συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t , πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και χρεώνεται στον δευτεροβάθμιο Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3.

Η χρέωση υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες χρεώσεις αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται κατωτέρω.

Ωριαία Χρέωση

$$DAEPD_{t,t} = DASMP_t \times DAOS_{t,t}$$

Ημερήσια Χρέωση

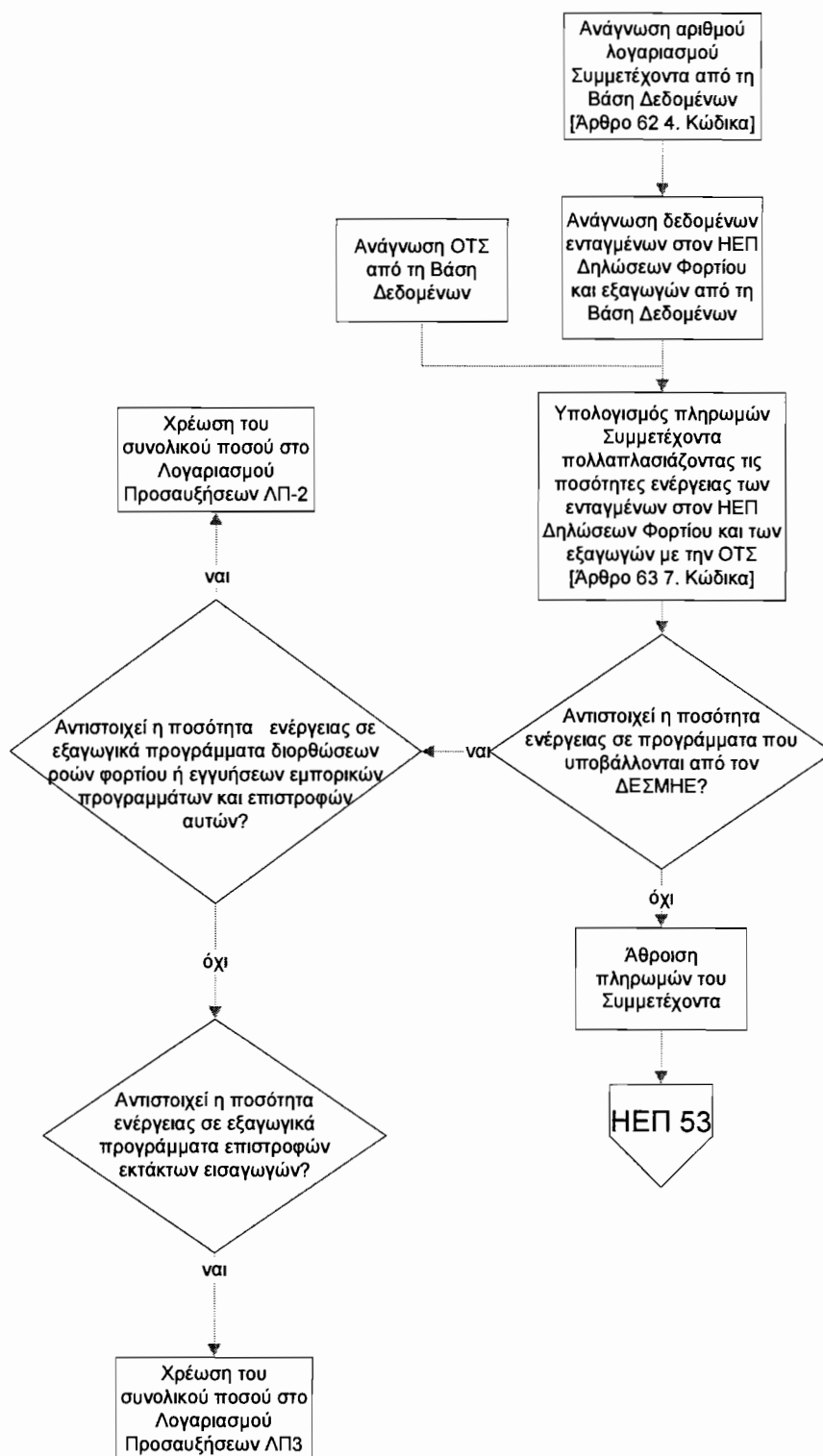
$$DAEPD_i = \sum_{t=1}^{24} DAEPD_{i,t}$$

Συνολική Ημερήσια Χρέωση

$$DAEPD = \sum_i DAEPD_i$$

Το αναλυτικό διάγραμμα ροής (HEP52) που απεικονίζει τις Επιχειρησιακές Διαδικασίες των Υπολογισμών Χρεώσεων ΗΕΠ για όλες τις πηγές κατανάλωσης, α) Φορτία που αντιστοιχούν σε εσωτερική κατανάλωση, β) Εμπορικά Προγράμματα Εξαγωγών, και γ) Προγράμματα Εξαγωγών που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ παρουσιάζεται ακολούθως.

ΗΕΠ52 – Υπολογισμοί Εισπράξεων Εκκαθάρισης ΗΕΠ



2.6 Λογιστικός Λογαριασμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ : Λ-Α

Ο Λογαριασμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α περιλαμβάνει επιμέρους λογαριασμούς ξεχωριστά για κάθε Συμμετέχοντα. Ο Λογαριασμός αυτός χρησιμοποιείται στην εκκαθάριση του ΗΕΠ και είναι ουδέτερος εσόδων, δηλ οι χρεώσεις και οι πιστώσεις αλληλοαναιρούνται.

Σε συνέχεια των ανωτέρω, οι λογιστικές εγγραφές του λογιστικού Λογαριασμού Λ-Α του ΔΕΣΜΗΕ στα πλαίσια της Ημερήσια Εκκαθάρισης είναι οι ακόλουθες:

- Χρεώσεις για πληρωμές σε κατανεμόμενες μονάδες για τα προγράμματα παραγωγής ενέργειας στην Οριακή Τιμή Παραγωγής (ΟΤΠ) της αντίστοιχης Λειτουργικής Ζώνης του Συστήματος και πιστώσεις των αντίστοιχων Λογαριασμών των Συμμετεχόντων.
- Χρεώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για τα ενεργειακά προγράμματα συμβεβλημένων μονάδων στην σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις των αντίστοιχων ποσών στον δευτεροβάθμιο λογαριασμό του Λογαριασμού Προσαυξήσεων ΛΠ-3.
- Χρεώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για τα ενεργειακά προγράμματα μονάδων που λειτουργούν υπό συνθήκες δοκιμών στη σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις των αντίστοιχων ποσών στον Λογαριασμό Λ-Ι που είναι ο Λογαριασμός για το κόστος των υποχρεώσεων προς τις μονάδες αυτές.
- Χρεώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για τα προγράμματα παραγωγής ενέργειας των μονάδων του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 στην σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις των αντιστοιχών ποσών στον Λογαριασμό Λ-Θ που είναι ο Λογαριασμός για το κόστος των υποχρεώσεων προς τις μονάδες αυτές.
- Χρεώσεις που αφορούν σε προσφορές έγχυσης από εμπορικά προγράμματα εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων όπως αυτά εντάσσονται στον ΗΕΠ στην σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις στους αντίστοιχους λογαριασμούς των Συμμετεχόντων.
- Χρεώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για τα εισαγωγικά προγράμματα επιστροφών εκτάκτων εξαγωγών που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ στην σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις των αντίστοιχων ποσών στον δευτεροβάθμιο λογαριασμό του Λογαριασμού Προσαυξήσεων ΛΠ-3.
- Χρεώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για τα εισαγωγικά προγράμματα διορθώσεων των μετρήσεων στις διασυνδέσεις και τα εισαγωγικά προγράμματα διορθώσεων διαφορών ροών φορτίου, που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ στην σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις των αντίστοιχων ποσών στον δευτεροβάθμιο Λογαριασμό Προσαυξήσεων για την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων ΛΠ-2.
- Χρεώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για εισαγωγές που αφορούν σε (α) προγράμματα εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων (β) προγράμματα επιστροφών εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων, που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ στη σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις των αντιστοιχών ποσών στον

δευτεροβάθμιο Λογαριασμό Προσαυξήσεων για την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων ΛΠ-2.

- Πιστώσεις που αφορούν σε δηλώσεις φορτίου από εμπορικά προγράμματα εξαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων όπως αυτά εντάσσονται στον ΗΕΠ, στην (Οριακή Τιμή Συστήματος) ΟΤΣ και χρεώσεις στους αντίστοιχους λογαριασμούς των Συμμετεχόντων.
- Πιστώσεις για τα προγράμματα που αφορούν σε εσωτερική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτουν από τις δηλώσεις φορτίου όπως εντάσσονται στον ΗΕΠ στην Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) και χρεώσεις στους αντίστοιχους λογαριασμούς των Συμμετεχόντων.
- Πιστώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για τα εξαγωγικά προγράμματα επιστροφών εκτάκτων εισαγωγών που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ στην ΟΤΣ και χρεώσεις των αντιστοιχών ποσών στον δευτεροβάθμιο λογαριασμό του Λογαριασμού Προσαυξήσεων ΛΠ-3.
- Πιστώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για τα εξαγωγικά προγράμματα διορθώσεων των μετρήσεων των ροών και τα εξαγωγικά προγράμματα διορθώσεων διαφορών ροών φορτίου στις διασυνδέσεις, που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ στην ΟΤΣ και χρεώσεις των αντιστοιχών ποσών στον δευτεροβάθμιο Λογαριασμό Προσαυξήσεων για την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων ΛΠ-2.
- Πιστώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για εξαγωγές που αφορούν σε (α) προγράμματα εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων (β) προγράμματα επιστροφών εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων, που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ στη ΟΤΣ και χρεώσεις των αντιστοιχών ποσών στον δευτεροβάθμιο Λογαριασμό Προσαυξήσεων για την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων ΛΠ-2 .

2.7 Ενημέρωση Συμμετεχόντων στον ΗΕΠ και Διαδικασία Πληρωμών

Μέχρι τον ορισμό του Φορέα Κάλυψης του ΗΕΠ ισχύουν οι μεταβατικές διατάξεις του άρθρου 335 σχετικά με την ενημέρωση των συμμετεχόντων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας επί της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ, την μεταφορά κεφαλαίων καθώς και την κάλυψη τυχόν ελλειμμάτων στις συναλλαγές που αφορούν στην Εκκαθάριση του ΗΕΠ.

Σύμφωνα με τις αντίστοιχες διατάξεις του άρθρου 335, η Εκκαθάριση του ΗΕΠ για κάθε Ημέρα Κατανομής διενεργείται ημερησίως, σε ωριαία βάση και ολοκληρώνεται την επόμενη εργάσιμη ημέρα από την Ημέρα Επίλυσης του ΗΕΠ και τον προσδιορισμό της Οριακής Τιμής και έως τριάντα λεπτά πριν την λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για την επόμενη Ημέρα Κατανομής.

Τα αποτελέσματα της Εκκαθάρισης δημοσιεύονται στο Πληροφοριακό Σύστημα Διαχείρισης της Αγοράς του ΔΕΣΜΗΕ (στο link <https://mmspa.desmie.gr/mmspa-app/>), όπου κάθε Συμμετέχων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας έχει την δυνατότητα πρόσβασης με την χρήση του Ονόματος και του Κωδικού που έχει παραχωρήσει ο ΔΕΣΜΗΕ για την υποβολή των προσφορών και των δηλώσεων

στον ΗΕΠ. Οι αναφορές δημοσιεύονται στην θέση «Publishing – Settlement Report». Στο πεδίο «Reports» οι Συμμετέχοντες μπορούν να επιλέξουν την Ημέρα Κατανομής που τους ενδιαφέρει και να έχουν πρόσβαση κατά αυτόν τον τρόπο σε όλα τα δεδομένα ανά τύπο δραστηριότητας που τους αφορούν στα πλαίσια του ΗΕΠ, όπως περιγράφεται στο Άρθρο 64 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Οι αναφορές διακρίνονται ανάλογα με την δραστηριότητα που ασκεί ο Συμμετέχων στα πλαίσια της Αγοράς, δημοσιεύονται σε μορφή PDF αρχείων, τα οποία παρέχουν και ασφάλεια όσον αφορά την έκδοση των αποτελεσμάτων της Εκκαθάρισης και επιπλέον είναι δυνατόν να μετατραπούν εύκολα σε επεξεργάσιμη μορφή. Η δημοσίευση των αναφορών γίνεται στην Ελληνική και Αγγλική γλώσσα. Στο Παράρτημα Β παρουσιάζονται υποδείγματα αναφορών για την ενημέρωση των Συμμετεχόντων.

Μετά την δημοσίευση των αποτελεσμάτων της ημερήσιας Εκκαθάρισης, οι Συμμετέχοντες έχουν την δυνατότητα να υποβάλλουν ενστάσεις στην ηλεκτρονική διεύθυνση που αναγράφεται στις αναφορές της Εκκαθάρισης. Η επίλυση των ενστάσεων έχει άμεση προτεραιότητα, και σε περίπτωση εντοπισμού σφάλματος η Εκκαθάριση επαναλαμβάνεται και δημοσιεύονται αναθεωρημένες αναφορές με τα σωστά αποτελέσματα.

Κάθε εργάσιμη Δευτέρα, στην ίδια ηλεκτρονική διεύθυνση, δημοσιεύεται εβδομαδιαία Συγκεντρωτική Κατάσταση της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ, η οποία αναφέρεται στην Εκκαθάριση των προηγούμενων επτά ημερών και συγκεκριμένα από Δευτέρα μέχρι Κυριακή. Στην κατάσταση αυτή εμφανίζονται τα ημερήσια αποτελέσματα ανά δραστηριότητα του Συμμετέχοντα και τα εβδομαδιαία αθροίσματα.

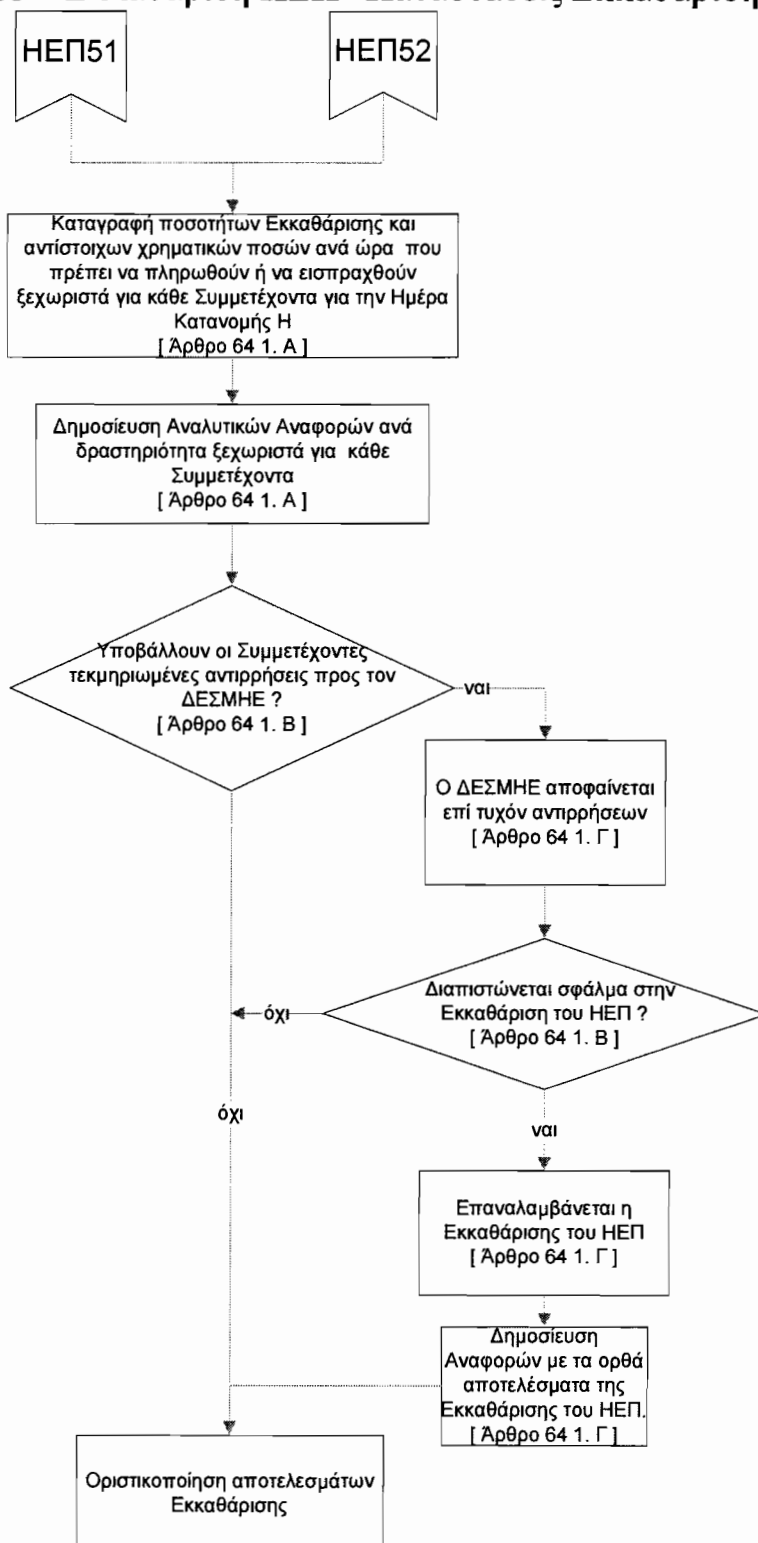
Την πρώτη εργάσιμη ημέρα μετά την τελευταία Ημέρα Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση, δημοσιεύεται Συγκεντρωτική Κατάσταση μηνιαίας Εκκαθάρισης.

Οι μεταφορές κεφαλαίων στα πλαίσια της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ διενεργούνται σε εβδομαδιαία βάση. Συγκεκριμένα, οι εβδομαδιαίες μεταφορές κεφαλαίων προς τον Λογαριασμό του ΔΕΣΜΗΕ διενεργούνται κάθε Τετάρτη ενώ οι μεταφορές από τον Λογαριασμό του ΔΕΣΜΗΕ διενεργούνται κάθε Πέμπτη.

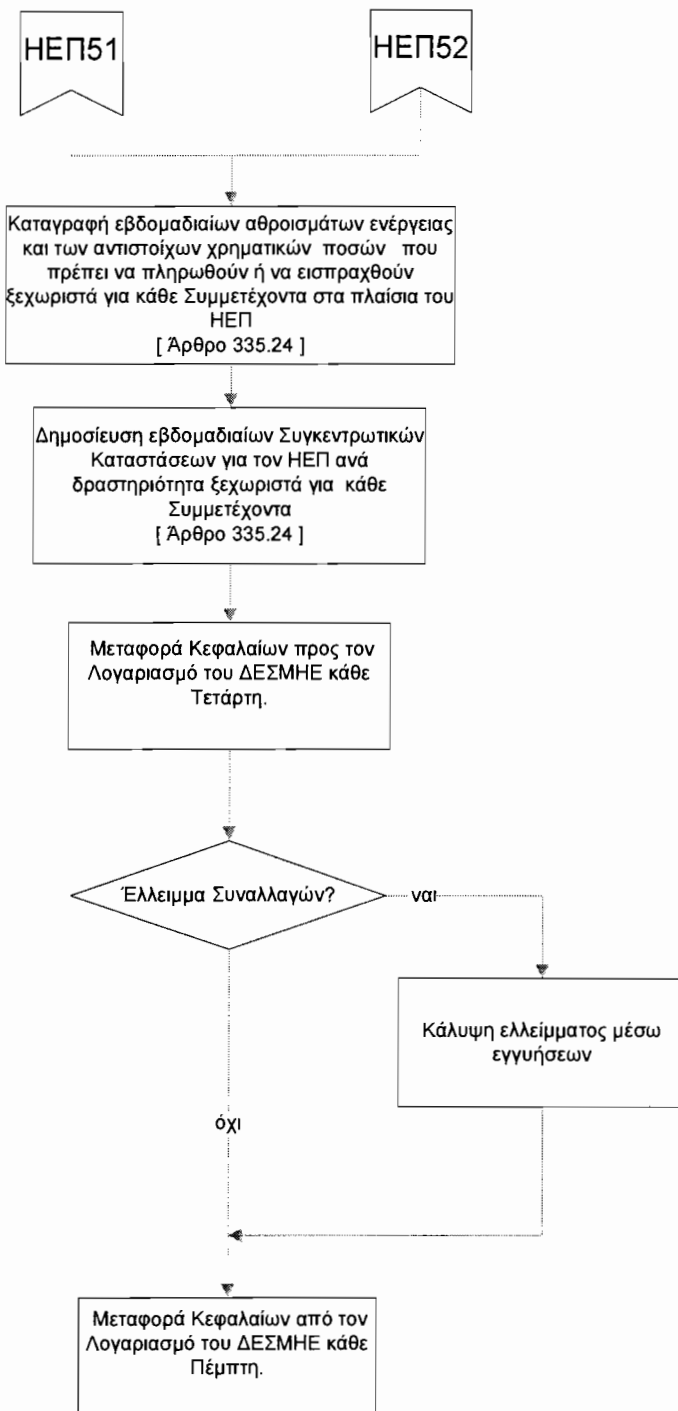
Πιθανό έλλειμμα συναλλαγών, κατά την διαδικασία της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ, καλύπτεται με την διαδικασία παροχής στον ΔΕΣΜΗΕ εγγυήσεων εκ μέρους των Συμμετεχόντων. Λεπτομέρειες για το ύψος των εγγυήσεων στα πλαίσια της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ καθώς και την μεθοδολογία υπολογισμού αυτού, αναφέρονται στο Εγχειρίδιο της Αγοράς.

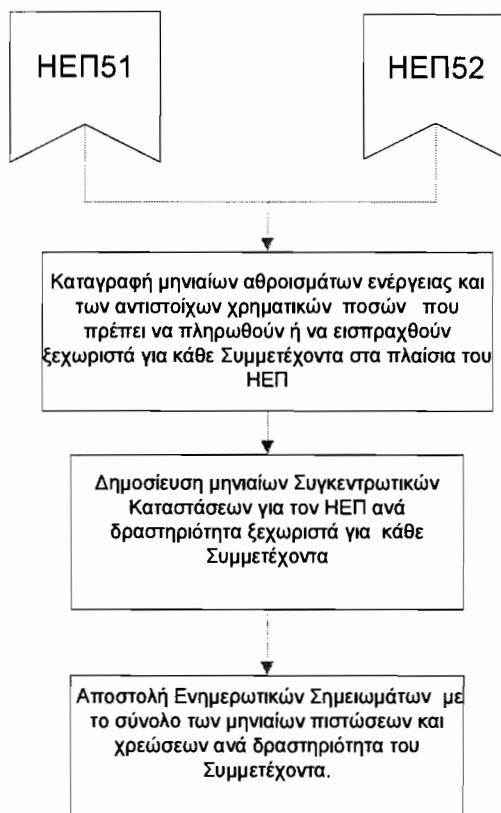
Τα ακόλουθα διαγράμματα ροής (ΗΕΠ53, ΗΕΠ54 και ΗΕΠ55) απεικονίζουν τη διαδικασία ενημέρωσης των Συμμετεχόντων και την διαδικασία πληρωμών.

ΗΕΠ53 – Εκκαθάριση ΗΕΠ – Καταστάσεις Εκκαθάρισης ΗΕΠ



HEP54 – Εκκαθάριση HEΠ – Ενημέρωση και πληρωμές



ΗΕΠ55 – Εκκαθάριση ΗΕΠ – Μηνιαίες Αναφορές

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΙΣΟΖΥΓΙΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

3.1 Εισαγωγή

Ο ΔΕΣΜΗΕ έχει στην κυριότητά του Πληροφοριακό Σύστημα Συλλογής Μετρήσεων (AMR), με το οποίο συλλέγει αυτόματα τις μετρήσεις από τους Καταχωρημένους Μετρητές στο Σύστημα Μεταφοράς και στο Δίκτυο Διανομής και τις καταχωρεί στη βάση δεδομένων Μετρητών και Μετρήσεων. Στη συνέχεια, με την βοήθεια του πληροφοριακού Συστήματος Επεξεργασίας των Μετρήσεων, το οποίο συνεχώς αναβαθμίζεται και επεκτείνεται, οι μετρήσεις ελέγχονται και πιστοποιούνται. Σε περιπτώσεις μη επιτυχούς λήψης των μετρήσεων, ακολουθούνται διαδικασίες διόρθωσης και εκτίμησης των μετρήσεων. Λεπτομέρειες για τις διαδικασίες αυτές αναφέρονται στο Εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων.

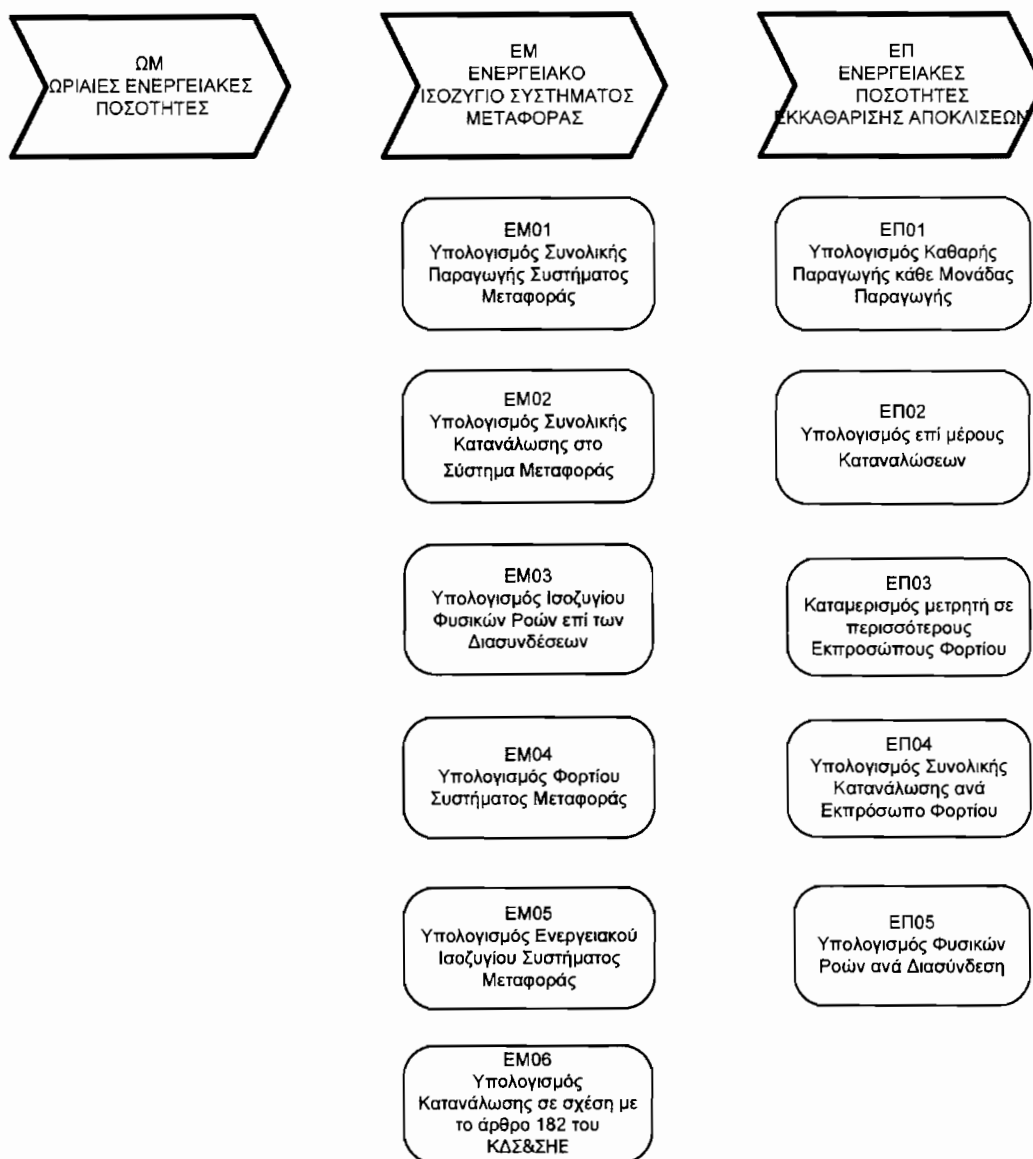
Μετά την διαδικασία ελέγχου, πιστοποίησης και διόρθωσης ή εκτίμησης των μετρήσεων, το Πληροφοριακό Σύστημα του ΔΕΣΜΗΕ, διαθέτει το κατάλληλο λογισμικό για την διαχείριση των Ενεργειακών Δεδομένων και τον υπολογισμό των Ενεργειακών Μεγεθών που απαιτούνται για την κάλυψη όλων των αναγκών και δραστηριοτήτων της εταιρίας.

Στα πλαίσια αυτά, το Σύστημα Διαχείρισης Ενεργειακών Δεδομένων του ΔΕΣΜΗΕ περιλαμβάνει τρεις διαδοχικές διαδικασίες επεξεργασίας των μετρήσεων:

- 1) Επεξεργασία των μετρήσεων για τον υπολογισμό ωριαίων ενεργειακών ποσοτήτων. Η διαδικασία αυτή περιλαμβάνει την αναγωγή των μετρητικών δεδομένων στο επίπεδο της ΥΤ και τον υπολογισμό ενεργειακών μεγεθών για κάθε μετρητικό σημείο και ανά σημείο σύνδεσης, ανάλογα με τις θέσεις των μετρητών και την τοπολογία του δικτύου. Λεπτομέρειες επί της διαδικασίας αυτής αναφέρονται στο Εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων.
- 2) Επεξεργασία ωριαίων ενεργειακών ποσοτήτων για τον υπολογισμό του Ενεργειακού Ισοζυγίου του Συστήματος Μεταφοράς, της Κατανάλωσης για εφαρμογή του Άρθρου 182 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, καθώς και άλλων ενεργειακών μεγεθών. Η διαδικασία αυτή περιγράφεται στο παρόν κεφάλαιο.
- 3) Υπολογισμός ενεργειακών ποσοτήτων για τις ανάγκες της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων. Λεπτομέρειες επί του τρόπου υπολογισμού των ποσοτήτων της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων αναφέρονται στο αντίστοιχο κεφάλαιο του παρόντος Εγχειριδίου.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται συνοπτικό διάγραμμα παρουσίασης των Διαδικασιών Συστήματος Διαχείρισης Ενεργειακών Δεδομένων.

3.2 Συνοπτική Παρουσίαση Διαδικασιών Συστήματος Διαχείρισης Ενεργειακών Δεδομένων



3.3 Ενεργειακό Ισοζύγιο Συστήματος Μεταφοράς

Οι ενεργειακές ποσότητες παραγωγής και κατανάλωσης που συμμετέχουν στην κατάσταση του Ενεργειακού Ισοζυγίου του Συστήματος Μεταφοράς υπολογίζονται ως εξής:

Καθαρή Παραγωγή Μονάδων Παραγωγής

A) Η καθαρή παραγωγή μιας μονάδας παραγωγής είναι η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας η οποία εγχέεται στο Σύστημα. Αυτή ισούται με την μικτή παραγωγή όπως μετράται στην έξοδο της γεννήτριας μείον το σύνολο της κατανάλωσης που απορροφά η μονάδα από τα βοηθητικά και τα γενικά βοηθητικά της αφού ληφθούν υπόψη οι απώλειες των σχετικών Μ/Σ για την αναγωγή στο Σύστημα, σε περίπτωση που οι μετρητές δεν είναι εγκατεστημένοι στην πλευρά της Υψηλής Τάσης (ΥΤ) του Μ/Σ ισχύος.

B) Η καθαρή παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές στο Σύστημα είναι η ποσότητα ενέργειας που εγχέεται στο Σύστημα Μεταφοράς αφού ληφθούν υπόψη οι απώλειες του σχετικού Μ/Σ, εφόσον ο αντίστοιχος μετρητής δεν είναι εγκατεστημένος στην πλευρά της ΥΤ του Μ/Σ ισχύος.

Γ) Η καθαρή παραγωγή μονάδας αυτοπαραγωγού είναι η ποσότητα ενέργειας η οποία εγχέεται στο Σύστημα, αφού ληφθούν υπόψη οι απώλειες του αντίστοιχου Μ/Σ για την αναγωγή της μέτρησης στο Σύστημα. Η ηλεκτρική ενέργεια που απορροφούν οι βιομηχανικές εγκαταστάσεις αυτοπαραγωγού από το Σύστημα δεν αφαιρούνται από την καθαρή παραγωγή της μονάδας του, αλλά θεωρούνται κατανάλωση. Αντίθετα, τα γενικά βοηθητικά μονάδας αυτοπαραγωγού αφαιρούνται από την εξερχόμενη παραγωγή, μόνο στην περίπτωση που τα γενικά βοηθητικά τροφοδοτούνται από γραμμή η οποία συνδέεται στον ίδιο υποσταθμό με την μονάδα παραγωγής και η παραγωγή της μονάδας επαρκεί για την κάλυψη της κατανάλωσης των γενικών της βοηθητικών.

Παραδείγματα υπολογισμού της καθαρής παραγωγής μονάδων παραγωγής παρουσιάζονται στο Εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων.

Φυσικές Ροές Μέσω των Διασυνδέσεων

Οι μετρήσεις των φυσικών ροών εισαγωγών ή εξαγωγών ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων ανάγονται σε ένα κοινό αποδεκτό διασυνδεδετικό σημείο, λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες της διασυνδεδετικής γραμμής, σύμφωνα με τις τρέχουσες Συμφωνίες μεταξύ του ΔΕΣΜΗΕ και κάθε έναν από τους όμορους Διαχειριστές.

Οι μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για την αναγωγή της μέτρησης στο αντίστοιχο διασυνورياκό σημείο περιγράφονται στο Εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων.

Καταναλώσεις

Α) Οι καταναλώσεις βιομηχανικών καταναλωτών, οι οποίες συνδέονται στην Υψηλή Τάση, ανάγονται στο Σύστημα Μεταφοράς λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες του αντίστοιχου Μ/Σ, στην περίπτωση κατά την οποία ο μετρητής δεν είναι εγκατεστημένος στην πλευρά της Υψηλής Τάσης (ΥΤ) του Μ/Σ ισχύος.

Β) Η κατανάλωση για άντληση ανάγεται με τον ίδιο τρόπο στο Σύστημα, σε περίπτωση μετρητών που δεν είναι εγκατεστημένοι στην ΥΤ.

Γ) Η κατανάλωση των Γενικών Βοηθητικών καθώς και του λοιπού βοηθητικού φορτίου των μονάδων παραγωγής που δεν καλύπτονται από αντίστοιχη παραγωγή θεωρούνται καταναλώσεις και υπόκεινται σε αναγωγή στην ΥΤ.

Δ) Η μέτρηση της κατανάλωσης των εγκαταστάσεων αυτοπαραγωγών ανάγεται ομοίως στην ΥΤ.

Ε) Η ηλεκτρική ενέργεια που απορροφά το Δίκτυο Διανομής υπολογίζεται ως η καθαρή ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που εισέρχεται στο Δίκτυο Διανομής. Για τους υπολογισμούς λαμβάνονται υπόψη οι μετρήσεις στα όρια Συστήματος – Δικτύου οι οποίες ανάγονται στο Σύστημα, για περιπτώσεις μετρητών που δεν είναι εγκατεστημένοι στην πλευρά της ΥΤ του Μ/Σ ισχύος. Για κάθε υποσταθμό που αποτελεί όριο Συστήματος – Δικτύου, η αντίστοιχη κατανάλωση του Δικτύου υπολογίζεται ως η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που εισέρχεται στο Δίκτυο και της ποσότητας που εξέρχεται προς το Σύστημα. Εξαιρέση αποτελούν οι υποσταθμοί που χαρακτηρίζονται σαν όρια Συστήματος – Δικτύου και στους οποίους μετράται η έγχυση παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ στο Σύστημα. Στους τελευταίους, σαν κατανάλωση Δικτύου λογίζεται η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που εισέρχεται στο Δίκτυο ενώ η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που εξέρχεται από το Δίκτυο προς το Σύστημα θεωρείται παραγωγή από μονάδες ΑΠΕ.

Ενεργειακά Μεγέθη

Οι παρακάτω συμβολισμοί χρησιμοποιούνται στον υπολογισμό των ενεργειακών μεγεθών που ακολουθούν. Η μοντελοποίηση των υπολογισμών για το Ενεργειακό Ισοζύγιο του Συστήματος και τις ενεργειακές ποσότητες της Εκκαθάρισης παρουσιάζεται στο Παράρτημα ΙΙΙ.

$TL_{S,t}$	Συνολικό φορτίο Συστήματος Μεταφοράς για την Περίοδο Κατανομής t
$TNL_{S,t}$	Καθαρό φορτίο Συστήματος Μεταφοράς για την Περίοδο Κατανομής t
$TNPR_{S,t}$	Συνολική καθαρή παραγωγή που εγχέεται στο Σύστημα Μεταφοράς την Περίοδο Κατανομής t
$NP_{u,t}$	Καθαρή παραγωγή συμβατικής μονάδας παραγωγής u την Περίοδο Κατανομής t
RES_t	Συνολική καθαρή παραγωγή μονάδων ΑΠΕ που εγχέουν την παραγωγή τους στο Σύστημα Μεταφοράς την Περίοδο Κατανομής t.
$TSC_{S,t}$	Συνολική κατανάλωση Συστήματος Μεταφοράς για την Περίοδο Κατανομής t
$HVC_{S,t}$	Συνολική κατανάλωση που αντιστοιχεί σε καταναλωτές συνδεδεμένους στην ΥΤ για την Περίοδο Κατανομής t
$AUTC_{S,t}$	Συνολική κατανάλωση που αντιστοιχεί στις εγκαταστάσεις αυτοπαραγωγών που συνδέονται στην ΥΤ για την Περίοδο Κατανομής t
$TUC_{S,t}$	Συνολική κατανάλωση που αντιστοιχεί στο βοηθητικό φορτίο μονάδων παραγωγής που συνδέονται στην ΥΤ για την Περίοδο Κατανομής t, όταν δεν καλύπτεται από την αντίστοιχη παραγωγή.
$PC_{S,t}$	Συνολική κατανάλωση από το Σύστημα για άντληση για την Περίοδο Κατανομής t.
$DSC_{S,t}$	Συνολική καθαρή ενέργεια που απορροφά το Δίκτυο Διανομής την Περίοδο Κατανομής t.
IMP_t	Συνολική εισερχόμενη ενέργεια δια μέσου των διασυνδέσεων την Περίοδο Κατανομής t.
EXP_t	Συνολική εξερχόμενη ενέργεια δια μέσου των διασυνδέσεων την Περίοδο Κατανομής t.
$BAL_{S,t}$	Ισοζύγιο των διασυνδέσεων την Περίοδο Κατανομής t.
$Losses_{S,t}$	Συνολικές απώλειες Συστήματος Μεταφοράς την Περίοδο Κατανομής t.

$SRL_{S,t}$ Κατανάλωση Συστήματος Μεταφοράς σύμφωνα με το άρθρο 182 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η συνολική παραγωγή $TNPR_{S,t}$ που εγχέεται στο Σύστημα Μεταφοράς κατά την Περίοδο Κατανομής t , υπολογίζεται σαν άθροισμα όλων των ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέονται στο Σύστημα από μονάδες παραγωγής κατά την περίοδο αυτή.

$$TNPR_{S,t} = \sum_u NP_{u,t} + RES_t$$

Η συνολική κατανάλωση $TSC_{S,t}$ στο Σύστημα Μεταφοράς κατά την Περίοδο Κατανομής t , υπολογίζεται με βάση τις διαθέσιμες μετρήσεις, σαν άθροισμα όλων των καταναλώσεων στο Σύστημα κατά την περίοδο αυτή, δηλαδή της ενέργειας των καταναλωτών που συνδέονται στην ΥΤ, της συνολικής κατανάλωσης για άντληση, της συνολικής κατανάλωσης του βοηθητικού φορτίου των μονάδων παραγωγής που δεν καλύπτεται από την αντίστοιχη παραγωγή, της κατανάλωσης των εγκαταστάσεων των αυτοπαραγωγών και της καθαρής ενέργειας που απορροφά το Δίκτυο Διανομής.

$$TSC_{S,t} = HVC_{S,t} + PC_{S,t} + TUC_{S,t} + AUTC_{S,t} + DSC_{S,t}$$

Το ισοζύγιο των διασυνδέσεων $BAL_{S,t}$ την Περίοδο Κατανομής t , είναι η καθαρή φυσική ροή που εισέρχεται στο Σύστημα Μεταφοράς ή εξέρχεται από αυτό, μέσω των διασυνδέσεων κατά την περίοδο αυτή.

$$BAL_{S,t} = IMP_t - EXP_t$$

Το ισοζύγιο της ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα Μεταφοράς εκφράζεται από την ακόλουθη σχέση :

$$TNPR_{S,t} + BAL_{S,t} = TSC_{S,t} + Losses_{S,t}$$

Συνεπώς οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς υπολογίζονται από την σχέση του Ενεργειακού Ισοζυγίου.

Συνολικό φορτίο του Συστήματος Μεταφοράς $TL_{S,t}$ την Περίοδο Κατανομής t , είναι η συνολική ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται στο Σύστημα συμπεριλαμβανομένων των απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς και της κατανάλωσης για άντληση, κατά την περίοδο αυτή.

$$TL_{S,t} = TNPR_{S,t} + BAL_{S,t}$$

$$TL_{S,t} = TSC_{S,t} + Losses_{S,t}$$

Καθαρό φορτίο του Συστήματος Μεταφοράς $TNL_{S,t}$ την Περίοδο Κατανομής t , είναι η ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται στο Σύστημα συμπεριλαμβανομένων των απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς αλλά εξαιρουμένης της κατανάλωσης για άντληση, κατά την περίοδο αυτή.

$$TNL_{S,t} = TL_{S,t} - PC_{S,t}$$

Η κατανάλωση του Συστήματος για εφαρμογή του άρθρου 182 του ΚΔΣ&ΣΗΕ $SRL_{S,t}$ για την Περίοδο Κατανομής t , υπολογίζεται ως η συνολική κατανάλωση του Συστήματος Μεταφοράς εξαιρουμένων των καταναλώσεων για άντληση και των απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς. Η κατανάλωση για εφαρμογή του άρθρου αυτού αποδίδεται από τις ακόλουθες μαθηματικές σχέσεις :

$$SRL_{S,t} = TL_{S,t} - PC_{S,t} - Losses_{S,t}$$

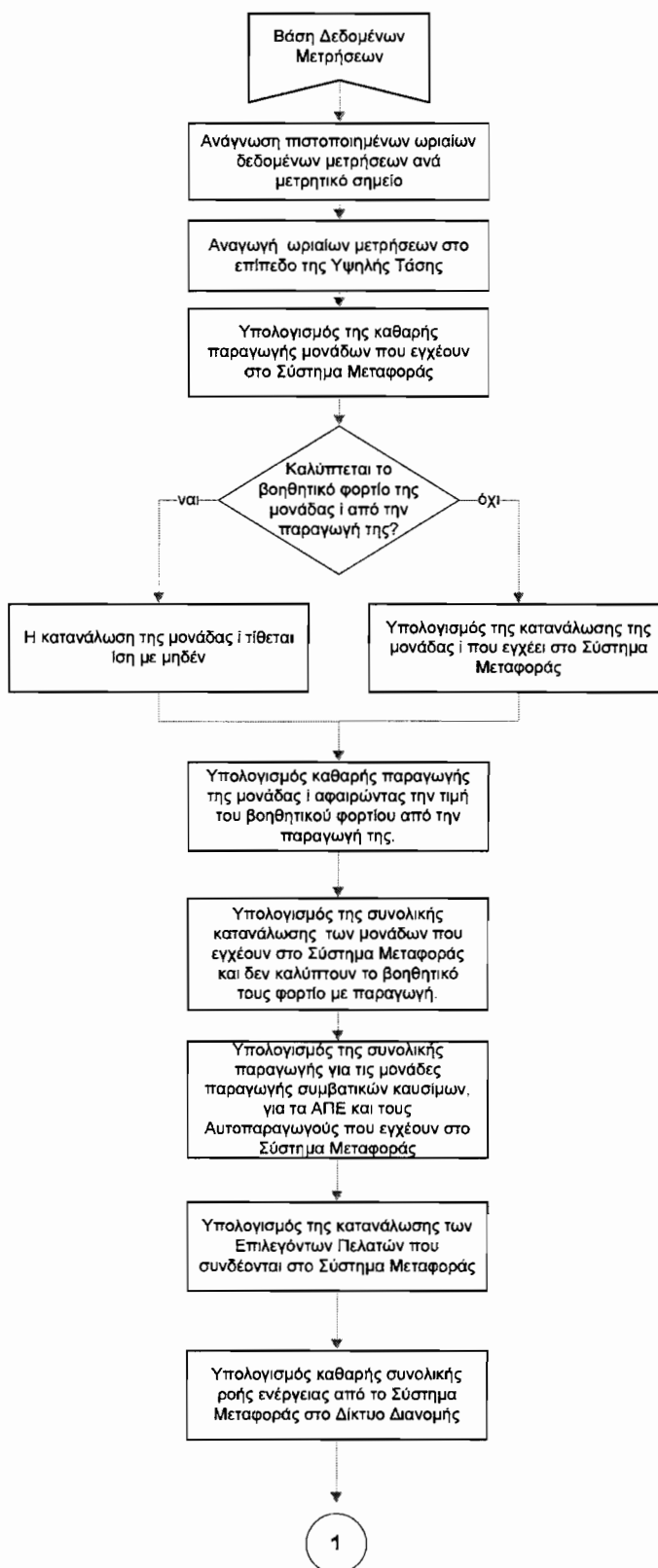
$$SRL_{S,t} = TNL_{S,t} - Losses_{S,t}$$

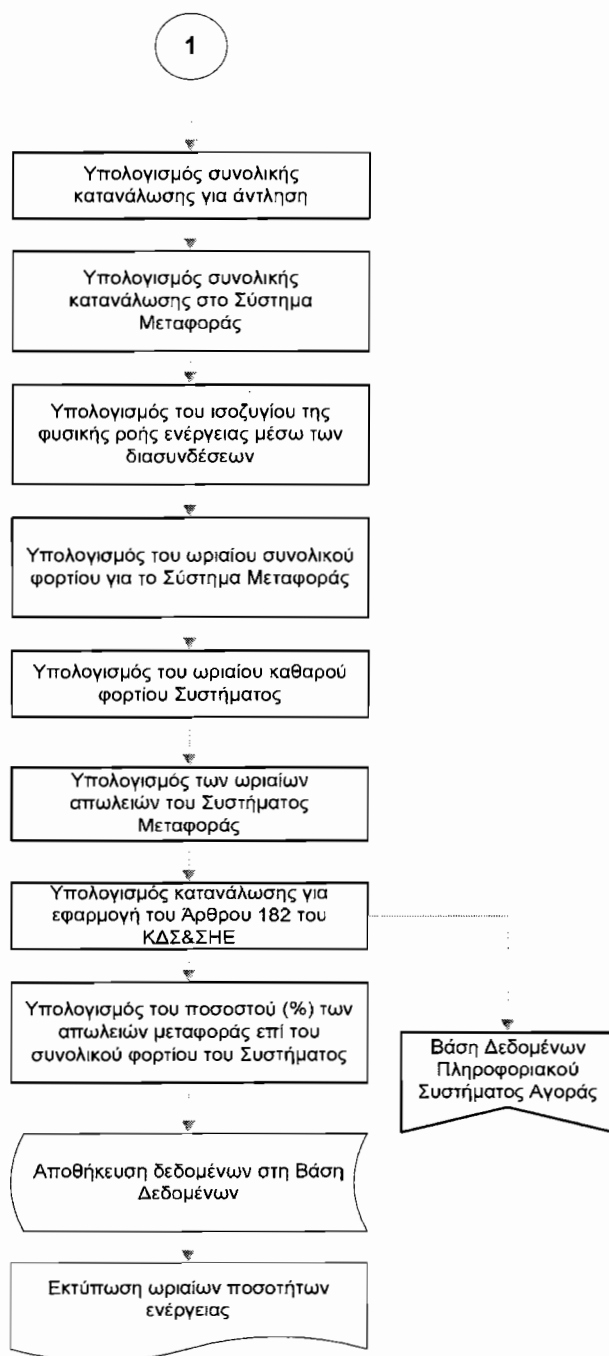
$$SRL_{S,t} = TSC_{S,t} - PC_{S,t}$$

Αναλυτική περιγραφή των ανωτέρω παρατίθεται στο Παράρτημα III, όπου παρουσιάζεται ολόκληρη η ανάλυση για το Λογισμικό της Εκκαθάρισης και του υπολογισμού των Ενεργειακών Μεγεθών.

Το αναλυτικό διάγραμμα ροής (EM) που απεικονίζει τη διαδικασία Υπολογισμού των Ενεργειακών Μεγεθών (όπως έχει περιγραφεί στην παράγραφο αυτή) παρουσιάζεται παρακάτω.

3.4 ΕΜ – Υπολογισμός Ενεργειακών Μεγεθών





ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΤΩΝ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ- ΖΗΤΗΣΗΣ ΚΑΙ ΤΩΝ ΕΠΙΒΕΒΛΗΜΕΝΩΝ ΜΕΤΑΒΟΛΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

4.1 Εισαγωγή

Το κεφάλαιο αυτό πραγματεύεται τους ακόλουθους υπολογισμούς που πραγματοποιεί ο ΔΕΣΜΗΕ για κάθε Ημέρα Κατανομής και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής στα πλαίσια της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων:

- Υπολογισμοί αποκλίσεων ενέργειας για κάθε οντότητα έγχυσης ή απορρόφησης.
- Υπολογισμοί επιβεβλημένων αποκλίσεων ενέργειας για κάθε μονάδα παραγωγής.
- Υπολογισμοί μη επιβεβλημένων αποκλίσεων ενέργειας για κάθε μονάδα παραγωγής.
- Υπολογισμοί πληρωμών και εισπράξεων για αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης καθώς και για επιβεβλημένες ή μη επιβεβλημένες αποκλίσεις ενέργειας από μονάδες παραγωγής.
- Υπολογισμοί πληρωμών και εισπράξεων για αποκλίσεις φορτίου.
- Υπολογισμοί πληρωμών και εισπράξεων για αποκλίσεις εισαγωγών/εξαγωγών.

Οι πληρωμές και οι εισπράξεις πραγματοποιούνται σε μηνιαία βάση.

Χρονοδιάγραμμα Εκκαθάρισης Αποκλίσεων

(άρθρα 175, 192, 198, 335)

Σύμφωνα με το άρθρο 335.31 του Κώδικα, μέχρι να αρθούν τα αίτια που εμποδίζουν την άμεση αποκατάσταση των βλαβών που παρατηρούνται στο μετρητικό και τηλεπικοινωνιακό εξοπλισμό, με αποτέλεσμα καθυστερήσεις στη συλλογή των μετρήσεων ισχύουν τα ακόλουθα :

- Μετά την παρέλευση κάθε Ημέρας Κατανομής ο ΔΕΣΜΗΕ ενεργοποιεί τη Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων.
- Η Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων κάθε Ημέρας Κατανομής ολοκληρώνεται εντός μέγιστου διαστήματος 20 ημερολογιακών ημερών όταν η Ημέρα Κατανομής ανήκει στις αρχικές ημέρες του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση.

- Η Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων ολοκληρώνεται εντός μέγιστου διαστήματος 5 ημερολογιακών ημερών για την τελευταία Ημέρα Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση
- Ημέρα Υπολογισμού είναι η 5η ημερολογιακή ημέρα μετά το τέλος του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση

Σύμφωνα με το άρθρο 335.28 του Κώδικα, μέχρι τον ορισμό του Φορέα Κάλυψης ΗΕΠ, η κοινοποίηση σε κάθε Συμμετέχοντα της Κατάστασης Τελικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων του για όλες τις Ημέρες Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση, γίνεται 10 ημερολογιακές ημέρες μετά την τελευταία Ημέρα Κατανομής του εν λόγω μήνα.

Όταν παύσουν οι σχετικές μεταβατικές διατάξεις ισχύουν τα εξής:

- Ο ΔΕΣΜΗΕ ξεκινάει τη διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων μετά το τέλος κάθε Ημέρας Κατανομής.
- Η Εκκαθάριση Αποκλίσεων ολοκληρώνεται εντός 4 ημερολογιακών ημερών
- Ημέρα Υπολογισμού είναι η 4η ημερολογιακή ημέρα μετά την Ημέρα Κατανομής στην οποία αναφέρεται η Εκκαθάριση

Η διαδικασία της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων για κάθε Ημέρα Κατανομής (D), σύμφωνα με τις μόνιμες διατάξεις του Κώδικα, λαμβάνει χώρα με τις ακόλουθες δραστηριότητες και τις σχετικές χρονικές προθεσμίες:

Πιν.1. Χρονοδιάγραμμα εκκαθάρισης αποκλίσεων ενέργειας για την Ημέρα Κατανομής D του μήνα M

Ημέρα	Ωρα	Δραστηριότητα
D+4		Ημέρα Υπολογισμού: Ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει τις πληρωμές και τις χρεώσεις για τις αποκλίσεις ενέργειας και κοινοποιεί τις Δηλώσεις Αρχικής Εκκαθάρισης στους Συμμετέχοντες
D+8		Οι Συμμετέχοντες υποβάλλουν ενστάσεις επί των Καταστάσεων Αρχικής Εκκαθάρισης
D+14		Ο ΔΕΣΜΗΕ επιλύει τις διαφορές, κοινοποιεί τις Καταστάσεις Τελικής Εκκαθάρισης και εκδίδει εντολές προς τον Φορέα Εκκαθάρισης για την πραγματοποίηση των σχετικών τραπεζικών πράξεων
D+16	10:00	Η Ημέρα Πληρωμής: Οι Συμμετέχοντες πληρώνουν τα χρέη τους και συγκεντρώνουν τις πληρωμές τους
D+17		Ο ΔΕΣΜΗΕ εκδίδει παραστατικά εκκαθάρισης προς τους Συμμετέχοντες οι οποίοι έχουν πληρώσει τα χρέη τους και εκκινεί τη διαδικασία ελλείμματος συναλλαγών από αποκλίσεις ενέργειας για τους Συμμετέχοντες που δεν έχουν πληρώσει τα χρέη τους

Όλοι οι χρόνοι αναφέρονται σε Ώρα Ελλάδας.

Το Χρονοδιάγραμμα εφαρμόζεται μετά το πέρας ισχύος των Μεταβατικών Διατάξεων .

4.2 Δεδομένα Εισόδου και ενεργειακές ποσότητες Εκκαθάρισης Αποκλίσεων

Τα δεδομένα εισόδου κατά την διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων ενέργειας προέρχονται από:

- τον ΗΕΠ
- τις Επιβεβαιωμένες Δηλώσεις Χρήσης Μακροχρονίων Δικαιωμάτων
- τη λειτουργία του Συστήματος σε πραγματικό χρόνο
- τα δεδομένα μετρήσεων
- ορισμένους συντελεστές και σταθερές.

Τα μεγέθη του ΗΕΠ για κάθε Περίοδο Κατανομής σε κάθε Ημέρα Κατανομής τα οποία συμμετέχουν στους υπολογισμούς των ενεργειακών ποσοτήτων κατά τη διαδικασία της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων ενέργειας είναι τα ακόλουθα:

- Τα ωριαία ενεργειακά προγράμματα των μονάδων παραγωγής σύμφωνα με τις αποδεκτές προσφορές έγχυσης στον ΗΕΠ, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς.
- Τα ωριαία ενεργειακά προγράμματα των μονάδων παραγωγής σύμφωνα με τις αποδεκτές προσφορές έγχυσης στον ΗΕΠ, λαμβάνοντας υπόψη τους απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς.
- Τα ωριαία ενεργειακά προγράμματα υποχρεωτικών νερών των υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής στον ΗΕΠ, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς.
- Τα ωριαία ενεργειακά προγράμματα των εισαγωγών ενέργειας του ΔΕΣΜΗΕ (για επιστροφές εκτάκτων προγραμμάτων, εγγυήσεις εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων) σύμφωνα με τις αποδεκτές προσφορές έγχυσης στον ΗΕΠ, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς.
- Τα ωριαία ενεργειακά προγράμματα των εξαγωγών ενέργειας του ΔΕΣΜΗΕ (για επιστροφές εκτάκτων προγραμμάτων, εγγυήσεις εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων) σύμφωνα με τις αποδεκτές δηλώσεις φορτίου στον ΗΕΠ.
- Τα ωριαία εμπορικά προγράμματα εισαγωγών Συμμετέχοντος, σύμφωνα με τις αποδεκτές προσφορές έγχυσης στον ΗΕΠ, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς. Επίσης στην περίπτωση που ο συμμετέχων έχει Μακροχρόνια Δικαιώματα για εισαγωγή τις ποσότητες ενέργειας που προσέφερε για εισαγωγή στην ελάχιστη επιτρεπόμενη τιμή.
- Τα ωριαία εμπορικά προγράμματα εξαγωγών Συμμετέχοντος, σύμφωνα με τις αποδεκτές δηλώσεις φορτίου στον ΗΕΠ. Επίσης στην περίπτωση που ο Συμμετέχων έχει Μακροχρόνια Δικαιώματα για εξαγωγή, τις ποσότητες ενέργειας που προσέφερε για εξαγωγή στην μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή.

- Τα ωριαία ενεργειακά προγράμματα των φορτίων σύμφωνα με τις αποδεκτές δηλώσεις φορτίου στον ΗΕΠ. Υπενθυμίζουμε πως οι δηλώσεις φορτίου διακρίνονται :
 - σε δηλώσεις φορτίου για καταναλωτές συνδεδεμένους στην Υψηλή Τάση (περιλαμβάνεται και η κατανάλωση του βοηθητικού φορτίου των μονάδων που εκπροσωπεί ο Εκπρόσωπος Φορτίου σε περίπτωση που αυτή δεν καλύπτεται από αντίστοιχη παραγωγή)
 - σε δηλώσεις φορτίου για καταναλωτές συνδεδεμένους στη Μέση Τάση
 - σε δηλώσεις φορτίου για καταναλωτές συνδεδεμένους στη Χαμηλή Τάση
 - σε δηλώσεις κατανάλωσης για άντληση.
- Οι συντελεστές απωλειών εγχύσεως που υπολογίζονται κατά την επίλυση του ΗΕΠ.
- Η Οριακή Τιμή Συστήματος και η Οριακή Τιμή Παραγωγής του ΗΕΠ για κάθε λειτουργική ζώνη.

Τα μεγέθη από τη λειτουργία του Συστήματος σε πραγματικό χρόνο είναι τα ακόλουθα:

- Η ενέργεια που αντιστοιχεί σε Εντολή Κατανομής προς μονάδα παραγωγής ανά Περίοδο Κατανομής. Η μεθοδολογία υπολογισμού περιλαμβάνεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.
- Η Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης και η Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης για κάθε λειτουργική ζώνη.
- Τα υλοποιηθέντα προγράμματα εισαγωγών/εξαγωγών του ΔΕΣΜΗΕ
- Τα υλοποιηθέντα εμπορικά προγράμματα εισαγωγών/εξαγωγών των Συμμετεχόντων.

Από τα δεδομένα των μετρήσεων προκύπτουν για παραγωγούς και φορτία ενεργειακές ποσότητες Εκκαθάρισης που υπολογίζονται ως ακολούθως:

- 1) Η καθαρή παραγωγή μίας μονάδας είναι η ποσότητα ενέργειας που εγχέεται στο Σύστημα Μεταφοράς ή στο Δίκτυο Διανομής μετά την αφαίρεση των βοηθητικών φορτίων αυτής, ανηγμένη στο Σύστημα Μεταφοράς. Λεπτομέρειες και παραδείγματα σχετικά με τον υπολογισμό της καθαρής παραγωγής των μονάδων υπάρχουν στο Εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων.
- 2) Η καθαρή παραγωγή μονάδας αυτοπαραγωγού είναι η ποσότητα ενέργειας η οποία εγχέεται στο Σύστημα Μεταφοράς ή στο Δίκτυο Διανομής, αφού ληφθούν υπ' όψη οι απώλειες του αντίστοιχου Μ/Σ για την αναγωγή της μέτρησης στο Σύστημα. Η ηλεκτρική ενέργεια που απορροφούν οι

βιομηχανικές εγκαταστάσεις αυτοπαραγωγού από το Σύστημα ή το Δίκτυο, δεν αφαιρείται από την καθαρή παραγωγή της μονάδας του, αλλά θεωρείται κατανάλωση. Αντίθετα, το βοηθητικό φορτίο μονάδας αυτοπαραγωγού αφαιρείται από την εξερχόμενη παραγωγή, μόνο στην περίπτωση που αυτό τροφοδοτείται από γραμμή η οποία συνδέεται στον ίδιο υποσταθμό με την μονάδα παραγωγής και η παραγωγή της μονάδας επαρκεί για την κάλυψη της κατανάλωσής του.

- 3) Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές υπολογίζεται ανά λειτουργική ζώνη και ζώνη απωλειών και είναι η συνολική ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται από ανανεώσιμες πηγές στο Σύστημα Μεταφοράς και στο Δίκτυο Διανομής σε κάθε συνδυασμό λειτουργικής ζώνης και ζώνης απωλειών. Οι ενεργειακές ποσότητες ανάγονται στην ΥΤ.
- 4) Μετρητικά Δεδομένα Διασυνδέσεων : Οι μετρήσεις των φυσικών ροών ανά διασυνδεδετικό κόμβο ανάγονται σε ένα συμβατικά ορισμένο διασυνδεδετικό σημείο λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες των διασυνδεδετικών γραμμών. Το ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών αναφέρεται στην καθαρή ροή μέσω των διασυνδέσεων που μπορεί να είναι εισαγωγική ή εξαγωγική. Ο τρόπος με τον οποίο γίνεται η αναγωγή αυτή περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Μετρητών και Μετρήσεων.
- 5) Για έναν Εκπρόσωπο Φορτίου ο οποίος προμηθεύει με ενέργεια Πελάτες που συνδέονται στο Σύστημα Μεταφοράς και/ή στο Δίκτυο Διανομής, η συνολική ποσότητα της κατανάλωσης για μια Περίοδο Κατανομής ισούται με το άθροισμα των μετρούμενων καταναλώσεων των Πελατών του για την Περίοδο αυτή.
- 6) Οι μετρήσεις των Πελατών των οποίων οι εγκαταστάσεις συνδέονται στη Μέση Τάση του διασυνδεδεμένου με το Σύστημα Δικτύου Διανομής, επαυξάνονται με την επιβολή συντελεστών απωλειών Δικτύου ΜΤ όπως αυτοί καθορίζονται από τη σχετική απόφαση της ΡΑΕ (η τρέχουσα απόφαση είναι η 17/2006 με τιμή συντελεστή απωλειών Δικτύου ΜΤ ίση με 3,31%).
- 7) Οι μετρήσεις των Πελατών των οποίων οι εγκαταστάσεις συνδέονται στη Υψηλή Τάση του Συστήματος Μεταφοράς δεν υφίστανται την επιβολή συντελεστών απωλειών Συστήματος ή Δικτύου παρά μόνο αναγωγή των μετρήσεων τους στην ΥΤ σε περίπτωση που οι μετρητές δεν είναι εγκατεστημένοι στην πλευρά της ΥΤ του αντίστοιχου Μ/Σ ισχύος.
- 8) Για μη τηλεμετρούμενους Πελάτες που συνδέονται στο Δίκτυο Διανομής στο επίπεδο της Χαμηλής Τάσης (ΧΤ), ο Διαχειριστής του Δικτύου υπολογίζει και παρέχει στον ΔΕΣΜΗΕ μία εκτίμηση του ποσοστού επί της συνολικής μη τηλεμετρούμενης κατανάλωσης του Δικτύου Διανομής που αντιστοιχεί σε κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου για τους παραπάνω Πελάτες. Στη συνέχεια, ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει, ανά Περίοδο Κατανομής, την κατανάλωση που αντιστοιχεί σε κάθε Προμηθευτή για το σύνολο των Πελατών της κατηγορίας αυτής σαν γινόμενο του προαναφερθέντος ποσοστού επί τη

συνολική μη τηλεμετρούμενη κατανάλωση του Δικτύου για την περίοδο αυτή αφού απομειωθεί κατά τη συνολική μετρούμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στους τηλεμετρούμενους Πελάτες Δικτύου ΜΤ. Η συνολική κατανάλωση του Δικτύου υπολογίζεται από τις μετρούμενες ποσότητες στα όρια του Δικτύου Διανομής, προσθέτοντας την ποσότητα ενέργειας που εγχέεται στο Δίκτυο. Για Προμηθευτές που τροφοδοτούν πελάτες στη ΧΤ, η τελική Εκκαθάριση πραγματοποιείται από τον Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής, σύμφωνα με τις διατάξεις του Εγχειριδίου Μετρήτων και Μετρήσεων και Περιοδικής Εκκαθάρισης Προμηθευτών του Δικτύου Διανομής.

- 9) Από το σύνολο της μετρούμενης κατανάλωσης κάθε πελάτη στην ΥΤ ή ΜΤ, ο οποίος διαθέτει μετρητή με δυνατότητα τηλεμετάδοσης των δεδομένων των μετρήσεων, για κάθε Περίοδο Κατανομής, αποδίδεται στον Εκπρόσωπο Φορτίου η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτει από την Δήλωση Εκπροσώπησης του/των Μετρητή/ών του εν λόγω πελάτη ή από την υπάρχουσα Συμφωνία Κατανομής για τους μετρητές του πελάτη αυτού ως εξής:

- i. **Για τους μετρητές φορτίου Πελατών τους οποίους ο Εκπρόσωπος Φορτίου εκπροσωπεί με ποσοστό:** Η κατανάλωση που αντιστοιχεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου υπολογίζεται σαν γινόμενο της μετρούμενης κατανάλωσης (ανηγμένη στην ΥΤ) επί το ποσοστό εκπροσώπησης
- ii. **Για τους μετρητές φορτίου Πελατών τους οποίους ο Εκπρόσωπος Φορτίου εκπροσωπεί με καθορισμένη ποσότητα ενέργειας (μπάντα):** Σε περίπτωση που η μπάντα είναι μικρότερη από τη μετρούμενη ποσότητα ενέργειας (ανηγμένη στην ΥΤ), η κατανάλωση που αντιστοιχεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου είναι ίση με τη μπάντα ενώ όταν η μπάντα είναι μεγαλύτερη από τη μετρούμενη ποσότητα ενέργειας, η κατανάλωση που αντιστοιχεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου είναι ίση με τη μετρούμενη ποσότητα ενέργειας.
- iii. **Για τους μετρητές φορτίου Πελατών τους οποίους ο Εκπρόσωπος Φορτίου εκπροσωπεί για το υπόλοιπο της ενέργειας:** Η κατανάλωση που αντιστοιχεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου είναι η μετρούμενη ποσότητα ενέργειας (ανηγμένη στην ΥΤ) μειωμένη κατά την ποσότητα ενέργειας που έχει αποδοθεί στον άλλο Εκπρόσωπο Φορτίου με τον οποίο υπάρχει Συμφωνία Κατανομής Μετρητή.

Συνοπτικά οι περιπτώσεις ii) και iii) περιγράφονται στο παρακάτω παράδειγμα:

ΣΥΝΘΗΚΗ	$P_M \geq P_B$	$P_M < P_B$
Κατανάλωση του Εκπροσώπου	$P_{s1} = P_B$	$P_{s1} = P_M$

Φορτίου s1 που εκπροσωπεί το μετρητή με μπάντα ενέργειας		
Κατανάλωση του Εκροσώπου Φορτίου s2 που εκπροσωπεί το μετρητή για το υπόλοιπο της ενέργειας	$P_{s2} = P_M - P_B$	$P_{s2} = 0$

Όπου :

P_M : η ενέργεια που καταναλώνεται όπως καταγράφεται από το μετρητή ανηγμένη στο Σύστημα Μεταφοράς λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες του αντίστοιχου Μ/Σ στην περίπτωση κατά την οποία ο μετρητής είναι εγκατεστημένος στην πλευρά της ΜΤ

P_B : η ενέργεια που έχει δηλωθεί πως θα καταχωρείται στον Εκπρόσωπο Φορτίου s1

Κατά των υπολογισμό των αποκλίσεων σε περιπτώσεις έγχυσης (μονάδες, κόμβοι διασύνδεσης) γίνεται χρήση των συντελεστών απωλειών εγχύσεως ώστε να συνεκτιμώνται οι απώλειες του Συστήματος. Οι συντελεστές αυτοί αντιστοιχούν στο πραγματικό Φορτίο του Συστήματος (κατά το άρθρο 182) αυτό δηλαδή που λαμβάνεται υπόψη κατά τον υπολογισμό της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης. Επισημαίνουμε πως σύμφωνα με το άρθρο 335.14 μέχρι την ολοκλήρωση του απαραίτητου λογισμικού από το ΔΕΣΜΗΕ οι συντελεστές αυτοί λαμβάνουν τιμή 1 δηλαδή δε λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες Συστήματος κατά την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων εκτός από τη διαδικασία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης όπου και εφαρμόζονται.

Κατά την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων χρησιμοποιούνται καθορισμένες ποσότητες ως όρια ανοχής στον προσδιορισμό των αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης των μονάδων και των φορτίων. Σύμφωνα με το άρθρο 335.7 αρχικά οι τιμές των μεγεθών αυτών θεωρούνται μηδενικές. Ανάλογα ισχύουν για το συντελεστή χρέωσης που εφαρμόζεται στην Εκκαθάριση των Αποκλίσεων των Εμπορικών προγραμμάτων των διασυνδέσεων που αρχικά λαμβάνει τιμή ίση με τη μονάδα. Σύμφωνα με το άρθρο 335.7 παρέχεται η δυνατότητα τροποποίησης των συντελεστών αυτών κατά τη διάρκεια του πρώτου ημερολογιακού έτους εφαρμογής τους. Το μέγεθος TOL των μονάδων από 1.1.2011 καθορίζεται από τη ΡΑΕ σύμφωνα με το ΦΕΚ Β 2046/30.12.2010 ως 2% του NCAP για τις μονάδες σε εμπορική λειτουργία και ως 40% του NCAP για τις μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία.

Παρατήρηση: Ειδικά για μονάδες που λειτουργούν υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής (ΑΡΠ), όλες οι αποκλίσεις από τις Εντολές Κατανομής οφείλονται στις ενέργειες ρύθμισης της ΑΡΠ και για το λόγο αυτό χαρακτηρίζονται ως επιβεβλημένες αποκλίσεις ενέργειας για τις Περιόδους Κατανομής, κατά τις οποίες η μονάδα λειτουργεί υπό ΑΡΠ. Αυτό γίνεται επειδή η ΑΡΠ κινεί μονάδες

με προγραμματισμένη δευτερεύουσα εφεδρεία όπως απαιτείται γύρω από το σημείο αναφοράς της κατανομής το οποίο προκύπτει από το Πρόγραμμα Κατανομής Πραγματικού Χρόνου, αλλά εντός του προγραμματισμένου εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης.

4.3 Διαγράμματα ροής δραστηριότητας Εκκαθάρισης Αποκλίσεων

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται τα διαγράμματα ροής της Επιχειρησιακής Διαδικασίας Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Η Εκκαθάριση Αποκλίσεων μπορεί να χωριστεί σε πέντε (5) κύριες διαδικασίες, οι οποίες είναι:

- 1) ΕΑ1 – Υπολογισμός Αποκλίσεων Ενέργειας
- 2) ΕΑ2 – Εκκαθάριση Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης
- 3) ΕΑ3 – Εκκαθάριση των Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής
- 4) ΕΑ4 – Εκκαθάριση Χρεώσεων και Πιστώσεων
- 5) ΕΑ5 – Εκκαθάριση του Λογαριασμού Προσαυξήσεων

Κάθε μία από αυτές τις διαδικασίες αποτελείται από επιμέρους διαδικασίες. Η περιγραφή κάθε διαδικασίας περιλαμβάνει είσοδο και έξοδο από και προς άλλες διαδικασίες της κύριας δραστηριότητας ή από άλλες διαδικασίες του ίδιου μηχανισμού αγοράς.

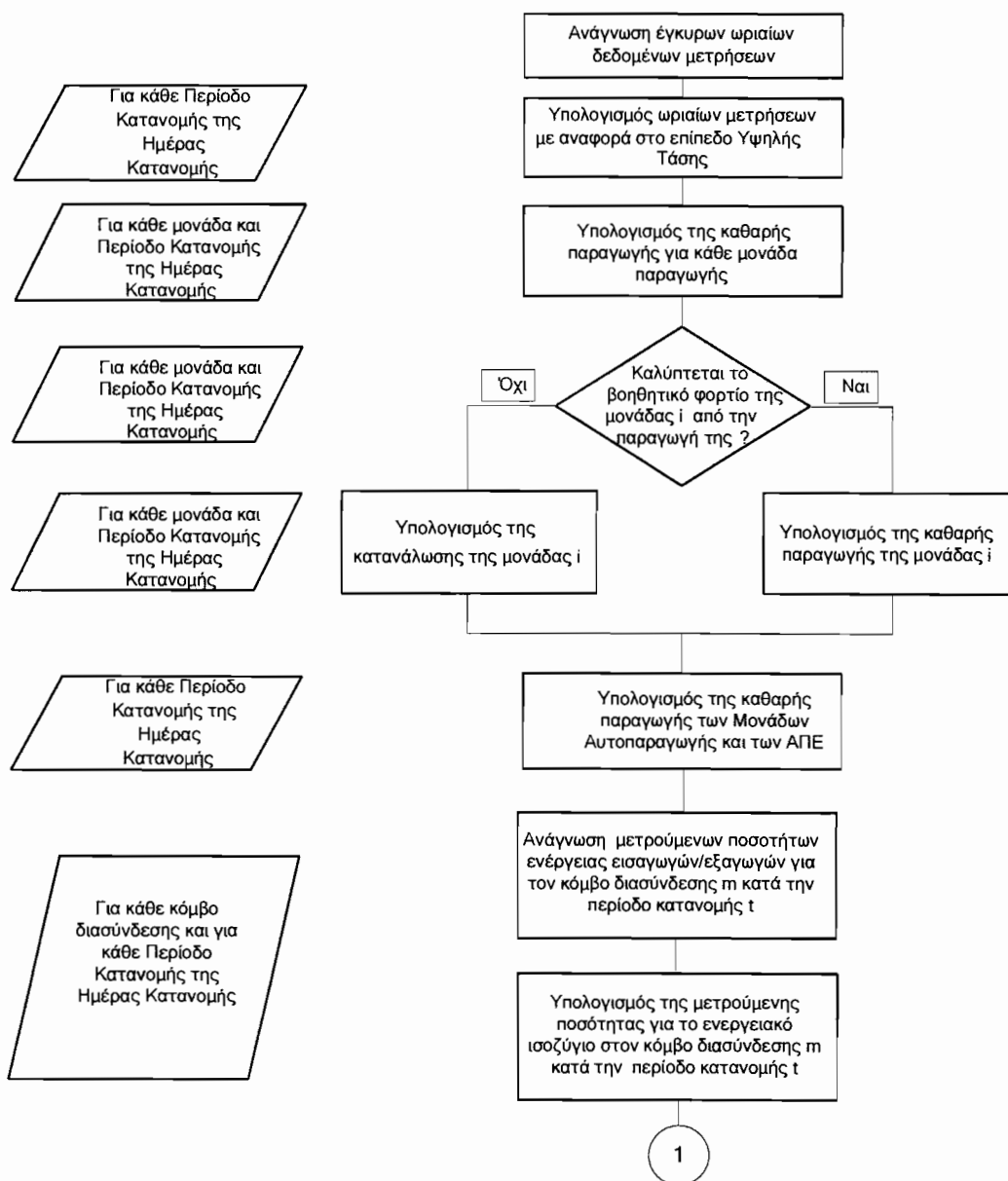
Διάγραμμα Ροής Επιχειρησιακής Διαδικασίας Εκκαθάρισης Αποκλίσεων

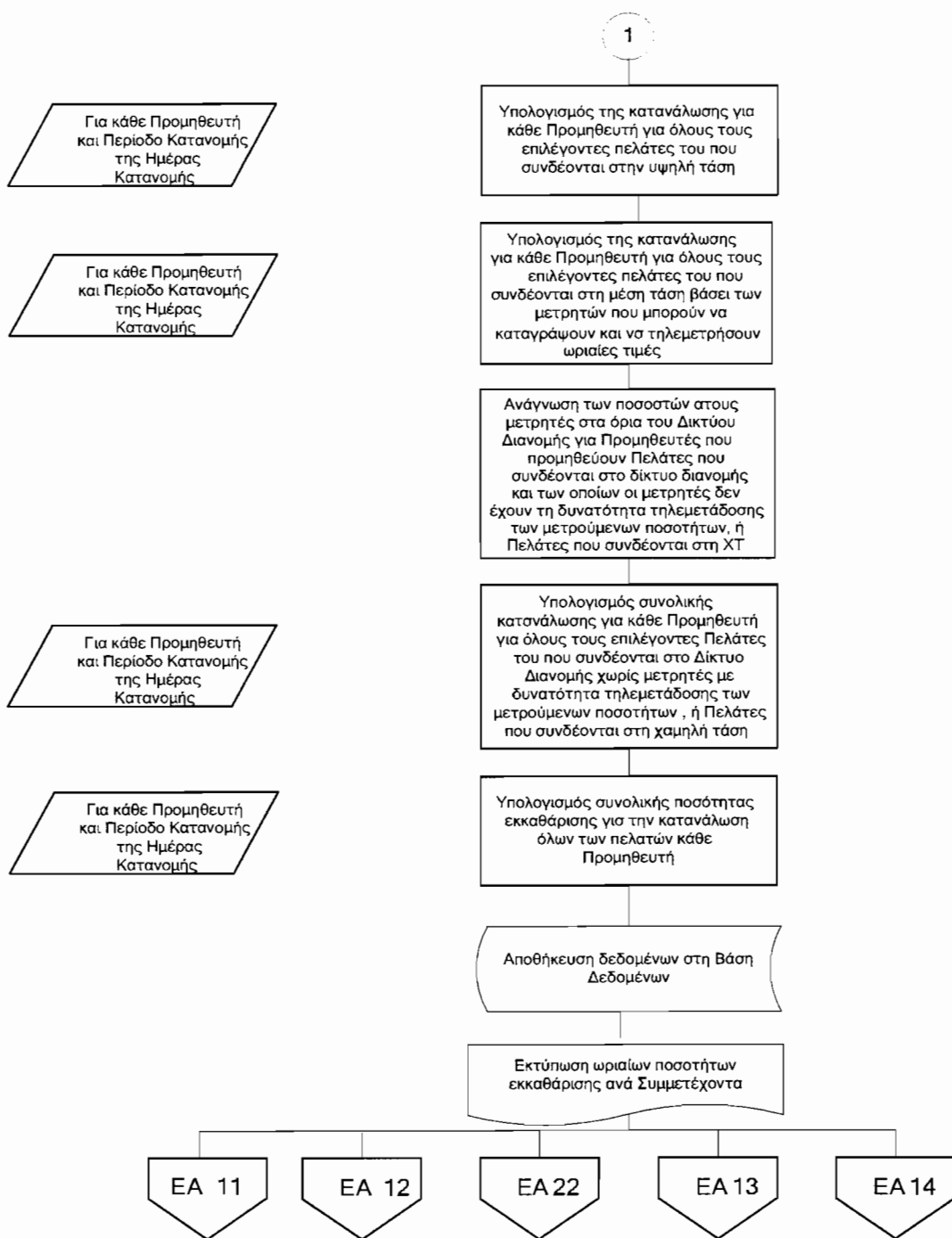


Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα ακόλουθα αναλυτικά διαγράμματα ροής:

1. Το αναλυτικό διάγραμμα ροής (EA100) που απεικονίζει τη διαδικασία Υπολογισμού των Ποσοτήτων Εκκαθάρισης.
2. Το αναλυτικό διάγραμμα ροής (EA11) που απεικονίζει τη διαδικασία Υπολογισμού Αποκλίσεων Παραγωγής για Μονάδες.

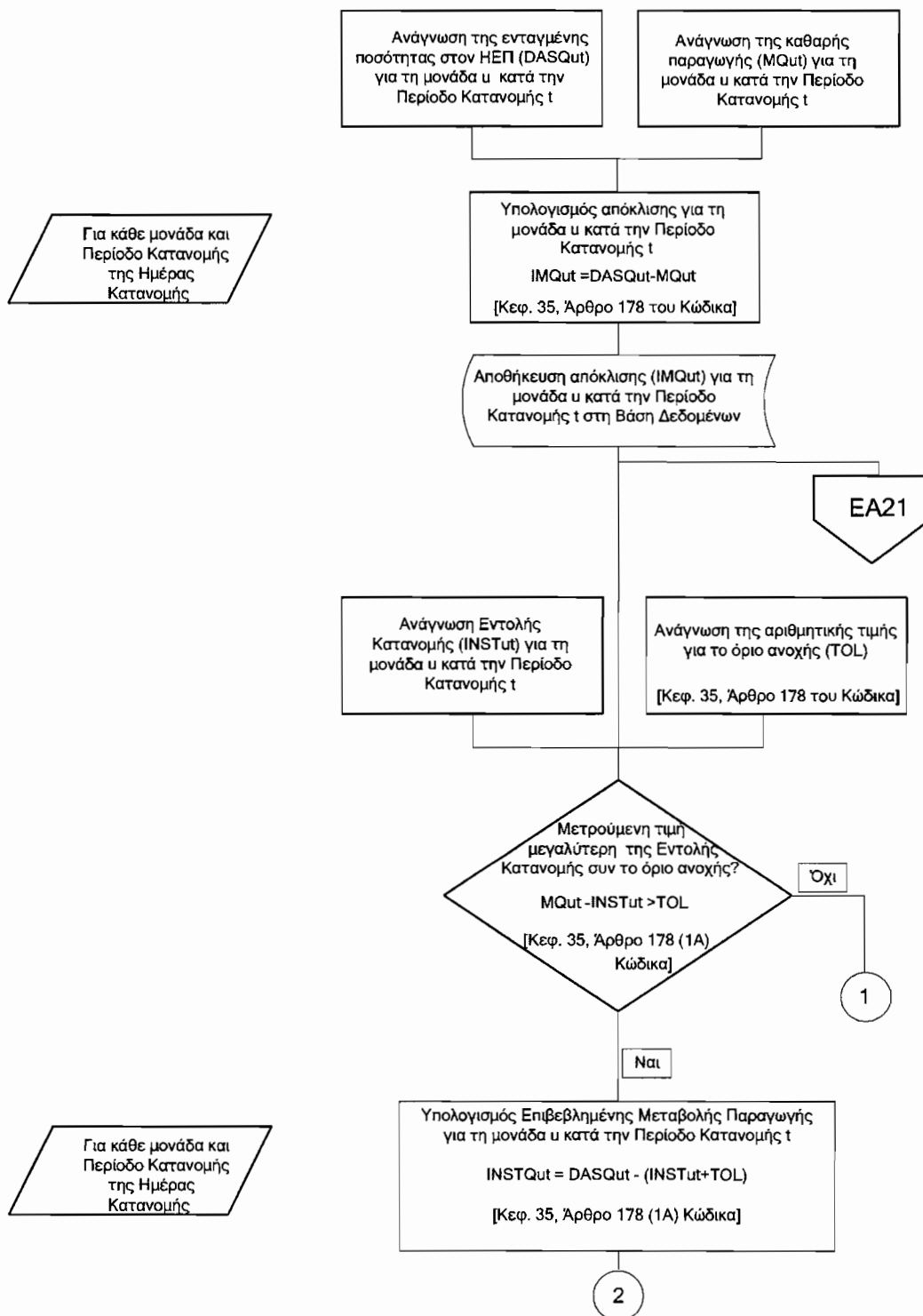
ΕΑ100 – Υπολογισμός Ποσοτήτων Εκκαθάρισης

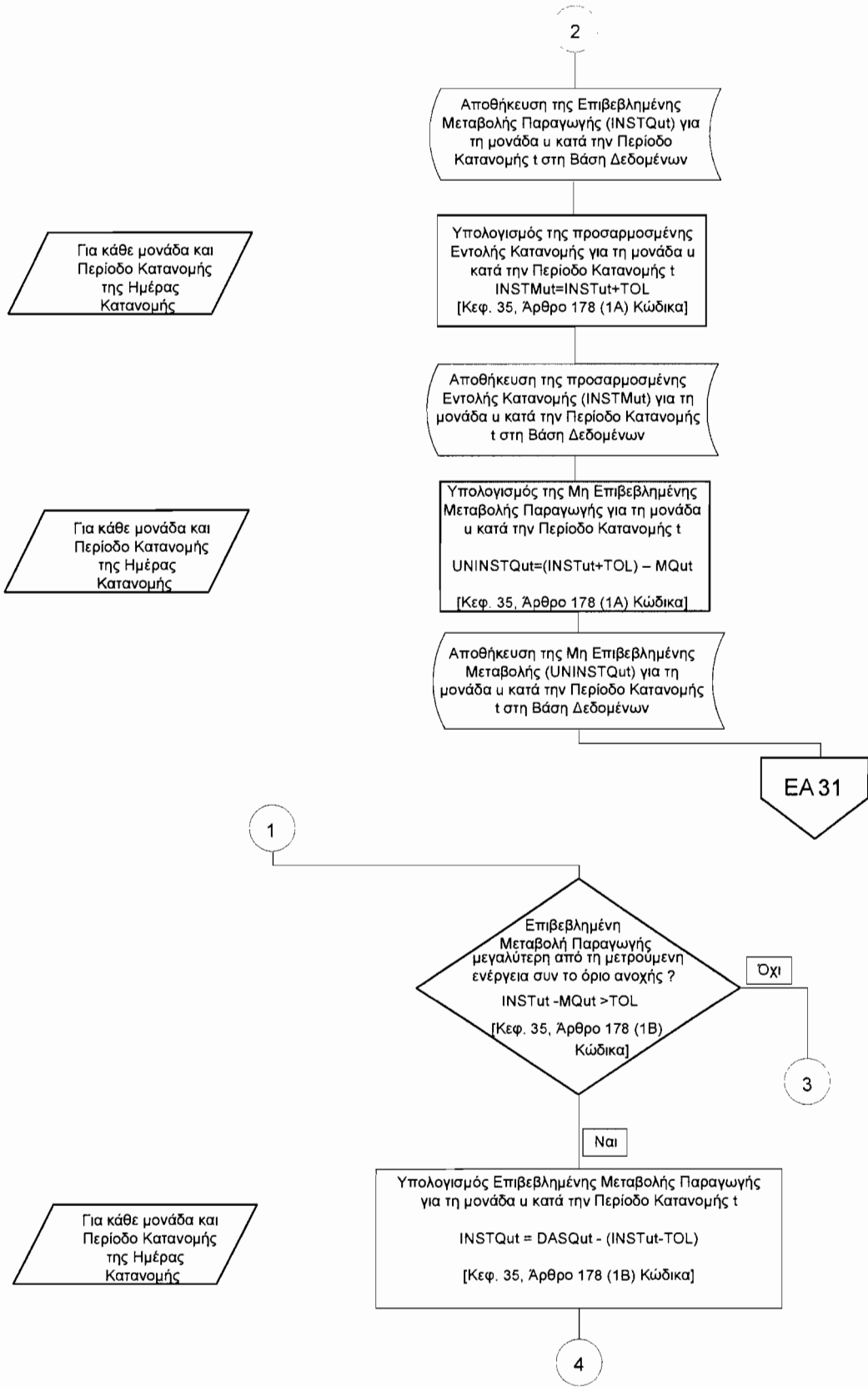


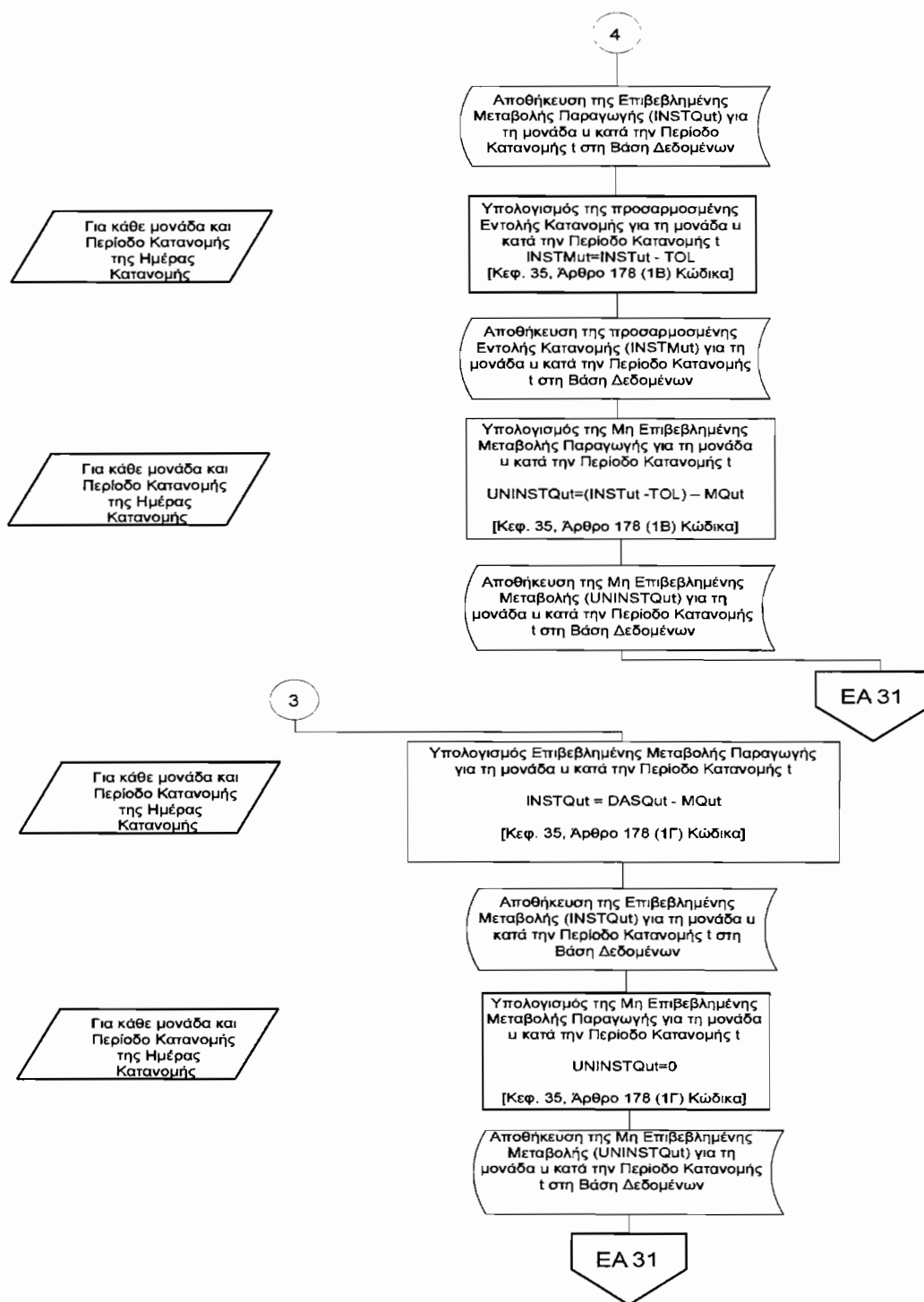


- Όπου EA11: Υπολογισμός Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης για Μονάδες
- EA12: Υπολογισμός Αποκλίσεων Ενέργειας στις Διασυνδέσεις λόγω μη προγραμματισμένων ροών
- EA22: Υπολογισμός Χρεώσεων/Πιστώσεων για Αποκλίσεις Ενέργειας στις Διασυνδέσεις λόγω μη προγραμματισμένων ροών
- EA13: Υπολογισμός Αποκλίσεων Ενέργειας για Εκπροσώπους Φορτίου Πελατών εντός Ελλάδος
- EA14: Υπολογισμός Αποκλίσεων Ενέργειας για τις μονάδες του Άρθρου 35 του Ν. 2773/1999

EA11 – Υπολογισμός Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης για Μονάδες







Όπου

ΕΑ21: Υπολογισμός Χρεώσεων ή Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης Μονάδων

ΕΑ31: Υπολογισμός Συμπληρωματικών Πληρωμών ή Χρεώσεων Μονάδων με Εντολές Κατανομής

4.4 Υπολογισμός Πιστώσεων/Χρεώσεων Αποκλίσεων Ενέργειας

Οι χρεώσεις στη διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων είναι αλγεβρικά μεγέθη, δηλαδή οι θετικές χρεώσεις αντιστοιχούν σε χρεώσεις, ενώ οι αρνητικές σε πιστώσεις.

Κατανεμόμενες Μονάδες (άρθρο 184, 188, 189, 190)

Στην παράγραφο αυτή δίδονται διευκρινίσεις για τον υπολογισμό των πιστώσεων/χρεώσεων αποκλίσεων ενέργειας για τις αποκλίσεις κατανεμόμενων μονάδων.

Η βασική πίστωση/χρέωση που αναφέρεται στην απόκλιση (άρθρο 184), υπολογίζεται ως η διαφορά μεταξύ της προγραμματισμένης στον ΗΕΠ και της μετρούμενης παραγωγής ενέργειας και εκκαθαρίζεται στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής.

Η πίστωση αντιστοιχεί σε αρνητική απόκλιση ενέργειας δηλαδή πρόσθετη παραγωγή ενέργειας σε πραγματικό χρόνο συγκρινόμενη με την αντίστοιχη ποσότητα ενέργειας που προγραμματίστηκε για έγχυση στον ΗΕΠ.

Η χρέωση αντιστοιχεί σε θετική απόκλιση ενέργειας δηλαδή μικρότερη παραγωγή ενέργειας σε πραγματικό χρόνο συγκρινόμενη με την αντίστοιχη ποσότητα ενέργειας που προγραμματίστηκε για έγχυση στον ΗΕΠ.

1. Εντολή για Αύξηση Παραγωγής

Μία πρόσθετη χρέωση επιβάλλεται στην περίπτωση Εντολής Κατανομής για αύξηση ή διατήρηση της παραγωγής και με την προϋπόθεση ότι η μετρούμενη παραγωγή της μονάδας είναι μεγαλύτερη από την ποσότητα που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής (άρθρο 188). Η χρέωση αυτή αφορά σε μη επιβεβλημένη απόκλιση ενέργειας και ουσιαστικά αναιρεί την πληρωμή για μη επιβεβλημένη απόκλιση ενέργειας που έγινε κατά τον υπολογισμό της αποζημίωσης της Απόκλισης Παραγωγής - Ζήτησης.

Το ισοζύγιο πληρωμών παραγωγής (άρθρο 190) που προκύπτει από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων σε περίπτωση Εντολής Κατανομής για αύξηση παραγωγής είναι:

- **Στην περίπτωση που η μετρούμενη παραγωγή της μονάδας είναι μικρότερη από την προγραμματισμένη για έγχυση ενέργεια:** Χρέωση στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής της ποσότητας από την προγραμματισμένη για έγχυση ενέργεια έως την μετρούμενη παραγωγή.
- **Στην περίπτωση που η μετρούμενη παραγωγή της μονάδας είναι μεγαλύτερη από ή ίση με την προγραμματισμένη για έγχυση ενέργεια:** Πληρωμή στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής της ποσότητας από την προγραμματισμένη για έγχυση ενέργεια έως την ελάχιστη ποσότητα ενέργειας μεταξύ της μετρούμενης παραγωγής και της προσαρμοσμένης ποσότητας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής.

2. Εντολή για Μείωση Παραγωγής

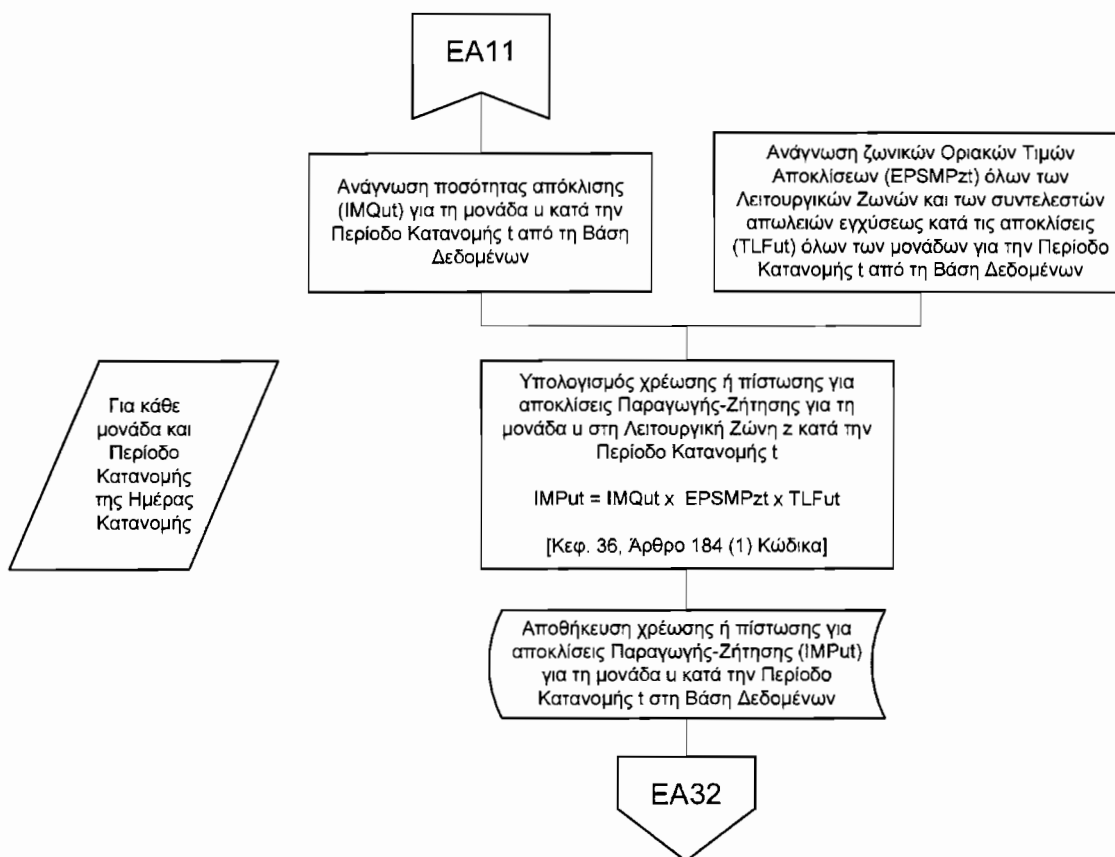
Μία πρόσθετη πληρωμή/χρέωση επιβάλλεται στην περίπτωση Εντολής Κατανομής για μείωση παραγωγής, η οποία ουσιαστικά οδηγεί γενικά την χρέωση των επιβεβλημένων αποκλίσεων στο κόστος της μη-παραχθείσας ενέργειας μεταξύ της προγραμματισμένης και της προσαρμοσμένης ποσότητας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής (άρθρο 189) ενώ ειδικότερα για τις μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία και το τμήμα της υποχρεωτικής λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων στην αντίστοιχη επιστροφή των χρημάτων της εκκαθάρισης του ΗΕΠ. Αναλυτικά το ισοζύγιο πληρωμών παραγωγής (άρθρο 190) που προκύπτει από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων σε περίπτωση Εντολής Κατανομής για μείωση παραγωγής για τις θερμικές μονάδες που δεν βρίσκονται σε κατάσταση δοκιμαστικής λειτουργίας είναι:

- **Στην περίπτωση που η μετρούμενη παραγωγή της μονάδας είναι μικρότερη από την προσαρμοσμένη ποσότητα που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής:** Χρέωση του κόστους της μη-παραχθείσας ενέργειας μεταξύ της προγραμματισμένης για έγχυση ενέργειας και της προσαρμοσμένης ποσότητας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής και χρέωση στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής της ποσότητας μεταξύ της προσαρμοσμένης ποσότητας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής και της μετρούμενης παραγωγής.
- **Στην περίπτωση που η μετρούμενη παραγωγή της μονάδας είναι μεγαλύτερη από ή ίση με την προσαρμοσμένη ποσότητα που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής:** Χρέωση του κόστους της μη-παραχθείσας ενέργειας μεταξύ της προγραμματισμένης για έγχυση ενέργειας και της προσαρμοσμένης ποσότητας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα ακόλουθα αναλυτικά διαγράμματα ροής:

- 1) Το διάγραμμα EA21 που περιγράφει τη διαδικασία Υπολογισμού Χρεώσεων ή Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης Μονάδων
- 2) Το διάγραμμα EA31 που περιγράφει τη διαδικασία Υπολογισμού Συμπληρωματικών Πληρωμών ή Χρεώσεων Μονάδων με Εντολές Κατανομής
- 3) Το διάγραμμα EA32 που περιγράφει τη διαδικασία Ημερήσιων Πληρωμών και Χρεώσεων για Παραγωγούς

ΕΑ21 – Υπολογισμός Χρεώσεων ή Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης Μονάδων

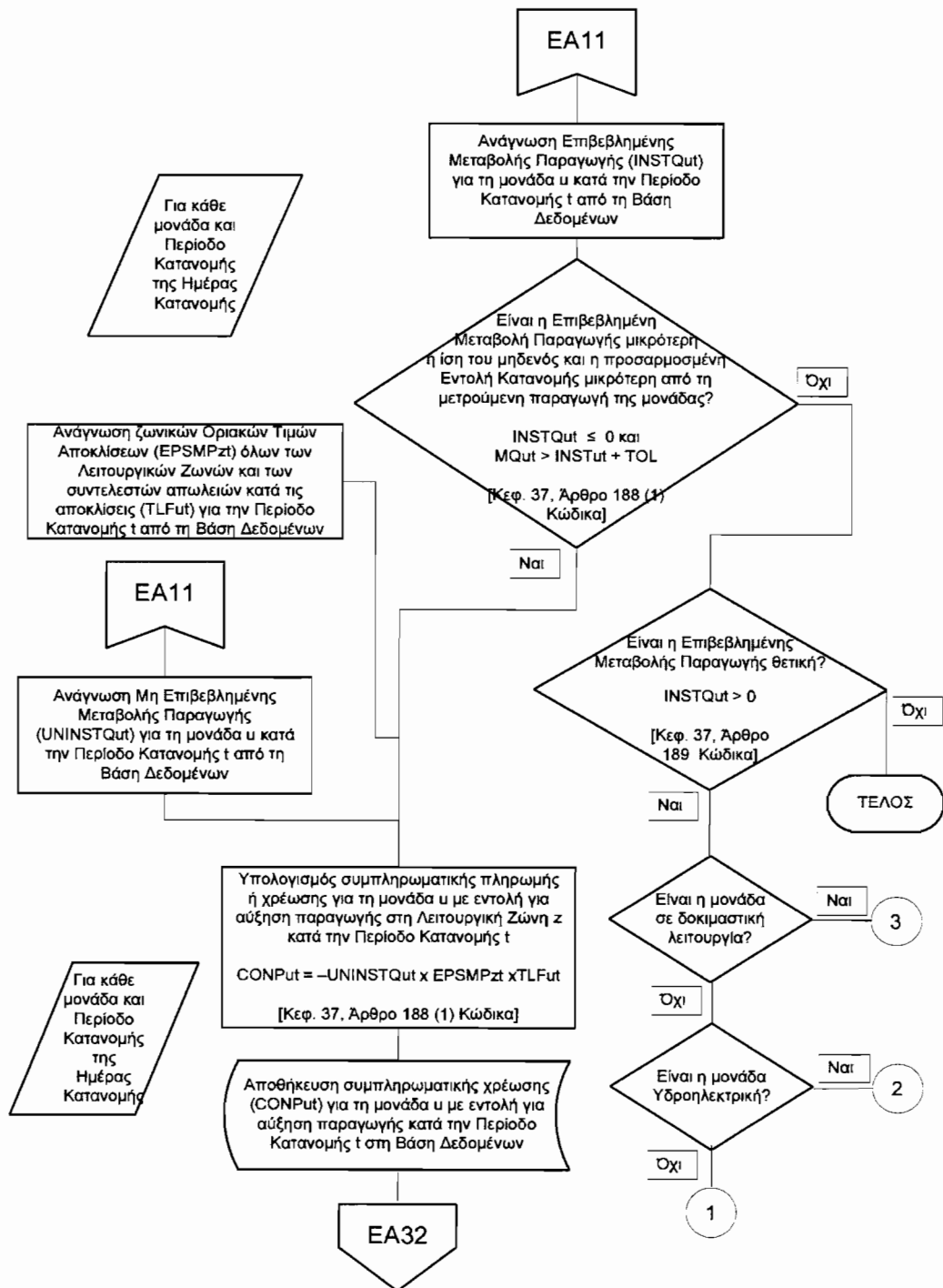


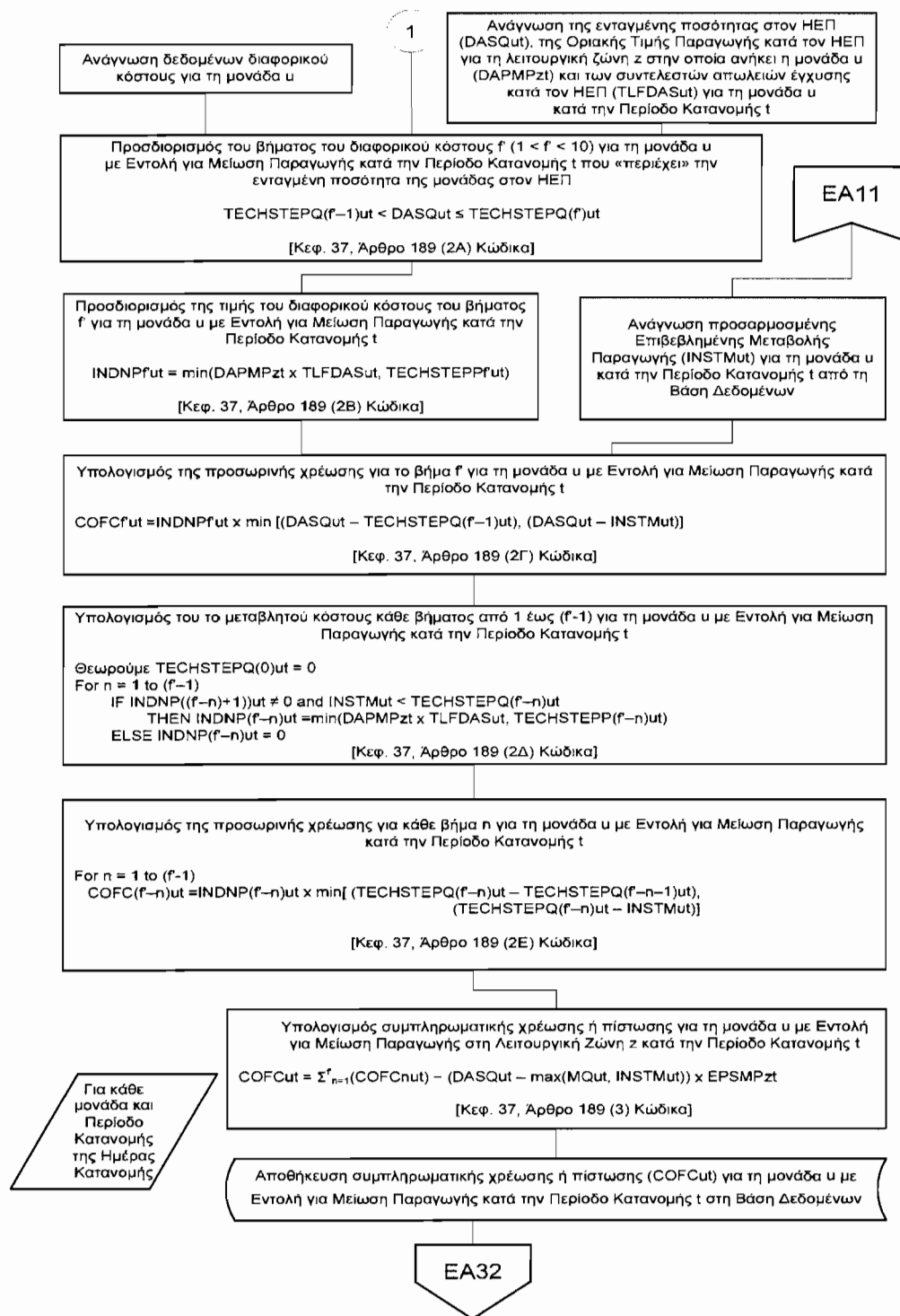
Όπου

EA11: Υπολογισμός Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης για Μονάδες

EA32: Ημερήσιες Πληρωμές και Χρεώσεις για Παραγωγούς

EA31 – Υπολογισμός Συμπληρωματικών Πληρωμών ή Χρεώσεων Μονάδων με Εντολές Κατανομής

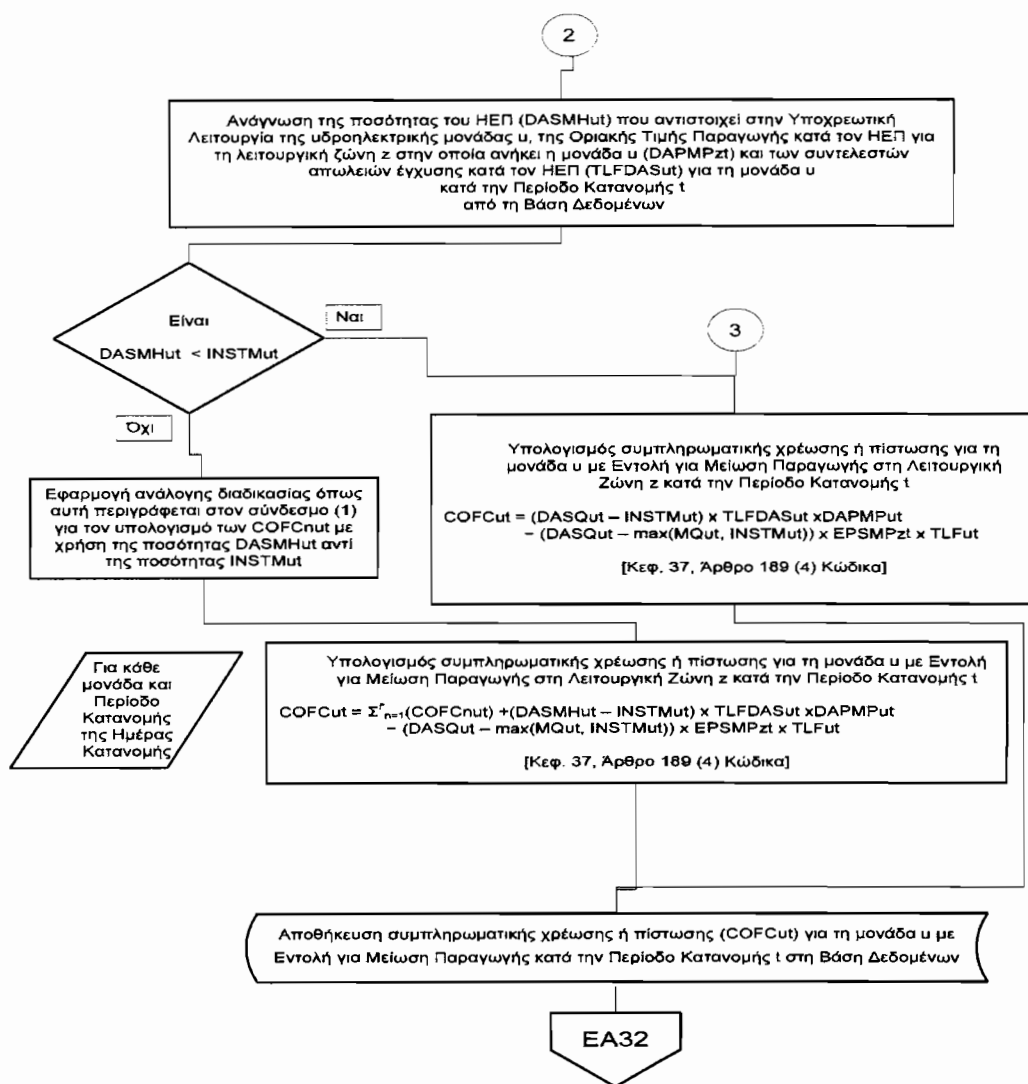




Όπου:

EA11: Υπολογισμός Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης για Μονάδες

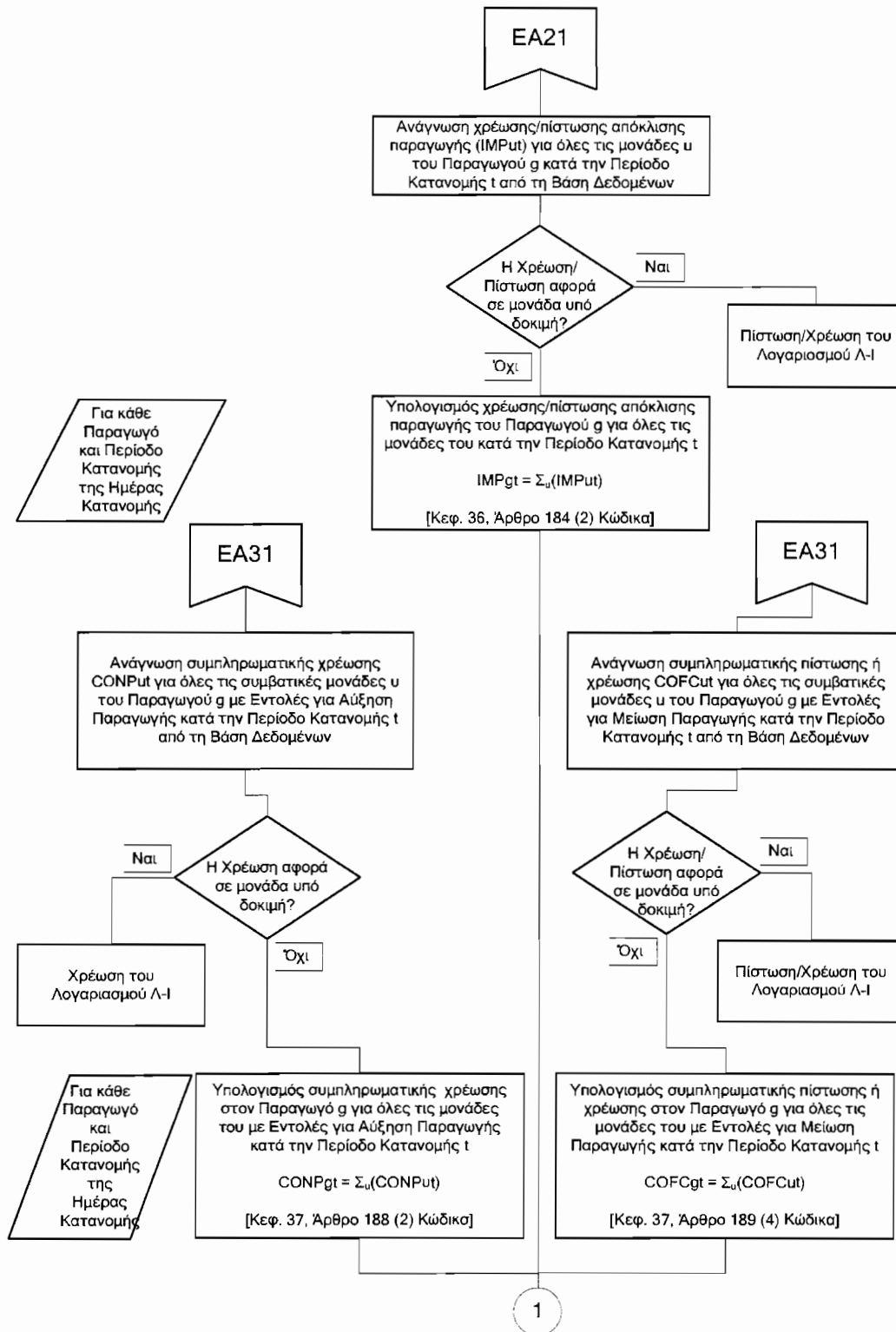
EA32: Ημερήσιες Πληρωμές και Χρεώσεις για Παραγωγούς

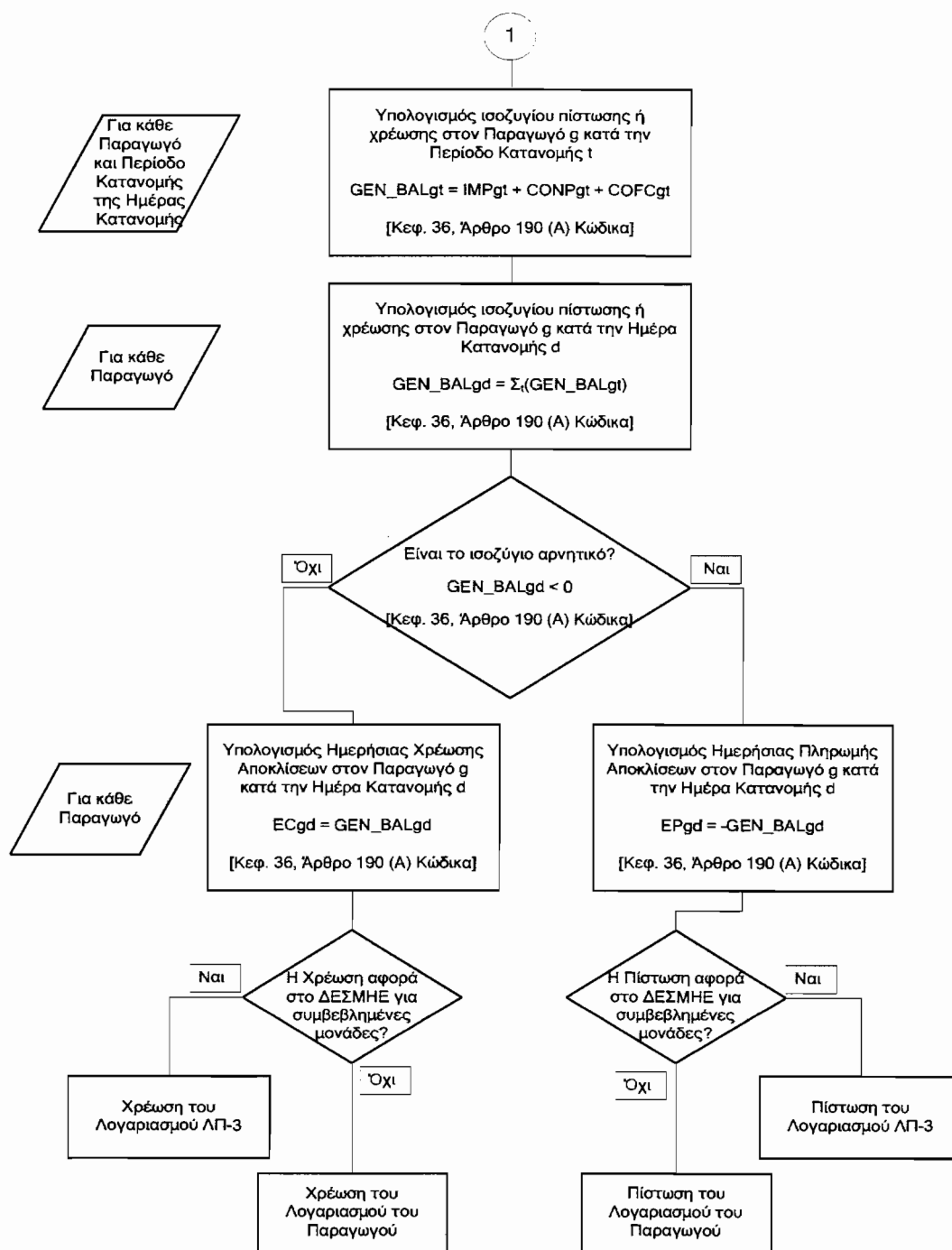


Όπου:

EA32: Ημερήσιες Πληρωμές και Χρεώσεις για Παραγωγούς

ΕΑ32 – Ημερήσιες Πληρωμές και Χρεώσεις για Παραγωγούς





Όπου:

ΕΑ21: Υπολογισμός Χρεώσεων ή Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης Μονάδων

ΕΑ31: Υπολογισμός Συμπληρωματικών Πληρωμών ή Χρεώσεων Μονάδων με Εντολές Κατανομής

4.4.1.1 Παραδείγματα εκκαθάρισης κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής

Στα παραδείγματα που ακολουθούν γίνονται οι παρακάτω παραδοχές:

- Για να υπάρχει μια συνολική εκτίμηση των πιστώσεων/χρεώσεων γίνεται αναφορά και στα έσοδα που προκύπτουν κατά τον ΗΕΠ. Για λόγους καλύτερης εποπτείας με την αποφυγή εισαγωγής επιπλέον μεταβλητών στα σχήματα, τα έσοδα από τον ΗΕΠ συσχετίζονται με το DASOut και όχι με το DAIOut όπως πραγματικά γίνεται (δηλαδή χωρίς να συνεκτιμούνται οι απώλειες του Συστήματος).
- Οι χαρακτηρισμοί που δίνονται στις υπολογιζόμενες ποσότητες και στα διαγραμμισμένα τμήματα των σχημάτων ως χρέωση ή πίστωση δεν ισχύουν γενικά αλλά είναι αυτοί που προκύπτουν από τις σχέσεις των μεταβλητών που υπάρχουν σε κάθε συγκεκριμένο παράδειγμα (π.χ. αν το διαφορικό κόστος είναι μεγαλύτερο από την οριακή τιμή αποκλίσεων παραγωγής ή όχι).
- Για τις περιπτώσεις με Εντολή Κατανομής για μείωση της παραγωγής, ο αλγόριθμος του άρθρου 189 περιγράφεται με το ολοκλήρωμα μιας βηματικής συνάρτησης $TDut(Q)$ η οποία για κάθε επίπεδο ενέργειας Q εκφράζει την ελάχιστη τιμή μεταξύ της Οριακής Τιμής Παραγωγής της Λειτουργικής Ζώνης στην οποία βρίσκεται η μονάδα u πολλαπλασιασμένη με τους Συντελεστές απωλειών του Συστήματος κατά τον ΗΕΠ και του διαφορικού κόστους της υπό εξέταση κατανεμόμενης μονάδας παραγωγής. Το ολοκλήρωμα αυτό εκφράζει την επιφάνεια κάτω από την καμπύλη $TDut(Q)$ και ισούται με το άθροισμα των γινομένων των τιμών του της $TDut(Q)$ με τα αντίστοιχα τμήματα των επιπέδων καθαρής παραγωγής που βρίσκονται μεταξύ της προσαρμοσμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής ή σε κάποιες περιπτώσεις των υδροηλεκτρικών μονάδων μεταξύ της ποσότητας που αφορά στην υποχρεωτική λειτουργία της μονάδας και του προγράμματος παραγωγής ενέργειας στον ΗΕΠ. Η χρήση του ολοκληρώματος αυτού σε καμιά περίπτωση δεν αντικαθιστά τον αλγόριθμο του άρθρου 189 αλλά χρησιμοποιείται μόνο για την συνοπτική αναφορά στο αποτέλεσμα του αλγορίθμου αυτού.
- Τα ονόματα των μεταβλητών που χρησιμοποιούνται είναι ίδια με αυτά του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Επιπλέον συμβολίζουμε ως EXPIP την Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής της λειτουργικής ζώνης όπου βρίσκεται η μονάδα του παραδείγματος, ως TLFDA τους συντελεστές απωλειών έγχυσης που υπολογίζονται κατά την επίλυση του ΗΕΠ και DASMH την προγραμματισμένη ποσότητα υποχρεωτικής λειτουργίας μιας υδροηλεκτρικής μονάδας χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι συντελεστές απωλειών.

4.4.1.2 Παραδείγματα περιπτώσεων Εκκαθάρισης με Εντολή για Αύξηση Παραγωγής

Ισχύει : $(INTSQu_t < 0)$

4.4.1.2.1 Παράδειγμα 1^ο

Έστω μονάδα u η οποία κατά την Περίοδο Κατανομής t κλήθηκε με Εντολή Κατανομής ($INSTu_t$) να παράγει μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας από αυτή που αρχικά είχε προγραμματιστεί να παράγει ($DASQu_t$) και ότι γι'αυτές τις ποσότητες ισχύει :

$DASQu_t < INSTu_t - TOL$ όπου TOL το όριο ανοχής στον προσδιορισμό αποκλίσεων των μονάδων.

Έστω επίσης πως μετά τη συλλογή των μετρήσεων διαπιστώθηκε πως για την πραγματική καθαρή παραγωγή της μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t (MQu_t) ισχύει:

$$MQu_t < DASQu_t$$

δηλαδή η μονάδα όχι μόνο δεν ανέβασε την παραγωγή της ώστε να φτάσει το επίπεδο παραγωγής που της ζητήθηκε με την Εντολή Κατανομής αλλά αντίθετα μείωσε την παραγωγή της. Για τη μονάδα αυτή ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

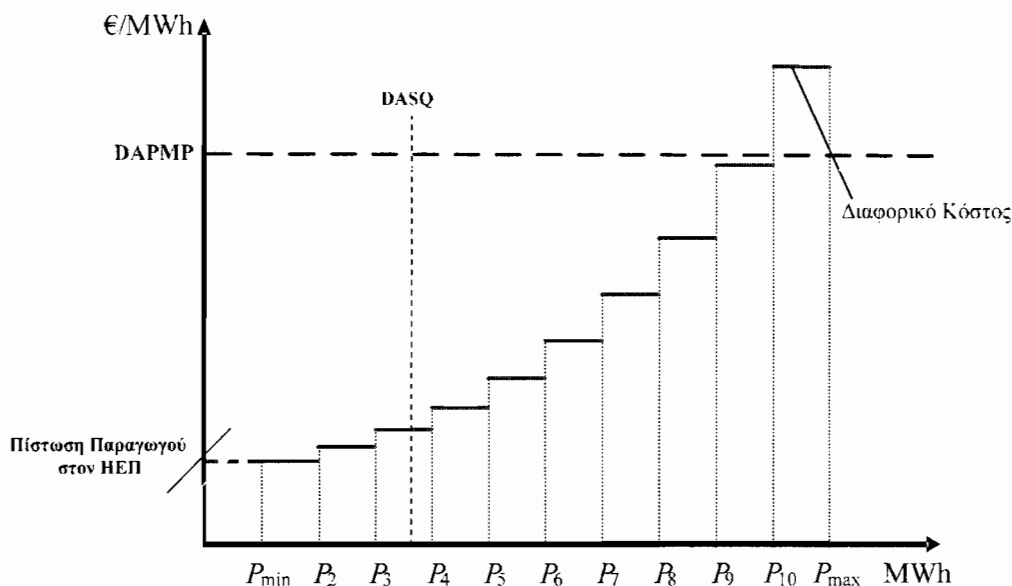
$$MQu_t < DASQu_t < INSTu_t - TOL$$

1) Εκκαθάριση ΗΕΠ

Κατά την εκκαθάριση του ΗΕΠ ο παραγωγός της μονάδας πιστώνεται το ποσό :

$$DAERput = DASQu_t * DAPMPzt$$

Το διαγραμματισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα εκφράζει αυτή την πίστωση.



2) Εκκαθάριση Αποκλίσεων

Για την εκκαθάριση των αποκλίσεων ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

Επειδή $MQ_{ut} < INST_{ut} - TOL$ σύμφωνα με το άρθρο 178

$INST_{Mut} = INST_{ut} - TOL$ συνεπώς $MQ_{ut} < INST_{Mut}$ και

$INSTQ_{ut} = DASQ_{ut} - INST_{Mut} < 0$.

- Υπολογισμός Χρέωσης / Πίστωσης για Απόκλιση Παραγωγής – Ζήτησης

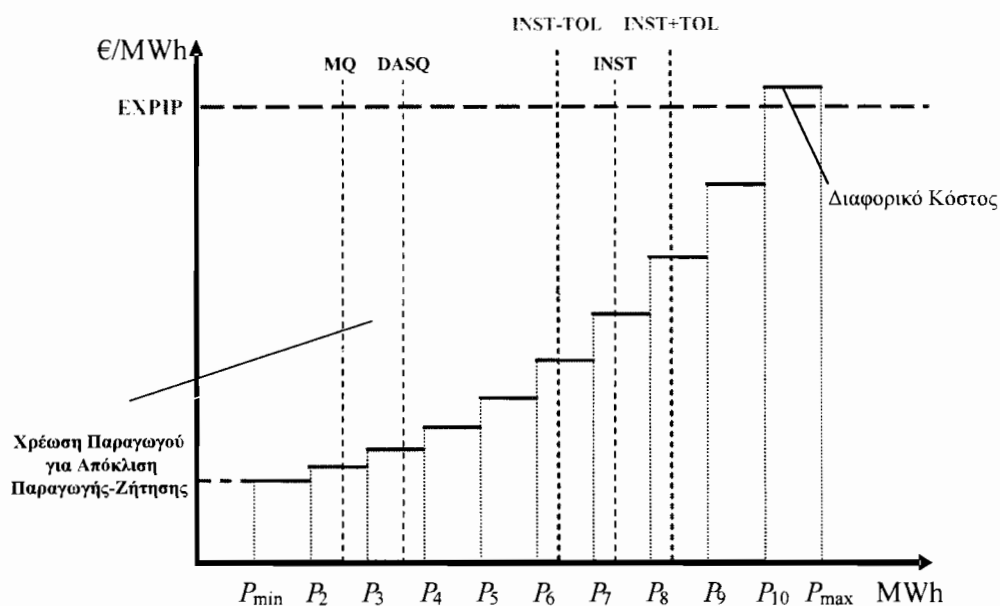
Σύμφωνα με το άρθρο 178 υπολογίζεται η απόκλιση Παραγωγής-Ζήτησης :

$$IMQ_{ut} = DASQ_{ut} - MQ_{ut}$$

η οποία στο συγκεκριμένο παράδειγμα είναι θετική ποσότητα συνεπώς σύμφωνα με το άρθρο 184 σ' αυτή τη φάση της Εκκαθάρισης υπολογίζεται χρέωση για τον παραγωγό της μονάδας u ίση με την ποσότητα

$$IMP_{ut} = (DASQ_{ut} - MQ_{ut}) * EXPI_{ut}$$

Το διαγραμματισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα εκφράζει αυτή την χρέωση



• Υπολογισμός Συμπληρωματικών Χρεώσεων / Πιστώσεων για Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής

Επειδή όπως ήδη έχουμε υπολογίσει ισχύει:

$$INSTQ < 0$$

γίνεται εφαρμογή του άρθρου 188.

Επειδή όμως ισχύει η σχέση

$$MQ_{ut} < INST_{Mut}$$

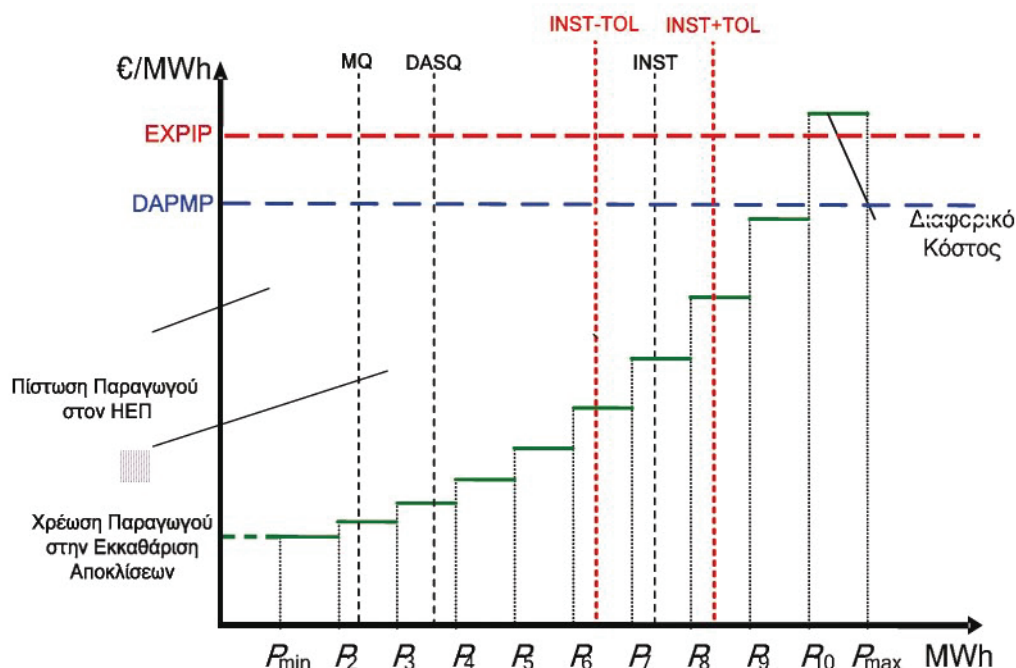
σ' αυτή τη φάση της Εκκαθάρισης δεν υπολογίζεται για τον παραγωγό καμία επιπλέον χρέωση.

3) Συνολική Χρέωση / Πίστωση Παραγωγού

Συνολικά ο παραγωγός από την εκκαθάριση του ΗΕΠ και από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων λαμβάνει:

$DASQ_{ut} * DAPMPt$	Πίστωση
$(DASQ_{ut} - MQ_{ut}) * EXPIPt$	Χρέωση

Οι συνολικές χρεοπιστώσεις παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα.



4.4.1.2.2 Παράδειγμα 2ο

Έστω μονάδα u , η οποία κατά την Περίοδο Κατανομής t κλήθηκε, με Εντολή Κατανομής (INST $_{ut}$), να παράγει μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας από αυτή που αρχικά είχε προγραμματιστεί να παράγει (DASQ $_{ut}$). Έστω επίσης, πως μετά τη συλλογή των μετρήσεων διαπιστώθηκε πως για την πραγματική καθαρή παραγωγή της μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t (MQ $_{ut}$) ισχύει :

MQ $_{ut}$ > DASQ $_{ut}$ και MQ $_{ut}$ < INST $_{ut}$ -TOL

δηλαδή η μονάδα αύξησε την παραγωγή της αλλά όχι αρκετά ώστε να φτάσει το επίπεδο παραγωγής που της ζητήθηκε με την Εντολή Κατανομής.

Για τη μονάδα αυτή ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

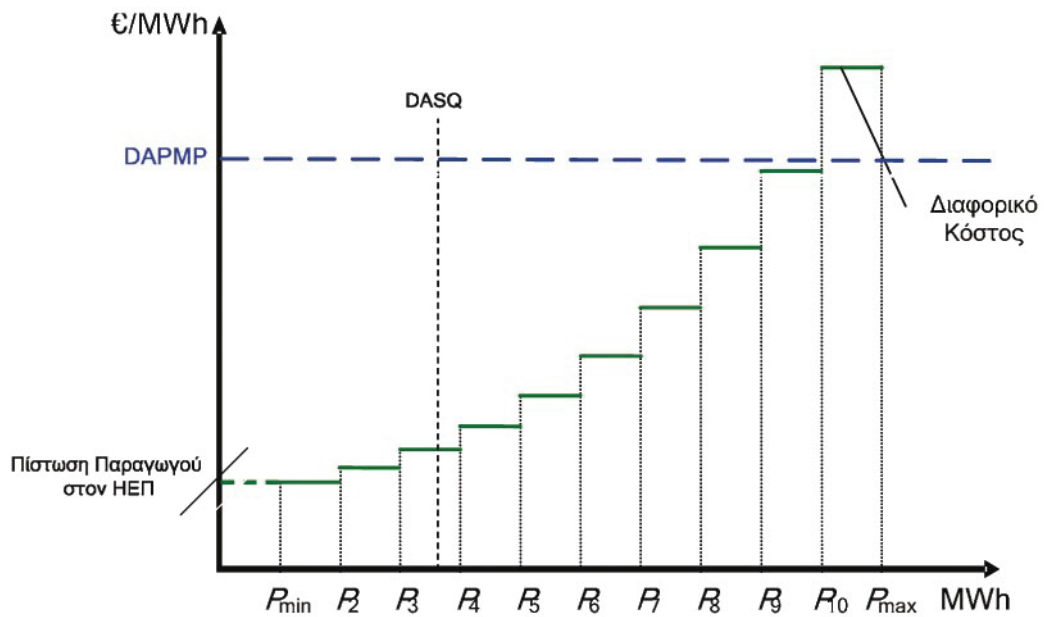
$$\text{DASQ}_{ut} < \text{MQ}_{ut} < \text{INST}_{ut} - \text{TOL}$$

1) Εκκαθάριση ΗΕΠ

Κατά την εκκαθάριση του ΗΕΠ ο παραγωγός της μονάδας πιστώνεται το ποσό

$$\text{DAER}_{put} = \text{DASQ}_{ut} * \text{DAPMP}_{zt}$$

Το διαγραμμισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα εκφράζει αυτή την πίστωση.



2) Εκκαθάριση Αποκλίσεων

Για την εκκαθάριση των αποκλίσεων ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

Επειδή $MQ_{ut} < INST_{ut} - TOL$ σύμφωνα με το άρθρο 178

$INST_{mut} = INST_{ut} - TOL$ συνεπώς $MQ_{ut} < INST_{mut}$ και

$INST_{qut} = DAS_{qut} - INST_{mut} < 0$.

- Υπολογισμός Χρέωσης / Πίστωσης για Απόκλιση Παραγωγής – Ζήτησης

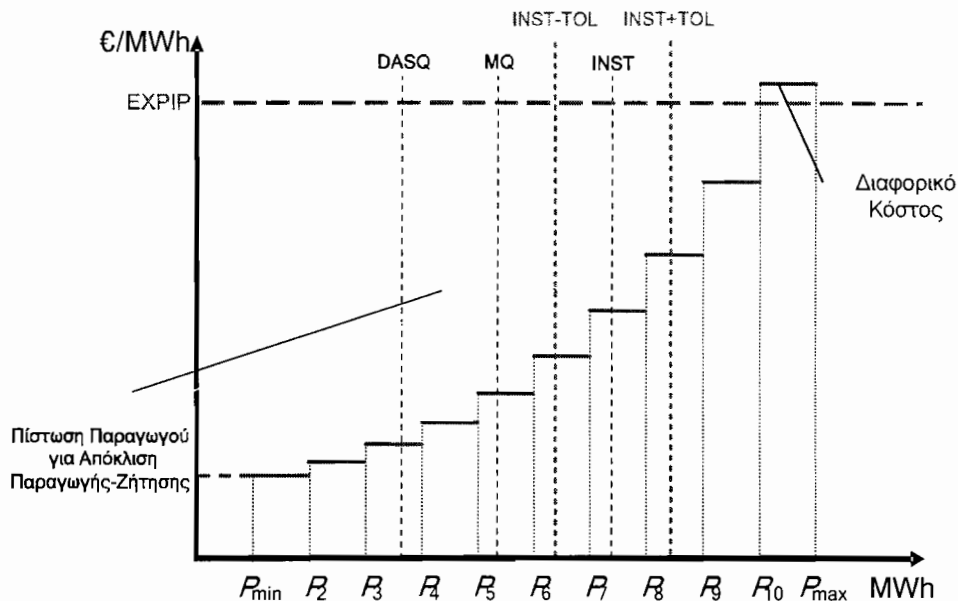
Σύμφωνα με το άρθρο 178 υπολογίζεται η απόκλιση Παραγωγής-Ζήτησης

$IMQ_{ut} = DAS_{qut} - MQ_{ut}$

η οποία στο συγκεκριμένο παράδειγμα είναι αρνητική ποσότητα.

Συνεπώς σύμφωνα με το άρθρο 184, σ' αυτή τη φάση της Εκκαθάρισης υπολογίζεται πίστωση για τον παραγωγό της μονάδας u ίση με την ποσότητα

$IMP_{ut} = (DAS_{qut} - MQ_{ut}) * EXPI_{Pt}$.



• Υπολογισμός Συμπληρωματικών Χρεώσεων / Πιστώσεων για Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής

Επειδή όπως ήδη έχουμε υπολογίσει ισχύει $INSTQ < 0$ γίνεται εφαρμογή του άρθρου 188. Επειδή όμως ισχύει

$MQ_{ut} < INST_{Mut}$

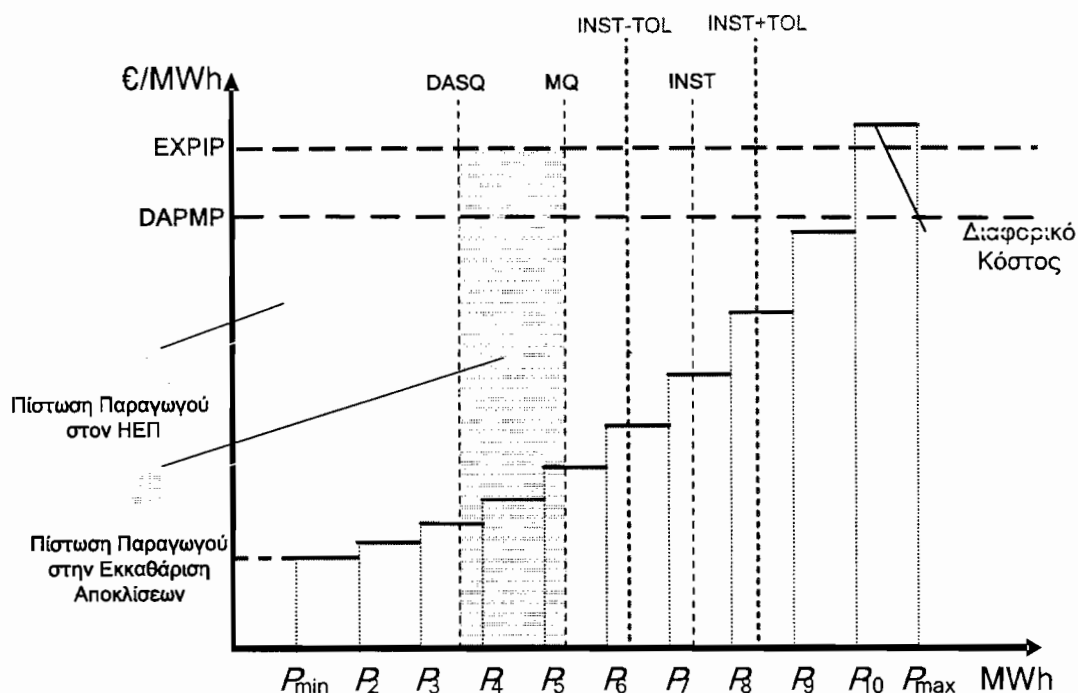
σ' αυτή τη φάση της εκκαθάρισης, δεν υπολογίζεται για τον παραγωγό καμία επιπλέον χρέωση.

3) Συνολική Χρέωση / Πίστωση Παραγωγού

Συνολικά ο παραγωγός από την εκκαθάριση του ΗΕΠ και από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων λαμβάνει:

$DASQ_{ut} * DAPMP_{t}$	Πίστωση
$(DASQ_{ut} - MQ_{ut}) * EXPIP_{t}$	Πίστωση

Οι συνολικές πιστώσεις παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα.



4.4.1.2.3 Παράδειγμα 3ο

Έστω μονάδα u , η οποία κατά την Περίοδο Κατανομής t κλήθηκε, με Εντολή Κατανομής ($INST_{ut}$), να παράγει μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας από αυτή που αρχικά είχε προγραμματιστεί στον ΗΕΠ να παράγει ($DASQ_{ut}$). Έστω επίσης, πως μετά τη συλλογή των μετρήσεων διαπιστώθηκε πως για την πραγματική καθαρή παραγωγή της μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t (MQ_{ut}) ισχύει :

$$MQ_{ut} > INST_{ut} + TOL$$

δηλαδή η μονάδα αύξησε την παραγωγή της περισσότερο από το επίπεδο παραγωγής που της ζητήθηκε με την Εντολή Κατανομής.

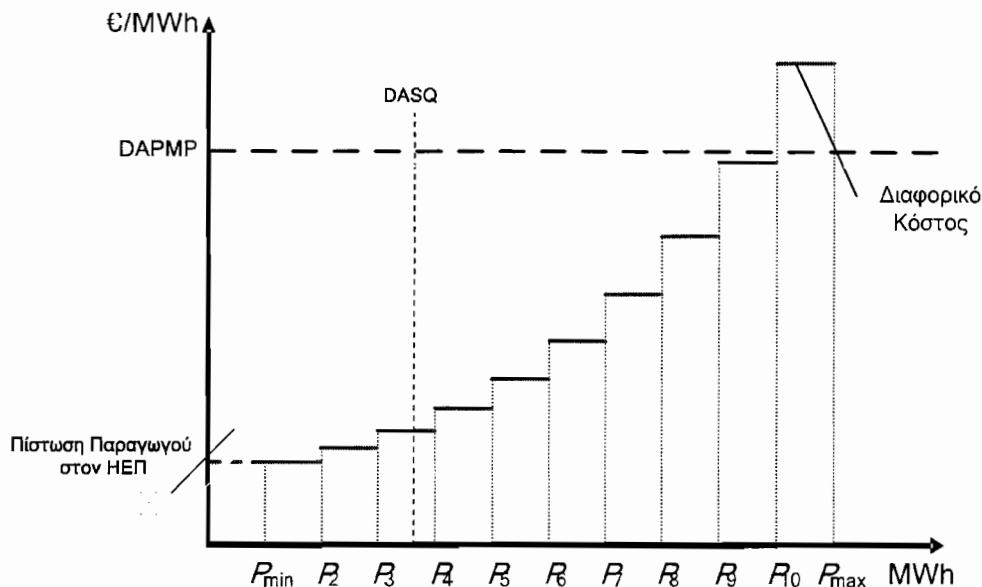
Για τη μονάδα αυτή ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

$$DASQ_{ut} < INST_{ut} + TOL < MQ_{ut}$$

1) Εκκαθάριση ΗΕΠ

Κατά την εκκαθάριση του ΗΕΠ ο παραγωγός της μονάδας πιστώνεται το ποσό $DAER_{put} = DASQ_{ut} * DAPMP_{zt}$.

Το διαγραμμισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα εκφράζει αυτή την πίστωση.



2) Εκκαθάριση Αποκλίσεων

Για την εκκαθάριση των αποκλίσεων ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

Επειδή $MQ_{ut} > INST_{ut} + TOL$ σύμφωνα με το άρθρο 178

$INST_{mut} = INST_{ut} + TOL$ συνεπώς $MQ_{ut} > INST_{mut}$ και

$INST_{qut} = DAS_{qut} - INST_{mut} < 0$.

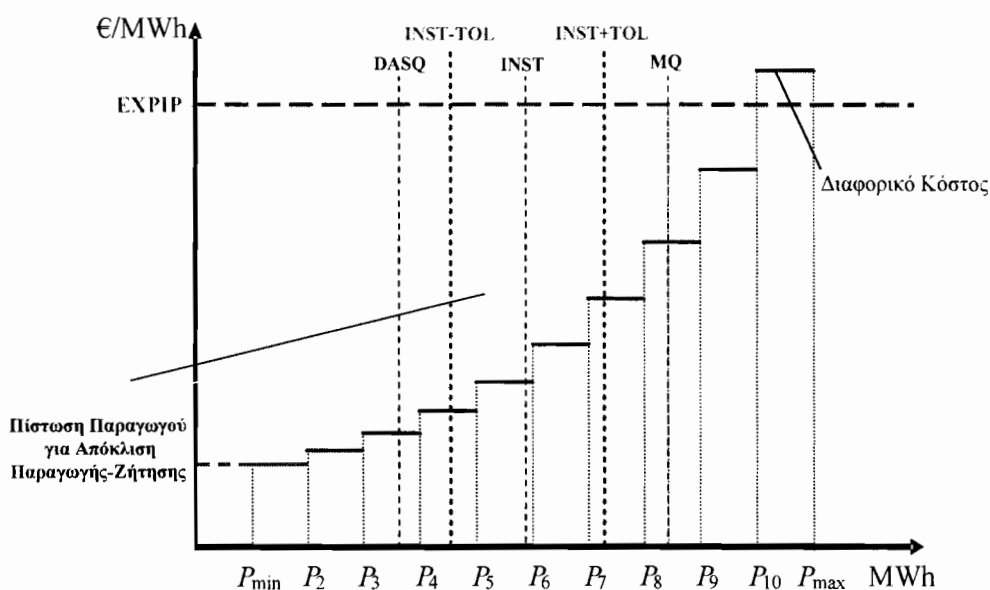
- Υπολογισμός Χρέωσης / Πίστωσης για Απόκλιση Παραγωγής – Ζήτησης

Σύμφωνα με το άρθρο 178, υπολογίζεται η απόκλιση Παραγωγής-Ζήτησης $IMQ_{ut} = DAS_{qut} - MQ_{ut}$

η οποία στο συγκεκριμένο παράδειγμα είναι αρνητική ποσότητα.

Συνεπώς, σύμφωνα με το άρθρο 184, σ' αυτή τη φάση της Εκκαθάρισης υπολογίζεται πίστωση για τον παραγωγό της μονάδας u ίση με την ποσότητα

$IMP_{ut} = (DAS_{qut} - MQ_{ut}) * EXPI_{Pt}$.



• Υπολογισμός Συμπληρωματικών Χρεώσεων / Πιστώσεων για Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής

Επειδή όπως ήδη έχουμε υπολογίσει ισχύει $INSTQ < 0$, γίνεται εφαρμογή του άρθρου 188.

Επειδή ισχύει η σχέση

$$INSTMut < MQut$$

σ' αυτή τη φάση της εκκαθάρισης, υπολογίζεται για τον παραγωγό μια επιπλέον χρέωση $CONPut$.

Η μη επιβεβλημένη Μεταβολή Παραγωγής σ' αυτή την περίπτωση είναι σύμφωνα με το άρθρο 178 ίση με

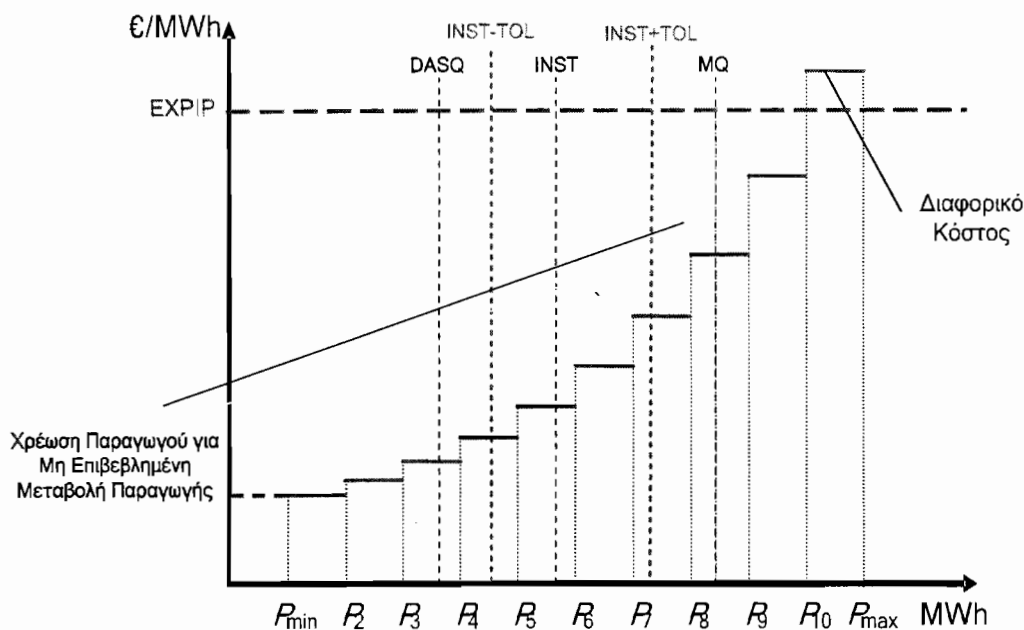
$$UNINSTQut = INSTMut - MQut$$

Συνεπώς, σύμφωνα με το άρθρο 188 υπολογίζεται

$$CONPut = - UNINSTQut * EXPIPt \text{ δηλαδή}$$

$$CONPut = (MQut - INSTMut) * EXPIPt$$

που είναι θετική ποσότητα συνεπώς αντιστοιχεί σε χρέωση.



3) **Συνολική Χρέωση / Πίστωση Παραγωγού**

Συνολικά ο παραγωγός από την εκκαθάριση του ΗΕΠ λαμβάνει

DASQut * DAPMPt

και από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων λαμβάνει:

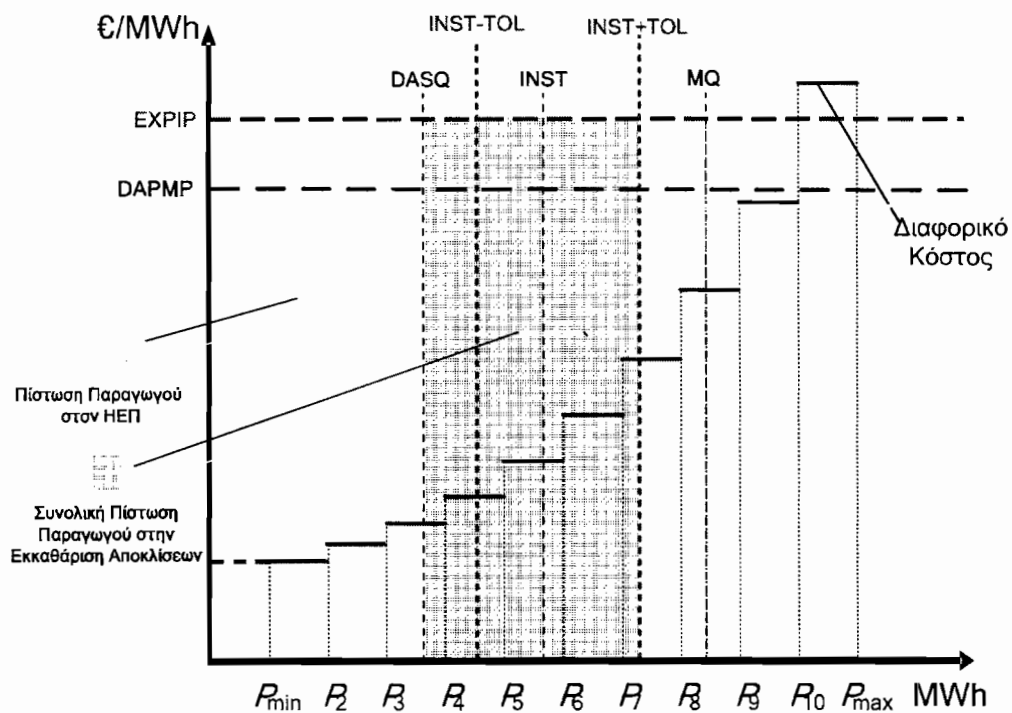
(DASQut-MQut) * EXPIPt + (MQut-INSTMut) * EXPIPt

δηλαδή

DASQut * DAPMPt	Πίστωση
(DASQut-INSTMut) * EXPIPt	Πίστωση

Παρατηρούμε πως τα έσοδα από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης που αντιστοιχούν στην μη επιβεβλημένη απόκλιση επιστρέφονται από τη χρέωση για την μη επιβεβλημένη Μεταβολή Παραγωγής. Συνεπώς στην Εκκαθάριση των Αποκλίσεων η μονάδα πληρώνεται για την ενέργεια που παράγει μέχρι την προσαρμοσμένη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής και δεν πληρώνεται για την

επιπλέον ηλεκτρική ενέργεια που δεν της ζητήθηκε να παράγει. Οι συνολικές πιστώσεις παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα.



4.4.1.3 Παραδείγματα περιπτώσεων Εκκαθάρισης με εντολή για Μείωση Παραγωγής για θερμικές μονάδες οι οποίες δεν βρίσκονται σε δοκιμαστική λειτουργία

Ισχύει : (INSTQut > 0)

4.4.1.3.1 Παράδειγμα 1°

Έστω μονάδα u , η οποία κατά την Περίοδο Κατανομής t κλήθηκε, με Εντολή Κατανομής (INSTut), να παράγει μικρότερη ποσότητα ενέργειας από αυτή που αρχικά είχε προγραμματιστεί να παράγει στον ΗΕΠ (DASQut). Έστω επίσης, πως μετά τη συλλογή των μετρήσεων διαπιστώθηκε πως για την πραγματική καθαρή παραγωγή της μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t (MQut) ισχύει :

MQut > DASQut

δηλαδή η μονάδα όχι μόνο δεν μείωσε την παραγωγή της ώστε να φτάσει το επίπεδο παραγωγής που της ζητήθηκε με την Εντολή Κατανομής αλλά αντίθετα αύξησε την παραγωγή της.

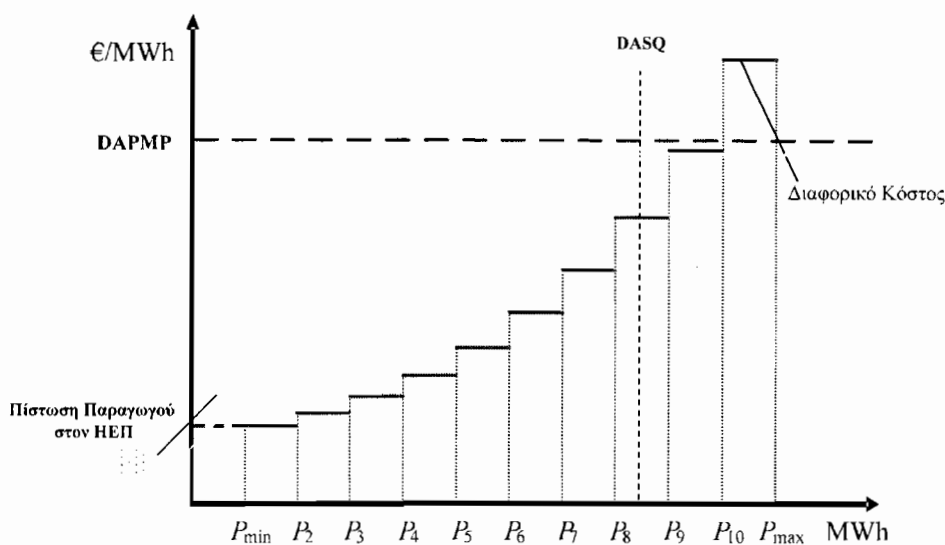
Για τη μονάδα αυτή ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

$$\text{INSTut} + \text{TOL} < \text{DASQut} < \text{MQut}$$

1) Εκκαθάριση ΗΕΠ

Κατά την Εκκαθάριση του ΗΕΠ ο παραγωγός της μονάδας πιστώνεται το ποσό **DAERput = DASQut * DAPMPzt**.

Το διαγραμματισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα εκφράζει αυτή την πίστωση.



2) Εκκαθάριση Αποκλίσεων

Για την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

Επειδή $MQ_{ut} > INST_{ut} + TOL$ σύμφωνα με το άρθρο 178

$INST_{Mut} = INST_{ut} + TOL$ συνεπώς $MQ_{ut} > INST_{Mut}$ και

$INSTQ_{ut} = DASQ_{ut} - INST_{Mut} > 0$.

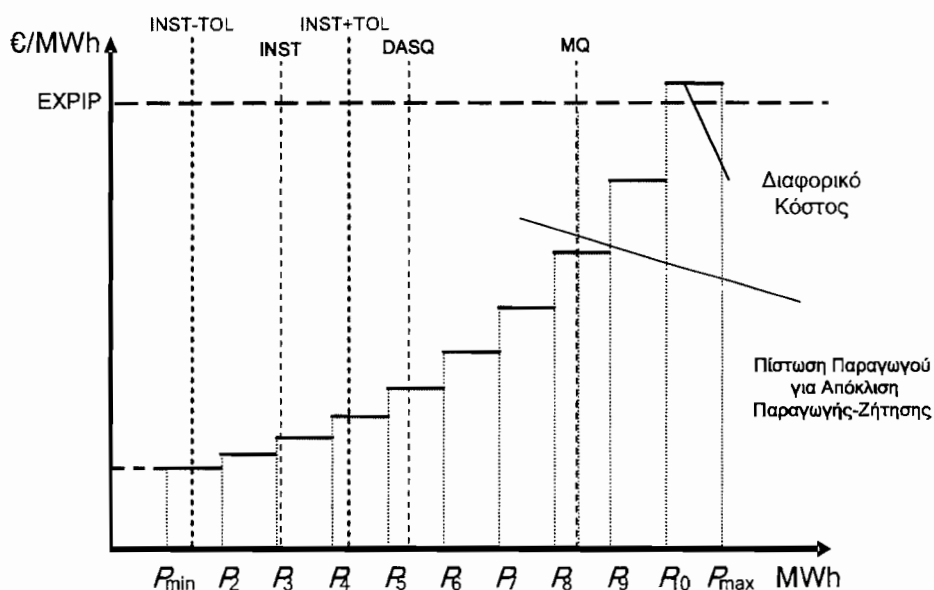
- Υπολογισμός Χρέωσης / Πίστωσης για Απόκλιση Παραγωγής – Ζήτησης

Σύμφωνα με το άρθρο 178 υπολογίζεται η απόκλιση Παραγωγής-Ζήτησης $IMQ_{ut} = DASQ_{ut} - MQ_{ut}$

η οποία στο συγκεκριμένο παράδειγμα είναι αρνητική ποσότητα.

Συνεπώς σύμφωνα με το άρθρο 184, σ' αυτή τη φάση της εκκαθάρισης υπολογίζεται πίστωση για τον παραγωγό της μονάδας u ίση με την ποσότητα

$IMP_{ut} = (DASQ_{ut} - MQ_{ut}) * EXPIPt$.

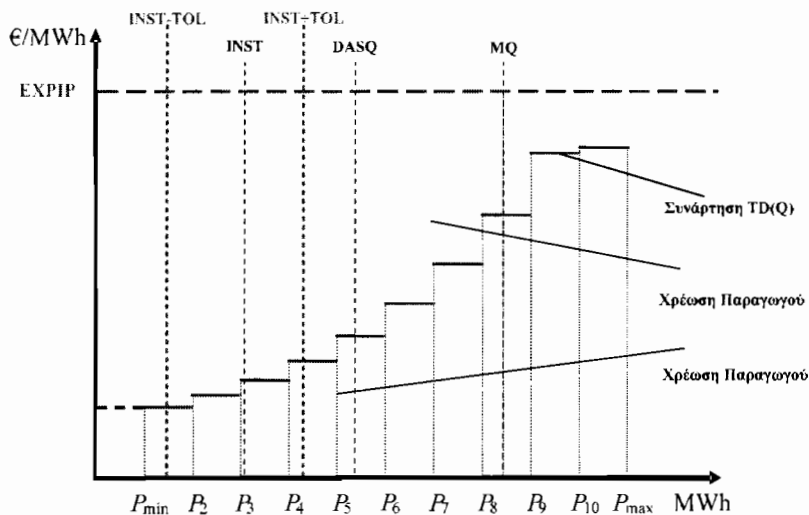


- Υπολογισμός Συμπληρωματικών Χρεώσεων / Πιστώσεων για Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής

Επειδή όπως ήδη έχουμε υπολογίσει ισχύει $INSTQ > 0$ γίνεται εφαρμογή του άρθρου 189 και υπολογίζεται για τον παραγωγό σ' αυτή τη φάση της Εκκαθάρισης μια επιπλέον χρέωση/πίστωση :

$$COFC_{u,t} = \int_{INSTM_{u,t}}^{DASQ_{u,t}} TD_{u,t}(Q) dQ - (DASQ_{u,t} - MQ_{u,t}) EXPIP_t$$

που εκφράζεται από το διαγραμματισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα:



3) Συνολική Χρέωση / Πίστωση Παραγωγού

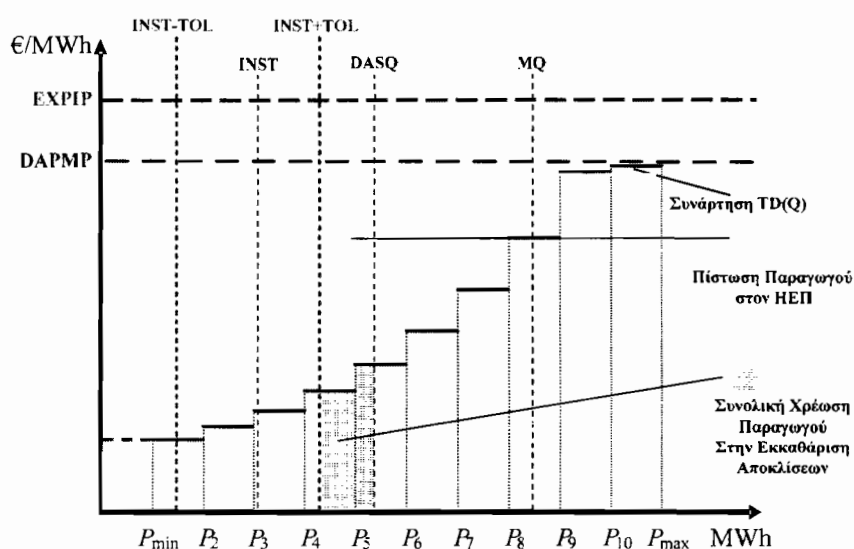
Συνολικά ο παραγωγός από την Εκκαθάριση του ΗΕΠ λαμβάνει το ποσό $DASQ_{ut} * DAPMP_t$ και από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων επιστρέφει

$$\begin{aligned}
 & \cancel{(DASQ_{ut} - MQ_{ut}) * EXPIP_t} + \int_{INSTM_{u,t}}^{DASQ_{u,t}} TD_{u,t}(Q) dQ - \cancel{(DASQ_{ut} - MQ_{ut}) * EXPIP_t}
 \end{aligned}$$

δηλαδή

DASQut * DAPMPt	Πίστωση
$\int_{INSTM_{u,t}}^{DASQ_{u,t}} TD_{u,t}(Q) dQ$	Χρέωση

Συνεπώς στην Εκκαθάριση των Αποκλίσεων η μονάδα όχι μόνο δεν πληρώνεται για την επιπλέον ενέργεια που παράγει αφού και δεν της έχει ζητηθεί, αλλά καλείται να επιστρέψει και το κόστος της ενέργειας που δεν έπρεπε να παράγει δηλαδή το κόστος μεταξύ της προγραμματισμένης για έγχυση ενέργειας στον ΗΕΠ (DASQut) και της προσαρμοσμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής (INSTMut). Οι συνολικές χρεοπιστώσεις παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα.



4.4.1.3.2 Παράδειγμα 2ο

Έστω μονάδα u , η οποία κατά την Περίοδο Κατανομής t κλήθηκε, με Εντολή Κατανομής (INSTut), να παράγει μικρότερη ποσότητα ενέργειας από αυτή που αρχικά είχε προγραμματιστεί να παράγει στον ΗΕΠ (DASQut). Έστω επίσης, πως μετά τη συλλογή των μετρήσεων διαπιστώθηκε πως για την πραγματική καθαρή παραγωγή της μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t (MQut) ισχύει :

$$MQut < DASQut \quad \text{και} \quad MQut > INSTut + TOL,$$

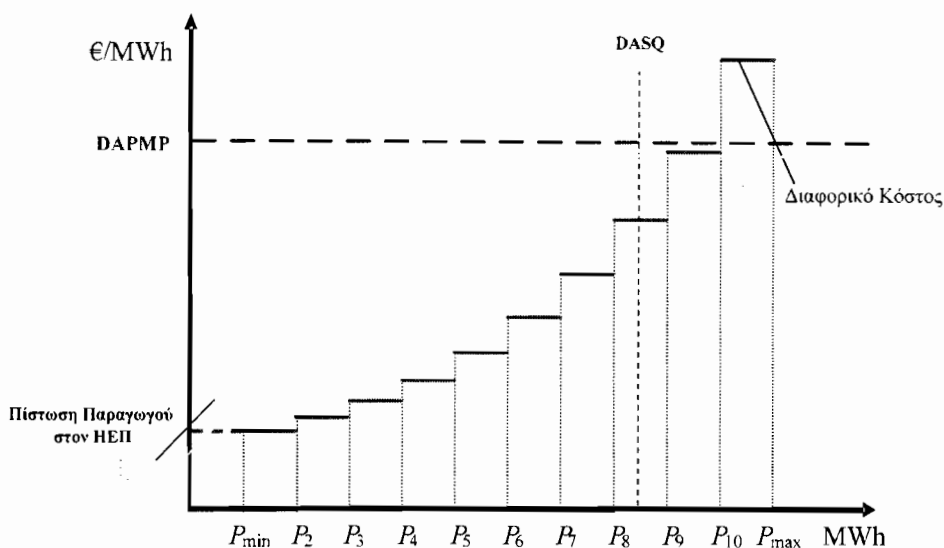
δηλαδή η μονάδα μείωσε την παραγωγή της αλλά όχι αρκετά ώστε να φτάσει το επίπεδο παραγωγής που της ζητήθηκε με την Εντολή Κατανομής. Για τη μονάδα αυτή ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

$$\text{INSTut} + \text{TOL} < \text{MQut} < \text{DASQut}$$

1) Εκκαθάριση ΗΕΠ

Κατά την Εκκαθάριση του ΗΕΠ ο παραγωγός της μονάδας πιστώνεται το ποσό $\text{DAERput} = \text{DASQut} * \text{DAPMPzt}$.

Το διαγραμματισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα εκφράζει αυτή την πίστωση.



2) Εκκαθάριση Αποκλίσεων

Για την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

Επειδή $\text{MQut} > \text{INSTut} + \text{TOL}$ σύμφωνα με το άρθρο 178

$\text{INSTMut} = \text{INSTut} + \text{TOL}$ συνεπώς $\text{MQut} > \text{INSTMut}$ και

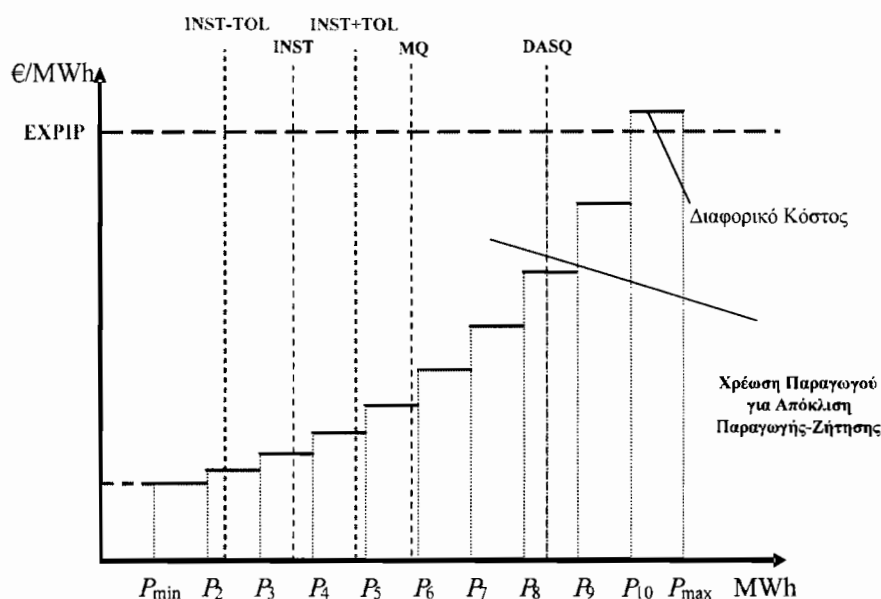
$\text{INSTQut} = \text{DASQut} - \text{INSTMut} > 0$.

- Υπολογισμός Χρέωσης / Πίστωσης για Απόκλιση Παραγωγής – Ζήτησης

Σύμφωνα με το άρθρο 178, υπολογίζεται η απόκλιση Παραγωγής-Ζήτησης $IMQ_{ut}=DASQ_{ut}-MQ_{ut}$

η οποία στο συγκεκριμένο παράδειγμα είναι θετική ποσότητα.

Συνεπώς σύμφωνα με το άρθρο 184, σ' αυτή τη φάση της Εκκαθάρισης υπολογίζεται χρέωση για τον παραγωγό της μονάδας u ίση με την ποσότητα $IMP_{ut} = (DASQ_{ut}-MQ_{ut}) * EXPIP_{t}$.

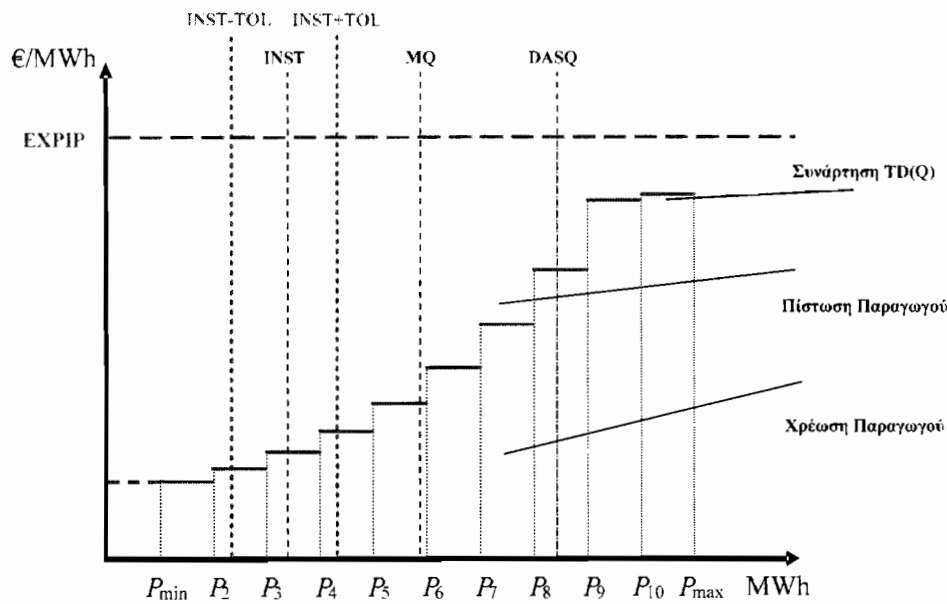


- Υπολογισμός Συμπληρωματικών Χρεώσεων / Πιστώσεων για Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής

Επειδή όπως ήδη έχουμε υπολογίσει ισχύει $INSTQ > 0$, γίνεται εφαρμογή του άρθρου 189 και υπολογίζεται για τον παραγωγό σ' αυτή τη φάση της Εκκαθάρισης μια επιπλέον χρέωση/πίστωση :

$$COFC_{u,t} = \int_{INSTM_{u,t}}^{DASQ_{u,t}} TD_{u,t}(Q) dQ - (DASQ_{u,t} - MQ_{u,t}) EXPIP_t$$

που εκφράζεται από το διαγραμματισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα



3) Συνολική Χρέωση / Πίστωση Παραγωγού

Συνολικά ο παραγωγός από την εκκαθάριση του ΗΕΠ λαμβάνει το ποσό **DASQut * DAPMPt**

και από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων επιστρέφει :

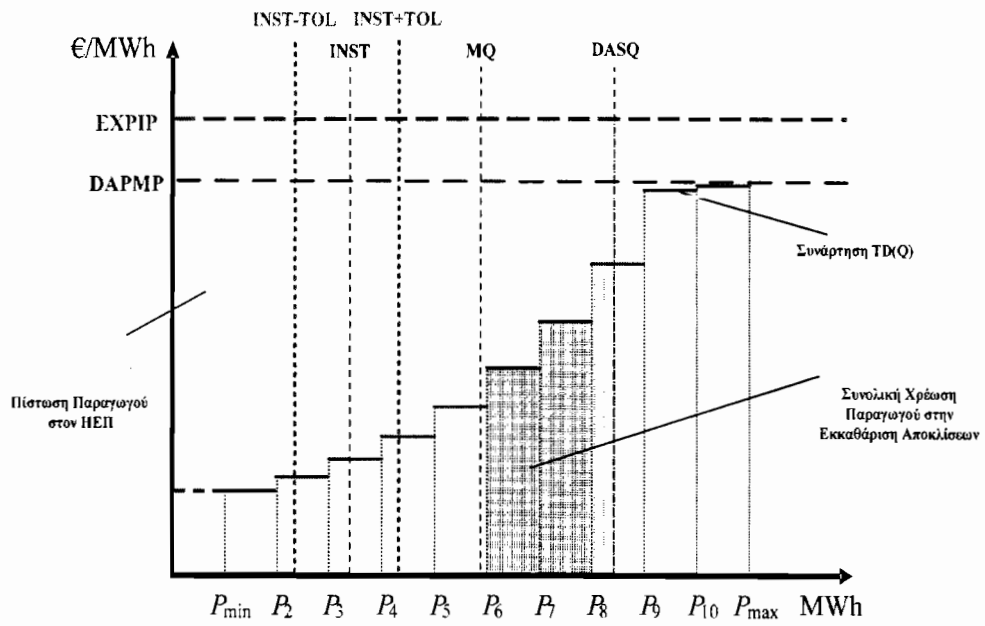
$$(\text{DASQut} - \text{MQut}) * \text{EXPIPt} + \int_{\text{INSTMut}}^{\text{DASQut}} \text{TD}_{u,t}(Q) dQ - (\text{DASQut} - \text{MQut}) * \text{EXPIPt}$$

δηλαδή

DASQut * DAPMPt	Πίστωση
$\int_{\text{INSTMut}}^{\text{DASQut}} \text{TD}_{u,t}(Q) dQ$	Χρέωση

Συνεπώς, στην Εκκαθάριση των Αποκλίσεων έχουμε χρέωση του κόστους της μη-παραχθείσας ενέργειας μεταξύ της προγραμματισμένης για έγχυση ενέργειας στον ΗΕΠ (DASQut) και της προσαρμοσμένης ποσότητας ενέργειας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής (INSTMut).

Οι συνολικές χρεοπιστώσεις παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα.



4.4.1.3.3 Παράδειγμα 3^ο

Έστω μονάδα u , η οποία κατά την Περίοδο Κατανομής t , κλήθηκε με Εντολή Κατανομής (INSTut), να παράγει μικρότερη ποσότητα ενέργειας από αυτή που αρχικά είχε προγραμματιστεί να παράγει στον ΗΕΠ (DASQut). Έστω επίσης, πως μετά τη συλλογή των μετρήσεων διαπιστώθηκε πως για την πραγματική καθαρή παραγωγή της μονάδας u , για την Περίοδο Κατανομής t , (MQut) ισχύει:

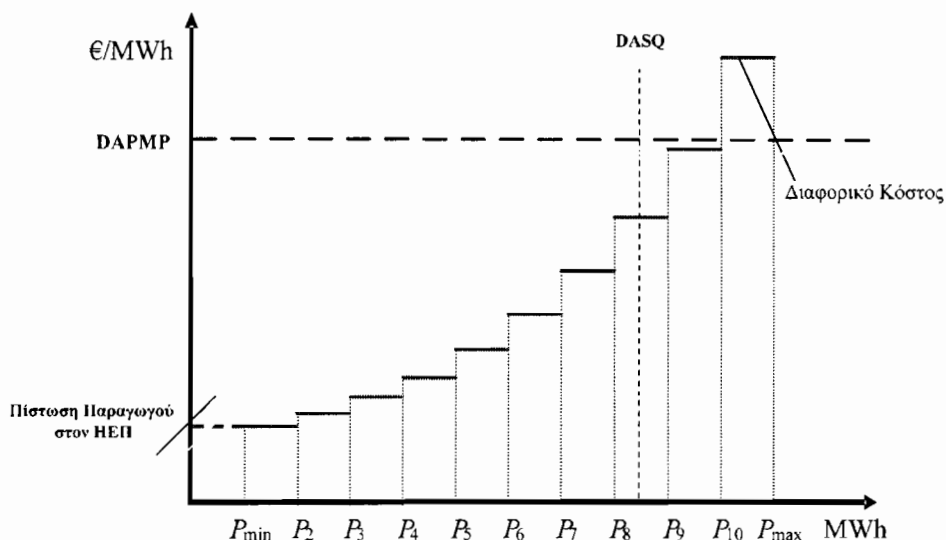
$$MQut < INSTut - TOL$$

δηλαδή η μονάδα μείωσε την παραγωγή της περισσότερο από το επίπεδο παραγωγής που της ζητήθηκε με την Εντολή Κατανομής. Για τη μονάδα αυτή ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

$$MQut < INSTut - TOL < INSTut < DASQut$$

1) Εκκαθάριση ΗΕΠ

Κατά την εκκαθάριση του ΗΕΠ ο παραγωγός της μονάδας πιστώνεται το ποσό $DAERput = DASQut * DAPMPzt$. Το διαγραμμισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα εκφράζει αυτή την πίστωση.



2) Εκκαθάριση Αποκλίσεων

Για την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

Επειδή $MQut < INSTut - TOL$ σύμφωνα με το άρθρο 178

$INSTMut = INSTut - TOL$ συνεπώς $MQut < INSTMut$ και

$INSTQut = DASQut - INSTMut > 0$.

• Υπολογισμός Χρέωσης / Πίστωσης για Απόκλιση Παραγωγής – Ζήτησης

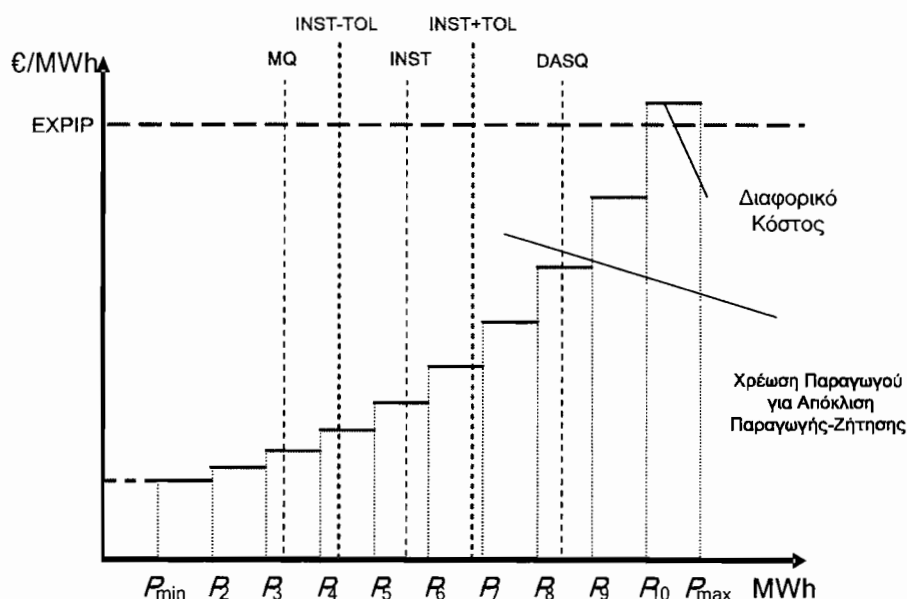
Σύμφωνα με το άρθρο 178, υπολογίζεται η απόκλιση Παραγωγής-Ζήτησης $IMQ_{ut}=DASQ_{ut}-MQ_{ut}$

η οποία στο συγκεκριμένο παράδειγμα είναι θετική ποσότητα.

Συνεπώς σύμφωνα με το άρθρο 184, σ' αυτή τη φάση της Εκκαθάρισης υπολογίζεται χρέωση για τον παραγωγό της μονάδας u ίση με την ποσότητα $IMP_{ut}=(DASQ_{ut}-MQ_{ut}) * EXPIP_{t}$.

Ισοδύναμα η χρέωση αυτή μπορεί να γραφεί ως:

$$IMP_{ut} = (DASQ_{ut}-INSTM_{ut}) * EXPIP_{t} + (INSTM_{ut}-MQ_{ut}) * EXPIP_{t} .$$

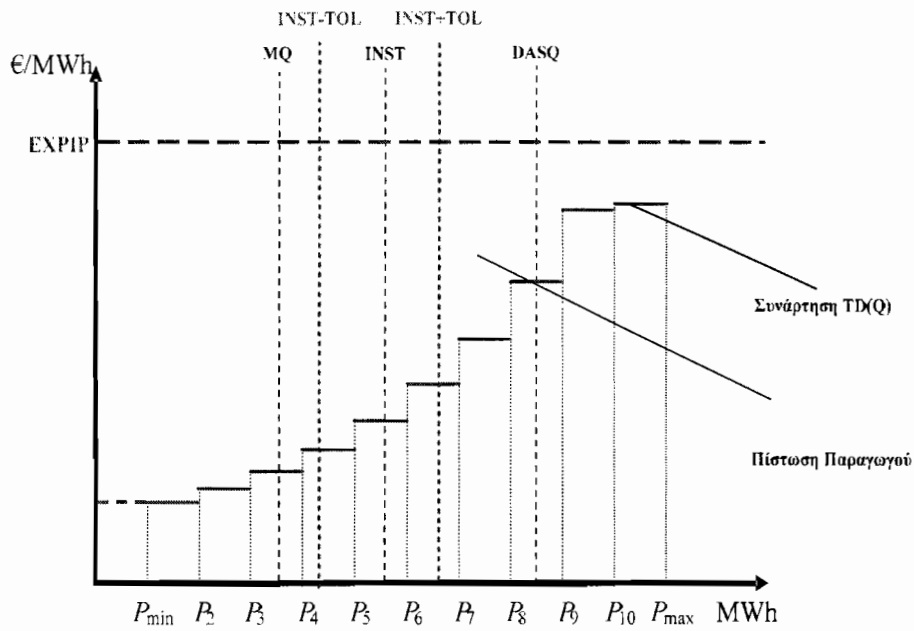


• Υπολογισμός Συμπληρωματικών Χρεώσεων / Πιστώσεων για Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής

Επειδή, όπως ήδη έχουμε υπολογίσει ισχύει $INSTQ > 0$, γίνεται εφαρμογή του άρθρου 189 και υπολογίζεται για τον παραγωγό σ' αυτή τη φάση της Εκκαθάρισης μια επιπλέον χρέωση/πίστωση :

$$COFC_{u,t} = \int_{INSTM_{u,t}}^{DASQ_{u,t}} TD_{u,t}(Q) dQ - (DASQ_{u,t} - INSTM_{u,t}) EXPIP_t$$

η οποία για το συγκεκριμένο παράδειγμα είναι πίστωση και εκφράζεται από το διαγραμματισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα:



3) **Συνολική Χρέωση / Πίστωση Παραγωγού**

Συνολικά ο παραγωγός από την Εκκαθάριση του ΗΕΠ λαμβάνει το ποσό **DASQut * DAPMPt** και από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων επιστρέφει :

$$\begin{aligned}
 & \cancel{(DASQut - INSTMut) * EXPIPt} + (INSTMut - MQut) * EXPIPt \\
 & + \int_{INST_{u,t}}^{DASQ_{u,t}} TD_{u,t}(Q) dQ - \cancel{(DASQut - INSTMut) * EXPIPt}
 \end{aligned}$$

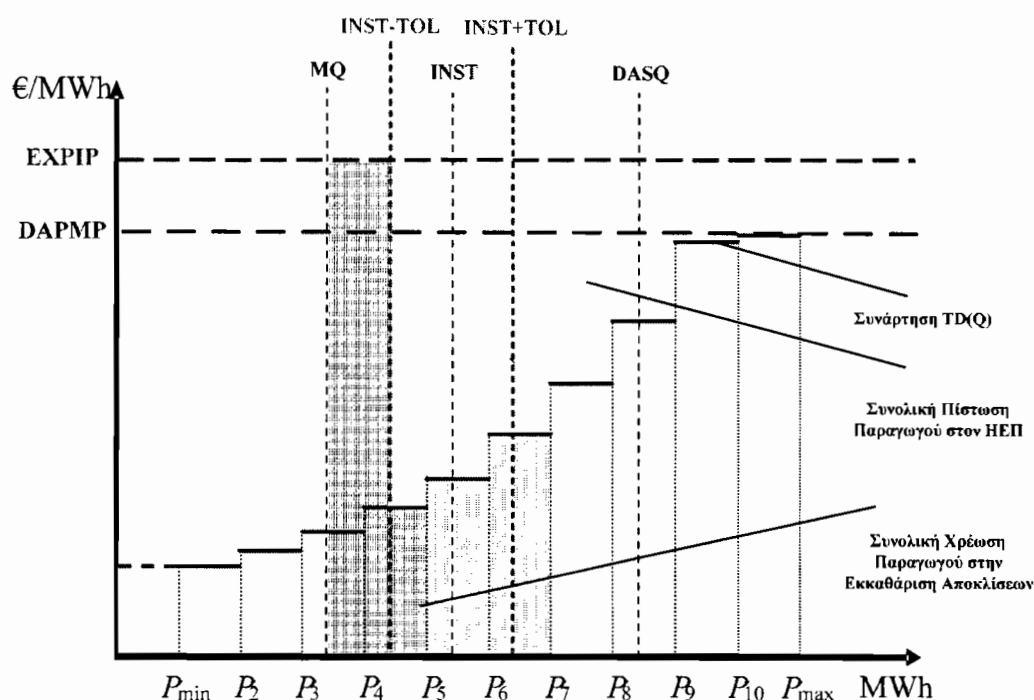
δηλαδή

$DASQut * DAPMPt$	Πίστωση
$(INSTMut - MQut) * EXPIPt$	Χρέωση
$\int_{INST_{u,t}}^{DASQ_{u,t}} TD_{u,t}(Q) dQ$	Χρέωση

Συνεπώς, στην Εκκαθάριση των Αποκλίσεων έχουμε

1. χρέωση του κόστους της μη-παραχθείσας ενέργειας μεταξύ της προγραμματισμένης για έγχυση ενέργειας στον ΗΕΠ(DASQut) και της προσαρμοσμένης ποσότητας ενέργειας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής (INSTMut) και
2. χρέωση στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής (EXPIPt) της ποσότητας μεταξύ της προσαρμοσμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στην Εντολή Κατανομής (INSTMut) και της μετρούμενης παραγωγής (MQut).

Οι συνολικές χρεοπιστώσεις παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα.



4.4.1.4 Παράδειγμα Εκκαθάρισης με εντολή για Μείωση Παραγωγής για υδροηλεκτρικές μονάδες

Έστω οι συνθήκες και οι μεταβλητές του παραδείγματος της §4.4.1.3.2 με τη μονάδα u να είναι υδροηλεκτρική μονάδα. Έστω **DASMHut** η ποσότητα ενέργειας που έχει υποβληθεί από τον Διαχειριστή του Συστήματος στον ΗΕΠ και που αντιστοιχεί στην υποχρεωτική λειτουργία της υδροηλεκτρικής μονάδας u κατά την περίοδο t .

Ο υπολογισμός της εκκαθάρισης του ΗΕΠ και των Χρεώσεων / Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής – Ζήτησης είναι ο ίδιος με αυτός της §4.4.1.3.2 για θερμικές μονάδες. Επίσης στην περίπτωση που **DASMHut** \leq **INSTM** οι

συμπληρωματικές χρεοπιστώσεις και οι συνολικές χρεοπιστώσεις είναι οι ίδιες με αυτές της §4.4.1.3.2. Εξετάζουμε εδώ την περίπτωση όπου ισχύει

DASMHut > INSTM.

• **Υπολογισμός Συμπληρωματικών Χρεώσεων / Πιστώσεων για Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής**

Επειδή ισχύει $INSTQ > 0$ (βλ. υπολογισμός στην §4.4.1.3.2), γίνεται εφαρμογή του άρθρου 189 §2 και §3 για την ποσότητα από DASMHut έως DASQut ενώ για την ποσότητα από INSTMut έως DASMHut γίνεται εφαρμογή του άρθρου 189 §4.

Ο διαχωρισμός αυτός προκύπτει επειδή το τμήμα από INSTMut έως DASMHut του συγκεκριμένου παραδείγματος ανήκει σε προσφορά έγχυσης που έχει υποβληθεί από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Συνεπώς για το τμήμα από DASMHut έως DASQut υπολογίζεται η ακόλουθη χρέωση/πίστωση :

$$COFC_{u,t}^{(1)} = \int_{DASMH_{u,t}}^{DASQ_{u,t}} TD_{u,t}(Q) dQ - (DASQ_{u,t} - MQ_{u,t}) EXPIP_t$$

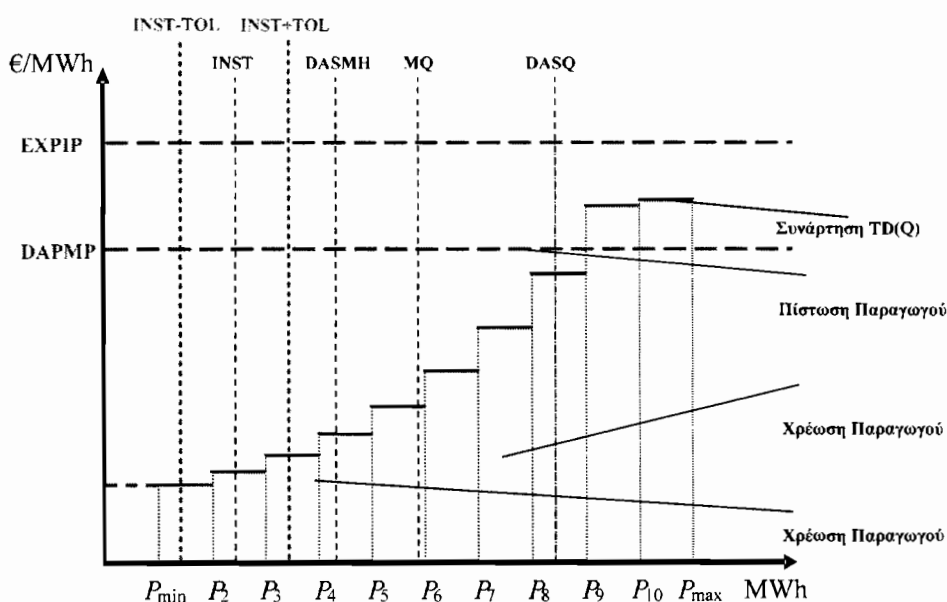
ενώ για το τμήμα από INSTMut έως DASMHut υπολογίζεται η ακόλουθη χρέωση:

$$COFC_{u,t}^{(2)} = (DASMH_{u,t} - INSTM_{u,t}) \times TLF_{DAS_{u,t}} \times DAPMP_{z,t}$$

όπου $TLF_{DAS_{u,t}}$ οι συντελεστές απωλειών Συστήματος κατά τον ΗΕΠ. Η χρέωση αυτή οδηγεί στην επιστροφή των εσόδων του ΗΕΠ για το τμήμα μεταξύ INSTMut και DASMHut. Η συνολική συμπληρωματική χρέωση/πίστωση η οποία υπολογίζεται σύμφωνα με το Άρθρο 189 είναι η:

$$COFC_{u,t} = COFC_{u,t}^{(1)} + COFC_{u,t}^{(2)}$$

και εκφράζεται από το διαγραμμισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα. Στα σχήματα που ακολουθούν για απλούστευση δε συμμετέχει το μέγεθος $TLF_{DAS_{u,t}}$.



• Συνολική Χρέωση / Πίστωση Παραγωγού

Συνολικά ο παραγωγός από την εκκαθάριση του ΗΕΠ λαμβάνει το ποσό **DASQ_{ut} * DAPMP_t** ή διατυπωμένο με μεγαλύτερη ακρίβεια το ποσό

$$DASQ_{u,t} * DAPMP_{z,t} * TLF_{DAS_{u,t}}$$

και από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων :

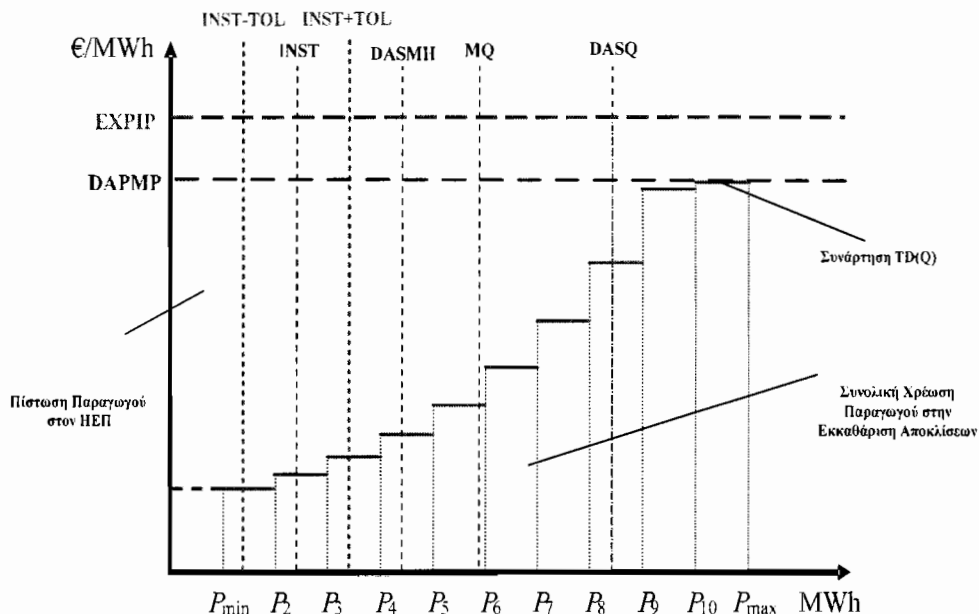
$(DASQ_{ut} - MQ_{ut}) * EXPIP_t +$	$\int_{DASM_{u,t}}^{DASQ_{u,t}} TD_{u,t}(Q) dQ$	$- (DASQ_{ut} - MQ_{ut}) * EXPIP_t$
$+ (DASM_{u,t} - INST_{u,t}) * TLF_{DAS_{u,t}} * DAPMP_{z,t}$		

δηλαδή συνολικά :

$(DASQ_{u,t} - DASM_{u,t}) * TLF_{DAS_{u,t}} * DAPMP_{z,t}$ $+ INST_{u,t} * TLF_{DAS_{u,t}} * DAPMP_{z,t}$	Πίστωση
---	----------------

$\int_{DASMH_{u,t}}^{DASQ_{u,t}} TD_{u,t}(Q) dQ$	Χρέωση
--	--------

Οι συνολικές χρεοπιστώσεις παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα.



4.4.1.5 Παράδειγμα Εκκαθάρισης με εντολή για Μείωση Παραγωγής για μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία

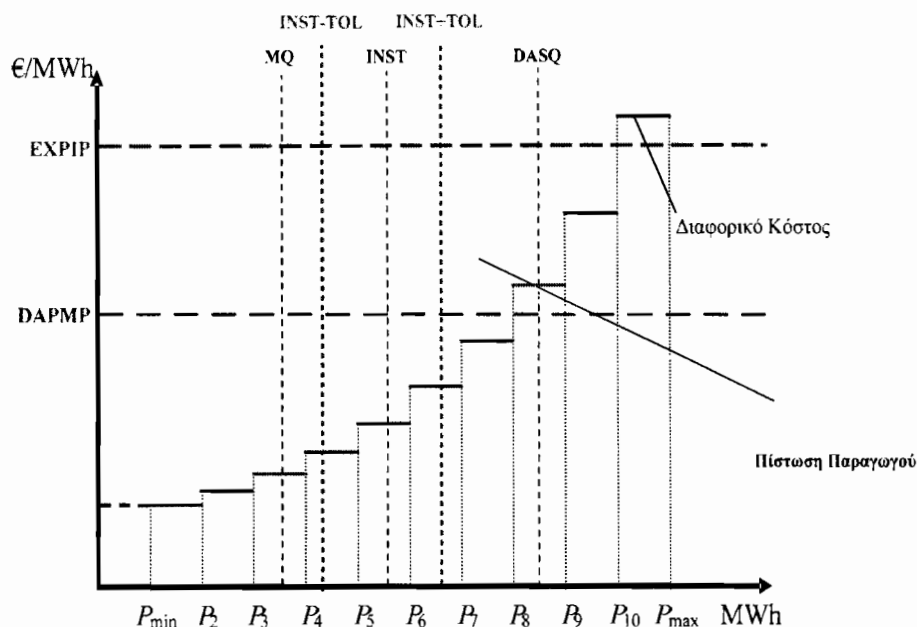
Έστω οι συνθήκες και οι μεταβλητές του παραδείγματος της §4.4.1.3.3 με τη μονάδα u να είναι σε δοκιμαστική λειτουργία. Ο υπολογισμός της εκκαθάρισης του ΗΕΠ και των Χρεώσεων / Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής – Ζήτησης είναι ο ίδιος με αυτός της §4.4.1.3.3 για θερμικές μονάδες.

- Υπολογισμός Συμπληρωματικών Χρεώσεων / Πιστώσεων για Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής

Επειδή ισχύει $INSTQ > 0$ (βλ. υπολογισμός στην §4.4.1.3.3), γίνεται εφαρμογή του άρθρου 189 §4 για την ποσότητα από INSTM έως DASQ και υπολογίζεται για τον παραγωγό σ'αυτή τη φάση της Εκκαθάρισης μια επιπλέον χρέωση/πίστωση :

$$COFC_{u,t} = (DASQ_{u,t} - INSTM_{u,t}) \times TLF DAS_{u,t} \times DAPMP_t - (DASQ_{u,t} - INSTM_{u,t}) EXPIP_t$$

η οποία για το συγκεκριμένο παράδειγμα είναι πίστωση και εκφράζεται από το διαγραμμισμένο εμβαδό στο παρακάτω σχήμα:



• Συνολική Χρέωση / Πίστωση Παραγωγού

Συνολικά ο παραγωγός από την Εκκαθάριση του ΗΕΠ λαμβάνει το ποσό $DASQ_{ut} * DAPMP_t$ ή διατυπωμένο με μεγαλύτερη ακρίβεια το ποσό

$$DASQ_{u,t} * DAPMP_{z,t} * TLF DAS_{u,t}$$

και από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων :

$$(\cancel{DASQ_{ut}} - INSTM_{ut}) * EXPIP_t + (INSTM_{ut} - MQ_{ut}) * EXPIP_t$$

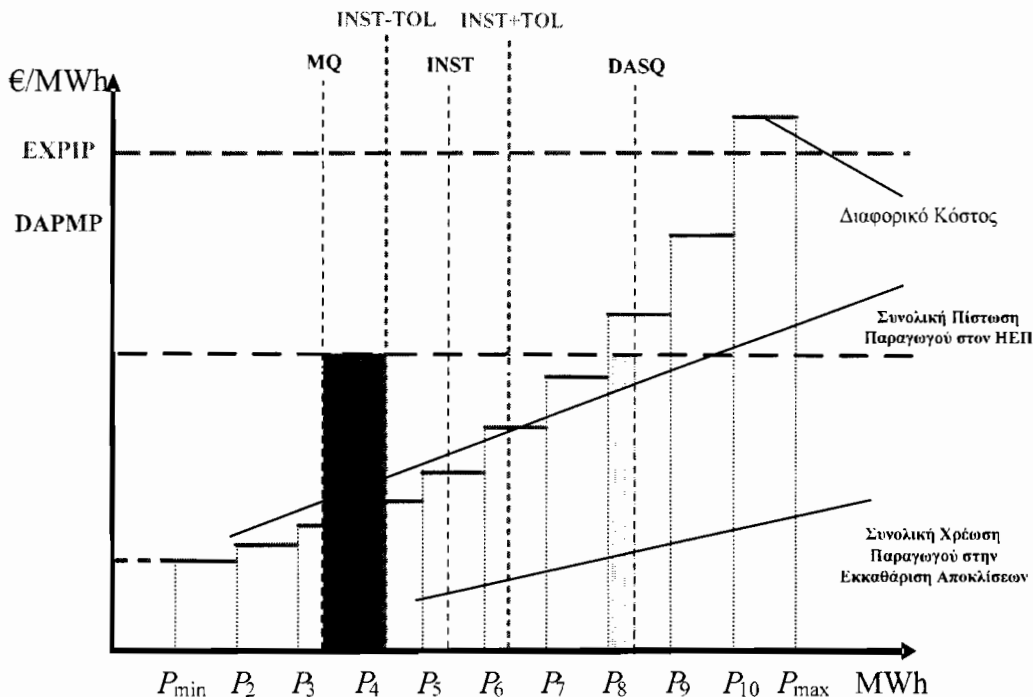
$$(DASQ_{u,t} - INSTM_{u,t}) * TLF DAS_{u,t} * DAPMP_{z,t} - (\cancel{DASQ_{ut}} - INSTM_{ut}) * EXPIP_t$$

δηλαδή συνολικά :

$INSTM_{u,t} * TLF DAS_{u,t} * DAPMP_t$	Πίστωση
---	---------

$(INST_{Mu,t} - MQ_{u,t}) * EXPI_{Pt}$	Χρέωση
--	--------

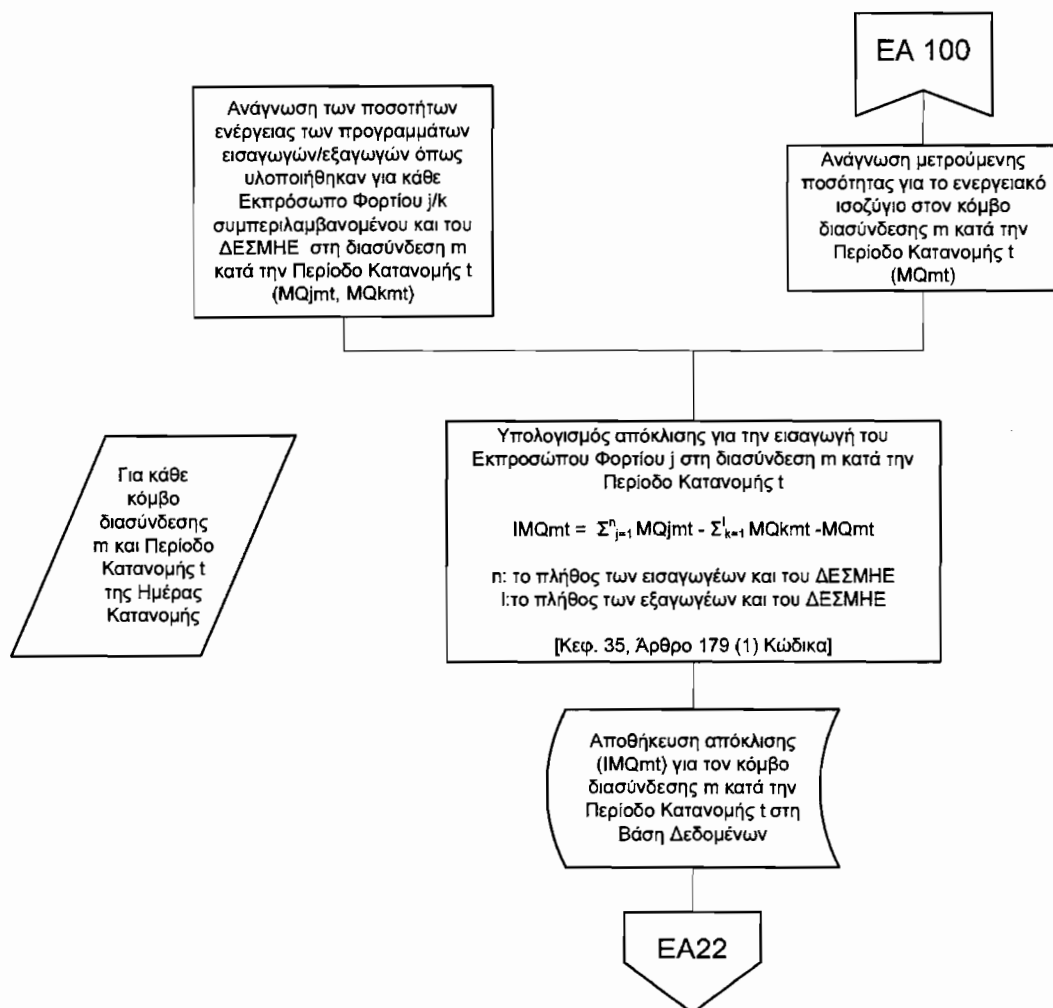
Οι συνολικές χρεοπιστώσεις παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα.



4.5 Διαγράμματα ροής περαιτέρω διαδικασιών για την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται τα διαγράμματα ροής των διαδικασιών που σχετίζονται με τους Υπολογισμούς Αποκλίσεων Ενέργειας, της Εκκαθάρισης Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης και των Ημερήσιων Πληρωμών/Χρεώσεων.

ΕΑ12 – Υπολογισμός Αποκλίσεων Ενέργειας στις Διασυνδέσεις λόγω μη προγραμματισμένων ροών

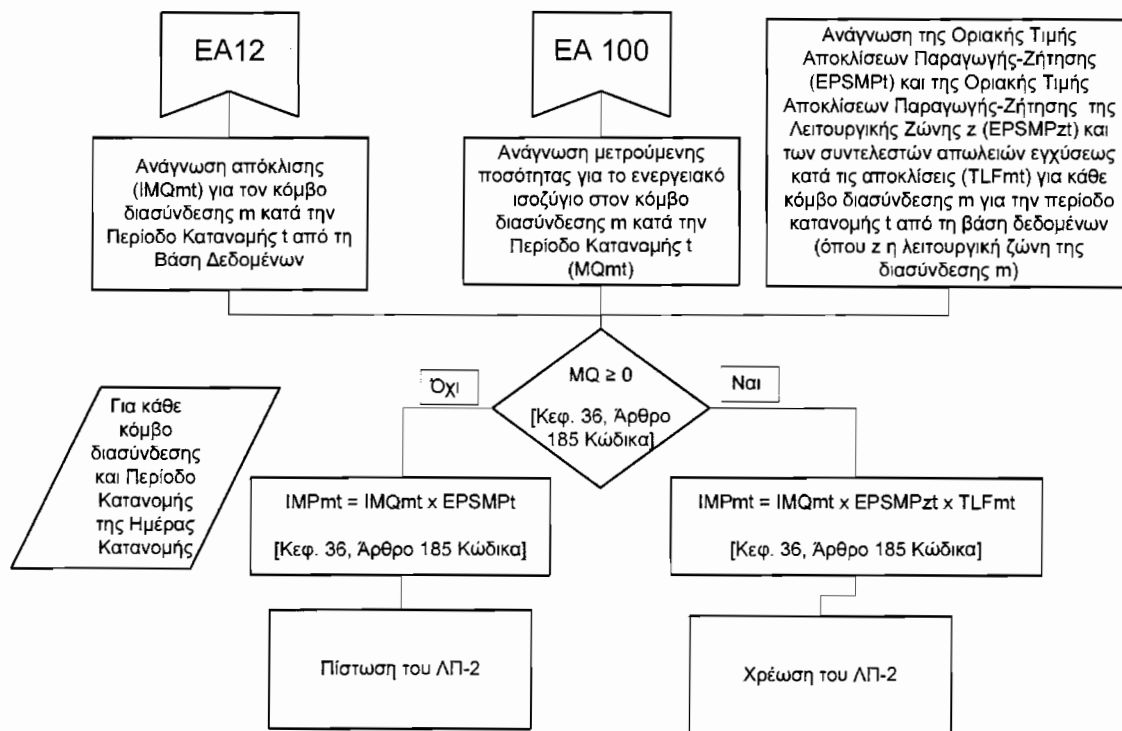


Όπου

ΕΑ100: Υπολογισμός ποσοτήτων εκκαθάρισης

ΕΑ22: Υπολογισμός Χρεώσεων/Πιστώσεων για Αποκλίσεις στις Διασυνδέσεις λόγω μη προγραμματισμένων ροών

ΕΑ22 – Υπολογισμός Χρεώσεων /Πιστώσεων για Αποκλίσεις Ενέργειας στις Διασυνδέσεις λόγω μη προγραμματισμένων ροών

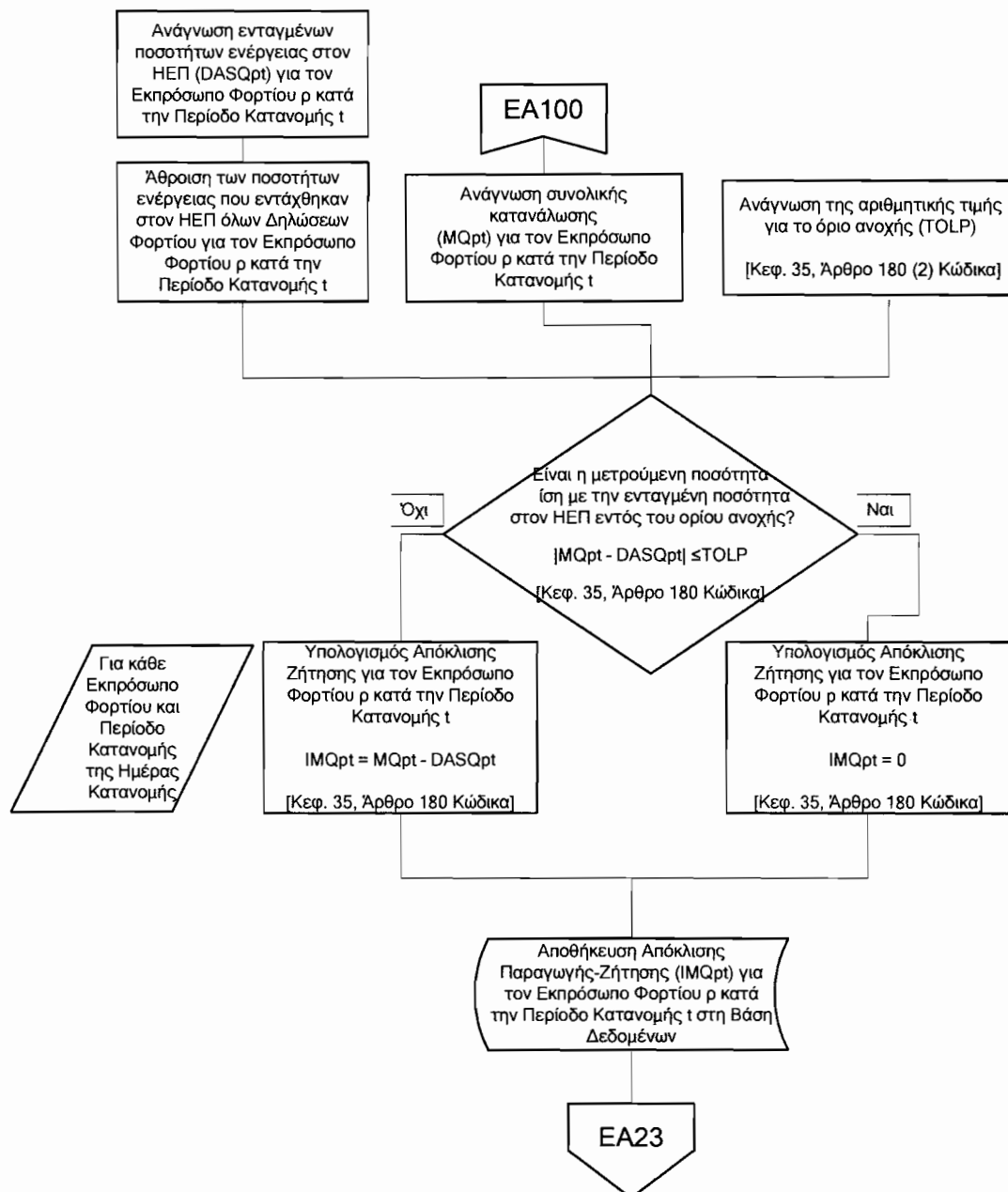


Όπου

ΕΑ100: Υπολογισμός ποσοτήτων εκκαθάρισης

ΕΑ12: Υπολογισμός Αποκλίσεων ενέργειας στις Διασυνδέσεις λόγω μη προγραμματισμένων ροών

ΕΑ13 – Υπολογισμός των Αποκλίσεων Ενέργειας για Εκπροσώπους Φορτίου Πελατών εντός Ελλάδος

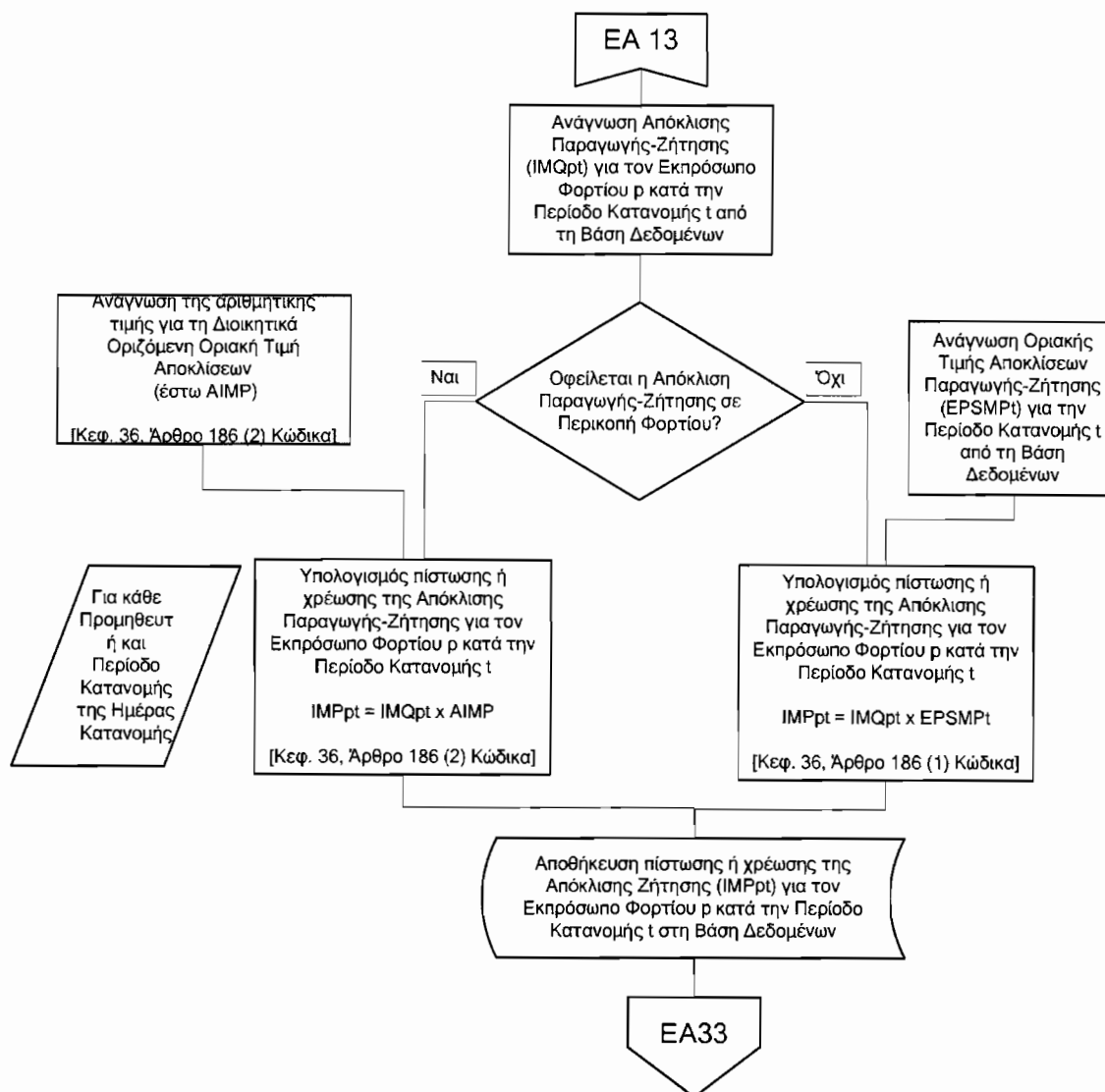


Όπου

ΕΑ100: Υπολογισμός Ποσοτήτων Εκκαθάρισης

ΕΑ23: Υπολογισμός Χρεώσεων/Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης των Εκπροσώπων Φορτίου

ΕΑ23 – Υπολογισμός Χρεώσεων/Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης των Εκπροσώπων Φορτίου

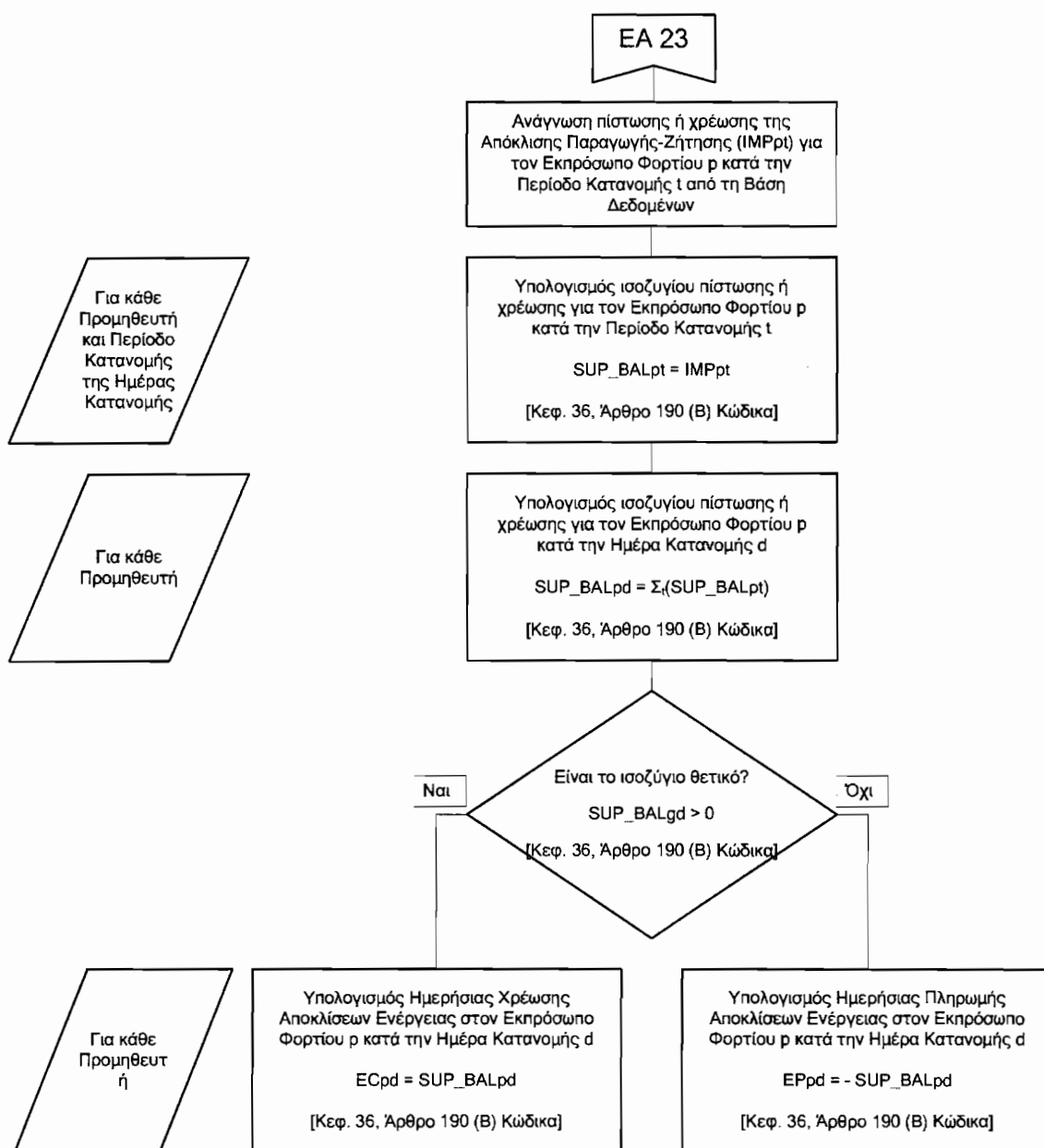


Όπου

ΕΑ13: Υπολογισμός των Αποκλίσεων Ενέργειας για Εκπροσώπους Φορτίου Πελατών εντός Ελλάδος

ΕΑ33: Ημερήσιες Πληρωμές και Χρεώσεις για Προμηθευτές

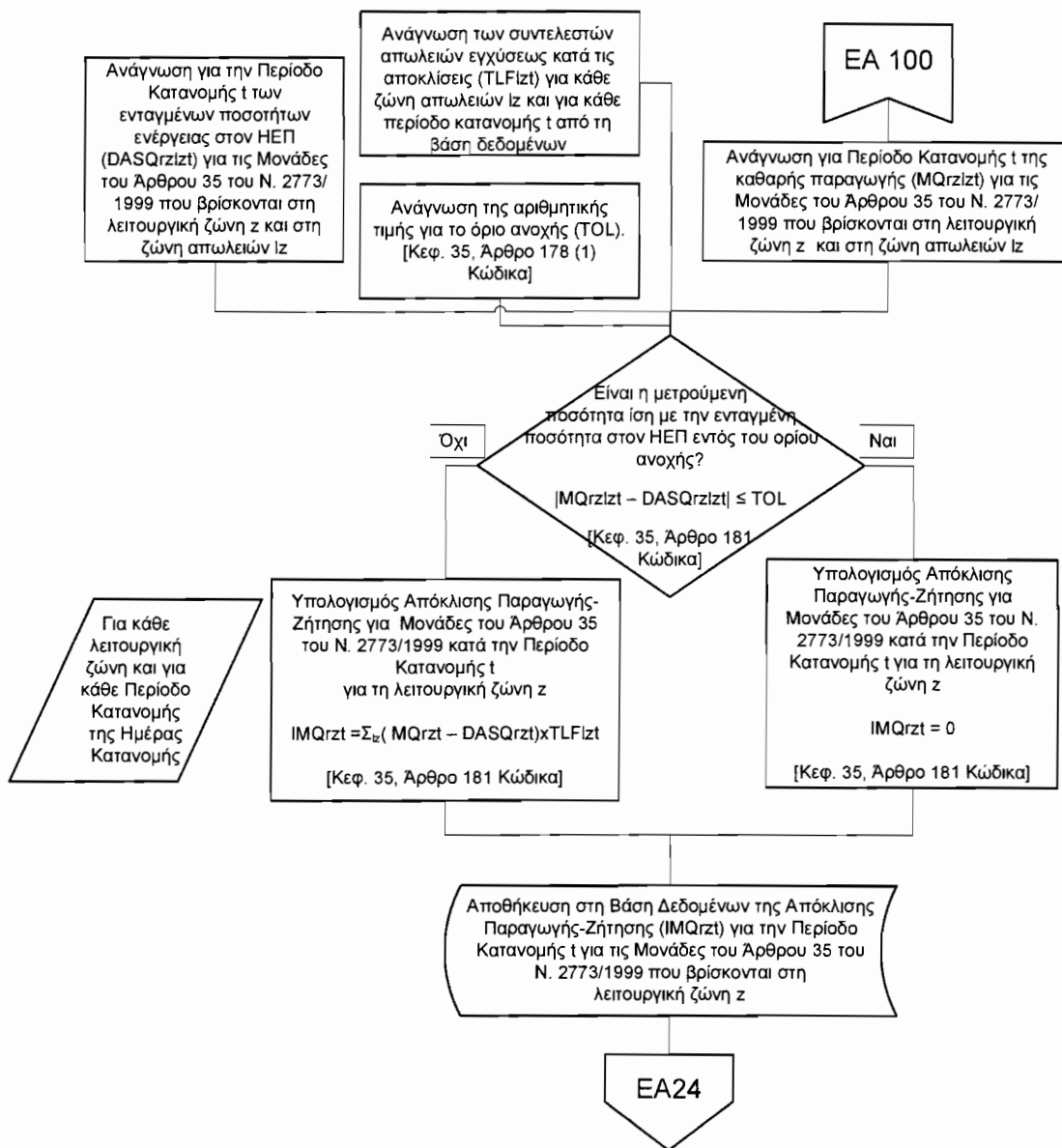
ΕΑ33 – Ημερήσιες Πληρωμές και Χρεώσεις για Προμηθευτές



Όπου

ΕΑ23: Υπολογισμός Χρεώσεων/Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης των Εκπροσώπων Φορτίου

ΕΑ14 – Υπολογισμός Αποκλίσεων Ενέργειας για τις μονάδες του Άρθρου 35 του Ν. 2773/1999

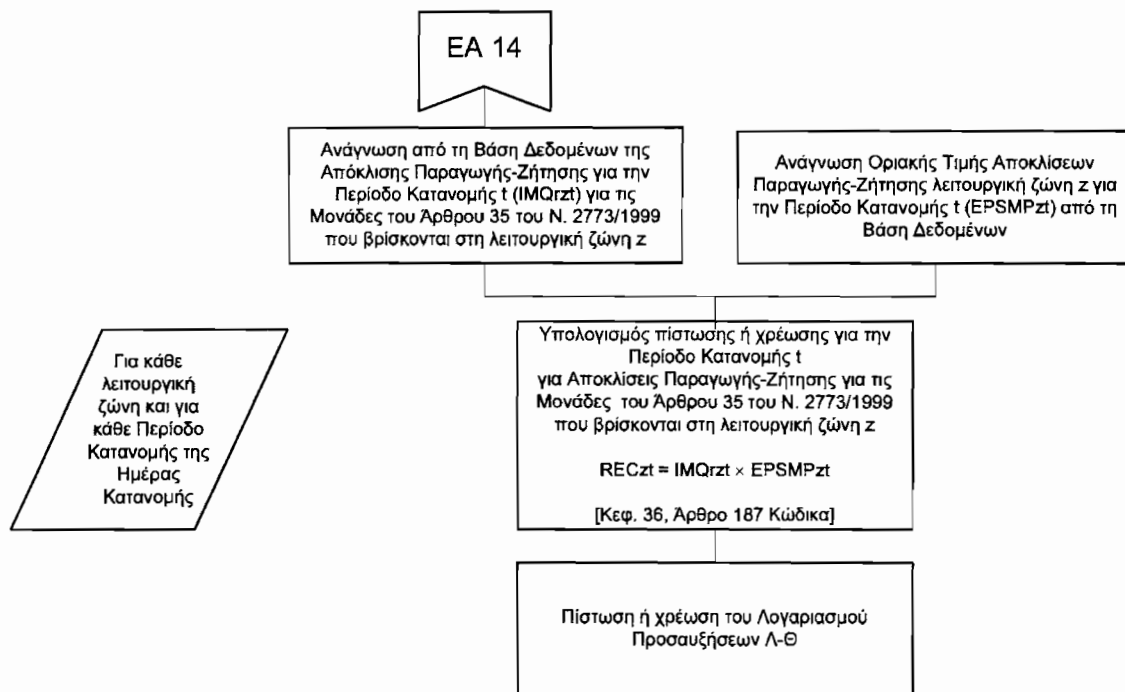


Όπου

EA100: Υπολογισμός ποσοτήτων εκκαθάρισης

EA24: Υπολογισμός Χρεώσεων/Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης Μονάδων του Άρθρου 35 του Ν. 2773/1999ός

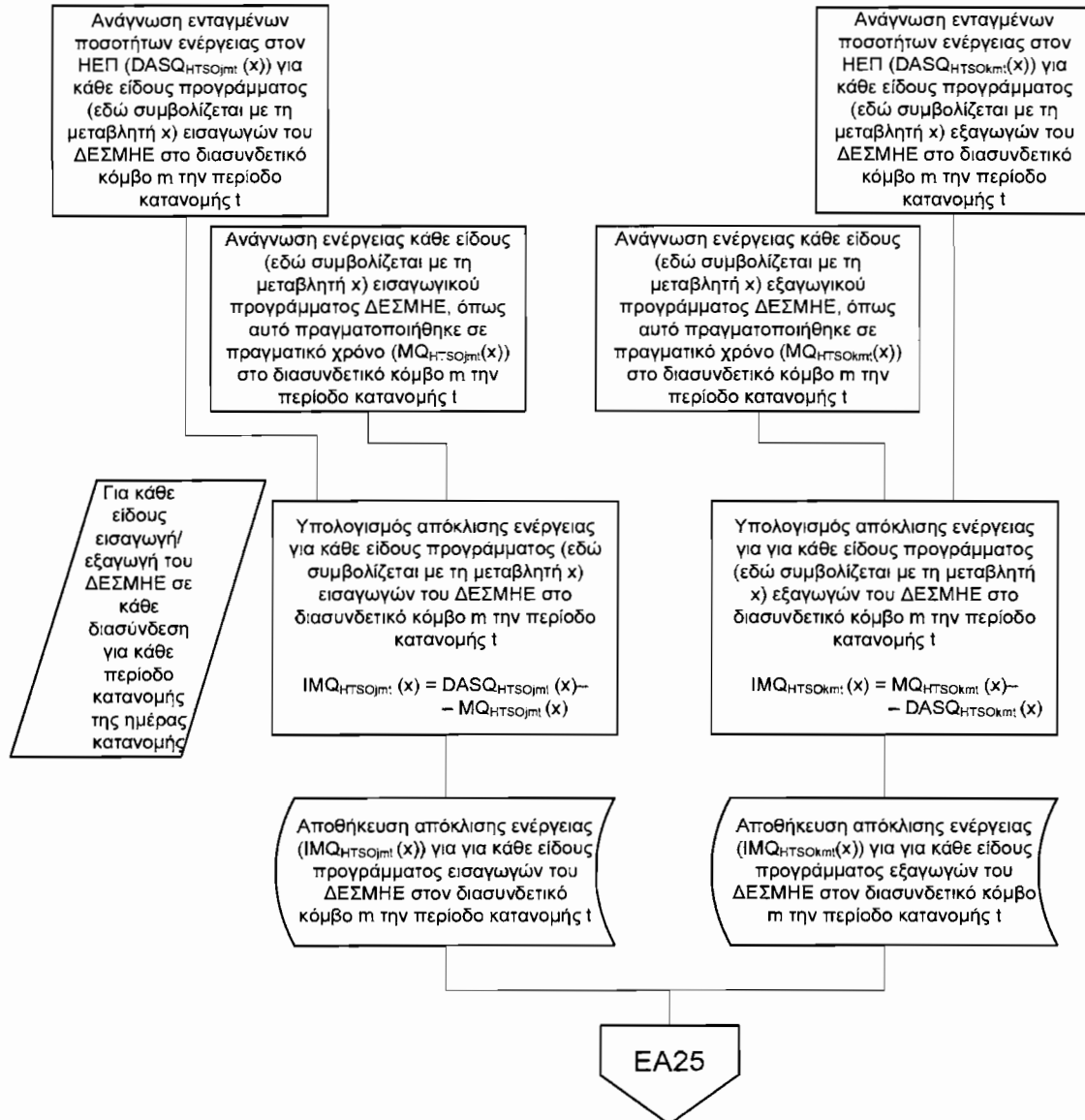
ΕΑ 24 – Υπολογισμός Χρεώσεων/Πιστώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης Μονάδων του Άρθρου 35 του Ν. 2773/1999



Όπου

ΕΑ14: Υπολογισμός Αποκλίσεων Ενέργειας για τις μονάδες του Άρθρου 35 του Ν. 2773/1999

ΕΑ15 - Υπολογισμός Αποκλίσεων Προγραμμάτων Εισαγωγών/Εξαγωγών ΔΕΣΜΗΕ

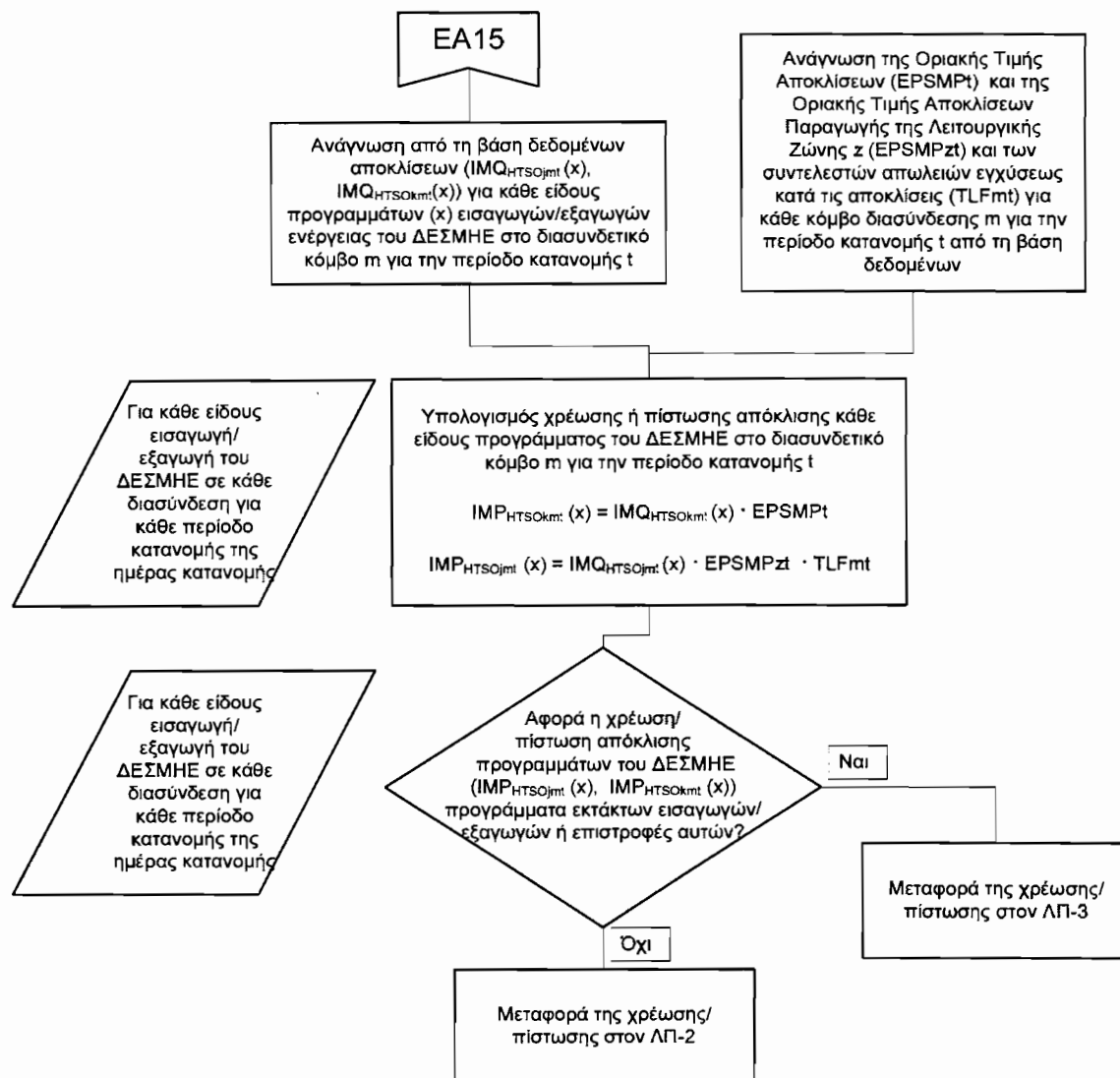


Εδώ η μεταβλητή x χρησιμοποιείται για τα διαφορετικά είδη προγραμμάτων του ΔΕΣΜΗΕ και παίρνει τιμές από το ακόλουθο σύνολο (έκτακτα προγράμματα, επιστροφές εκτάκτων προγραμμάτων, εγγυήσεις εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων)

Όπου

ΕΑ25: Υπολογισμός χρεώσεων/πιστώσεων για τις αποκλίσεις ενέργειας προγραμμάτων εισαγωγών / εξαγωγών του ΔΕΣΜΗΕ

EA25 – Υπολογισμός χρεώσεων/πιστώσεων για τις αποκλίσεις ενέργειας προγραμμάτων εισαγωγών / εξαγωγών του ΔΕΣΜΗΕ

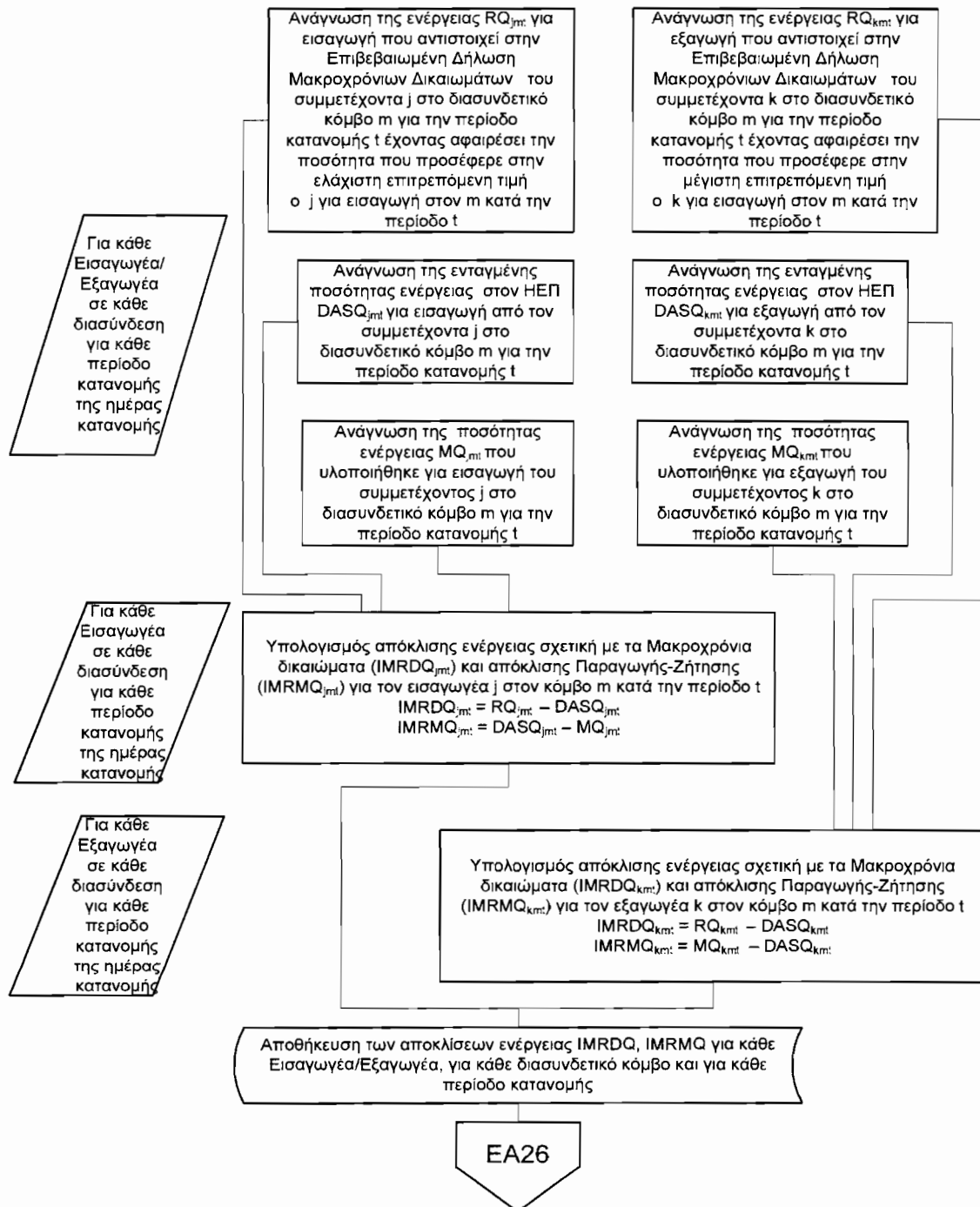


Εδώ η μεταβλητή x χρησιμοποιείται για τα διαφορετικά είδη προγραμμάτων του ΔΕΣΜΗΕ και παίρνει τιμές από το ακόλουθο σύνολο (έκτακτα προγράμματα, επιστροφές εκτάκτων προγραμμάτων, εγγυήσεις εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων)

Όπου

EA15: Υπολογισμός Αποκλίσεων Προγραμμάτων Εισαγωγών/Εξαγωγών ΔΕΣΜΗΕ

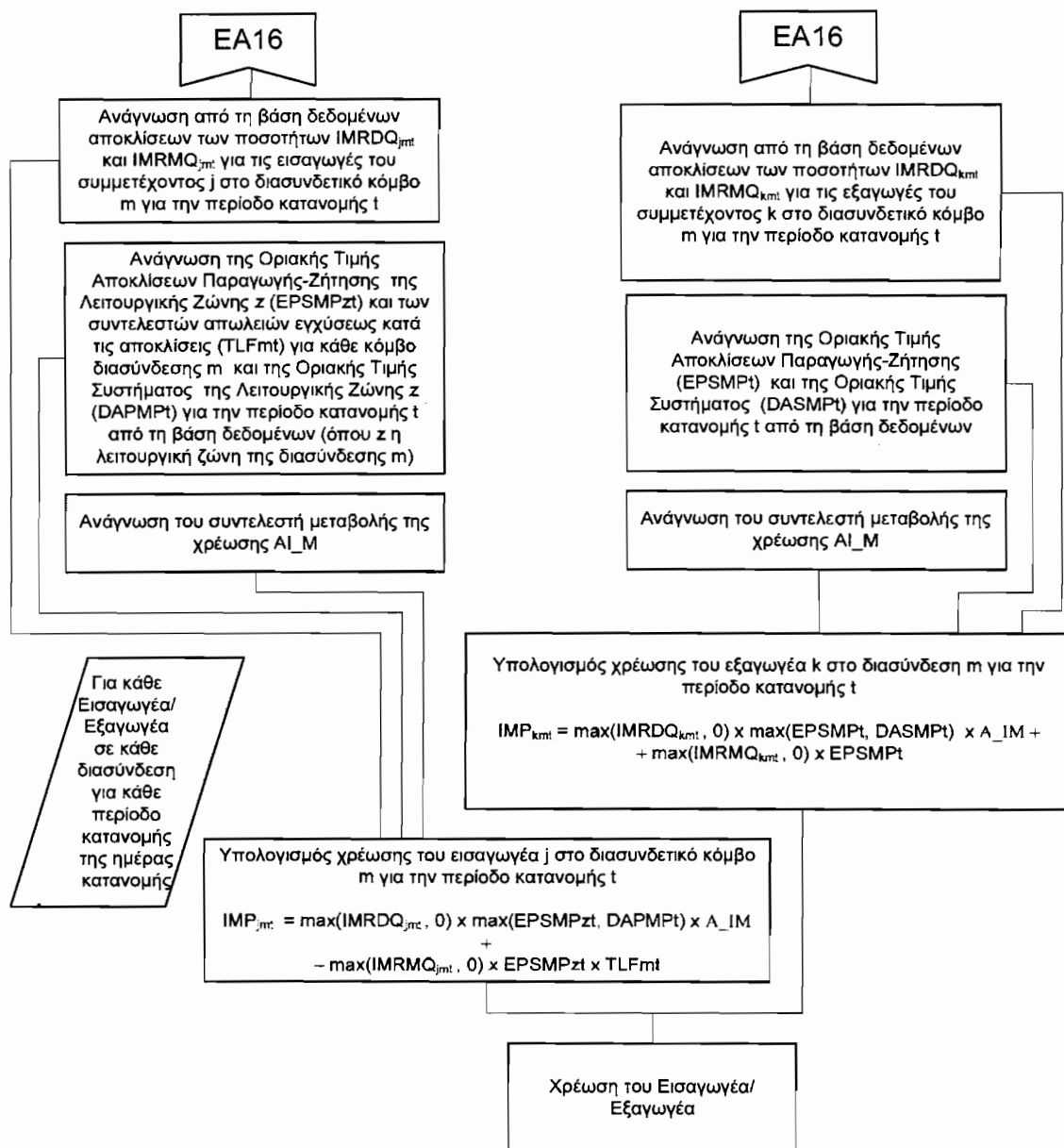
EA16 - Υπολογισμός Αποκλίσεων Προγραμμάτων για Εισαγωγείς/Εξαγωγείς



Όπου

EA26: Υπολογισμός χρεώσεων αποκλίσεων προγραμμάτων για Εισαγωγείς / Εξαγωγείς

EA26 – Υπολογισμός χρεώσεων αποκλίσεων προγραμμάτων για Εισαγωγείς / Εξαγωγείς



Όπου

EA16: Υπολογισμός Αποκλίσεων Προγραμμάτων για Εισαγωγείς/Εξαγωγείς

4.6 Λογιστικός Λογαριασμός Εκκαθάρισης Αποκλίσεων (Λ-Γ)

Ο Λογαριασμός Εκκαθάρισης Αποκλίσεων Παραγωγής – Ζήτησης και Επιβεβλημένων και μη Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής Λ-Γ περιλαμβάνει επιμέρους λογαριασμούς Εκκαθάρισης Αποκλίσεων Παραγωγής – Ζήτησης και Επιβεβλημένων και Μη Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα. Ο λογαριασμός αυτός χρησιμοποιείται στην Εκκαθάριση των Αποκλίσεων. Οι λογιστικές εγγραφές στον λογαριασμό Λ-Γ του ΔΕΣΜΗΕ για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής είναι οι ακόλουθες:

- Χρεώσεις για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης για πληρωμές σε κατανεμόμενες μονάδες στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (ΟΤΑ) της αντίστοιχης Λειτουργικής Ζώνης του Συστήματος και πιστώσεις των αντιστοίχων Λογαριασμών των Συμμετεχόντων.
- Πιστώσεις για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης για χρεώσεις σε κατανεμόμενες μονάδες στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (ΟΤΑ) της αντίστοιχης Λειτουργικής Ζώνης του Συστήματος και χρεώσεις των αντιστοίχων Λογαριασμών των Συμμετεχόντων.
- Χρεώσεις για Μη Επιβεβλημένη Μεταβολή Παραγωγής σε περίπτωση εντολής αύξησης για συμπληρωματικές πληρωμές σε κατανεμόμενες μονάδες στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (ΟΤΑ) της αντίστοιχης Λειτουργικής Ζώνης του Συστήματος και πιστώσεις των αντιστοίχων Λογαριασμών των Συμμετεχόντων.
- Χρεώσεις για Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής σε περίπτωση εντολής μείωσης για πληρωμές σε κατανεμόμενες μονάδες και πιστώσεις των αντιστοίχων Λογαριασμών των Συμμετεχόντων.
- Πιστώσεις για Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής σε περίπτωση εντολής μείωσης για χρεώσεις σε κατανεμόμενες μονάδες και χρεώσεις των αντιστοίχων Λογαριασμών των Συμμετεχόντων.
- Πιστώσεις για Συμβεβλημένες Μονάδες Συμπληρωματικής Ενέργειας και για Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών και χρεώσεις των αντιστοίχων ποσών στον Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3
- Χρεώσεις για Συμβεβλημένες Μονάδες Συμπληρωματικής Ενέργειας και για Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών και πιστώσεις των αντιστοίχων ποσών στο Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3

- Πιστώσεις για Μονάδες που Λειτουργούν υπό Συνθήκες Δοκιμών και χρεώσεις των αντιστοίχων ποσών στον Λογαριασμό Λ-Ι για το Κόστος των Υποχρεώσεων για τις μονάδες αυτές.
- Χρεώσεις για Μονάδες που Λειτουργούν υπό Συνθήκες Δοκιμών και πιστώσεις των αντιστοίχων ποσών στον Λογαριασμό Λ-Ι για το Κόστος των Υποχρεώσεων για τις μονάδες αυτές.
- Πιστώσεις για Αποκλίσεις Παραγωγής – Ζήτησης που αφορούν σε μονάδες του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων της αντίστοιχης Λειτουργικής Ζώνης και χρεώσεις των αντιστοίχων ποσών στον Λογαριασμό Λ-Θ.
- Χρεώσεις για Αποκλίσεις Παραγωγής – Ζήτησης που αφορούν σε μονάδες του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων της αντίστοιχης Λειτουργικής Ζώνης και πιστώσεις των αντιστοίχων ποσών στον Λογαριασμό Λ-Θ.
- Πιστώσεις για Αποκλίσεις Παραγωγής – Ζήτησης που αφορούν σε φορτία για τη θετική απόκλιση ενέργειας, στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων και χρεώσεις των αντιστοίχων Λογαριασμών των Συμμετεχόντων.
- Χρεώσεις για Αποκλίσεις Παραγωγής – Ζήτησης που αφορούν σε φορτία για την αρνητική απόκλιση ενέργειας, στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων και πιστώσεις των αντιστοίχων Λογαριασμών των Συμμετεχόντων.
- Χρεώσεις για Αποκλίσεις Παραγωγής – Ζήτησης που αφορούν σε προγράμματα α) εκτάκτων εισαγωγών, και β) επιστροφών εκτάκτων εισαγωγών, που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ για την αρνητική απόκλιση ενέργειας αυτών στην σχετική Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής, και πιστώσεις των αντιστοίχων ποσών στον Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3.
- Πιστώσεις για προγράμματα α) εκτάκτων εξαγωγών και β) επιστροφών εκτάκτων εξαγωγών που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ για τη θετική απόκλιση ενέργειας αυτών στην σχετική Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Συστήματος και χρεώσεις των αντιστοίχων ποσών στον Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3.
- Πιστώσεις ή χρεώσεις για α) προγράμματα εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων και β) για επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων που υποβάλλονται από τον ΔΕΣΜΗΕ για την θετική ή αρνητική απόκλιση

ενέργειας αυτών στη σχετική Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής και αντίστοιχες χρεώσεις ή πιστώσεις στον Λογαριασμό ΛΠ-2 του Λογαριασμού Προσαυξήσεων.

- Πιστώσεις ή χρεώσεις για αποκλίσεις στις διασυνδέσεις λόγω μη προγραμματισμένων φυσικών ροών, και αντίστοιχες χρεώσεις ή πιστώσεις στον Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-2.

4.7 Ενημέρωση Συμμετεχόντων

Η διαδικασία Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων με εξαίρεση του Λογαριασμού Προσαυξήσεων, θα διενεργείται σε ημερήσια βάση, αμέσως μετά την επιτυχή συγκέντρωση μετρήσεων που αφορούν σε κάθε Ημέρα Κατανομής.

Οι Καταστάσεις της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων θα εκδίδονται με τον χαρακτηρισμό «Προσωρινή Εκκαθάριση» μέχρι ο ΔΕΣΜΗΕ να ολοκληρώσει το απαραίτητο λογισμικό για την εφαρμογή των αντιστοίχων μονίμων διατάξεων του Κώδικα σύμφωνα με το άρθρο 335.27 του Κώδικα.

Τα ημερήσια αποτελέσματα της Εκκαθάρισης δημοσιεύονται στο Πληροφοριακό Σύστημα Διαχείρισης της Αγοράς του ΔΕΣΜΗΕ (στο link <https://mmspa.desmie.gr/mms-pa-app/>), όπου κάθε συμμετέχων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας έχει την δυνατότητα πρόσβασης με την χρήση του Ονόματος και του Κωδικού που έχει παραχωρήσει ο ΔΕΣΜΗΕ για την υποβολή των προσφορών και των δηλώσεων στον ΗΕΠ. Οι αναφορές δημοσιεύονται στην θέση «Publishing – Settlement Report».

Οι αναφορές διακρίνονται ανάλογα με την δραστηριότητα που ασκεί ο συμμετέχων στα πλαίσια της Αγοράς, δημοσιεύονται σε μορφή PDF αρχείων τα οποία παρέχουν αφ' ενός μεν ασφάλεια όσον αφορά την έκδοση των αποτελεσμάτων της Εκκαθάρισης, αφετέρου δε είναι δυνατόν να μετατραπούν εύκολα σε επεξεργάσιμη μορφή. Η δημοσίευση των αναφορών γίνεται στην Ελληνική και Αγγλική γλώσσα. Στο Παράρτημα Β παρουσιάζονται υποδείγματα αναφορών για την ενημέρωση των Συμμετεχόντων.

Μετά την δημοσίευση των αποτελεσμάτων της ημερήσιας Εκκαθάρισης, οι Συμμετέχοντες έχουν την δυνατότητα να υποβάλλουν ενστάσεις στην ηλεκτρονική διεύθυνση που αναγράφεται στις αναφορές της Εκκαθάρισης. Η επίλυση των ενστάσεων έχει άμεση προτεραιότητα, και σε περίπτωση εντοπισμού σφάλματος η Εκκαθάριση επαναλαμβάνεται και δημοσιεύονται αναθεωρημένες αναφορές με τα σωστά αποτελέσματα.

Μέχρι την επίλυση των προβλημάτων που συνεπάγονται καθυστερήσεις στην αποκατάσταση των βλαβών των μετρητικών διατάξεων και σύμφωνα με το άρθρο 335.28 του Κώδικα, ο ΔΕΣΜΗΕ θα γνωστοποιεί στους Συμμετέχοντες την συγκεντρωτική Κατάσταση της Μηνιαίας Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων κατά μέγιστο, δέκα ημέρες μετά την τελευταία Ημέρα Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση. Η συγκεντρωτική κατάσταση της Μηνιαίας Εκκαθάρισης θα δημοσιεύεται επίσης στο Πληροφοριακό Σύστημα Διαχείρισης της Αγοράς του ΔΕΣΜΗΕ, στην θέση όπου δημοσιεύονται και οι αναφορές της Ημερήσιας Εκκαθάρισης.

Τα ελλείμματα στην Εκκαθάριση των Αποκλίσεων καλύπτονται με εγγυητικές επιστολές. Οι μεταφορές Κεφαλαίων πραγματοποιούνται σε μηνιαία βάση.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΛΕΠΤΟΜΕΡΕΙΕΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΥ ΚΑΛΥΨΗΣ ΜΕΤΑΒΛΗΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ

5.1 Μονάδες που αποζημιώνονται μέσω του μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους

Με την εφαρμογή του Μηχανισμού αυτού, εξετάζεται αν οι θερμικές μονάδες παραγωγής, οι οποίες δεν βρίσκονται σε δοκιμαστική λειτουργία και λαμβάνουν Εντολή Κατανομής για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον Διαχειριστή του Συστήματος, δικαιούνται πρόσθετη αμοιβή ανά Περίοδο Κάλυψης Κόστους.

Το Μεταβλητό Κόστος μίας Μονάδας Παραγωγής ορίζεται σε καθορισμένα επίπεδα παραγωγής όπως αυτά περιγράφονται στο εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων. Γενικά ισχύουν τα εξής:

- α) για επίπεδα παραγωγής που βρίσκονται στο εύρος αυτών των προκαθορισμένων σημείων το Μεταβλητό Κόστος υπολογίζεται με εφαρμογή γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των δύο εγγύτερων σημείων.
- β) για επίπεδα παραγωγής μικρότερα του πρώτου επιπέδου χρησιμοποιείται η τιμή του πρώτου επιπέδου.
- γ) για επίπεδα παραγωγής μεγαλύτερα του τελευταίου επιπέδου χρησιμοποιείται η τιμή του τελευταίου επιπέδου.

Ειδικότερα, στις περιπτώσεις εκκίνησης μετά από συγχρονισμό και κράτησης κατά την περίοδο αποσυγχρονισμού λαμβάνεται υπόψη η αιτία για την οποία η μονάδα βρίσκεται σε αυτές τις καταστάσεις:

- i) αν βρίσκεται σε κράτηση / άμεσο αποσυγχρονισμό λόγω βλάβης,
- ii) αν βρίσκεται σε κράτηση λόγω προγραμματισμένης συντήρησης

Εάν οφείλεται στις δύο πρώτες αιτίες (Βλάβη ή προγραμματισμένη συντήρηση) το Μεταβλητό Κόστος θεωρείται μηδέν εφόσον ο αποσυγχρονισμός / συγχρονισμός γίνεται με απόφαση του Παραγωγού. Ο συγχρονισμός και αποσυγχρονισμός των κατανεμόμενων μονάδων κατά τις διατάξεις του Κώδικα συνδέεται με αντίστοιχη Εντολή Κατανομής. Στις περιπτώσεις που μία μονάδα επιτυγχάνει χρόνους συγχρονισμού/αποσυγχρονισμού πέραν των καταχωρημένων χαρακτηριστικών (π.χ αιχμιακή μονάδα ή μονάδα που επανέρχεται από ηλεκτρικό trip) και εγγχεί συνολική ενέργεια μεγαλύτερη των καταχωρημένων επιπέδων συγχρονισμού/αποσυγχρονισμού και του καταχωρημένου τεχνικού ελαχίστου το μεταβλητό κόστος υπολογίζεται για το επίπεδο έγχυσης.

5.2 Αποζημίωση μέσω του μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους

Η πρόσθετη αμοιβή ανά Περίοδο Κάλυψης Κόστους είναι συμπληρωματική των χρεοπιστώσεων στα πλαίσια της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ και της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων με τελικό αποτέλεσμα η μονάδα να καλύπτει τουλάχιστον το μεταβλητό της κόστος για την ενέργεια που της έχει ζητηθεί να παράγει κατόπιν Εντολής Κατανομής του Διαχειριστή, αφού ληφθεί υπόψη η εκάστοτε προσαύξηση που καθορίζεται από την ΡΑΕ.

Στα πλαίσια του Μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους, για κάθε μια από τις μονάδες παραγωγής που δικαιούται πρόσθετη αμοιβή κατά την παράγραφο 2 του άρθρου 190 του Κώδικα, για κάθε Περίοδο Κάλυψης Κόστους υπολογίζεται :

- α) Η συνολική πίστωση που έχει λάβει η μονάδα παραγωγής κατά την Εκκαθάριση του ΗΕΠ και το μέρος της χρέωσης ή πίστωσης που έχει υπολογισθεί κατά την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων για την επιβεβλημένη μεταβολή παραγωγής.
- β) Το συνολικό κόστος της μονάδας παραγωγής, με βάση το μεταβλητό της κόστος προσαυξημένο κατά το ποσοστό που καθορίζεται από την ΡΑΕ, για την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί σε επιβεβλημένη παραγωγή. Μη επιβεβλημένες μεταβολές παραγωγής δεν αποζημιώνονται μέσω του Μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους.

Επιβεβλημένη παραγωγή θεωρείται η ωριαία ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που έχει εγχύσει μια μονάδα παραγωγής με βάση την Εντολή Κατανομής που έχει λάβει και υπολογίζεται ως εξής :

- α) στην περίπτωση που η μετρούμενη καθαρή παραγωγή της μονάδας (MQt) είναι μεγαλύτερη από την προσαρμοσμένη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που κλήθηκε να εγχύσει η μονάδα κατόπιν Εντολής Κατανομής με βάση τα

δηλωμένα χαρακτηριστικά της κατά τη Λήξη Προθεσμίας Υποβολής σύμφωνα με το Άρθρο 177 (INSTMut), ως επιβεβλημένη παραγωγή της μονάδας θεωρείται η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας INSTMut,

β) σε κάθε άλλη περίπτωση ως επιβεβλημένη παραγωγή της μονάδας θεωρείται η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στο ελάχιστο μεταξύ της ηλεκτρικής ενέργειας που όφειλε να εγχύσει η μονάδα με βάση την ωριαία Εντολή Κατανομής κατά τον πραγματικό χρόνο λειτουργίας (DINSTut) και της μετρούμενης ποσότητας καθαρής παραγωγής της μονάδας (MQut).

Μετά τον υπολογισμό των ανωτέρω ποσοτήτων για κάθε Περίοδο Κάλυψης Κόστους η πρόσθετη αμοιβή μιας μονάδας παραγωγής προκύπτει σύμφωνα με την παράγραφο 2 του άρθρου 190 του Κώδικα.

5.3 Παραδείγματα:

Τα Παραδείγματα 1 έως 3 αφορούν στον υπολογισμό των ποσών της Εκκαθάρισης που συμμετέχουν στον Μηχανισμό Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους σύμφωνα με το Άρθρο 190.2α του Κώδικα.

Το Παράδειγμα 4 αφορά στον υπολογισμό της αποζημίωσης μιας μονάδας παραγωγής με βάση το μεταβλητό κόστος σύμφωνα με το άρθρο 190.2β του Κώδικα.

Στα Παραδείγματα 1-3 ισχύουν οι παραδοχές της §4.4.1.1 του Εγχειριδίου της Εκκαθάρισης.

Επίσης θεωρούμε ότι οι μονάδες που αναφέρονται στα παραδείγματα είναι θερμικές μονάδες και επιπλέον δε βρίσκονται σε κατάσταση δοκιμαστικής λειτουργίας κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής που εξετάζεται.

Παράδειγμα 1^ο:

Έστω μονάδα u η οποία κατά την Περίοδο Κατανομής t κλήθηκε με Εντολή Κατανομής **INSTut** να παράγει μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας από αυτή που αρχικά είχε προγραμματιστεί να παράγει (**DASQut**) και ότι για τις ποσότητες αυτές ισχύει :

DASQut < INSTut – TOL όπου TOL το όριο ανοχής στον προσδιορισμό αποκλίσεων των μονάδων.

Έστω επίσης πως μετά τη συλλογή των μετρήσεων διαπιστώθηκε πως για την πραγματική καθαρή παραγωγή της μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t (**MQut**) ισχύει:

MQut < DASQut

δηλαδή η μονάδα όχι μόνο δεν αύξησε την παραγωγή της ώστε να φτάσει το επίπεδο παραγωγής που της ζητήθηκε με την Εντολή Κατανομής αλλά αντίθετα μείωσε την παραγωγή της. Για τη μονάδα αυτή ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

MQut < DASQut < INSTut – TOL

Στην περίπτωση αυτή η μονάδα θα πιστωθεί το χρηματικό ποσό

$X = \text{DASQut} * \text{DAPMPt}$ από την Εκκαθάριση του ΗΕΠ (DAPMPt : Οριακή Τιμή Παραγωγής της Λειτουργικής Ζώνης στην οποία βρίσκεται η μονάδα)

και θα χρεωθεί το χρηματικό ποσό

$Z = (\text{DASQut} - \text{MQut}) * \text{EXPIPt}$ από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων (EXPIPt : Οριακή Τιμή Αποκλίσεων της Λειτουργικής Ζώνης στην οποία βρίσκεται η μονάδα)

(βλ. §4.4.1.2.1 του Εγχειριδίου της Εκκαθάρισης).

Η χρέωση κατά την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων προκύπτει για την απόκλιση παραγωγής μεταξύ των ποσοτήτων **DASQut** και **MQut** η οποία λόγω της σχέσης $\text{DASQut} < \text{INSTut} - \text{TOL}$ είναι τμήμα της Μη Επιβεβλημένης Μεταβολής Παραγωγής που σύμφωνα με το Άρθρο 178 είναι η μεταβολή παραγωγής από την ποσότητα $\text{INSTMut} = \text{INSTut} - \text{TOL}$ έως την ποσότητα **MQ**. Συνεπώς η χρέωση αυτή δε συμμετέχει στον Μηχανισμό Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους για την υπό εξέταση Περίοδο Κατανομής της Περιόδου Κάλυψης. Για την περίπτωση αυτή συμμετέχουν μόνο τα έσοδα του ΗΕΠ δηλ το χρηματικό ποσό **X**.

Παράδειγμα 2^ο:

Έστω μονάδα u , η οποία κατά την Περίοδο Κατανομής t κλήθηκε, με Εντολή Κατανομής **INSTut**, να παράγει μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας από αυτή που αρχικά είχε προγραμματιστεί να παράγει (**DASQut**). Έστω επίσης, πως μετά τη συλλογή των μετρήσεων διαπιστώθηκε πως για την πραγματική καθαρή παραγωγή της μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t (**MQut**) ισχύει :

MQut > DASQut και MQut < INSTut-TOL

δηλαδή η μονάδα αύξησε την παραγωγή της αλλά όχι αρκετά ώστε να φτάσει το επίπεδο παραγωγής που της ζητήθηκε με την Εντολή Κατανομής.

Για τη μονάδα αυτή ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

DASQut < MQut < INSTut – TOL

Στην περίπτωση αυτή η μονάδα θα πιστωθεί το χρηματικό ποσό

X = DASQut * DAPMPt από την Εκκαθάριση του ΗΕΠ

και θα πιστωθεί το χρηματικό ποσό

Z = (DASQut – MQut) * EXPIPt από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων
(βλ. §4.4.1.2.2 του Εγχειριδίου της Εκκαθάρισης).

Η πίστωση κατά την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων προκύπτει για την απόκλιση παραγωγής μεταξύ των ποσοτήτων **DASQut** και **MQut** η οποία λόγω της σχέσης **MQut < INSTut – TOL** είναι τμήμα της Επιβεβλημένης Μεταβολής Παραγωγής, που σύμφωνα με το Άρθρο 178 είναι η μεταβολή από την ποσότητα **DASQut** έως την ποσότητα **INSTMut=INSTut-TOL**.

Συνεπώς η πίστωση αυτή συμμετέχει στον Μηχανισμό Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους για την υπό εξέταση Περίοδο Κατανομής της Περιόδου Κάλυψης και για την περίπτωση αυτή συμμετέχουν τα έσοδα του ΗΕΠ δηλ. το χρηματικό ποσό **X** και τα έσοδα που προέρχονται από την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων, δηλ. το χρηματικό ποσό **Z**.

Παράδειγμα 3^ο:

Έστω μονάδα *u*, η οποία κατά την Περίοδο Κατανομής *t*, κλήθηκε με Εντολή Κατανομής **INSTut**, να παράγει μικρότερη ποσότητα ενέργειας από αυτή που αρχικά είχε προγραμματιστεί να παράγει στον ΗΕΠ (**DASQut**). Έστω επίσης, πως μετά τη συλλογή των μετρήσεων διαπιστώθηκε πως για την πραγματική καθαρή παραγωγή της μονάδας *u*, για την Περίοδο Κατανομής *t* (**MQut**) ισχύει:

MQut < INSTut – TOL

δηλαδή η μονάδα μείωσε την παραγωγή της περισσότερο από το επίπεδο παραγωγής που της ζητήθηκε με την Εντολή Κατανομής. Για τη μονάδα αυτή ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

$$\mathbf{MQut} < \mathbf{INSTut-TOL} < \mathbf{INSTut} < \mathbf{DASQut}.$$

Στην περίπτωση αυτή η μονάδα θα πιστωθεί το χρηματικό ποσό

$$\mathbf{X} = \mathbf{DASQut} * \mathbf{DAPMPt}$$
 από την Εκκαθάριση του ΗΕΠ

και κατά την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων θα χρεωθεί το χρηματικό ποσό **Z1** που αντιστοιχεί στην χρέωση στο διαφορικό κόστος της ποσότητας παραγωγής μεταξύ των ποσοτήτων **DASQut** και **INSTMut=INSTut-TOL**, και το χρηματικό ποσό **Z2** που αφορά στην χρέωση στην τιμή **EXPIPt** της ποσότητας παραγωγής μεταξύ των ποσοτήτων **INSTMut** και **MQut** (βλ. §4.4.1.3.3 του Εγχειριδίου της Εκκαθάρισης).

Κατά την Εκκαθάριση των Αποκλίσεων η χρέωση **Z1**, η οποία σύμφωνα με το Άρθρο 178 αντιστοιχεί στην Επιβεβλημένη Μεταβολή Παραγωγής, συμμετέχει στον μηχανισμό κάλυψης μεταβλητού κόστους ενώ η χρέωση **Z2**, η οποία σύμφωνα με το ίδιο Άρθρο αντιστοιχεί στη Μη Επιβεβλημένη Μεταβολή Παραγωγής, δε συμμετέχει στον μηχανισμό κάλυψης μεταβλητού κόστους για την υπό εξέταση Περίοδο Κατανομής της Περιόδου Κάλυψης.

Παράδειγμα 4^ο:

Έστω μονάδα u , η οποία για την Περίοδο Κατανομής t , έχει λάβει Εντολή Κατανομής με βάση τα δηλωμένα χαρακτηριστικά της κατά την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής κατά το Άρθρο 177 (INSTut) και αντίστοιχη προσαρμοσμένη ποσότητα INSTMut. Έστω πως η μετρούμενη καθαρή παραγωγή της μονάδας είναι η MQut και πως η Ωριαία Εντολή Κατανομής κατά τον πραγματικό χρόνο είναι η DINStut. Χαρακτηριστικές ενδεικτικές τιμές για τα παραπάνω μεγέθη για τις 3 πρώτες ώρες μιας Ημέρας Κατανομής παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Έστω επίσης πως η Περίοδος Κάλυψης ορίζεται ως όλο το 24ωρο και το ποσοστό προσαύξησης ίσο με 10%.

ΜΕΤΑΒΛΗΤΗ	ΩΡΑ 1 ^η	ΩΡΑ 2 ^η	ΩΡΑ 3 ^η
Ωριαία Εντολή Κατανομής (DINSTut)	253,8	242,9	276,49
Προσαρμοσμένη Ποσότητα Ενέργειας INSTMut (κατά το Άρθρο 177)	251,87	244,4	277
Καθαρή Παραγωγή της Μονάδας (MQut)	254,4	244	275,4
Μεταβλητό Κόστος που αντιστοιχεί στη Ωριαία Εντολή Κατανομής	57,3182	57,9818	56,2315
Μεταβλητό Κόστος που αντιστοιχεί στην Εντολή INSTMut	57,4267	57,8867	56,2086
Μεταβλητό Κόστος που αντιστοιχεί στην Καθαρή Παραγωγή της Μονάδας	57,2844	57,9121	56,2803
Τελική Τιμή Μεταβλητού Κόστους	57,4267	57,9818	56,2803
Ποσό κατά το Άρθρο 190.2β πριν την προσαύξηση	14464,06	14083,78	15499,59
Ποσό κατά το Άρθρο 190.2β μετά την προσαύξηση	15910,47	15492,16	17049,55

1^η ΩΡΑ :

Κατά την 1η ώρα ισχύει $INSTMut < MQut$.

Συνεπώς το κόστος της μονάδας κατά το Άρθρο 190.2β καθορίζεται από το INSTMut και το μεταβλητό κόστος που αντιστοιχεί σ' αυτό.

Το κόστος αυτό είναι $251,87MWh * 57,4267€/MWh = 14464,06€$ πριν την προσαύξηση και $14464,06€ * (100+10/100) = 15910,47€$ μετά την προσαύξηση.

2^η ΩΡΑ :

Κατά την 2η ώρα ισχύει $M_{Qut} < INST_{Mut}$.

Συνεπώς υπολογίζεται το ελάχιστο μεταξύ $DINST_{Tut}$ και M_{Qut} .

Επειδή $DINST_{Tut} < M_{Qut}$ το κόστος της μονάδας κατά το Άρθρο 190.2β καθορίζεται από το $DINST_{Tut}$ και το μεταβλητό κόστος που αντιστοιχεί σ' αυτό. Το κόστος αυτό είναι $242,9MWh * 57,9818€/MWh = 14083,78€$ πριν την προσαύξηση και $14083,78€ * (100+10/100)=15492,16€$ μετά την προσαύξηση.

3^η ΩΡΑ :

Κατά την 3η ώρα ισχύει $M_{Qut} < INST_{Mut}$.

Συνεπώς υπολογίζεται το ελάχιστο μεταξύ $DINST_{Tut}$ και M_{Qut} .

Επειδή $M_{Qut} < DINST_{Tut}$ το κόστος της μονάδας κατά το Άρθρο 190.2β καθορίζεται από το M_{Qut} και το μεταβλητό κόστος που αντιστοιχεί σ' αυτό. Το κόστος αυτό είναι $275,4MWh * 56,2803€/MWh = 15499,59€$ πριν την προσαύξηση και $15499,59€ * (100+10/100)=17049,55€$ μετά την προσαύξηση.

Αποζημίωση μονάδας παραγωγής με βάση το μεταβλητό της κόστος :
Αντίστοιχοι υπολογισμοί γίνονται και για τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας.
Αθροίζοντας τα ποσά μετά την επιβολή της προσαύξησης για όλες τις Περιόδους Κατανομής της Περιόδου Κάλυψης υπολογίζεται η αποζημίωση που δικαιούται να λάβει η μονάδα παραγωγής με βάση το Μεταβλητό Κόστος σε κάθε Περίοδο Κάλυψης. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα η Περίοδος Κάλυψης είναι μία και περιλαμβάνει όλο το 24ώρο.

Χρηματικά ποσά από την Εκκαθάριση που συμμετέχουν στον Μηχανισμό :
Για την ίδια Περίοδο Κάλυψης αθροίζονται ανά Περίοδο Κατανομής και τα χρηματικά ποσά από την Εκκαθάριση που συμμετέχουν στον Μηχανισμό όπως αυτά περιγράφονται στις χαρακτηριστικές περιπτώσεις των Παραδειγμάτων 1-3.

Υπολογισμός πρόσθετης αποζημίωσης για μονάδα παραγωγής :

Στην περίπτωση που, ανά Περίοδο Κάλυψης, η αποζημίωση που δικαιούται να λάβει μονάδα παραγωγής όπως έχει υπολογιστεί με βάση το μεταβλητό της κόστος, λαμβάνοντας υπόψη και την αντίστοιχη προσαύξηση, είναι μεγαλύτερο από το χρηματικό ποσό που αντιστοιχεί στην Εκκαθάριση όπως υπολογίζεται ανωτέρω και έχει ήδη πιστωθεί ή χρεωθεί στη μονάδα, τότε για την συγκεκριμένη Περίοδο Κάλυψης η μονάδα παραγωγής θα αποζημιωθεί με χρηματικό ποσό ίσο με αυτή την διαφορά.

5.4 Ενημέρωση Συμμετεχόντων

Η διαδικασία υπολογισμού των πιστώσεων των μονάδων παραγωγής για την Κάλυψη Μεταβλητού Κόστους διενεργείται σε μηνιαία βάση μετά το πέρας της μηνιαίας εκκαθάρισης των Αποκλίσεων κατά το μέγιστο δέκα ημέρες μετά την τελευταία Ημέρα Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση. Στη συνέχεια ο ΔΕΣΜΗΕ κοινοποιεί στους συμμετέχοντες παραγωγούς xls αρχεία τα οποία περιλαμβάνουν τις μεταβλητές εκείνες που συμμετέχουν στους υπολογισμούς του μηχανισμού Καλυψης Μεταβλητού Κόστους. Επίσης ο ΔΕΣΜΗΕ δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του μια μηνιαία αναφορά με τις μονάδες που τυγχάνουν αποζημίωσης σε μια Περίοδο Κάλυψης με το όνομα της μονάδας παραγωγής, το χρονικό διάστημα για το οποίο προκύπτει αποζημίωση και το ύψος της αποζημίωσης αυτής.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΙ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ

6.1 Λογαριασμοί του ΔΕΣΜΗΕ

Ο Λογαριασμός Προσαυξήσεων Λ-ΙΔ περιλαμβάνει τους ακόλουθους δευτεροβάθμιους λογιστικούς λογαριασμούς:

- 1) ΛΠ-1: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ.
- 2) ΛΠ-2: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Ισοσκελισμού Εκκαθάρισης.
- 3) ΛΠ-3: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, τη διαθεσιμότητα παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών από Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών, τη Διαθεσιμότητα, Ετοιμότητα και Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από Συμβεβλημένες Μονάδες Συμπληρωματικής Ενέργειας, Έκτακτες Εισαγωγές και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών και τον αποσυγχρονισμό των Κατανεμόμενων Μονάδων κατόπιν Εντολής Κατανομής.
- 4) ΛΠ-4: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Αποθεματικού.
- 5) ΛΠ-5: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.
- 6) ΛΠ-6: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό για το Κόστος Χρήσης του Συστήματος που αντιστοιχεί στις Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999.
- 7) ΛΠ-7: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος.
- 8) ΛΠ-8: Προσαυξήσεις για το Διασυνορικό Εμπόριο

Επίσης κατά την Εκκαθάριση των Λογαριασμών Προσαυξήσεων εκτελείται και η Εκκαθάριση των Λογαριασμών:

- 9) Λ-Θ: Ειδικό Τέλος ΑΠΕ.
- 10) Λ-ΙΑ: Υπηρεσίες Δημοσίου Συμφέροντος.

6.2 Συμβολισμός Εκκαθάρισης Λογαριασμών Προσαυξήσεων

Ο ακόλουθος συμβολισμός χρησιμοποιείται στις μαθηματικές σχέσεις της Εκκαθάρισης των Λογαριασμών Προσαυξήσεων:

Δείκτες	
t	Περίοδος Κατανομής
d	Ημέρα Κατανομής
μ	Ημερολογιακός μήνας
γ	Ημερολογιακό έτος
ρ	Εκπρόσωπος Φορτίου
g	Παραγωγός
k	Εξαγωγέας
j	Εισαγωγέας
u	Μονάδα Παραγωγής
uC	Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών
m	Κόμβος Διασυνδέσεων

Μεταβλητές	
$UPLIFT1_{\rho,\mu}$	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-1 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ
$UPLIFT2_{\rho,\mu}$	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-2 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ
$UPLIFT3_{\rho,\mu}$	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-3 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ

<i>UPLIFT3ASP_{p,μ}</i>	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-3 για Επικουρικές Υπηρεσίες Κατανεμόμενων Μονάδων για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ
<i>UPLIFT3CONTR_{p,μ}</i>	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-3 για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ
<i>UPLIFT3ESCH_{p,μ}</i>	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-3 για Έκτακτες Εισαγωγές και Εξαγωγές για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ
<i>UPLIFT3CBT_{p,μ}</i>	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-3 για Διασυνοριακό Εμπόριο για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ
<i>UPLIFT3CRM_{p,μ}</i>	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-3 για την Κάλυψη Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ
<i>UPLIFT4_{p,μ}</i>	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-4 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ
<i>UPLIFT5_{p,μ}</i>	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-5 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ
<i>UPLIFT6_{p,μ}</i>	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-6 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ
<i>UPLIFT7_{p,μ}</i>	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-7 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ρ για τον ημερολογιακό μήνα μ

$AccountingBalance_{UA2,y}$	Ετήσιο Έλλειμμα ή Πλεόνασμα του Λογαριασμού Λ-Γ
$AccountingBalance_{UA3,y}$	Ετήσιο Έλλειμμα ή Πλεόνασμα του Λογαριασμού Λ-Δ
$AccountingBalance_{UA4,y}$	Ετήσιο Έλλειμμα ή Πλεόνασμα του Λογαριασμού Λ-Ε
$AccountingBalance_{UA5,y}$	Ετήσιο Έλλειμμα ή Πλεόνασμα του Λογαριασμού Λ-ΣΤ
$AccountingBalance_{UA6,y}$	Ετήσιο Έλλειμμα ή Πλεόνασμα του Λογαριασμού ΛΠ6
$AccountingBalance_{UA7,y}$	Ετήσιο Έλλειμμα ή Πλεόνασμα του Λογαριασμού Λ-ΙΒ
$FFCC_y$	Ετήσιο Πάγιο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης για το έτος y
FCC_μ	Έκτακτο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης για το μήνα μ
$MQ_{p,t}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου p προμήθευσε προς Πελάτες την περίοδο κατανομής t
$MQ_{k,m,t}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε υλοποιηθέντα προγράμματα εξαγωγών, για τον κόμβο k, του Εκπρόσωπου Φορτίου k για την περίοδο κατανομής t
$MQ_{HTSO k,m,t}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα εξαγωγών, για τον κόμβο m, του Διαχειριστή του Συστήματος για την περίοδο κατανομής t

$NMQ_{k,t}$	<p>Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε καθαρά προγράμματα εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου k για την περίοδο κατανομής t.</p> <p>Για τον υπολογισμό της ποσότητας καθαρής εξαγωγής δεν λαμβάνονται υπόψη οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας κατά το ύψος που αντιστοιχεί στις εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, που ο ίδιος Εκπρόσωπος Φορτίου διενεργεί κατά την ίδια Περίοδο Κατανομής (συνυπολογιζομένων των απωλειών έγχυσης των εισαγωγών)</p>
$MQN_{L,j,m,t}$	<p>Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα εισαγωγών (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες), για τον κόμβο m, του Εισαγωγέα j για την περίοδο κατανομής t.</p>
$MQN_{L,HTSO,j,m,t}$	<p>Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα εισαγωγών (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες), για τον κόμβο m, του Διαχειριστή του Συστήματος για την περίοδο κατανομής t</p>
$MQ_{p,y}$	<p>Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου προμήθευσε προς Πελάτες κατά το ημερολογιακό έτος y έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού</p>
$MQ_{k,m,y}$	<p>Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε υλοποιηθέντα προγράμματα εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος y έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού</p>
$DAERG_{HTSOt} - DAEPG_{HTSOt}$	<p>Χρεοπιστώσεις Προγραμμάτων εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων στον ΗΕΠ</p>

$DAERRG_{HTSO_t} - DAEPRG_{HTSO_t}$	Χρεοπιστώσεις Προγραμμάτων επιστροφών εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων στον ΗΕΠ
$DAERS_{HTSO_t} - DAEPS_{HTSO_t}$	Χρεοπιστώσεις Προγραμμάτων διορθώσεων ροών φορτίου στον ΗΕΠ
$DAERB_{HTSO_t} - DAEPB_{HTSO_t}$	Χρεοπιστώσεις Προγραμμάτων αποκλίσεων των διασυνδέσεων στον ΗΕΠ
$\sum_m IMPGI_{HTSO,m,t} + \sum_m IMPGE_{HTSO,m,t}$	Χρεοπιστώσεις Προγραμμάτων εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων
$\sum_m IMPRGI_{HTSO,m,t} + \sum_m IMPRGE_{HTSO,m,t}$	Χρεοπιστώσεις Προγραμμάτων επιστροφών εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων
$\sum_u GEN_BAL_{ut} = \sum_u (IMP_{u,t} + CONP_{u,t} + COFC_{u,t})$	Χρεοπιστώσεις Αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης για μονάδες παραγωγής (κατανεμόμενες μονάδες, μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία, συμβεβλημένες μονάδες και μονάδες εφεδρείας εκτάκτων αναγκών)
REC_{rt}	Χρεοπιστώσεις Αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης για μονάδες παραγωγής του άρθρου 35 του ν.2773/1999
$\sum_p SUP_BAL_{pt}$	Χρεοπιστώσεις Αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης για εκπρόσωπους φορτίου πελατών
$\sum_j \sum_m IMP_{jmt} + \sum_k \sum_m IMP_{kmt}$	Χρεοπιστώσεις Αποκλίσεων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων
$\sum_m IMP_{HTSOj,m,t} + \sum_m IMP_{HTSOk,m,t} + \sum_m IMPREI_{HTSO,m,t} + \sum_m IMPREE_{HTSO,m,t}$	Χρεοπιστώσεις Αποκλίσεων έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας και επιστροφών αυτών μέσω των διασυνδέσεων

$\sum_m \text{IMPGI}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPGE}_{\text{HTSO},m,t}$ $+ \sum_m \text{IMPRGI}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPRGE}_{\text{HTSO},m,t}$	Χρεοπιστώσεις εγγυήσεων προγραμμάτων και αποκλίσεων εμπορικών επιστροφών αυτών
IMP_t	Καθαρό Κόστος Διασυνδέσεων
RESID_t	Το υπόλοιπο που πρέπει να επιμεριστεί στους Εκπροσώπους Φορτίου μέσω του ΛΠ-2
$\sum_{\forall uC} \text{DAER}_{uC,t}$	Αξία Παραγωγής Συμβεβλημένων Μονάδων και Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών στον ΗΕΠ
$\sum_{\forall uC} \text{GEN_BAL}_{uC,t}$	Ισοζύγιο πληρωμών παραγωγής - ζήτησης Συμβεβλημένων Μονάδων και Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών
$\sum_m \text{IMP}_{\text{HTSO}k,m,t} + \sum_m \text{IMP}_{\text{HTSO}j,m,t}$	Χρεοπιστώσεις αποκλίσεων έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας
$\sum_{re} \left(\text{DAERRE}_{\text{HTSO},re,t} + \text{DAARPRE}_{\text{HTSO},re,t} \right)$ $+ \text{DAEPRE}_{\text{HTSO},re,t} \}$	Χρεοπιστώσεις στον ΗΕΠ επιστροφών έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας
$\sum_m \text{IMPREI}_{\text{HTSO},m,t} +$ $\sum_m \text{IMPREE}_{\text{HTSO},m,t}$	Χρεοπιστώσεις αποκλίσεων επιστροφών έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας
$\text{FCFCC}_{p,y}$	Ύψος του Αντιτίμου Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης του Εκπρόσωπου Φορτίου p για το έτος y
FFCC_y	Ετήσιο Πάγιο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης για το έτος y
ITCSETTL_μ	Σύνολο χρεοπιστώσεων για τον Διαχειριστή του Συστήματος για το μήνα μ σύμφωνα με το Ενημερωτικό Σημείωμα Εκκαθάρισης του ENTSO-E
PERFEE_μ	Μοναδιαία Χρέωση Περιμετρικών Χωρών (Perimeter fee) για το μήνα μ

ASP_t	Το κόστος των Επικουρικών Υπηρεσιών που περιγράφονται στο Κεφάλαιο Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών
$RNGS_t$	Κόστος σε € που αντιστοιχεί στην περίοδο κατανομής t για Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού Αερίου
RDS_t	Χρέωση του ΛΠ3 σε € για Αποσυγχρονισμό κατ' εκτέλεση Εντολής Κατανομής για την Περίοδο Κατανομής t
CRM_t	Χρέωση του ΛΠ3 σε € για την Ανάκτηση του Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για την Περίοδο Κατανομής t
$MONCHRG_{p,\mu}$	το σύνολο των μηνιαίων χρεώσεων, χωρίς σε αυτές να συμπεριλαμβάνονται οι μηνιαίες χρεοπιστώσεις από την Εκκαθάριση του ΗΕΠ για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p
$LOANC_\mu$	Χρηματοοικονομικό κόστος τήρησης του Λογαριασμού Αποθεματικού από τον Διαχειριστή του Συστήματος καθώς και έκτακτες δαπάνες που προκύπτουν από αδυναμία αναπλήρωσης ελλειμμάτων του Λογαριασμού Αποθεματικού λόγω μη καταβολής οφειλών Συμμετεχόντων για συναλλαγές εκτός Διαδικασίας Εκκαθάρισης ΗΕΠ
$GRAP_{\gamma-1}$	Χρηματικές οφειλές προς τους Παραγωγούς σύμφωνα με τις Οικονομικές Συμφωνίες Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ για το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας
$TSRES_\mu$	Κόστος Χρήσης του Συστήματος που αντιστοιχεί στις Μονάδες του Αρθρου 35 του Ν.2773/1999 για το μήνα μ

$HTSot$	Σύνολο των Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος που αντιστοιχεί στην περίοδο κατανομής t
$RENFEI_{i,d}$	Ειδικό Τέλος ΑΠΕ του Άρθρου 40 του Ν.2773/1999 για την κατηγορία πελατών i όπως ισχύει κατά την ημέρα d
$CON_{c,i,p,d}$	Η μετρούμενη ποσότητα ενέργειας που απορροφήθηκε από τον Εκπρόσωπο Φορτίου p , σε σχέση με τον πελάτη του c , που ανήκει στην κατηγορία i , κατά τη διάρκεια της ημέρας d . Για τους πελάτες Υψηλής Τάσης οι υπολογισμοί και οι χρεώσεις γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Για τους πελάτες Δικτύου (Μέση και Χαμηλή Τάση) οι υπολογισμοί γίνονται από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων και οι χρεώσεις γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
$RENPAY_{p,d}$	Η συνολική χρέωση Εκπρόσωπου Φορτίου, p , για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ του Άρθρου 40 του Ν.2773/1999 για την ημέρα d .
$EXCRES_{p,HV,d}$	Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες Υψηλής Τάσης για την ημέρα d . οι υπολογισμοί γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
$EXCRES_{p,DN,d}$	Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες Δικτύου για την ημέρα d . Οι υπολογισμοί γίνονται από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων.
$EXCRES_{p,ISL,d}$	Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την ημέρα d . Οι υπολογισμοί γίνονται από τον αρμόδιο Διαχειριστή.

$EAMQ_{DN,d}$	<p>Η εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας (μέτρηση στο επίπεδο του μετρητή, δηλαδή χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες) για το σύνολο των πελατών Δικτύου της ΔΕΗ Προμήθεια κατά τη διάρκεια της ημέρας d. Η ποσότητα της ενέργειας υπολογίζεται βάσει της Απόφασης ΠΑΕ/Ο-1444/31.07.2002</p>
$EAMQ_{isli,d}$	<p>Η εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας (μέτρηση στο επίπεδο του μετρητή, δηλαδή χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες) για το σύνολο των πελατών της ΔΕΗ Προμήθεια στην περιοχή isli του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος κατά τη διάρκεια της ημέρας d. Η ποσότητα της ενέργειας υπολογίζεται βάσει της Απόφασης ΠΑΕ/Ο-1444/31.07.2002</p>
$PERC_{DN,i}$	<p>Το ποσοστό της εκ των προτέρων εκτιμώμενης ποσότητας ενέργειας της κατηγορίας i των πελατών της ΔΕΗ στο Δικτύου σε σχέση με τη συνολική εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας των πελατών της ΔΕΗ στο Δικτύου για την ημέρα d</p>
$PERC_{isli,i}$	<p>Το ποσοστό της εκ των προτέρων εκτιμώμενης ποσότητας ενέργειας της κατηγορίας i των πελατών της ΔΕΗ στην περιοχή isli του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος σε σχέση με τη συνολική εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας των πελατών της ΔΕΗ στην περιοχή isli του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την ημέρα d</p>

$AVCPPCISL_{\mu}$	προϋπολογιζόμενο μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής της ΔΕΗ στα νησιά για το μήνα μ
$GPRIR_{isli,\mu}$	Ποσότητα ενέργειας που παρήχθει από μονάδες του άρθρου 36 στα μη Διασυνδεδεμένα νησιά για το μήνα μ
$CAPPC_{\mu}$	Αποφευχθέν κόστος παραγωγής από συμβατικές μονάδες για τη ΔΕΗ στα μη Διασυνδεδεμένα νησιά για το μήνα μ
$CAPPC_{\mu}$	Αποφευχθέν κόστος παραγωγής από συμβατικές μονάδες για τη ΔΕΗ στα μη Διασυνδεδεμένα νησιά για το μήνα μ
$MRRESISL_{isli,\mu}$	Αποζημίωση των μονάδων του άρθρου 36 του Ν2773/1999 για το μήνα μ
$ISLOP_{\mu}$	Μηνιαία χρεοπίστωση για τον Διαχειριστή των Νησιών για το μήνα μ
$PSOFEE_{i,d}$	Μοναδιαία Τιμή Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας για την κατηγορία πελατών i όπως ισχύει κατά την ημέρα d
$PSOPAY_{p,d}$	Η συνολική χρέωση Εκπρόσωπου Φορτίου, p , για Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας για την ημέρα d .
$EXCPSO_{p,HV,d}$	Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες Υψηλής Τάσης για την ημέρα d . οι υπολογισμοί γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
$EXCPSO_{p,DN,d}$	Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες Δικτύου για την ημέρα d . Οι υπολογισμοί γίνονται από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων.

EXCPSO _{p,ISL,d}	Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την ημέρα d. Οι υπολογισμοί γίνονται από τον αρμόδιο Διαχειριστή.
---------------------------	--

6.3 Λογαριασμός Προσαυξήσεων Χρηματοοικονομικής Κάλυψης Ημερήσιου Προγραμματισμού ΛΠ-1

Περιγραφή Λογαριασμού

Οι χρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο του Λογαριασμού Προσαυξήσεων Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ αντισταθμίζουν το πάγιο και το έκτακτο χρηματοοικονομικό κόστος κάλυψης.

Το Χρηματοοικονομικό Κόστος Κάλυψης περιλαμβάνει:

- Το Πάγιο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης, το οποίο αντιστοιχεί στο πάγιο κόστος για την παροχή της υπηρεσίας χρηματοοικονομικής κάλυψης σύμφωνα με τα στοιχεία της Σύμβασης Χρηματοοικονομικής Κάλυψης.
- Το Έκτακτο Κόστος Κάλυψης, το οποίο αντιστοιχεί σε τυχόν Έλλειμμα Συναλλαγών ΗΕΠ όπως προσδιορίζεται κατά την Εκκαθάριση του ΗΕΠ και το αναλογούν κόστος της χρηματοπιστωτικής υπηρεσίας κάλυψής του (εάν υπάρχει), όπως αυτό προβλέπεται στη Σύμβαση Χρηματοοικονομικής Κάλυψης.

Κάθε ημερολογιακό έτος, ο ΔΕΣΜΗΕ δύναται να υπογράψει σύμβαση με χρηματοοικονομικό ίδρυμα για την κάλυψη των ελλειμμάτων συναλλαγών κατά την διαδικασία της εκκαθάρισης του ΗΕΠ. Η σύμβαση αυτή έχει ένα ετήσιο πάγιο κόστος ώστε το χρηματοοικονομικό ίδρυμα να παρέχει την υπηρεσία της χρηματοοικονομικής κάλυψης. Το ύψος του Παγίου Κόστους Χρηματοοικονομικής Κάλυψης καθορίζεται σε Ευρώ ετησίως από τον Διαχειριστή του Συστήματος και εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης κατόπιν γνώμης της ΡΑΕ δύο (2) μήνες πριν από την έναρξη κάθε ημερολογιακού έτους και ισχύει για το έτος αυτό.

Πλέον του πάγιου κόστους χρηματοοικονομικής κάλυψης το οποίο αφορά στην ετήσια σύμβαση χρηματοοικονομικής κάλυψης, υπάρχει και το έκτακτο κόστος χρηματοοικονομικής κάλυψης το οποίο ανακύπτει κάθε φορά που εμφανίζεται ένα έλλειμμα συναλλαγών στην εκκαθάριση του ΗΕΠ. Οι χρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο των Προσαυξήσεων για το Λογαριασμό Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ αντισταθμίζουν και τα ποσά που δεν ανακτώνται μέσω της διαδικασίας που περιγράφεται στο Άρθρο 65 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου

6.3.1.1 Πάγια χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης

Το ύψος του Αντιτίμου Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης καθορίζεται για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου επιμερίζοντας το ετήσιο Πάγιο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης με την εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου προμήθευσε προς Πελάτες ή για Εξαγωγή κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος έως την ημερομηνία υπολογισμού. Ελλείψει δραστηριότητας κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος, το Αντίτιμο Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης καθορίζεται ως εάν ο Εκπρόσωπος Φορτίου προμήθευε κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος το ένα τοις εκατό (1%) της συνολικής ποσότητας ενέργειας που απορροφήθηκε από το Σύστημα κατά το προηγούμενο ημερολογιακό έτος ως ακολούθως:

$$FCFCC_{p,y} = \frac{MQ_{p,y-1} + \sum_{\forall m} MQ_{k,m,y-1}}{\sum_{\forall p} MQ_{p,y-1} + \sum_{\forall k} \sum_{\forall m} MQ_{k,m,y-1}} \times FFCC_y$$

όπου:

$FFCC_y$	Ετήσιο Πάγιο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης για το έτος y
$MQ_{p,y-1}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου προμήθευσε προς Πελάτες κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος, $y-1$, έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού
$MQ_{k,m,y-1}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος, $y-1$, έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού
$FCFCC_{p,y}$	Ύψος του Αντιτίμου Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης του Εκπρόσωπου Φορτίου p για το έτος y

Όπου η ετήσια εκκαθαριζόμενη ζήτηση υπολογίζεται από την ωριαία εκκαθαριζόμενη ζήτηση ως ακολούθως:

$$MQ_{p,y} = \sum_{t \in y} MQ_{p,t}$$

$$MQ_{k,m,y} = \sum_{t \in y} MQ_{k,m,t}$$

Η πάγια χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης υπολογίζεται κανονικά τον Δεκέμβριο κάθε έτους. Επομένως, η ετήσια εκκαθαριζόμενη ζήτηση για τον επιμερισμό του κόστους στους Εκπρόσωπους Φορτίου περιλαμβάνει μόνο την εκκαθαριζόμενη ζήτηση εντός του τρέχοντος ημερολογιακού έτους μέχρι την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού.

Το αργότερο επτά (7) ημέρες πριν από την έναρξη κάθε ημερολογιακού έτους καταβάλλεται από κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου, το ετήσιο Αντίτιμο Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης που του αναλογεί. Σε περίπτωση μη έγκαιρης καταβολής του Αντιτίμου Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να καταγγείλει τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Η πάγια χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης χρεώνεται στον λογαριασμό του σχετικού Εκπροσώπου Φορτίου και πιστώνεται στον Λογαριασμό Προσαυξήσεων Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ ΛΠ-1.

6.3.1.2 Έκτακτη χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης

Το έκτακτο κόστος χρηματοοικονομικής κάλυψης επιμερίζεται στους Εκπροσώπους Φορτίου ανάλογα με την ετήσια εκκαθαριζόμενη ζήτησή τους (φορτίο πελατών και υλοποιημένα προγράμματα εξαγωγών) κατά το τρέχον έτος μέχρι την ημερομηνία του υπολογισμού. Επομένως, η έκτακτη χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p για μήνα μ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$FCCH_{p,\mu} = \frac{MQ_{p,y} + \sum_{\forall m} MQ_{k,m,y}}{\sum_{\forall p} MQ_{p,y} + \sum_{\forall k} \sum_{\forall m} MQ_{k,m,y}} \times FCC_{\mu}$$

όπου:

FCC_{μ}	Έκτακτο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης για το μήνα μ
$MQ_{p,y}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου προμήθευσε προς Πελάτες κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού
$MQ_{k,m,y}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού
$FCCH_{p,\mu}$	Έκτακτη Χρέωση Χρηματοοικονομικής Κάλυψης του Εκπρόσωπου Φορτίου p για το μήνα μ

Το έκτακτο κόστος χρηματοοικονομικής κάλυψης χρεώνεται στον λογαριασμό του σχετικού Εκπροσώπου Φορτίου και πιστώνεται στον Λογαριασμό Προσαυξήσεων Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ.

6.4 Λογαριασμός Προσαυξήσεων Ισοσκελισμού Εκκαθάρισης ΛΠ-2

Περιγραφή Λογαριασμού

Ο Λογαριασμός Προσαυξήσεων Ισοσκελισμού Εκκαθάρισης ΛΠ-2 ανακτά τις δαπάνες ή επιμερίζει τα έσοδα του ΔΕΣΜΗΕ που προέρχονται από προσφορές έγχυσης ή δηλώσεις φορτίου που υποβάλλει ο ΔΕΣΜΗΕ στον ΗΕΠ καθώς και το υπόλοιπο από την Εκκαθάριση Αποκλίσεων.

Συγκεκριμένα, ο υπολογισμός του υπόλοιπου (χρεωστικού ή πιστωτικού) για κάθε Περίοδο Κατανομής t της Ημέρας Κατανομής d περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

- 1) Χρεοπιστώσεις Προγραμμάτων εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων στον ΗΕΠ

$$DAERG_{HTSO_t} - DAEPG_{HTSO_t}$$

- 2) Χρεοπιστώσεις Προγραμμάτων επιστροφών εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων στον ΗΕΠ

$$DAERRG_{HTSO_t} - DAEPRG_{HTSO_t}$$

- 3) Χρεοπιστώσεις Προγραμμάτων διορθώσεων ρών φορτίου στον ΗΕΠ

$$DAERS_{HTSO_t} - DAEPS_{HTSO_t}$$

- 4) Χρεοπιστώσεις Προγραμμάτων αποκλίσεων των διασυνδέσεων στον ΗΕΠ

$$DAERB_{HTSO_t} - DAEPB_{HTSO_t}$$

- 5) Χρεοπιστώσεις Αποκλίσεων εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων

$$\sum_m IMPGI_{HTSO,m,t} + \sum_m IMPGE_{HTSO,m,t}$$

- 6) Χρεοπιστώσεις Αποκλίσεων επιστροφών εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων

$$\sum_m IMPRGI_{HTSO,m,t} + \sum_m IMPRGE_{HTSO,m,t}$$

- 7) Καθαρό κόστος διασυνδέσεων, IMP_t

- 8) Λοιπά, (Various):

- ο Ρύθμιση απωλειών (είναι η διαφορά μεταξύ των πραγματικών και των υπολογιζόμενων απωλειών για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα),

- ο αποκλίσεις για τις οποίες τα έσοδα και τα έξοδα του ΔΕΣΜΗΕ δεν είναι ισοσκελισμένα, όπως για παράδειγμα οι μη επιβεβλημένες μεταβολές παραγωγής κλπ,
- ο υπόλοιπα που προκύπτουν στον Λογαριασμό Λ-Γ του ΔΕΣΜΗΕ λόγω της εφαρμογής των ορίων ανοχής (TOL, TOLP) κατά τον προσδιορισμό των Αποκλίσεων Παραγωγής - Ζήτησης των μονάδων παραγωγής και των Εκπροσώπων Φορτίου.

Δηλαδή:

$$\begin{aligned} \text{RESID}_t = & (\text{DAERG}_{\text{HTSO}_t} - \text{DAEPG}_{\text{HTSO}_t} + \text{DAERRG}_{\text{HTSO}_t} - \text{DAEPRG}_{\text{HTSO}_t} + \\ & \text{DAERS}_{\text{HTSO}_t} - \text{DAEPS}_{\text{HTSO}_t} + \text{DAERB}_{\text{HTSO}_t} - \text{DAEPB}_{\text{HTSO}_t}) + \\ & \left(\sum_m \text{IMPGE}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPGE}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPRGI}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPRGE}_{\text{HTSO},m,t} + \right. \\ & \left. \text{IMP}_t + \text{VARIOUS} \right) \end{aligned}$$

όπου RESID_t είναι το υπόλοιπο που πρέπει να επιμεριστεί στους Εκπροσώπους Φορτίου μέσω του ΛΠ-2.

Υπολογισμός Συνολικού Ποσού προς επιμερισμό

Δεδομένου ότι ο λογαριασμός Λ-Γ του ΔΕΣΜΗΕ είναι ισοσκελισμένος για κάθε περίοδο κατανομής το άθροισμα του συνόλου των αποκλίσεων που περιγράφονται παρακάτω αθροίζει σε μηδέν:

- Αποκλίσεις παραγωγής-ζήτησης για μονάδες παραγωγής (κατανεμόμενες μονάδες, μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία, συμβεβλημένες μονάδες και μονάδες εφεδρείας εκτάκτων αναγκών)

$$\sum_u \text{GEN_BAL}_{u,t} = \sum_u (\text{IMP}_{u,t} + \text{CONP}_{u,t} + \text{COFC}_{u,t})$$

- Αποκλίσεις παραγωγής-ζήτησης για μονάδες παραγωγής του άρθρου 35 του ν.2773/1999

$$\text{REC}_t$$

- Αποκλίσεις παραγωγής-ζήτησης για εκπρόσωπους φορτίου πελατών

$$\sum_p \text{SUP_BAL}_{p,t}$$

- Αποκλίσεις εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων

$$\sum_j \sum_m \text{IMP}_{jmt} + \sum_k \sum_m \text{IMP}_{kmt}$$

- Αποκλίσεις έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας και επιστροφών αυτών μέσω των διασυνδέσεων

$$\sum_m \text{IMP}_{\text{HTSO},j,m,t} + \sum_m \text{IMP}_{\text{HTSO},k,m,t} + \sum_m \text{IMPREI}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPREE}_{\text{HTSO},m,t}$$

- Αποκλίσεις εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων και επιστροφών αυτών

$$\sum_m \text{IMPGE}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPGE}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPRGI}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPRGE}_{\text{HTSO},m,t}$$

- Καθαρό Κόστος Διασυνδέσεων, IMP_t
- Λοιπά, VARIOUS

Δηλαδή:

$$\begin{aligned} & \sum_{du} \text{GEN_BAL}_{ut} + \text{REC}_\pi + \sum_p \text{SUP_BAL}_{pt} + \sum_j \sum_m \text{IMP}_{jmt} + \sum_k \sum_m \text{IMP}_{kmt} + \\ & \sum_m \text{IMP}_{\text{HTSO},j,m,t} + \sum_m \text{IMP}_{\text{HTSO},k,m,t} + \sum_m \text{IMPREI}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPREE}_{\text{HTSO},m,t} + \\ & \sum_m \text{IMPGE}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPGE}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPRGI}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPRGE}_{\text{HTSO},m,t} + \\ & \text{IMP}_t + \text{VARIOUS} = 0 \end{aligned}$$

Ισοδύναμα:

$$\begin{aligned} & \sum_m \text{IMPGE}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPGE}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPRGI}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPRGE}_{\text{HTSO},m,t} + \\ & \text{IMP}_t + \text{VARIOUS} = \\ & - \left\{ \sum_{du} \text{GEN_BAL}_{ut} + \text{REC}_\pi + \sum_p \text{SUP_BAL}_{pt} + \sum_j \sum_m \text{IMP}_{jmt} + \sum_k \sum_m \text{IMP}_{kmt} + \right. \\ & \left. \sum_m \text{IMP}_{\text{HTSO},j,m,t} + \sum_m \text{IMP}_{\text{HTSO},k,m,t} + \sum_m \text{IMPREI}_{\text{HTSO},m,t} + \sum_m \text{IMPREE}_{\text{HTSO},m,t} \right\} \end{aligned}$$

Το πρώτο μέλος της παραπάνω εξίσωσης είναι το άθροισμα των ποσών που αφορούν στις αποκλίσεις και περιλαμβάνονται στον υπολογισμό του υπόλοιπου που θα επιμεριστεί μέσω του Λογαριασμού ΛΠ-2. Επειδή, όμως, ο προσθετός VARIOUS και συγκεκριμένα η Ρύθμιση Απωλειών δεν μπορεί να υπολογιστεί άμεσα, το πρώτο μέλος της εξίσωσης αντικαθίσταται (στην σχέση υπολογισμού του υπολοίπου που θα επιμεριστεί μέσω του Λογαριασμού ΛΠ-2) με το δεύτερο μέλος της. Συνεπώς, το συνολικό ποσό που θα επιμεριστεί στους Εκπροσώπους Φορτίου για την Περίοδο Κατανομής t υπολογίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned}
RESID_t = & DAERG_{HTSO_t} - DAEPG_{HTSO_t} + DAERRG_{HTSO_t} - DAEPRG_{HTSO_t} + \\
& DAERS_{HTSO_t} - DAEPS_{HTSO_t} + DAERB_{HTSO_t} - DAEPB_{HTSO_t} - \\
& \left\{ \sum_{du.co.cu.cr} (IMP_{u,t} + CONP_{u,t} + COFC_{u,t}) + REC_t + \sum_p SUP_BAL_{p,t} \right. \\
& + \sum_k \sum_m IMP_{k,m,t} + \sum_j \sum_m IMP_{j,m,t} + \sum_m IMP_{HTSO_k,m,t} + \sum_m IMP_{HTSO_j,m,t} \\
& \left. + \sum_m IMPREI_{HTSO,m,t} + \sum_m IMPREE_{HTSO,m,t} \right\}
\end{aligned}$$

Λεπτομέρειες σχετικά με τους λογαριασμούς προσαυξήσεων δίδονται στο Παράρτημα Ι

Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου

Το υπόλοιπο το ΛΠ-2, $RESID_t$, επιμερίζεται στους Εκπροσώπους Φορτίου αναλογικά με την εκκαθαριζόμενη ζήτησή τους (φορτίο πελατών και καθαρά προγράμματα εξαγωγών) σε κάθε Περίοδο Κατανομής t , ως ακολούθως:

$$UPLIFT2_{p,t} = RESID_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$$

όπου

$MQ_{p,t}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου p προμήθευσε προς Πελάτες την περίοδο κατανομής t

$NMQ_{k,t}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα καθαρών εξαγωγών, του Εκπρόσωπου Φορτίου k , για την περίοδο κατανομής t

$RESID_t$ Συνολικό ποσό για επιμερισμό για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 2 για την περίοδο κατανομής t

$UPLIFT2_{p,t}$ Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 2 για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t

Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-2 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για την Ημέρα Κατανομής d υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT2_{p,d} = \sum_{t \in d} UPLIFT2_{p,t}$$

Η χρέωση προσαυξήσεων για τον ΛΠ-2 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT2_{p,\mu} = \sum_{d \in \mu} UPLIFT2_{p,d}$$

Ετήσια Εκκαθάριση Λογαριασμού

Αν ως αποτέλεσμα της διαδικασίας αυτής ο Λογαριασμός Ισοσκελισμού Εκκαθάρισης δεν είναι ισοσκελισμένος στο τέλος του ημερολογιακού έτους, το τυχόν έλλειμμα καλύπτεται με την επιβολή πρόσθετων χρεώσεων όπου για τον επιμερισμό λαμβάνεται υπόψη το σύνολο της ενέργειας που αντιστοιχεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου κατά το υπόψη ημερολογιακό έτος. Με τον ίδιο τρόπο επιμερισμού υπολογίζονται τα ποσά προς επιστροφή στους Εκπρωσώπους Φορτίου εφόσον το ετήσιο αποτέλεσμα του Λογαριασμού Ισοσκελισμού Εκκαθάρισης προκύψει πλεονασματικό για κάποιο ημερολογιακό έτος.

$$UPLIFT2_{p,y} = AccountingBalance_{UA2,y} \times \frac{\sum_{t \in y} MQ_{p,t} + \sum_{t \in y} NMQ_{k,t}}{\sum_{t \in y} \sum_p MQ_{p,t} + \sum_{t \in y} \sum_k NMQ_{k,t}}$$

6.5 Λογαριασμός Προσαυξήσεων Επικουρικών Υπηρεσιών ΛΠ-3

Περιγραφή Λογαριασμού

Ο Λογαριασμός Προσαυξήσεων Επικουρικών Υπηρεσιών ΛΠ-3 χρησιμοποιείται για την ανάκτηση του κόστους του Λογαριασμού Επικουρικών Υπηρεσιών Λ-Δ.

Το κόστος που θα χρεοπιστωθεί στον ΛΠ-3 περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

1. Πληρωμές για Επικουρικές Υπηρεσίες Κατανεμόμενων Μονάδων, ASP_t
 - Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία
 - Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος
 - Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία
 - Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία
 - Στατή Εφεδρεία
 - Ρύθμιση Τάσης
 - Επανεκκίνηση του Συστήματος
 - Αποσυγχρονισμός κατ' εκτέλεση Εντολής Κατανομής
 - Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού Αερίου

2. Πληρωμές για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών, $CONTR_t$. Από την πληρωμή αυτή αφαιρούνται τα έσοδα/έξοδα του Διαχειριστή του Συστήματος από την εκκαθάριση του ΗΕΠ και την εκκαθάριση των Αποκλίσεων για τις παραπάνω μονάδες, δηλαδή τα εξής:
 - Αξία Παραγωγής Συμβεβλημένων Μονάδων και Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών στον ΗΕΠ

- Ισοζύγιο πληρωμών παραγωγής - ζήτησης Συμβεβλημένων Μονάδων και Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών
3. Πληρωμές για Έκτακτες Εισαγωγές και Εξαγωγές, $ESCH_t$. Περιλαμβάνονται οι πληρωμές βάσει συμβάσεων και τα έσοδα/έξοδα του Διαχειριστή του Συστήματος από την εκκαθάριση του ΗΕΠ και την εκκαθάριση των Αποκλίσεων, δηλαδή τα εξής:
- Χρεώσεις για έκτακτες εισαγωγές βάσει σύμβασης
 - Πιστώσεις για έκτακτες εξαγωγές βάσει σύμβασης
 - Χρεοπιστώσεις αποκλίσεων έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας
 - Χρεοπιστώσεις στον ΗΕΠ επιστροφών έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας
 - Χρεοπιστώσεις αποκλίσεων επιστροφών έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας
4. Χρεοπιστώσεις για το καθαρό τίμημα που καταβάλλεται από τον ΔΕΣΜΗΕ προς Διαχειριστές γειτονικών συστημάτων ή στο πλαίσιο του Συστήματος Διασυνοριακού Εμπορίου της Ευρωπαϊκής Ένωσης και της Νοτιοανατολικής Ευρώπης (Διασυνοριακό Εμπόριο), CBT_t . Περιλαμβάνει τα εξής:
- Διασυνοριακό Εμπόριο μεταξύ των κρατών μελών του ITC
 - Διασυνοριακό Εμπόριο με περιμετρικές χώρες
5. Πληρωμές για Ανάκτηση Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής, CRM_t

Προκαταρκτικοί υπολογισμοί

6.5.1.1 Επιμερισμός της χρέωσης Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής σε κάθε περίοδο κατανομής

Το συνολικό ημερήσιο κόστος για Ανάκτηση Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής σε € επιμερίζεται σε κάθε ώρα της ημέρας με τέτοιο τρόπο ώστε η μοναδιαία χρέωση σε €/MWh να ακολουθεί την καμπύλη φορτίου της ημέρας.

Ο αλγόριθμος υπολογισμού της μοναδιαίας χρέωσης περιγράφεται παρακάτω:

$$CRMUP_t = \frac{CRM_d}{\sum_{l=1}^{24} \left\{ \left[\sum_{\forall p,k} (MQ_{pt} + NMQ_{kt}) \right]^2 \right\}} \times \sum_{\forall p,k} (MQ_{pt} + NMQ_{kt})$$

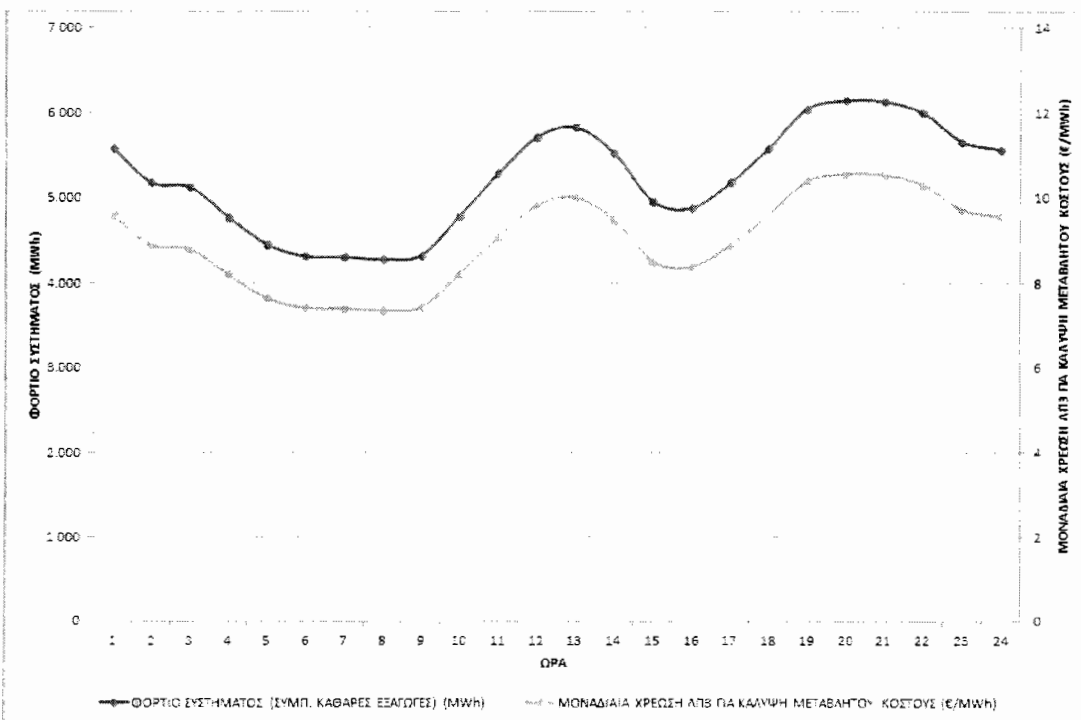
$CRM_{u,d}$ Ημερήσιο κόστος σε € για την Ανάκτηση του Μεταβλητού Κόστους της Μονάδων Παραγωγής u για την ημέρα d , όπως υπολογίζεται για τους Παραγωγούς

MQ_{pt} Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε απορρόφηση ενέργειας από το Σύστημα για το σύνολο των πελατών του Εκπροσώπου Φορτίου p για την Περίοδο Κατανομής t

NMQ_{kt} Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε απορρόφηση ενέργειας από το Σύστημα για καθαρή εξαγωγή του Εκπροσώπου Φορτίου k για την Περίοδο Κατανομής t

$CRMUP_t$ Μοναδιαία Χρέωση του ΛΠ3 σε €/MWh για την Ανάκτηση του Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για την Περίοδο Κατανομής t της ημέρας d

Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται η καμπύλη φορτίου και η μοναδιαία χρέωση του ΛΠ3 για την Ανάκτηση του Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για μια ημέρα.



Η συνολική χρέωση για Ανάκτηση μεταβλητού Κόστους για την περίοδο κατανομής t υπολογίζεται ως εξής:

$$CRM_t = CRMUP_t \times \sum_{\forall p,k} (MQ_{pt} + NMQ_{kt})$$

CRMUP _t	Μοναδιαία Χρέωση του ΛΠ3 σε €/MWh για την Ανάκτηση του Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για την Περίοδο Κατανομής t της ημέρας d
MQ _{pt}	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε απορρόφηση ενέργειας από το Σύστημα για το σύνολο των πελατών του Εκπροσώπου Φορτίου p για την Περίοδο Κατανομής t
NMQ _{kt}	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε απορρόφηση ενέργειας από το Σύστημα για καθαρή εξαγωγή του Εκπροσώπου Φορτίου k για την Περίοδο Κατανομής t
CRM _t	Χρέωση του ΛΠ3 σε € για την Ανάκτηση του Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για την Περίοδο Κατανομής t

6.5.1.2 Επιμερισμός της χρέωσης για Αποσυγχρονισμό κατ' εκτέλεση Εντολής Κατανομής σε κάθε περίοδο κατανομής

Το συνολικό ημερήσιο κόστος για Αποσυγχρονισμό κατ' εκτέλεση Εντολής Κατανομής σε € επιμερίζεται σε κάθε ώρα της ημέρας με τέτοιο τρόπο ώστε η μοναδιαία χρέωση σε €/MWh να ακολουθεί την καμπύλη φορτίου της ημέρας.

Ο αλγόριθμος υπολογισμού της μοναδιαίας χρέωσης περιγράφεται παρακάτω:

$$RDSUP_t = \frac{\sum_{\forall u, i \in d} RDS_{ui}}{\sum_{i=1}^{24} \left\{ \left[\sum_{\forall p, k} (MQ_{pi} + NMQ_{ki}) \right]^2 \right\}} \times \sum_{\forall p, k} (MQ_{pi} + NMQ_{ki})$$

RDS _{u,t}	Κόστος σε € για Αποσυγχρονισμό κατ' εκτέλεση Εντολής Κατανομής για την Μονάδα Παραγωγής u, και την περίοδο κατανομής t που ανήκει στην ημέρα d
MQ _{pt}	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε απορρόφηση ενέργειας από το Σύστημα για το σύνολο των πελατών του Εκπροσώπου Φορτίου p για την Περίοδο Κατανομής t
NMQ _{kt}	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε απορρόφηση ενέργειας από το Σύστημα για καθαρή εξαγωγή του Εκπροσώπου Φορτίου k για την Περίοδο Κατανομής t
RDSUP _t	Μοναδιαία Χρέωση του ΛΠ3 σε €/MWh για Αποσυγχρονισμό κατ' εκτέλεση Εντολής Κατανομής για την Περίοδο Κατανομής t της ημέρας d

Η συνολική χρέωση σε € για Αποσυγχρονισμό κατ' εκτέλεση Εντολής Κατανομής για την περίοδο κατανομής t υπολογίζεται ως εξής:

$$RDS_t = RDSUP_t \times \sum_{\forall p, k} (MQ_{pi} + NMQ_{ki})$$

$RDSUP_t$	Μοναδιαία Χρέωση του ΛΠ3 σε €/MWh για Αποσυγχρονισμό κατ' εκτέλεση Εντολής Κατανομής για την Περίοδο Κατανομής t της ημέρας d
MQ_{pt}	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε απορρόφηση ενέργειας από το Σύστημα για το σύνολο των πελατών του Εκπροσώπου Φορτίου p για την Περίοδο Κατανομής t
NMQ_{kt}	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε απορρόφηση ενέργειας από το Σύστημα για καθαρή εξαγωγή του Εκπροσώπου Φορτίου k για την Περίοδο Κατανομής t
RDS_t	Χρέωση του ΛΠ3 σε € για Αποσυγχρονισμό κατ' εκτέλεση Εντολής Κατανομής για την Περίοδο Κατανομής t

6.5.1.3 Επιμερισμός της χρέωσης για Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού Αερίου σε κάθε περίοδο κατανομής

Η συνολική μηνιαία χρέωση για Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού Αερίου σε € για τη Μονάδα Παραγωγής u επιμερίζεται σε κάθε περίοδο κατανομής του μήνα αναλογικά με την παραγωγή της Μονάδας Παραγωγής u σε κάθε περίοδο κατανομής t :

$$RNGS_{u,t} = RNGS_{u,\mu} \frac{MQ_{u,t}}{\sum_{i \in \mu} MQ_{u,t}}$$

$RNGS_{u,\mu}$	Συνολική μηνιαία χρέωση για Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού Αερίου σε € για τη Μονάδα Παραγωγής u
MQ_{ut}	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί στην μετρούμενη παραγωγή για τη Μονάδα Παραγωγής u για την Περίοδο Κατανομής t
$RNGS_{u,t}$	Κόστος σε € που αντιστοιχεί στην περίοδο κατανομής t για Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού Αερίου για τη Μονάδα Παραγωγής u

Το συνολικό κόστος σε € που αντιστοιχεί στην περίοδο κατανομής t για Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού Αερίου για όλες τις μονάδες υπολογίζεται ως εξής:

$$RNGS_t = \sum_u RNGS_{u,t}$$

$RNGS_{u,t}$	Κόστος σε € που αντιστοιχεί στην περίοδο κατανομής t για Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού Αερίου για τη Μονάδα Παραγωγής u
--------------	--

$RNGS_t$ Κόστος σε € που αντιστοιχεί στην περίοδο κατανομής t για Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού Αερίου

6.5.1.4 Υπολογισμός της χρέωσης για Διασυνοριακό Εμπόριο σε κάθε περίοδο κατανομής

Υπολογισμός της χρεοπίστωσης για Διασυνοριακό Εμπόριο μεταξύ των κρατών μελών του ITC σύμφωνα με την Συμφωνία Διασυνοριακού Εμπορίου (ITC Clearing and Settlement Agreement)

Το μηνιαίο ποσό $ITCSETTL_\mu$ το οποίο προκύπτει από το Ενημερωτικό Σημείωμα Εκκαθάρισης του ENTSO-E επιμερίζεται ομοιόμορφα σε κάθε περίοδο κατανομής t ως εξής:

$$ITCSETTL_t = \frac{ITCSETTL_\mu}{\text{Number of hours in month } \mu}$$

$ITCSETTL_\mu$ Μηνιαίο ποσό $ITCSETTL_\mu$ το οποίο προκύπτει από το Ενημερωτικό Σημείωμα Εκκαθάρισης του ENTSO-E

$ITCSETTL_t$ Χρεοπίστωση για το Διασυνοριακό Εμπόριο μεταξύ των κρατών μελών του ITC για την περίοδο κατανομής t

Σε περίπτωση που το Ενημερωτικό Σημείωμα Εκκαθάρισης του ENTSO-E αφορά περίοδο μεγαλύτερη του μήνα το συνολικό ποσό επιμερίζεται σε κάθε μήνα αναλογικά με τον αριθμό ημερών του μήνα.

Υπολογισμός της χρεοπίστωσης για Διασυνοριακό Εμπόριο με περιμετρικές χώρες σύμφωνα με την Συμφωνία Διασυνοριακού Εμπορίου (ITC Clearing and Settlement Agreement)

Για κάθε περίοδο κατανομής t υπολογίζεται ένα ποσό για τα προγράμματα από και προς περιμετρικές χώρες (Τουρκία) ως εξής:

$$ITCPEP_t = PERFEE_\mu \times \left| \sum_{\forall j, HTSO} MQNL_{j, HTSO, m, t} - \sum_{\forall k, HTSO} MQ_{k, HTSO, m, t} \right|, m = TURKEY$$

όπου:

$MQNL_{j, HTSO, m, t}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα εισαγωγών (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες), για τον κόμβο m , του Εισαγωγέα j ή του Διαχειριστή του Συστήματος για την περίοδο κατανομής t

$MQ_{k, HTSO, m, t}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα εξαγωγών, για τον κόμβο m , του Εξαγωγέα k ή του Διαχειριστή του Συστήματος για την περίοδο κατανομής t

$PERFEE_\mu$ Μοναδιαία Χρέωση Περιμετρικών Χωρών (Perimeter fee) για το μήνα μ

$ITC\text{PER}_t$ Χρεοπίστωση για το Διασυνοριακό Εμπόριο με περιμετρικές χώρες για την περίοδο κατανομής t

Υπολογισμός της συνολικής χρεοπίστωσης για Διασυνοριακό Εμπόριο

Το συνολικό ποσό για Διασυνοριακό Εμπόριο το οποίο χρεοπιστώνεται στον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3 υπολογίζεται ως εξής:

$$CBT_t = ITCSETTL_t + ITC\text{PER}_t$$

$ITCSETTL_t$ Χρεοπίστωση για το Διασυνοριακό Εμπόριο μεταξύ των κρατών μελών του ITC για την περίοδο κατανομής t

$ITC\text{PER}_t$ Χρεοπίστωση για το Διασυνοριακό Εμπόριο με περιμετρικές χώρες για την περίοδο κατανομής t

CBT_t Συνολική Χρεοπίστωση του Λογαριασμού Προσαυξήσεων 3 για το Διασυνοριακό Εμπόριο για την περίοδο κατανομής t

Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου

Υπολογίζονται οι χρεοπιστώσεις των Εκπροσώπων Φορτίου για κάθε μια από τις συνιστώσες του Λογαριασμού Προσαυξήσεων 3, δηλαδή:

1. Πληρωμές για Επικουρικές Υπηρεσίες Κατανεμόμενων Μονάδων.
2. Πληρωμές για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.
3. Χρεοπιστώσεις για Έκτακτες Εισαγωγές και Εξαγωγές.
4. Χρεοπιστώσεις για Διασυνοριακό Εμπόριο.
5. Πληρωμές για Ανάκτηση Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής

6.5.1.5 Κόστος Επικουρικών Υπηρεσιών Κατανεμόμενων Μονάδων Παραγωγής

Το κόστος Επικουρικών Υπηρεσιών επιμερίζεται στους Εκπροσώπους Φορτίου αναλογικά με την εκκαθαριζόμενη ζήτησή τους (φορτία πελατών και καθαρά προγράμματα εξαγωγών) σε κάθε Περίοδο Κατανομής t , ως ακολούθως:

$$UPLIFT3\text{ASP}_{p,t} = \text{ASP}_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$$

$MQ_{p,t}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου p προμήθευσε προς Πελάτες την περίοδο κατανομής t

$NMQ_{k,t}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα καθαρών εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου k για την περίοδο κατανομής t
ASP_t	Το ποσό για Επικουρικές Υπηρεσίες που πρέπει να ανακτηθεί από τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3 για την περίοδο κατανομής t
$UPLIFT3ASP_{p,t}$	Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3 χωρίς την Κάλυψη μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t

Η χρέωση προσαυξήσεων για Επικουρικές Υπηρεσίες Κατανεμόμενων Μονάδων για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για την Ημέρα Κατανομής d υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3ASP_{p,d} = \sum_{\forall t \in d} UPLIFT3ASP_{p,t}$$

Η χρέωση προσαυξήσεων για Επικουρικές Υπηρεσίες Κατανεμόμενων Μονάδων για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3ASP_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} UPLIFT3ASP_{p,d}$$

6.5.1.6 Κόστος για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών

Το κόστος για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών που θα ανακτηθεί από τον ΛΠ-3 υπολογίζεται ως εξής:

$$CONTR_t = PCU_t - \sum_{\forall uC} DAER_{uC,t} - \sum_{\forall uC} GEN_BAL_{uC,t}$$

$CONTR_t$	Το ποσό για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών που πρέπει να ανακτηθεί από τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3 για την περίοδο κατανομής t
PCU_t	Πληρωμές για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών βάσει σύμβασης
$\sum_{\forall uC} DAER_{uC,t}$	Αξία Παραγωγής Συμβεβλημένων Μονάδων και Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών στον ΗΕΠ
$\sum_{\forall uC} GEN_BAL_{uC,t}$	Ισοζύγιο πληρωμών παραγωγής - ζήτησης Συμβεβλημένων Μονάδων και Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών

Το ποσό για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών επιμερίζεται στους Εκπρόσωπους Φορτίου αναλογικά με την εκκαθαριζόμενη ζήτησή τους (φορτία πελατών και καθαρά προγράμματα εξαγωγών) σε κάθε Περίοδο Κατανομής t , ως ακολούθως:

$$UPLIFT3CONTR_{p,t} = CONTR_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$$

$MQ_{p,t}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου p προμήθευσε προς Πελάτες την περίοδο κατανομής t

$NMQ_{k,t}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα καθαρών εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου k για την περίοδο κατανομής t

$CONTR_t$ Το ποσό για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών που πρέπει να ανακτηθεί από τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3 για την περίοδο κατανομής t

$UPLIFT3CONTR_{p,t}$ Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3 για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t

Η χρέωση προσαυξήσεων για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για την Ημέρα Κατανομής d υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3CONTR_{p,d} = \sum_{\forall t \in d} UPLIFT3CONTR_{p,t}$$

Η χρέωση προσαυξήσεων για Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3CONTR_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} UPLIFT3CONTR_{p,d}$$

6.5.1.7 Κόστος Έκτακτων Εισαγωγών και Εξαγωγών

Το κόστος έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών που θα ανακτηθεί από τον ΛΠ-3 υπολογίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned}
 ESCH_t &= PEI_t + PEE_t \\
 &- \sum_m IMP_{HTSO_k.m,t} - \sum_m IMP_{HTSO_j.m,t} \\
 &- \sum_{re} (DAERRE_{HTSO.re,t} + DAARPRE_{HTSO.re,t}) - DAEPRE_{HTSO.re,t} \\
 &- \sum_m IMPREI_{HTSO.m,t} - \sum_m IMPREE_{HTSO.m,t}
 \end{aligned}$$

$ESCH_t$ Το ποσό για έκτακτες εισαγωγές και εξαγωγές που πρέπει να ανακτηθεί από τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3 για την περίοδο κατανομής t

PEI_t Χρεώσεις για έκτακτες εισαγωγές βάσει σύμβασης

PEE_t Πιστώσεις για έκτακτες εξαγωγές βάσει σύμβασης

$\sum_m IMP_{HTSO_k.m,t} + \sum_m IMP_{HTSO_j.m,t}$ Χρεοπιστώσεις αποκλίσεων έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας

$\sum_{re} (DAERRE_{HTSO.re,t} + DAARPRE_{HTSO.re,t}) + DAEPRE_{HTSO.re,t}$ Χρεοπιστώσεις στον ΗΕΠ επιστροφών έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας

$\sum_m IMPREI_{HTSO.m,t} + \sum_m IMPREE_{HTSO.m,t}$ Χρεοπιστώσεις αποκλίσεων επιστροφών έκτακτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας

Το ποσό για έκτακτες εισαγωγές και εξαγωγές επιμερίζεται στους Εκπροσώπους Φορτίου αναλογικά με την εκκαθαριζόμενη ζήτησή τους (φορτία πελατών και καθαρά προγράμματα εξαγωγών) σε κάθε Περίοδο Κατανομής t, ως ακολούθως:

$$UPLIFT3ESCH_{p,t} = ESCH_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$$

$MQ_{p,t}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου p προμήθευσε προς Πελάτες την περίοδο κατανομής t

$NMQ_{k,t}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα καθαρών εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου k για την περίοδο κατανομής t

$ESCH_t$ Πληρωμές για έκτακτες εισαγωγές και εξαγωγές για την περίοδο κατανομής t

$UPLIFT3ESCH_{p,t}$ Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3 για έκτακτες εισαγωγές και εξαγωγές για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t

Η χρέωση προσαυξήσεων για έκτακτες εισαγωγές και εξαγωγές για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για την Ημέρα Κατανομής d υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3ESCH_{p,d} = \sum_{\forall t \in d} UPLIFT3ESCH_{p,t}$$

Η χρέωση προσαυξήσεων για έκτακτες εισαγωγές και εξαγωγές για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3ESCH_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} UPLIFT3ESCH_{p,d}$$

6.5.1.8 Κόστος Διασυνοριακού Εμπορίου

Το κόστος Διασυνοριακού Εμπορίου επιμερίζεται στους Εκπροσώπους Φορτίου αναλογικά με την εκκαθαριζόμενη ζήτησή τους (φορτία πελατών και καθαρά προγράμματα εξαγωγών) σε κάθε Περίοδο Κατανομής t , ως ακολούθως:

$$UPLIFT3CBT_{p,t} = CBT_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$$

- $MQ_{p,t}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου p προμήθευσε προς Πελάτες την περίοδο κατανομής t
- $NMQ_{k,t}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα καθαρών εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου k για την περίοδο κατανομής t
- CBT_t Το ποσό για Διασυνοριακό Εμπόριο που πρέπει να ανακτηθεί από τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3 για την περίοδο κατανομής t
- $UPLIFT3CBT_{p,t}$ Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3 για το Διασυνοριακό Εμπόριο για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t

Η χρέωση προσαυξήσεων για Διασυνοριακό Εμπόριο για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για την Ημέρα Κατανομής d υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3CBT_{p,d} = \sum_{\forall t \in d} UPLIFT3CBT_{p,t}$$

Η χρέωση προσαυξήσεων για Διασυνοριακό Εμπόριο για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3CBT_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} UPLIFT3CBT_{p,d}$$

6.5.1.9 Κόστος Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής

Το κόστος Επικουρικών Υπηρεσιών για Κάλυψη Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής επιμερίζεται στους Εκπρόσωπους Φορτίου αναλογικά με την εκκαθαριζόμενη ζήτησή τους (φορτία πελατών και καθαρά προγράμματα εξαγωγών) σε κάθε Περίοδο Κατανομής t , ως ακολούθως:

$$UPLIFT3CRM_{p,t} = CRM_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$$

- $MQ_{p,t}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου p προμήθευσε προς Πελάτες την περίοδο κατανομής t
- $NMQ_{k,t}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα καθαρών εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου k για την περίοδο κατανομής t
- CRM_t Πληρωμές για Ανάκτηση Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για την περίοδο κατανομής t
- $UPLIFT3CRM_{p,t}$ Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3 για την Κάλυψη μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t

Η χρέωση προσαυξήσεων για την Κάλυψη του Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για την Ημέρα Κατανομής d υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3CRM_{p,d} = \sum_{\forall t \in d} UPLIFT3CRM_{p,t}$$

Η χρέωση προσαυξήσεων για την Κάλυψη του Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3CRM_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} UPLIFT3CRM_{p,d}$$

6.5.1.10 Συνολικό Κόστος για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3

Η χρέωση για το Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για την Περίοδο Κατανομής t υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3_{p,t} = UPLIFT3ASP_{p,t} + UPLIFT3CONTR_{p,t} + UPLIFT3ESCH_{p,t} + UPLIFT3CBT_{p,t} + UPLIFT3CRM_{p,t}$$

Η χρέωση για το Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για την Ημέρα Κατανομής d υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3_{p,d} = \sum_{\forall i \in d} UPLIFT3_{p,i}$$

Η χρέωση για το Λογαριασμό Προσαυξήσεων 3 για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT3_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} UPLIFT3_{p,d}$$

Ετήσια Εκκαθάριση

Αν ως αποτέλεσμα της διαδικασίας αυτής ο Λογαριασμός για τις Επικουρικές Υπηρεσίες, τη Διαθεσιμότητα Συμπληρωματικής Ενέργειας και την Εφεδρεία Εκτάκτων Αναγκών δεν είναι ισοσκελισμένος στο τέλος του ημερολογιακού έτους, το τυχόν έλλειμμα καλύπτεται με την επιβολή πρόσθετων χρεώσεων κατ' αναλογία των οριζομένων στην προηγούμενη παράγραφο όπου για τον επιμερισμό λαμβάνεται υπόψη το σύνολο της ενέργειας που αντιστοιχεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου κατά το υπόψη ημερολογιακό έτος. Με τον ίδιο τρόπο επιμερισμού υπολογίζονται τα ποσά προς επιστροφή στους Εκπροσώπους Φορτίου εφόσον το ετήσιο αποτέλεσμα του Λογαριασμού για τις Επικουρικές Υπηρεσίες, τη Διαθεσιμότητα Συμπληρωματικής Ενέργειας και την Εφεδρεία Εκτάκτων Αναγκών προκύψει πλεονασματικό για κάποιο ημερολογιακό έτος.

$$UPLIFT3_{p,y} = AccountingBalance_{UA3,y} \times \frac{\sum_{i \in y} MQ_{p,i} + \sum_{i \in y} NMQ_{k,m,i}}{\sum_{i \in y} \sum_p MQ_{p,i} + \sum_{i \in y} \sum_k NMQ_{k,m,i}}$$

6.6 Λογαριασμός Προσαυξήσεων Αποθεματικού ΛΠ-4

Περιγραφή Λογαριασμού

Οι χρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο των Προσαυξήσεων για το Λογαριασμό Αποθεματικού αντισταθμίζουν το χρηματοοικονομικό κόστος τήρησης του Λογαριασμού Αποθεματικού από τον Διαχειριστή του Συστήματος καθώς και έκτακτες δαπάνες που προκύπτουν από αδυναμία αναπλήρωσης ελλειμμάτων του Λογαριασμού Αποθεματικού λόγω μη καταβολής οφειλών Συμμετεχόντων για συναλλαγές εκτός Διαδικασίας Εκκαθάρισης ΗΕΠ.

Το συνολικό αυτό ποσό LOANC_μ υπολογίζεται απολογιστικά κατά μήνα, όπου μ ένας μήνας, μετράται σε Ευρώ (€) και επιμερίζεται σε κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p ανάλογα με το σύνολο των μηνιαίων χρεώσεων, χωρίς σε αυτές να συμπεριλαμβάνονται οι μηνιαίες χρεοπιστώσεις από την Εκκαθάριση του ΗΕΠ. Σε περίπτωση που στο πλαίσιο των εκκαθαρίσεων εκτός ΗΕΠ προκύψει για κάποιον Εκπρόσωπο Φορτίου πίστωση, τότε αυτός δεν θα λαμβάνεται υπόψη στην κλείδα επιμερισμού.

Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου

Ο επιμερισμός γίνεται ως εξής:

$$UPLIFT4_{p,\mu} = \frac{MONCHRG_{p,\mu}}{\sum_p MONCHRG_{p,\mu}} \times LOANC_{\mu}$$

MONCHRG_{p,μ} το σύνολο των μηνιαίων χρεώσεων, χωρίς σε αυτές να συμπεριλαμβάνονται οι μηνιαίες χρεοπιστώσεις από την Εκκαθάριση του ΗΕΠ για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p

LOANC_μ Χρηματοοικονομικό κόστος τήρησης του Λογαριασμού Αποθεματικού από τον Διαχειριστή του Συστήματος καθώς και έκτακτες δαπάνες που προκύπτουν από αδυναμία αναπλήρωσης ελλειμμάτων του Λογαριασμού Αποθεματικού λόγω μη καταβολής οφειλών Συμμετεχόντων για συναλλαγές εκτός Διαδικασίας Εκκαθάρισης ΗΕΠ

UPLIFT4_{p,t} Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 4 για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t

Η χρέωση προσαυξήσεων αποθεματικού συμπεριλαμβάνεται στις Καταστάσεις Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων και σχετικά με τις χρεώσεις, τις τραπεζικές πράξεις και τις πληρωμές, ακολουθείται η διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων.

Ετήσια Εκκαθάριση

Αν ως αποτέλεσμα της διαδικασίας αυτής ο Λογαριασμός Αποθεματικού δεν είναι ισοσκελισμένος στο τέλος του ημερολογιακού έτους, το τυχόν έλλειμμα καλύπτεται με την επιβολή πρόσθετων χρεώσεων κατ' αναλογία των

οριζομένων στην προηγούμενη παράγραφο όπου για τον επιμερισμό λαμβάνεται υπόψη το σύνολο των χρεώσεων και πιστώσεων του Εκπροσώπου Φορτίου κατά το υπόψη ημερολογιακό έτος. Με τον ίδιο τρόπο επιμερισμού υπολογίζονται τα ποσά προς επιστροφή στους Εκπροσώπους Φορτίου εφόσον το ετήσιο αποτέλεσμα του Λογαριασμού Αποθεματικού προκύψει πλεονασματικό για κάποιο ημερολογιακό έτος.

$$UPLIFT4_{p,y} = AccountingBalance_{UA4,y} \times \frac{\sum_{\forall \mu \in \gamma} MONCHRG_{g,\mu} + \sum_{\forall \mu \in \gamma} MONCHRG_{p,\mu}}{\sum_{\forall \mu \in \gamma} \sum_{\forall g} MONCHRG_{g,\mu} + \sum_{\forall \mu \in \gamma} \sum_{\forall p} MONCHRG_{p,\mu}}$$

6.7 Λογαριασμός Προσαυξήσεων Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος ΛΠ-5

Περιγραφή Λογαριασμού

Οι χρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο των Προσαυξήσεων για το Λογαριασμό Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος αντισταθμίζουν τις δαπάνες που προκύπτουν από τις Οικονομικές Συμφωνίες Εγγύησης Εσόδων που συνάπτονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος για ΣΔΙ νέων Μονάδων. Μετά το τέλος κάθε Έτους Αξιοπιστίας και έως το τέλος του αντίστοιχου ημερολογιακού έτους, ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει τις χρηματικές οφειλές προς τους Παραγωγούς σύμφωνα με τις Οικονομικές Συμφωνίες Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ για το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας (ετήσια οφειλή) και χρεώνει τον αντίστοιχο δευτεροβάθμιο λογαριασμό (ΛΠ-5) του Λογαριασμού Προσαυξήσεων για το επόμενο ημερολογιακό έτος. Οι εισπράξεις του Διαχειριστή του Συστήματος για την ανάκτηση των δαπανών που προκύπτουν από τις Οικονομικές Συμφωνίες Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ αντιστοιχούν σε χρεώσεις και πληρωμές από τους Εκπροσώπους Φορτίου στο πλαίσιο της Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας που συνάπτουν για τη συμμετοχή στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου

Ο επιμερισμός των χρεώσεων γίνεται στους Εκπρόσωπους Φορτίου κάθε μήνα κατ' αναλογία της ποσότητας ενέργειας σε MWh την οποία απορροφούν από το Σύστημα κατά τους μήνες του επόμενου ημερολογιακού έτους, σύμφωνα με τις εκκαθαριζόμενες ενέργειες

$$UPLIFT5_{p,\mu} = \frac{1}{12} \times GRAP_{\gamma-1} \times \frac{\sum_{\forall t \in \mu} MQ_{p,t} + \sum_{\forall m} \sum_{\forall t \in \mu} MQ_{k,m,t}}{\sum_{\forall p} \sum_{\forall t \in \mu} MQ_{p,t} + \sum_{\forall k} \sum_{\forall m} \sum_{\forall t \in \mu} MQ_{k,m,t}}$$

όπου:

$MQ_{p,t}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου p προμήθευσε προς Πελάτες την περίοδο κατανομής t

- $MQ_{k,m,t}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα εξαγωγών, για τον κόμβο k, του Εκπρόσωπου Φορτίου k για την περίοδο κατανομής t
- $GRAP_{\gamma-1}$ Χρηματικές οφειλές προς τους Παραγωγούς σύμφωνα με τις Οικονομικές Συμφωνίες Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ για το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας
- $UPLIFT5_{p,t}$ Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 5 για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t

Ετήσια Εκκαθάριση

Αν ως αποτέλεσμα της διαδικασίας αυτής ο Λογαριασμός Αποθεματικού δεν είναι ισοσκελισμένος στο τέλος του ημερολογιακού έτους, το τυχόν έλλειμμα καλύπτεται με την επιβολή πρόσθετων χρεώσεων κατ' αναλογία των οριζομένων στην προηγούμενη παράγραφο όπου για τον επιμερισμό λαμβάνεται υπόψη το σύνολο των χρεώσεων και πιστώσεων του Εκπρόσωπου Φορτίου κατά το υπόψη ημερολογιακό έτος. Με τον ίδιο τρόπο επιμερισμού υπολογίζονται τα ποσά προς επιστροφή στους Εκπρόσωπους Φορτίου εφόσον το ετήσιο αποτέλεσμα του Λογαριασμού Αποθεματικού προκύψει πλεονασματικό για κάποιο ημερολογιακό έτος.

$$UPLIFT5_{p,y} = AccountingBalance_{UA5,y} \times \frac{\sum_{\forall t \in y} MQ_{p,t} + \sum_{\forall t \in y} \sum_{\forall m} MQ_{k,m,t}}{\sum_{\forall t \in y} \sum_{\forall p} MQ_{p,t} + \sum_{\forall t \in y} \sum_{\forall k} \sum_{\forall m} MQ_{k,m,t}}$$

6.8 Λογαριασμός Προσαυξήσεων Χρήσης Συστήματος που αντιστοιχεί στις Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999 ΛΠ-6

Περιγραφή Λογαριασμού

Οι χρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο των Προσαυξήσεων για το Λογαριασμό για το Κόστος Χρήσης του Συστήματος που αντιστοιχεί στις Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999 αντισταθμίζουν το τμήμα που καταβάλλεται στον Κύριο του Συστήματος για τη χρήση του Συστήματος από τις ως άνω Μονάδες.

Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου

$$UPLIFT6_{p,\mu} = TSRES_{\mu} \times \frac{\sum_{t \in \mu} MQ_{p,t} + \sum_m \sum_{t \in \mu} MQ_{k,m,t}}{\sum_p \sum_{t \in \mu} MQ_{p,t} + \sum_k \sum_m \sum_{t \in \mu} MQ_{k,m,t}}$$

όπου:

$MQ_{p,t}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου p προμήθευσε προς Πελάτες την περίοδο κατανομής t

$MQ_{k,m,t}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα εξαγωγών, για τον κόμβο k , του Εκπρόσωπου Φορτίου k για την περίοδο κατανομής t

$TSRES_{\mu}$ Κόστος Χρήσης του Συστήματος που αντιστοιχεί στις Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999 για το μήνα μ

$UPLIFT6_{p,t}$ Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 6 για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t

Ετήσια Εκκαθάριση

Αν ως αποτέλεσμα της διαδικασίας αυτής ο Λογαριασμός Αποθεματικού δεν είναι ισοσκελισμένος στο τέλος του ημερολογιακού έτους, το τυχόν έλλειμμα καλύπτεται με την επιβολή πρόσθετων χρεώσεων κατ' αναλογία των οριζόμενων στην προηγούμενη παράγραφο όπου για τον επιμερισμό λαμβάνεται υπόψη το σύνολο των χρεώσεων και πιστώσεων του Εκπρόσωπου Φορτίου κατά το υπόψη ημερολογιακό έτος. Με τον ίδιο τρόπο επιμερισμού υπολογίζονται τα ποσά προς επιστροφή στους Εκπρόσωπους Φορτίου εφόσον το ετήσιο αποτέλεσμα του Λογαριασμού Αποθεματικού προκύψει πλεονασματικό για κάποιο ημερολογιακό έτος.

$$UPLIFT6_{p,y} = AccountingBalance_{UA6,y} \times \frac{\sum_{t \in y} MQ_{p,t} + \sum_m \sum_{t \in y} MQ_{k,m,t}}{\sum_{t \in y} \sum_p MQ_{p,t} + \sum_{t \in y} \sum_k \sum_m MQ_{k,m,t}}$$

6.9 Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος ΛΠ-7

Περιγραφή Λογαριασμού

Οι χρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο των Προσαυξήσεων για το Λογαριασμό Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος αντισταθμίζουν το σύνολο των Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος το οποίο επιτρέπεται να ανακτήσει από τους Συμμετέχοντες σύμφωνα με τους όρους της Άδειάς του. Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να τηρεί τα απαραίτητα αρχεία ώστε να τεκμηριώνονται οι δαπάνες αυτές.

Το ποσό της δαπάνης αυτής HTSOC προϋπολογίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος για κάθε ημερολογιακό έτος σύμφωνα με τους όρους της Άδειάς του και επιμερίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής t ως εξής: $HTSOC_t = HTSOC/8760$ και μετράται σε Ευρώ.

Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου

Το ποσό $HTSOC_t$ επιμερίζεται σε κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p ανάλογα με την ποσότητα ενέργειας που αφορά στην απορρόφηση ενέργειας για το σύνολο των Μετρητών που εκπροσωπεί και σε κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου m που διενεργεί εξαγωγές ανάλογα με την ποσότητα ενέργειας που αφορά στην απορρόφηση ενέργειας στα Διασυστορικά Σημεία Τιμολόγησης, όπως αυτή προκύπτει κατά την πραγματική λειτουργία του Συστήματος, ως προς τη συνολικά απορροφούμενη ενέργεια από αυτούς, κατά την Περίοδο Κατανομής t . Ο επιμερισμός γίνεται ως εξής:

$$UPLIFT7_{p,t} = \frac{MQ_{pt} + \sum_m MQ_{kmt}}{\sum_p MQ_{pt} + \sum_{k \neq HTSO} \sum_m MQ_{kmt}} \times HTSOC_t$$

όπου:

$MQ_{p,t}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου p προμήθευσε προς Πελάτες την περίοδο κατανομής t

$MQ_{k,m,t}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε εκτελεσμένα προγράμματα εξαγωγών, για τον κόμβο k , του Εκπρόσωπου Φορτίου k για την περίοδο κατανομής t

$HTSOC_t$ Σύνολο των Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος που αντιστοιχεί στην περίοδο κατανομής t

$UPLIFT7_{p,t}$ Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Προσαυξήσεων 7 για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t

Το χρηματικό ποσό $UPLIFT7_{pt}$ συμπεριλαμβάνεται στην Κατάσταση Εκκαθάρισης Αποκλίσεων και σχετικά με τις χρεώσεις, τις τραπεζικές πράξεις και τις πληρωμές, ακολουθείται η Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων.

Η χρέωση προσαυξήσεων επικουρικών υπηρεσιών για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για την Ημέρα Κατανομής d υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT7_{p,d} = \sum_{\forall t \in d} UPLIFT7_{p,t}$$

Η χρέωση προσαυξήσεων επικουρικών υπηρεσιών για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$UPLIFT7_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} UPLIFT7_{p,d}$$

Ετήσια Εκκαθάριση

Αν ως αποτέλεσμα της διαδικασίας αυτής ο Λογαριασμός Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος δεν είναι ισοσκελισμένος στο τέλος του ημερολογιακού έτους, το τυχόν έλλειμμα καλύπτεται με την επίβολή πρόσθετων χρεώσεων κατ' αναλογία των οριζόμενων στην προηγούμενη παράγραφο όπου για τον επιμερισμό λαμβάνεται υπόψη το σύνολο των ποσοτήτων ενέργειας που αντιστοιχούν στο συνολικό ποσό ενέργειας που απορροφά κάθε Συμμετέχοντας από το Σύστημα κατά το υπόψη ημερολογιακό έτος. Με τον ίδιο τρόπο επιμερισμού υπολογίζονται τα ποσά προς επιστροφή στους Συμμετέχοντες εφόσον το ετήσιο αποτέλεσμα του Λογαριασμού Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος προκύψει πλεονασματικό για κάποιο ημερολογιακό έτος.

$$UPLIFT7_{p,y} = AccountingBalance_{UA7,y} \times \frac{\sum_{t \in y} MQ_{p,t} + \sum_{t \in y} \sum_m MQ_{k,m,t}}{\sum_{t \in y} \sum_p MQ_{p,t} + \sum_{t \in y} \sum_k \sum_m MQ_{k,m,t}}$$

6.10 Λογιστικές Πράξεις για τον Λογαριασμό για το κόστος των υποχρεώσεων για τις Μονάδες των άρθρων 35 και 36 του Ν.2773/1999

Περιγραφή Λογαριασμού

Τα έσοδα του Λογαριασμού Λ-Θ σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 40 ν.2773/1999 περιλαμβάνουν τα ακόλουθα ποσά:

- Τα ποσά που εισπράττονται για τις Προσφορές Έγχυσης από Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999 κατά τα οριζόμενα στον ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Τα ποσά που εισπράττονται (ή χρεώνονται) για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης Μονάδων του Άρθρου 35 του Ν.2773/99 κατά τα οριζόμενα στον ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Τα ποσά που καταβάλλει η ΔΕΗ ως Αποκλειστικός Προμηθευτής στα Μη-Διασυνδεδεμένα Νησιά για τις Μονάδες αυτές πλέον του αποφευχθέντος κόστους το οποίο υπολογίζεται βάσει του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής της ΔΕΗ στα νησιά αυτά, σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου

40 παράγραφος (2β) του Ν.2773/1999, το οποίο προϋπολογίζεται κατά ημερολογιακό έτος. Τα ποσά που προκύπτουν από την εκκαθάριση μετά τον υπολογισμό του απολογιστικού μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής της ΔΕΗ στα νησιά αυτά πιστώνονται ή χρεώνονται αντίστοιχα μετά το τέλος του ημερολογιακού έτους στον Λογαριασμό Λ-Θ, και

- Τα έσοδα τα οποία προέρχονται από την χρέωση του ειδικού Τέλους ΑΠΕ του Άρθρου 40 του Ν.2773/1999 στους καταναλωτές και τους Αυτοπαραγωγούς κατ' αναλογία της ηλεκτρικής ενέργειας που αυτοί καταναλώνουν.
- Τα έσοδα τα οποία προέρχονται από τις δημοπρατήσεις των αδιάθετων δικαιωμάτων εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν.3851/2010

Για την εφαρμογή των παραπάνω, οι Αυτοπαραγωγοί νοούνται ως Εκπρόσωποι Φορτίου για το μέρος της καθαρής ποσότητας της ενέργειας που παράγεται από τις μονάδες παραγωγής τους και καταναλώνεται στις εγκαταστάσεις τους, αφαιρουμένης της ενέργειας που καταναλώνεται για την εξυπηρέτηση των βοηθητικών φορτίων των μονάδων τους. Για τον υπολογισμό της ως άνω ποσότητας ενέργειας χρησιμοποιούνται τα Δεδομένα Μέτρησης των Μετρητών Εσωτερικής Παραγωγής Αυτοπαραγωγών και των Μετρητών Παραγωγής/Φορτίου των εγκαταστάσεων των Αυτοπαραγωγών, οι οποίοι μετρούν την ποσότητα ενέργειας που εγχύεται στο Σύστημα ή στο Δίκτυο ή απορροφάται από αυτά και καταναλώνεται στις εγκαταστάσεις του Αυτοπαραγωγού.

Το ύψος του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ καθορίζεται με απόφαση της ΡΑΕ και πρόταση του Διαχειριστή του Συστήματος, οποίος τηρεί και παρακολουθεί τον Λογαριασμό του άρθρου 40 του Ν.2773/1999. Το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ επιμερίζεται ομοιόμορφα για όλη την ελληνική επικράτεια, σε κάθε πελάτη περιλαμβανομένων και των αυτοπαραγωγών σύμφωνα με μεθοδολογία η οποία καθορίζεται με απόφαση της ΡΑΕ και η οποία λαμβάνει υπόψη την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνει ο κάθε Πελάτης και συντελεστές που διαφοροποιούν των επιμερισμό κατά κατηγορία Πελατών έτσι ώστε να προκύπτει χρέωση που εξισορροπεί τις οικονομικές συνέπειες μεταξύ των κατηγοριών Πελατών.

Οι κατηγορίες των πελατών όπως έχουν εγκριθεί με το ΦΕΚ Β'/2095/31.12.2010 είναι οι εξής:

- Υψηλής Τάσης
- Αγροτικής χρήσης ΜΤ
- Λοιπές χρήσεις ΜΤ
- Αγροτικής χρήσης ΧΤ
- Οικιακής χρήσης ΧΤ
- Λοιπές χρήσεις ΧΤ

Μηνιαίες Χρεώσεις Εκπροσώπου Φορτίου

6.10.1.1 Μηνιαίες Χρεώσεις Εκπροσώπων Φορτίου εκτός ΔΕΗ Α.Ε.

Η συνολική χρέωση Εκπρόσωπου Φορτίου για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ του Αρθρου 40 του Ν.2773/1999 προκύπτει ως εξής:

$$RENPAY_{p,d} = \sum_i \left\{ RENFEE_{i,d} \times \sum_c CON_{c,i,p,d} \right\} \\ - EXCRES_{p,HV,\mu} - EXCRES_{p,DN,\mu} - EXCRES_{p,ISL,\mu}$$

όπου:

$RENFEE_{i,d}$ Ειδικό Τέλος ΑΠΕ του Αρθρου 40 του Ν.2773/1999 για την κατηγορία πελατών i όπως ισχύει κατά την ημέρα d

$CON_{c,i,p,d}$ Η μετρούμενη ποσότητα ενέργειας που απορροφήθηκε από τον Εκπρόσωπο Φορτίου p , σε σχέση με τον πελάτη του c , που ανήκει στην κατηγορία i , κατά τη διάρκεια της ημέρας d . Για τους πελάτες Υψηλής Τάσης οι υπολογισμοί και οι χρεώσεις γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Για τους πελάτες του Δικτύου (Μέση και Χαμηλή Τάση) και τους πελάτες του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος οι υπολογισμοί γίνονται από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων και οι χρεώσεις γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

$EXCRES_{p,HV,d}$ Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες Υψηλής Τάσης για την ημέρα d . Οι υπολογισμοί γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

$EXCRES_{p,DN,d}$ Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες Δικτύου για την ημέρα d . Οι υπολογισμοί γίνονται από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων.

$EXCRES_{p,ISL,d}$ Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την ημέρα d . Οι υπολογισμοί γίνονται από τον αρμόδιο Διαχειριστή.

$RENPAY_{p,d}$ Η συνολική χρέωση Εκπρόσωπου Φορτίου, p , για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ του Αρθρου 40 του Ν.2773/1999 για την ημέρα d .

Η μεταβλητή $CON_{c,i,p,d}$ για μη τηλεμετρούμενους μετρητές Δικτύου είναι η εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας (μέτρηση στο επίπεδο του μετρητή, δηλαδή χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες) κατά τη διάρκεια της ημέρας d . Η ποσότητα της ενέργειας αυτή για κάθε μη τηλεμετρούμενο μετρητή υπολογίζεται από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων οι οποίοι ενημερώνουν τον Διαχειριστή του Συστήματος για να κάνει τις αντιστοιχούσες χρεώσεις.

6.10.1.2 Μηνιαίες Χρεώσεις Εκπροσώπου Φορτίου ΔΕΗ Α.Ε.

Συγκεκριμένα για τη ΔΕΗ Προμήθεια, επειδή ο Διαχειριστής του Δικτύου δεν έχει τη δυνατότητα να υπολογίζει την εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας για κάθε ένα μη τηλεμετρούμενο πελάτη Δικτύου, ο υπολογισμός της χρέωσης για Ειδικό Τέλος ΑΠΕ θα γίνεται σύμφωνα με τα παρακάτω:

$$\begin{aligned}
 RENPAY_{p,d} = & \\
 & RENFEE_{i,d} \times \sum_c CON_{c_{\gamma T},i,d} + \\
 & \sum_i (RENFEE_{i,d} \times EAMQ_{DN,d} \times PERC_{DN,i,d}) + \\
 & \sum_i \left[RENFEE_{i,d} \times \sum_{isli} (EAMQ_{isli,d} \times PERC_{isli,i,d}) \right] - \\
 & EXCRES_{p,HV,\mu} - EXCRES_{p,DN,\mu} - EXCRES_{p,ISL,\mu}
 \end{aligned}$$

όπου:

$RENFEE_{i,d}$	Ειδικό Τέλος ΑΠΕ του Άρθρου 40 του Ν.2773/1999 για την κατηγορία πελατών i όπως ισχύει κατά την ημέρα d
$CON_{c_{\gamma T},i,d}$	Η μετρούμενη ποσότητα ενέργειας που απορροφήθηκε από τη ΔΕΗ Προμήθεια, σε σχέση με τον πελάτη Υψηλής Τάσης c , που ανήκει στην κατηγορία i κατά τη διάρκεια της ημέρας d
$EAMQ_{DN,d}$	Η εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας (μέτρηση στο επίπεδο του μετρητή, δηλαδή χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες) για το σύνολο των πελατών Δικτύου της ΔΕΗ Προμήθεια κατά τη διάρκεια της ημέρας d . Η ποσότητα της ενέργειας υπολογίζεται βάσει της Απόφασης ΡΑΕ/Ο-1444/31.07.2002
$EAMQ_{isli,d}$	Η εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας (μέτρηση στο επίπεδο του μετρητή, δηλαδή χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες) για το σύνολο των πελατών της ΔΕΗ Προμήθεια στην περιοχή $isli$ του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος κατά τη διάρκεια της ημέρας d . Η ποσότητα της ενέργειας υπολογίζεται βάσει της Απόφασης ΡΑΕ/Ο-1444/31.07.2002
$PERC_{DN,i}$	Το ποσοστό της εκ των προτέρων εκτιμώμενης ποσότητας ενέργειας της κατηγορίας i των πελατών της ΔΕΗ στο Δικτύου σε σχέση με τη συνολική εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας των πελατών της ΔΕΗ στο Δικτύου για την ημέρα d
$PERC_{isli,i}$	Το ποσοστό της εκ των προτέρων εκτιμώμενης ποσότητας ενέργειας της κατηγορίας i των πελατών της ΔΕΗ στην περιοχή $isli$ του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος σε σχέση με τη συνολική εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας των πελατών της ΔΕΗ στην περιοχή $isli$ του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την ημέρα d

- EXCRES_{p,HV,d} Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες Υψηλής Τάσης για την ημέρα d. Οι υπολογισμοί γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
- EXCRES_{p,DN,d} Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες Δικτύου για την ημέρα d. Οι υπολογισμοί γίνονται από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων.
- EXCRES_{p,ISL,d} Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την ημέρα d. Οι υπολογισμοί γίνονται από τον αρμόδιο Διαχειριστή.
- RENPAY_{ΔΕΗ,d} Η συνολική χρέωση της ΔΕΗ Προμήθεια για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ του Άρθρου 40 του Ν.2773/1999 για την ημέρα d.

Η συνολική μηνιαία χρέωση προκύπτει από το άθροισμα των ημερήσιων χρεώσεων:

$$RENPAY_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} RENPAY_{p,d}$$

6.10.1.3 Υπολογισμός Επιστροφών λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης ανά θέση κατανάλωσης

Σύμφωνα, με το Ν. 4001/2011, η ετήσια επιβάρυνση πελάτη κατά θέση κατανάλωσης δεν μπορεί να υπερβαίνει το ποσό των 773.531€ για το 2011 και το ποσό των 800.000€ για το 2012, όριο το οποίο αναπροσαρμόζεται ετήσια με μέριμνα της ΡΑΕ σύμφωνα με την ετήσια μεταβολή του δείκτη τιμών καταναλωτή όπως δημοσιεύεται από την Εθνική Στατιστική Υπηρεσία Ελλάδος.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος, επομένως, δεν χρεώνει Ειδικό Τέλος ΑΠΕ τον εκάστοτε Εκπρόσωπο Φορτίου για πελάτη του, του οποίου η ετήσια χρέωση έχει υπερβεί το ως άνω όριο. Σε περίπτωση καθυστέρησης της έγκρισης του ως άνω ορίου από τη ΡΑΕ ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί το όριο ετήσιας επιβάρυνσης του προηγούμενου έτους και προβαίνει σε οριστική εκκαθάριση μετά την έγκριση του ορίου ετήσιας επιβάρυνσης από τη ΡΑΕ. Σε περίπτωση που πελάτης Υψηλής Τάσης εκπροσωπείται από περισσότερους του ενός Εκπροσώπους Φορτίου κατά τη διάρκεια ενός ημερολογιακού έτους η επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου και μήνα μ υπολογίζεται αναλογικά με την ενέργεια που έχει προμηθεύσει ο κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου για ολόκληρο το έτος μέχρι το μήνα μ.

Οι Διαχειριστές των Δικτύων καθώς και ο Διαχειριστής των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών μεριμνούν έτσι ώστε να ενημερώνουν τον ΔΕΣΜΗΕ για τυχόν υπέρβαση του ορίου ετήσιας επιβάρυνσης για πελάτες του Δικτύου

(Μέση και Χαμηλή Τάση) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και για πελάτες των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών αντίστοιχα.

Ετήσια Εκκαθάριση

Μετά το τέλος του έτους γίνεται διορθωτική ετήσια εκκαθάριση στην οποία χρησιμοποιούνται οι τελικές εκτιμήσεις από τους Αρμόδιους Διαχειριστές για τις ποσότητες ενέργειας των πελατών Δικτύου και των πελατών του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος βασισμένες στα δεδομένα των πραγματικών μετρήσεων που πραγματοποιήθηκαν μέσα στο έτος. Επίσης, γίνονται οι απαραίτητες διορθώσεις σε σχέση με το όριο ετήσιας επιβάρυνσης ανά θέση κατανάλωσης όπως έχει περιγραφεί στην προηγούμενη παράγραφο.

Χρεοπιστώσεις Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών

6.10.1.4 Μηνιαία εκκαθάριση

Για τη ΔΕΗ ως Αποκλειστικό Προμηθευτή στα Μη-Διασυνδεδεμένα Νησιά υπολογίζεται το αποφευχθέν κόστος παραγωγής από συμβατικές μονάδες το οποίο υπολογίζεται βάσει του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής της ΔΕΗ στα νησιά αυτά, σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 40 παράγραφος (2β) του Ν.2773/1999. Το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής της ΔΕΗ στα νησιά προϋπολογίζεται κατά ημερολογιακό έτος.

Κατά τη μηνιαία εκκαθάριση υπολογίζεται το εκτιμώμενο κόστος παραγωγής της ενέργειας που παρήχθει από μονάδες του άρθρου 36, βάσει του προϋπολογιζόμενου μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής της ΔΕΗ στα νησιά, που έχει αποφασιστεί από τη ΡΑΕ.

$$CAPP_{C\mu} = AVCPPCISL_{\mu} \times \sum_{isli} GPRIG_{isli,\mu}$$

όπου

$AVCPPCISL_{\mu}$ προϋπολογιζόμενο μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής της ΔΕΗ στα νησιά για το μήνα μ

$GPRIRisli,\mu$ Ποσότητα ενέργειας που παρήχθει από μονάδες του άρθρου 36 στα μη Διασυνδεδεμένα νησιά για το μήνα μ

$CAPP_{C\mu}$ Αποφευχθέν κόστος παραγωγής από συμβατικές μονάδες για τη ΔΕΗ στα μη Διασυνδεδεμένα νησιά για το μήνα μ

Η μηνιαία χρεοπίστωση για τον Διαχειριστή των Νησιών υπολογίζεται ως εξής:

$$ISLOP_{\mu} = CAPP_{C\mu} - \sum_{isli} MRRESISL_{isli,\mu}$$

όπου:

$CAPP_{C\mu}$ Αποφευχθέν κόστος παραγωγής από συμβατικές μονάδες για τη ΔΕΗ στα μη Διασυνδεδεμένα νησιά για το μήνα μ

$MRRESISL_{isli,\mu}$ Αποζημίωση των μονάδων του άρθρου 36 του Ν2773/1999 για το μήνα μ

ISLOPμ Μηνιαία χρεοπίστωση για τον Διαχειριστή των Νησιών για το μήνα μ

6.10.1.5 Ετήσια εκκαθάριση

Μετά τον υπολογισμό του απολογιστικού μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής της ΔΕΗ στα νησιά από τη ΡΑΕ επαναλαμβάνονται οι υπολογισμοί που παρουσιάστηκαν παραπάνω για όλο το έτος και τα ποσά που προκύπτουν από την ετήσια εκκαθάριση πιστώνονται ή χρεώνονται αντίστοιχα στον Λογαριασμό Λ-Θ.

6.11 Λογιστικές Πράξεις για τον Λογαριασμό για το κόστος των Υπηρεσιών Δημοσίου Συμφέροντος

Περιγραφή Λογαριασμού

Ως Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) έχουν καθοριστεί με την ΥΠΑΝ/Δ5/ΗΛ/Β/Φ.1Β/12924/13.06.2007 οι ακόλουθες:

- Η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και των Απομονωμένων Μικροδικτύων με τιμολογήσεις ίδιες, ανά κατηγορία καταναλωτή, με αυτές του Διασυνδεδεμένου Συστήματος.
- Η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας με ειδικό τιμολόγιο στους πολύτεκνους καταναλωτές

Οι χρεώσεις των Εκπροσώπων Φορτίου καθώς και των Προμηθευτών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το Λογαριασμό για το κόστος των Υπηρεσιών Δημοσίου Συμφέροντος αντισταθμίζουν τις καθαρές δαπάνες για τη συμμόρφωση με τις υποχρεώσεις που επιβάλλονται για την παροχή υπηρεσιών κοινής ωφέλειας κατά την παράγραφο 3 του άρθρου 28 του Ν.2773/1999 και το Άρθρο 28 του Ν.3426/2005. Ως καθαρές δαπάνες νοούνται οι δαπάνες για τις υπηρεσίες κοινής ωφέλειας για τις οποίες η Υπουργική Απόφαση που προβλέπεται στην παράγραφο 3 του άρθρου 28 του Ν.2773/1999 καθορίζει να ανακτώνται μέσω του Λογαριασμού Λ-ΙΑ.

Για την εφαρμογή των παραπάνω, οι Αυτοπαραγωγοί νοούνται ως Εκπρόσωποι Φορτίου για το μέρος της καθαρής ποσότητας της ενέργειας που παράγεται από τις μονάδες παραγωγής τους και καταναλώνεται στις εγκαταστάσεις τους, αφαιρουμένης της ενέργειας που καταναλώνεται για την εξυπηρέτηση των βοηθητικών φορτίων των μονάδων τους. Για τον υπολογισμό της ως άνω ποσότητας ενέργειας χρησιμοποιούνται τα Δεδομένα Μέτρησης των Μετρητών Εσωτερικής Παραγωγής Αυτοπαραγωγών και των Μετρητών Παραγωγής/Φορτίου των εγκαταστάσεων των Αυτοπαραγωγών, οι οποίοι μετρούν την ποσότητα ενέργειας που εγχύεται στο Σύστημα ή στο Δίκτυο ή απορροφάται από αυτά και καταναλώνεται στις εγκαταστάσεις του Αυτοπαραγωγού.

Το ετήσιο αντάλλαγμα που οφείλεται στους κατόχους αδειών που παρέχουν υπηρεσίες κοινής ωφέλειας εγκρίνεται από τη ΡΑΕ βάσει της μεθοδολογίας που προβλέπεται στην παράγραφο 2 του Άρθρου 28 του Ν.3426/2005 και μετράται σε Ευρώ. Οι μοναδιαίες χρεώσεις (σε Ευρώ ανά MWh) για κάθε κατηγορία Πελατών που προκύπτουν από τον επιμερισμό του ετήσιου ανταλλάγματος εγκρίνονται από τη ΡΑΕ βάσει της μεθοδολογίας που προβλέπεται στην παράγραφο 4 του Άρθρου 29 του Ν.2773/1999.

Οι κατηγορίες των πελατών όπως έχουν εγκριθεί με την Υπουργική Απόφαση ΥΠΑΝ/Δ5/ΗΛ/Β/Φ.1.13./2037/οικ.9691/05.05.2009 είναι οι εξής:

- Οικιακής Χρήσης Χαμηλής Τάσης (ΧΤ) (υπάρχουν υποκατηγορίες ανά κλιμάκιο τετραμηνιαίας κατανάλωσης)
- Γεωργικής Χρήσης ΧΤ
- Εμπορικής και δημόσιας χρήσης ΧΤ
- Βιομηχανικής Χρήσης ΧΤ
- Χρήσης για φωτισμό οδών και πλατειών ΧΤ
- Γεωργικής Χρήσης Μέσης Τάσης (ΜΤ)
- Εμπορικής και δημόσιας χρήσης ΜΤ
- Βιομηχανικής Χρήσης ΜΤ
- Υψηλής Τάσης (ΥΤ)
- Κατανάλωση Αυτοπαραγωγής

Σύμφωνα με την ανωτέρω Υπουργική Απόφαση οι χρεώσεις ΥΚΩ σταδιακά θα συγκλίνουν σε ενιαίες χρεώσεις ανά τάση ανεξαρτήτου χρήσης.

Στον λογαριασμό εγγράφονται εισπράξεις από τους Εκπροσώπους Φορτίων για τα χρηματικά ποσά των χρεώσεων που αντιστοιχούν στους Πελάτες τους ή στις ιδιοκαταναλώσεις τους.

Μηνιαίες Χρεώσεις Εκπροσώπου Φορτίου

6.11.1.1 Μηνιαίες Χρεώσεις Εκπροσώπων Φορτίου εκτός ΔΕΗ Α.Ε.

Η συνολική χρέωση Εκπρόσωπου Φορτίου (εκτός της ΔΕΗ Προμήθεια) για τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας προκύπτει ως εξής:

$$PSOPAY_{p,d} = \sum_{c,i} \left\{ PSOFEE_{i,d} \times \sum_c CON_{c,i,p,d} \right\}$$

όπου:

$PSOFEE_{i,d}$ Μοναδιαία Τιμή Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας για την κατηγορία πελατών i όπως ισχύει κατά την ημέρα d

$CON_{c,i,p,d}$ Η μετρούμενη ποσότητα ενέργειας που απορροφήθηκε από τον Εκπρόσωπο Φορτίου p , σε σχέση με τον πελάτη του c , που ανήκει στην κατηγορία i , κατά τη διάρκεια της ημέρας d . Για τους

πελάτες Υψηλής Τάσης οι υπολογισμοί και οι χρεώσεις γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Για τους πελάτες Δικτύου (Μέση και Χαμηλή Τάση) οι υπολογισμοί γίνονται από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων και οι χρεώσεις γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

- EXCPSO_{p,HV,d} Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες Υψηλής Τάσης για την ημέρα d. Οι υπολογισμοί γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
- EXCPSO_{p,DN,d} Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες Δικτύου για την ημέρα d. Οι υπολογισμοί γίνονται από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων.
- EXCPSO_{p,ISL,d} Μηνιαία επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για τους πελάτες του Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την ημέρα d. Οι υπολογισμοί γίνονται από τον αρμόδιο Διαχειριστή.
- PSOPAY_{p,d} Η συνολική χρέωση Εκπρόσωπου Φορτίου, p, για Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας για την ημέρα d.

Η μεταβλητή CON_{c,i,p,d} για μη τηλεμετρούμενους μετρητές Δικτύου είναι η εκ των προτέρων εκτιμώμενη ποσότητα ενέργειας (μέτρηση στο επίπεδο του μετρητή, δηλαδή χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες) κατά τη διάρκεια της ημέρας d. Οι ποσότητες ενέργειας και οι Χρεώσεις ΥΚΩ για τους πελάτες του Δικτύου υπολογίζονται από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων οι οποίοι ενημερώνουν τον Διαχειριστή του Συστήματος για να προβεί στις αντιστοιχούσες χρεώσεις.

Για όσο καιρό η ΔΕΗ Προμήθεια είναι μοναδικός πάροχος Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας και επομένως το ποσό που χρεώνεται στη ΔΕΗ Προμήθεια ως Εκπρόσωπος Φορτίου πιστώνεται στη ΔΕΗ Προμήθεια ως πάροχος ΥΚΩ δεν γίνονται υπολογισμοί και χρεοπιστώσεις για τη ΔΕΗ Προμήθεια ως Εκπρόσωπος Φορτίου.

Η συνολική μηνιαία χρέωση για Εκπρόσωπο Φορτίου προκύπτει από το άθροισμα των ημερήσιων χρεώσεων:

$$PSOPAY_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} PSOPAY_{p,d}$$

6.11.1.2 Υπολογισμός Επιστροφών λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης ανά θέση κατανάλωσης

Σύμφωνα, με το Ν. 4001/2011, η ετήσια επιβάρυνση πελάτη κατά θέση κατανάλωσης δεν μπορεί να υπερβαίνει το ποσό των 773.531€ για το 2011 και το ποσό των 800.000€ για το 2012, όριο το οποίο αναπροσαρμόζεται ετήσια με μέριμνα της ΡΑΕ σύμφωνα με την ετήσια μεταβολή του δείκτη τιμών καταναλωτή όπως δημοσιεύεται από την Εθνική Στατιστική Υπηρεσία Ελλάδος.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος, επομένως, δεν χρεώνει ΥΚΩ τον εκάστοτε Εκπρόσωπο Φορτίου για πελάτη του, του οποίου η ετήσια χρέωση έχει υπερβεί το ως άνω όριο. Σε περίπτωση καθυστέρησης της έγκρισης του ως άνω ορίου από τη ΡΑΕ ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί το όριο ετήσιας επιβάρυνσης του προηγούμενου έτους και προβαίνει σε οριστική εκκαθάριση μετά την έγκριση του ορίου ετήσιας επιβάρυνσης από τη ΡΑΕ. Σε περίπτωση που πελάτης Υψηλής Τάσης εκπροσωπείται από περισσότερους του ενός Εκπροσώπους Φορτίου κατά τη διάρκεια ενός ημερολογιακού έτους η επιστροφή λόγω υπέρβασης Ανώτατου Ορίου Επιβάρυνσης για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου και μήνα μ υπολογίζεται αναλογικά με την ενέργεια που έχει προμηθεύσει ο κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου για ολόκληρο το έτος μέχρι το μήνα μ.

Οι Διαχειριστές των Δικτύων καθώς και ο Διαχειριστής των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών μεριμνούν έτσι ώστε να ενημερώνουν τον ΔΕΣΜΗΕ για τυχόν υπέρβαση του ορίου ετήσιας επιβάρυνσης για πελάτες του Δικτύου (Μέση και Χαμηλή Τάση) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και για πελάτες των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών αντίστοιχα.

Μηνιαίες Πιστώσεις Παρόχων Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας

Τα ποσά που συγκεντρώνονται στον Λογαριασμό, αποδίδονται ανά μήνα στους δικαιούχους κατόχους αδειών που παρέχουν Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας όπως έχουν οριστεί στις ισχύουσες Υπουργικές Αποφάσεις και κατά αναλογία με τη συμμετοχή τους στο Ετήσιο Αντάλλαγμα ΥΚΩ.

Ετήσια Εκκαθάριση

Μετά το τέλος του έτους γίνεται διορθωτική ετήσια εκκαθάριση στην οποία χρησιμοποιούνται νέες εκτιμήσεις από τους Αρμόδιους Διαχειριστές για τις ποσότητες ενέργειας των πελατών Δικτύου και των πελατών του μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος βασισμένες στα δεδομένα των πραγματικών μετρήσεων που πραγματοποιήθηκαν μέσα στο έτος. Επίσης, γίνονται οι απαραίτητες διορθώσεις σε σχέση με το όριο ετήσιας επιβάρυνσης ανά θέση κατανάλωσης όπως έχει περιγραφεί στην προηγούμενη παράγραφο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΕΠΙΚΟΥΡΙΚΩΝ ΥΠΗΡΕΣΙΩΝ

Η ενότητα αυτή περιγράφει τη διαδικασία εκκαθάρισης των Επικουρικών Υπηρεσιών. Είναι μέρος της συνολικής δραστηριότητας σε σχέση με τις Επικουρικές Υπηρεσίες, που αποτελείται από τη διαδικασία καθορισμού των αναγκών Επικουρικών Υπηρεσιών, τη διαδικασία υποχρέωσης παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και τη διαδικασία Εκκαθάρισης των Επικουρικών Υπηρεσιών. Η συνολική δραστηριότητα, όσον αφορά στις Επικουρικές Υπηρεσίες, μπορεί να χωριστεί σε έξι (6) κύριες διαδικασίες, οι οποίες είναι:

- 9) ΕΥ1 – Γενικές Διατάξεις
- 10) ΕΥ2 – Καθορισμός αναγκών Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος
- 11) ΕΥ3 – Υποχρέωση παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος
- 12) ΕΥ4 – Πληρωμή για Επικουρικές Υπηρεσίες από Κατανεμόμενες Μονάδες
- 13) ΕΥ5 – Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών
- 14) ΕΥ6 – Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και Συμβάσεις Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών

Η διαδικασία Γενικών Διατάξεων (ΕΥ1) αποτελείται από τρεις (3) μικρότερες διαδικασίες, οι οποίες είναι:

- 1) ΕΥ11 – Ορισμός Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος
- 2) ΕΥ12 – Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος για τις Επικουρικές Υπηρεσίες και τη Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος
- 3) ΕΥ13 – Μέθοδος υπολογισμού Αναμενόμενου Κόστους Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος

Η διαδικασία Καθορισμού αναγκών Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος (ΕΥ2) αποτελείται από επτά (7) μικρότερες διαδικασίες, οι οποίες είναι:

- 1) ΕΥ21 – Καθορισμός αναγκών Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος
- 2) ΕΥ22 – Καθορισμός αναγκών Στατής Εφεδρείας
- 3) ΕΥ23 – Καθορισμός αναγκών Ρύθμισης Τάσης και Ευστάθειας Συστήματος

- 4) ΕΥ24 – Καθορισμός αναγκών Επανεκκίνησης του Συστήματος
- 5) ΕΥ25 – Καθορισμός αναγκών και κριτήρια Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος
- 6) ΕΥ26 – Μεσοπρόθεσμος προγραμματισμός Διαθεσιμότητας Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος
- 7) ΕΥ27 – Τήρηση Αρχείου Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος

Η διαδικασία Υποχρέωσης παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος (ΕΥ3) αποτελείται από πέντε (5) μικρότερες διαδικασίες, οι οποίες είναι:

- 1) ΕΥ31 – Υποχρεώσεις Παροχής Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας
- 2) ΕΥ32 – Υποχρεώσεις Παροχής Δευτερεύουσας Ρύθμισης και Εύρους
- 3) ΕΥ33 – Υποχρεώσεις Παροχής Ρύθμισης Τάσης και Ευστάθειας Συστήματος
- 4) ΕΥ34 – Υποχρεώσεις Παροχής Επανεκκίνησης του Συστήματος
- 5) ΕΥ35 – Υποχρεώσεις Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος

Η διαδικασία Πληρωμής για Επικουρικές Υπηρεσίες από Κατανεμόμενες Μονάδες (ΕΥ4) αποτελείται από τρεις (3) μικρότερες διαδικασίες, οι οποίες είναι:

- 1) ΕΥ41 – Μοναδιαίες Τιμές Πληρωμής για τις Επικουρικές Υπηρεσίες
- 2) ΕΥ42 – Κανόνες Υπολογισμού Πληρωμών για Επικουρικές Υπηρεσίες από Κατανεμόμενες Μονάδες
- 3) ΕΥ43 – Μη Συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών από Κατανεμόμενες Μονάδες

Η διαδικασία Συμβάσεων Επικουρικών Υπηρεσιών (ΕΥ5) αποτελείται από μία (1) διαδικασία, η οποία είναι:

- 1) ΕΥ51 – Πληρωμές στο πλαίσιο των Συμβάσεων Επικουρικών Υπηρεσιών

Η διαδικασία Συμβάσεων Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και Συμβάσεις Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών (ΕΥ6) αποτελείται από δύο (2) μικρότερες διαδικασίες, οι οποίες είναι:

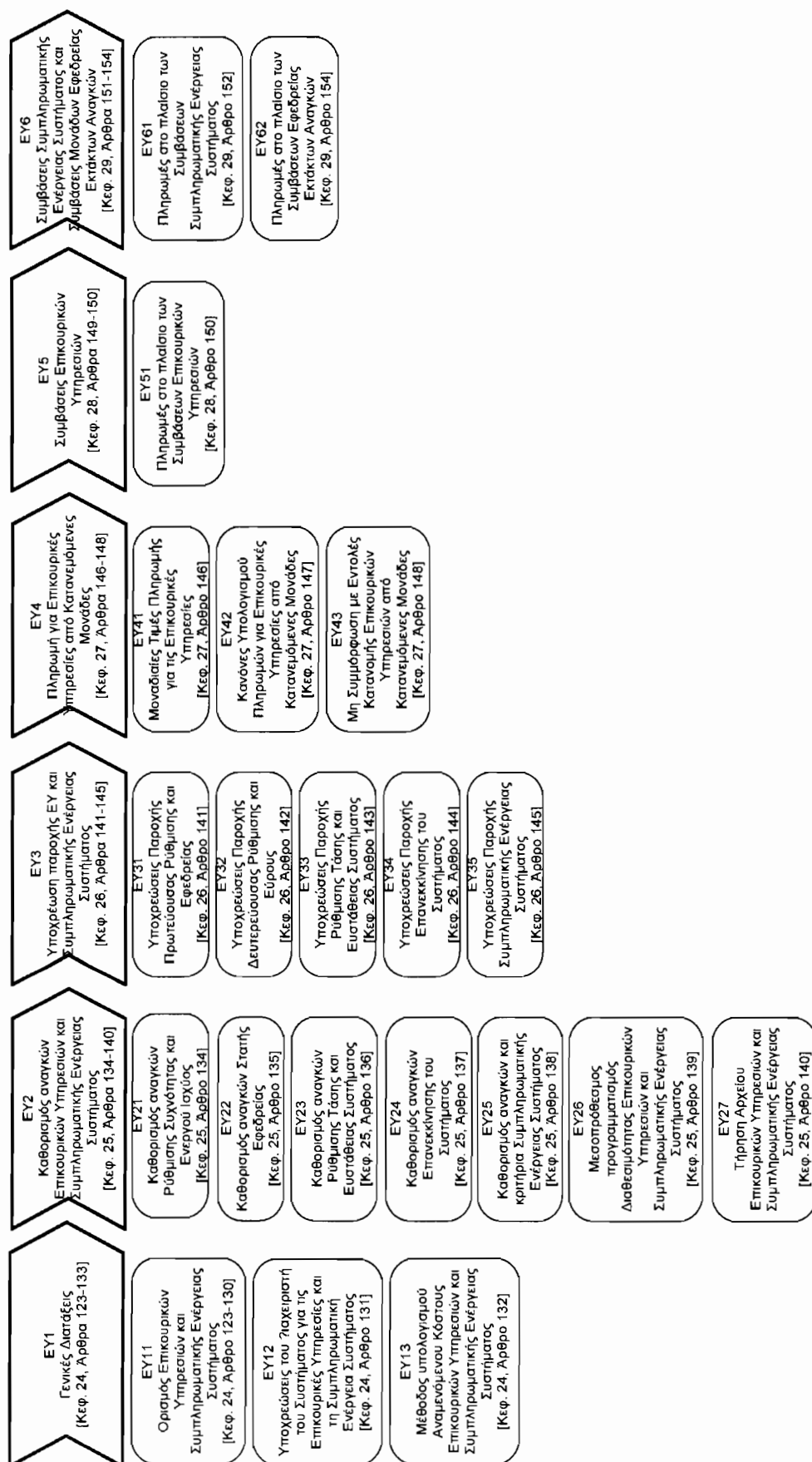
- 1) ΕΥ61 – Πληρωμές στο πλαίσιο των Συμβάσεων Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος
- 2) ΕΥ62 – Πληρωμές στο πλαίσιο των Συμβάσεων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών

Η αναλυτική περιγραφή των διαδικασιών Γενικών Διατάξεων, Καθορισμού αναγκών Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, και Υποχρέωσης παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος της δραστηριότητας Επικουρικών Υπηρεσιών (ΕΥ1, ΕΥ2 και ΕΥ3) παρουσιάζεται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς. Οι υπόλοιπες τρεις (3) διαδικασίες που σχετίζονται με διαδικασίες Εκκαθάρισης Επικουρικών Υπηρεσιών (ΕΥ4, ΕΥ5 και ΕΥ6) παρουσιάζονται στο Εγχειρίδιο αυτό.

Η περιγραφή κάθε μικρότερης διαδικασίας Εκκαθάρισης Επικουρικών Υπηρεσιών περιλαμβάνει είσοδο και έξοδο από και προς άλλες διαδικασίες της δραστηριότητας Επικουρικών Υπηρεσιών. Επίσης, περιλαμβάνει είσοδο και έξοδο από και προς άλλες διαδικασίες που περιγράφονται σε άλλα Εγχειρίδια, όπως το Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς.

Το συνολικό διάγραμμα ροής της Επιχειρησιακής Διαδικασίας Επικουρικών Υπηρεσιών παρουσιάζεται παρακάτω.

Σχ.1. Διάγραμμα Ροής Επιχειρησιακής Διαδικασίας Επικουρικών Υπηρεσιών



7.1 Δεδομένα Εισόδου για Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών

Τα δεδομένα εισόδου για την Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών αποτελούνται από :

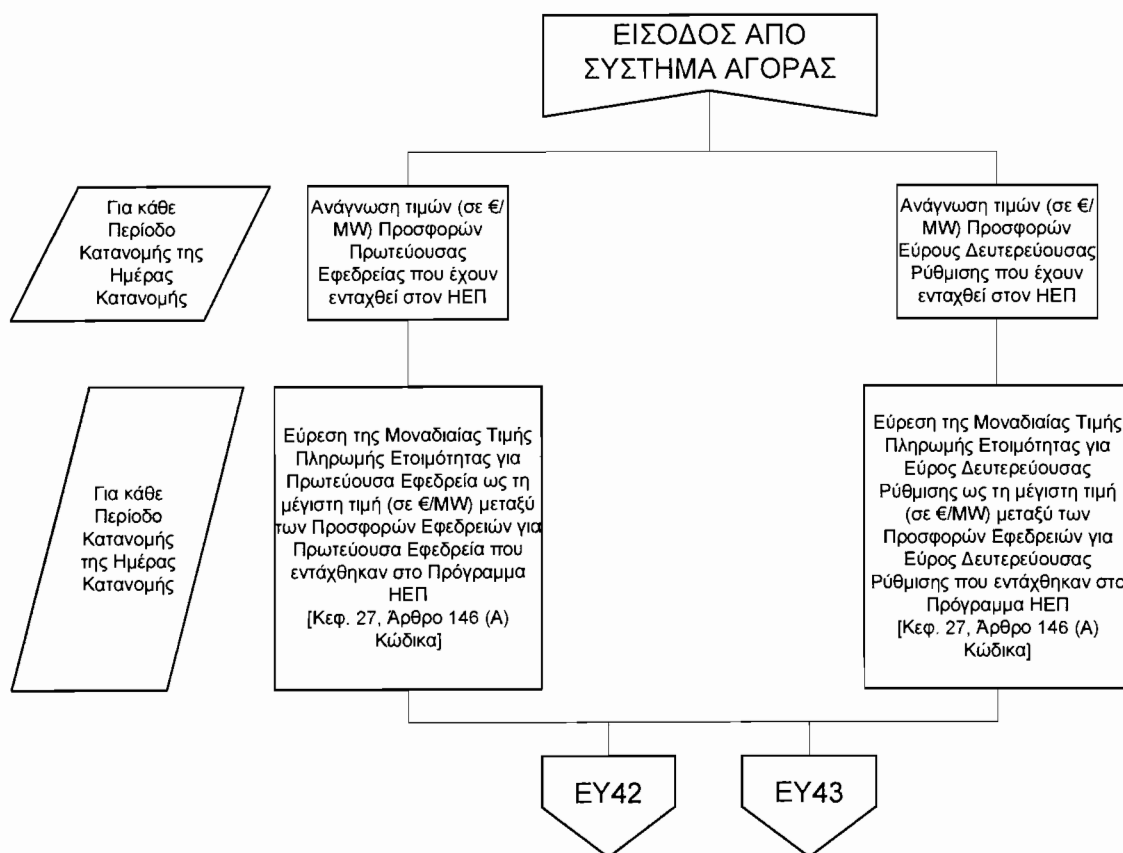
- 1) δεδομένα που προκύπτουν από την επίλυση του ΗΕΠ :
 - Τιμή Πρωτεύουσας Εφεδρείας
 - Τιμή Δευτερεύουσας Εφεδρείας
- 2) δεδομένα που προκύπτουν από την επίλυση του Προγράμματος Κατανομής (D-1 και Ενδοημερήσιου):
 - Ποσότητες Πρωτεύουσας Εφεδρείας
 - Ποσότητες Τριτεύουσας Εφεδρείας (Μη στρεφόμενη και στατή)
- 3) δεδομένα που προκύπτουν από το πρόγραμμα Κατανομής Πραγματικού Χρόνου :
 - Ποσότητες Δευτερεύουσας Εφεδρείας
 - Θέση Εντός και Εκτός Λειτουργίας Μονάδας
 - Ενέργεια Έκτακτης Ανάγκης
 - Υπηρεσία Επανεκκίνησης του συστήματος.
 - Ποσότητα Επικουρικών Υπηρεσιών την οποία η Μονάδα δεν μπόρεσε να παράγει παρά τις σχετικές Εντολές Κατανομής
- 4) δεδομένα που προκύπτουν από τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων :
 - Κόστος Αποσυγχρονισμού και καυσίμου
 - Τεχνικά Χαρακτηριστικά για εφεδρείες
- 5) δεδομένα που προκύπτουν ρυθμιστικά :
 - Τιμή Υπηρεσίας Επανεκκίνησης του συστήματος
 - Διοικητικά οριζόμενες Τιμές Εφεδρείας
 - Παράμετροι για υπολογισμούς
- 6) δεδομένα που προκύπτουν από συμβάσεις παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών:
 - Τιμές διαφόρων Επικουρικών Υπηρεσιών.
 - Τιμή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος.
 - Κόστη καυσίμου.
 - Κόστη λειτουργίας & συντήρησης μονάδων παραγωγής,

Όλα τα αριθμητικά δεδομένα ωριαίας εκκαθάρισης που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των πληρωμών υπολογίζονται χρησιμοποιώντας αριθμούς που στρογγυλοποιούνται στα τρία (3) δεκαδικά ψηφία. Όλες οι τιμές υπολογίζονται και εμφανίζονται σε €/ MWh χρησιμοποιώντας τρία (3) δεκαδικά ψηφία. Όλα τα δεδομένα ενέργειας και ικανότητας παραγωγής υπολογίζονται

και αναφέρονται σε MWh χρησιμοποιώντας αριθμούς που στρογγυλοποιούνται στα τρία (3) δεκαδικά ψηφία.

Το αναλυτικό διάγραμμα ροής (ΕΥ41) που απεικονίζει τη διαδικασία υπολογισμού των Μοναδιαίων Τιμών Πληρωμής για τις Επικουρικές Υπηρεσίες παρουσιάζεται παρακάτω.

Σχ.2. ΕΥ41 – Μοναδιαίες Τιμές Πληρωμής για τις Επικουρικές Υπηρεσίες



ΕΥ42 Κανόνες Υπολογισμού Πληρωμών για Επικουρικές Υπηρεσίες από Κατανεμόμενες Μονάδες

ΕΥ43 Μη Συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών από Κατανεμόμενες Μονάδες

7.2 Συμβολισμός Εκκαθάρισης Επικουρικών Υπηρεσιών

Ο ακόλουθος συμβολισμός χρησιμοποιείται στις μαθηματικές σχέσεις της εκκαθάρισης των επικουρικών υπηρεσιών:

Δείκτες	
<i>t</i>	Περίοδος Κατανομής
<i>d</i>	Ημέρα Κατανομής
<i>m</i>	Ημερολογιακός μήνας
<i>g</i>	Παραγωγός
<i>u</i>	Κατανεμόμενη μονάδα
<i>PR</i>	Πρωτεύουσα Εφεδρεία
<i>AGC</i>	Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής
<i>SC</i>	Δευτερεύουσα Ρύθμιση
<i>TNSR</i>	Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία
<i>STR</i>	Στατή Εφεδρεία
<i>AS</i>	Πρωτεύουσα Εφεδρεία (PR) ή Δευτερεύουσα Ρύθμιση (SC)

Μεταβλητές	
<i>T</i>	Μέρος μίας Περιόδου Κατανομής κατά τη διάρκεια του οποίου μία μονάδα παρέχει υπηρεσίες εφεδρείας.
<i>PR</i>	Παροχή Πρωτεύουσας Εφεδρείας.
<i>PRMP</i>	Μοναδιαία τιμή πληρωμής ετοιμότητας για Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρυθμίσεως όπως προκύπτει από τον ΗΕΠ.
<i>RPR</i>	Αμοιβή για Πρωτεύουσα Εφεδρεία.
<i>RA</i>	Εύρος Δευτερεύουσας Εφεδρείας για μία μονάδα, το οποίο υπολογίζεται ως η ωριαία μέση τιμή του εύρους ρύθμισης επί του συνόλου των Διαστημάτων Κατανομής σε μία Περίοδο Κατανομής.

<i>CFZ</i>	Μία σταθερά η οποία ελαττώνει το Εύρος Δευτερεύουσας Εφεδρείας αφαιρώντας τυχόν Απαγορευμένες Ζώνες, οι οποίες καθορίζονται σύμφωνα με τα καταχωρημένα χαρακτηριστικά μίας μονάδας. Η σταθερά αυτή υπολογίζεται ως ο λόγος της διαφοράς μεταξύ του καταχωρημένου Εύρους Δευτερεύουσας Εφεδρείας και του αθροίσματος των Απαγορευμένων Ζωνών επί του καταχωρημένου Εύρους Δευτερεύουσας Εφεδρείας.
<i>RR_{AGC}</i>	Ρυθμός μεταβολής παραγωγής υπό ΑΡΠ ο οποίος καθορίζεται σύμφωνα με τα δηλωμένα χαρακτηριστικά μίας μονάδας και επαληθεύεται από τον ΔΕΣΜΗΕ με την διεξαγωγή συγκεκριμένων μετρήσεων της απόκρισης της μονάδας υπό ΑΡΠ και για μεταβολές της ισχύος εξόδου της τάξης των 50 MW.
<i>NR</i>	Αναμενόμενος ρυθμός μεταβολής παραγωγής υπό ΑΡΠ για την τεχνολογία μίας μονάδας.
<i>SC</i>	Παροχή Δευτερεύουσας Εφεδρείας.
<i>SRMP</i>	Μοναδιαία τιμή πληρωμής ετοιμότητας για Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρυθμίσεως.
<i>RSC</i>	Αμοιβή για Δευτερεύουσα Εφεδρεία.
<i>FC</i>	Μοναδιαίο κόστος καυσίμου σε λειτουργία ετοιμότητας για παροχή εφεδρείας όπως ορίζεται στην δήλωση τεχνικοοικονομικών στοιχείων.
<i>OM</i>	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης σε λειτουργία ετοιμότητας για παροχή εφεδρείας όπως ορίζεται στην δήλωση τεχνικοοικονομικών στοιχείων.
<i>RTNSR</i>	Αμοιβή για Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία.
<i>RSTR</i>	Αμοιβή για Στατή Εφεδρεία.
<i>DSC</i>	Το κόστος κράτησης για μία μονάδα που τίθεται εκτός λειτουργίας, το οποίο είναι ίσο με το σχετικό κόστος εκκίνησης υπό ενδιάμεση κατάσταση αναμονής όπως ορίζεται στην δήλωση τεχνικοοικονομικών στοιχείων.
<i>RDS</i>	Αμοιβή για κράτηση (ή θέση εκτός λειτουργίας).
<i>NDS</i>	Ο αριθμός των αποσυγχρονισμών μιας μονάδας που πραγματοποιήθηκαν κατόπιν σχετικών εντολών κατανομής.
<i>EBS</i>	Παραγωγή ενέργειας κατά τη διάρκεια Επανεκκίνησης από Γενική Διακοπή (ή του Συστήματος).

<i>ASSMP</i>	Διοικητικά Οριζόμενη Οριακή Τιμή του Συστήματος κατά τη διάρκεια Επανεκκίνησης από Γενική Διακοπή (ή του Συστήματος).
<i>RBS</i>	Αμοιβή για Υπηρεσία Επανεκκίνησης από Γενική Διακοπή (ή του Συστήματος)

Τα μεγέθη ισχύος μετρώνται σε MW, οι ποσότητες ενέργειας σε MWh, οι τιμές σε €/ MWh, και τα κόστη, οι πληρωμές, και οι χρεώσεις σε €.

7.3 Κανόνες Υπολογισμού Πληρωμών για Επικουρικές Υπηρεσίες από Κατανεμόμενες Μονάδες

Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης

7.3.1.1 Ωριαία Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης

$$PCR_{u,t} = PR_{u,t} * T_{PR,u,t}$$

7.3.1.2 Ωριαία Πληρωμή Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης

$$RPR_{u,t} = PRMP_t * PCR_{u,t}$$

7.3.1.3 Συγκεντρωτική Ωριαία Πληρωμή Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης για τον Παραγωγό g

$$RPR_{g,t} = \sum_{u \in g} RPR_{u,t}$$

7.3.1.4 Ημερήσια Πληρωμή Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης για τον Παραγωγό g

$$RPR_{g,d} = \sum_{t \in d} RPR_{g,t}$$

7.3.1.5 Μηνιαία Πληρωμή Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης για τον Παραγωγό g

$$RPR_{g,m} = \sum_{d \in m} RPR_{g,d}$$

Η υπόψη πληρωμή πιστώνεται στο λογαριασμό του σχετικού Συμμετέχοντα στο Λογαριασμό Επικουρικών Υπηρεσιών Λ-Δ.

Δευτερεύουσα Εφεδρεία

7.3.1.6 Ωριαία Δευτερεύουσα Εφεδρεία

$$SC_{u,t} = RA_{u,t} CFZ_u \frac{RR_{AGC,u}}{NR_u} T_{SC,u,t}$$

7.3.1.7 Ωριαία Πληρωμή Δευτερεύουσας Εφεδρείας

$$RSC_{u,t} = SC_{u,t} SRMP_t$$

7.3.1.8 Συγκεντρωτική Ωριαία Πληρωμή Δευτερεύουσας Εφεδρείας για τον Παραγωγό g

$$RSC_{g,t} = \sum_{u \in g} RSC_{u,t}$$

7.3.1.9 Ημερήσια Πληρωμή Δευτερεύουσας Εφεδρείας για τον Παραγωγό g

$$RSC_{g,d} = \sum_{i \in d} RSC_{g,i}$$

7.3.1.10 Μηνιαία Πληρωμή Δευτερεύουσας Εφεδρείας για τον Παραγωγό g

$$RSC_{g,m} = \sum_{d \in m} RSC_{g,d}$$

Η πληρωμή αυτή πιστώνεται στο λογαριασμό του σχετικού Συμμετέχοντα στο Λογαριασμό Επικουρικών Υπηρεσιών Λ-Δ.

Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία

7.3.1.11 Ωριαία Πληρωμή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας

$$RTNSR_{u,t} = FC_{TNSR,u,t} + OM_{TNSR,u,t}$$

7.3.1.12 Πληρωμή Συγκεντρωτικής Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας για τον Παραγωγό g

$$RTNSR_{g,t} = \sum_{u \in g} RTNSR_{u,t}$$

7.3.1.13 Ημερήσια Πληρωμή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας για τον Παραγωγό g

$$RTNSR_{g,d} = \sum_{i \in d} RTNSR_{g,i}$$

7.3.1.14 Μηνιαία Πληρωμή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας για τον Παραγωγό g

$$RTNSR_{g,m} = \sum_{d \in m} RTNSR_{g,d}$$

Η υπόψη πληρωμή πιστώνεται στο λογαριασμό του σχετικού Συμμετέχοντα στο Λογαριασμό Επικουρικών Υπηρεσιών Λ-Δ.

Στατή Εφεδρεία

7.3.1.15 Ωριαία Πληρωμή Στατής Εφεδρείας

$$RSTR_{u,t} = FC_{STR,u,t} + OM_{STR,u,t}$$

7.3.1.16 Συγκεντρωτική Πληρωμή Στατής Εφεδρείας για τον Παραγωγό g

$$RSTR_{g,t} = \sum_{u \in g} RSTR_{u,t}$$

7.3.1.17 Ημερήσια Πληρωμή Στατής Εφεδρείας

$$RSTR_{g,d} = \sum_{l \in d} RSTR_{g,l}$$

7.3.1.18 Μηνιαία Πληρωμή Στατής Εφεδρείας

$$RSTR_{g,m} = \sum_{d \in m} RSTR_{g,d}$$

Η πληρωμή αυτή πιστώνεται στο λογαριασμό του σχετικού Συμμετέχοντα στο Λογαριασμό Επικουρικών Υπηρεσιών Λ-Δ.

Θέση Εκτός Λειτουργίας

7.3.1.19 Ημερήσια Πληρωμή Θέσης Εκτός Λειτουργίας

$$RDS_{u,d} = DSC_{u,d} * NDS_{u,d}$$

7.3.1.20 Ωριαία Πληρωμή Θέσης Εκτός Λειτουργίας

$$RDS_{u,t} = RDS_{u,d} / 24$$

7.3.1.21 Συγκεντρωτική Ημερήσια Πληρωμή Θέσης Εκτός Λειτουργίας για τον Παραγωγό g

$$RDS_{g,d} = \sum_{u \in g} RDS_{u,d}$$

7.3.1.22 Μηνιαία Πληρωμή Θέσης Εκτός Λειτουργίας για τον Παραγωγό g

$$RDS_{g,m} = \sum_{d \in m} RDS_{g,d}$$

Η πληρωμή αυτή πιστώνεται στο λογαριασμό του σχετικού Συμμετέχοντα στο Λογαριασμό Επικουρικών Υπηρεσιών Λ-Δ.

Επανεκκίνηση Συστήματος

7.3.1.23 Ωριαία Πληρωμή Επανεκκίνησης Συστήματος

$$RBS_{u,t} = EBS_{u,t} ASSMP_t$$

7.3.1.24 Συγκεντρωτική Πληρωμή Επανεκκίνησης Συστήματος για τον Παραγωγό g

$$RBS_{g,t} = \sum_{u \in g} RBS_{u,t}$$

7.3.1.25 Ημερήσια Πληρωμή Επανεκκίνησης Συστήματος

$$RBS_{g,d} = \sum_{t \in d} RBS_{g,t}$$

7.3.1.26 Μηνιαία Πληρωμή Επανεκκίνησης Συστήματος

$$RBS_{g,m} = \sum_{d \in m} RBS_{g,d}$$

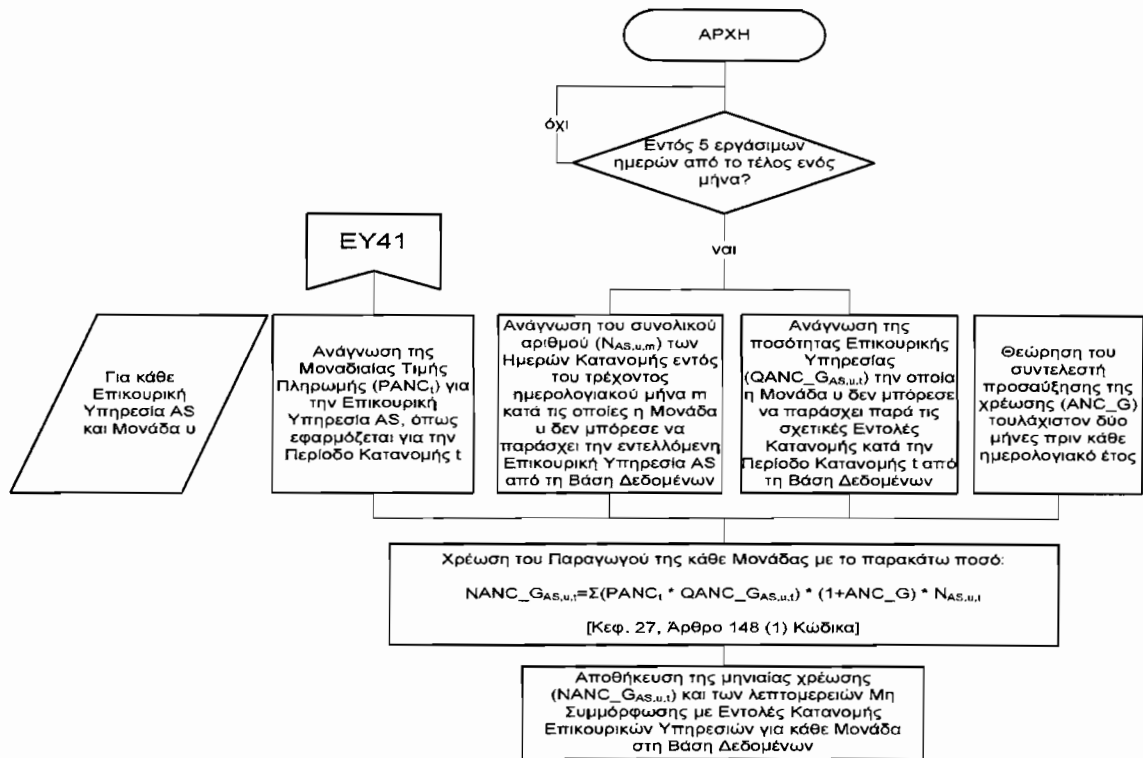
Η υπόψη πληρωμή πιστώνεται στο λογαριασμό του σχετικού Συμμετέχοντα στο Λογαριασμό Επικουρικών Υπηρεσιών Λ-Δ.<

Μη Συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών από Κατανεμόμενες Μονάδες

Ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών μετά το πέρας κάθε μήνα, χωριστά για κάθε Επικουρική Υπηρεσία και για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα την ποσότητα Επικουρικών Υπηρεσιών την οποία η Μονάδα δεν μπόρεσε να παράσχει παρά τις σχετικές Εντολές Κατανομής και χρεώνει τον Παραγωγό για τον υπόψη μήνα με χρηματικό ποσό, το οποίο χρεώνεται στον λογαριασμό του Παραγωγού και πιστώνεται στον Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Ζ. Λεπτομέρειες για τον υπολογισμό της χρέωσης δίδονται στην Ενότητα 8.11.

Το αναλυτικό διάγραμμα ροής (ΕΥ43) που απεικονίζει τη διαδικασία Μη Συμμόρφωσης σε Εντολές Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών από Κατανεμόμενες Μονάδες παρουσιάζεται παρακάτω.

Σχ.3. ΕΥ43 – Μη Συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών από Κατανεμόμενες Μονάδες



ΕΥ41

Μοναδιαίες Τιμές Πληρωμής για τις Επικουρικές Υπηρεσίες

7.4 Πληρωμές στο πλαίσιο των Συμβάσεων Επικουρικών Υπηρεσιών

Όπως αναφέρεται και στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς, ο ΔΕΣΜΗΕ επιτρέπεται να συνάπτει, κατόπιν διαγωνισμού, Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών με κατόχους άδειας παραγωγής χωριστά κατά Μονάδα στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του κατά το άρθρο 15 παράγραφος 4 του Ν.2773/1999, όπως ισχύει. Η διαδικασία των διαγωνισμών, οι όροι και οι προϋποθέσεις συμμετοχής, τα κριτήρια επιλογής για την ανάδειξη της πλέον συμφέρουσας από οικονομική άποψη προσφοράς, το μέγιστο και ελάχιστο των προσφορών, τα σχέδια συμβάσεων και κάθε άλλη αναγκαία λεπτομέρεια καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης μετά από εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ και γνώμη της ΡΑΕ.

Η σκοπιμότητα σύναψης των συμβάσεων αυτών θεμελιώνεται με βάση την ενδεχόμενη μη επαρκή παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών από Κατανεμόμενες Μονάδες σύμφωνα με τις σχετικές υποχρεώσεις τους, την επιδίωξη μετριασμού σε μακροχρόνια βάση της δαπάνης για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, τη διασφάλιση αξιοπιστίας και ποιότητας της παροχής υπηρεσιών ηλεκτρικής ενέργειας και ενδεχόμενων ειδικών αναγκών σε Επικουρικές Υπηρεσίες. Η σκοπιμότητα αυτή τεκμηριώνεται στην εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ για τους σχετικούς διαγωνισμούς και πρέπει να συνάδει με το περιεχόμενο του μεσοπρόθεσμου προγραμματισμού Διαθεσιμότητας Επικουρικών Υπηρεσιών ο οποίος εκπονείται κατά το Άρθρο 139.

Οι Συμβάσεις Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών, Συμβεβλημένων Μονάδων Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και Έκτακτων Εισαγωγών Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος συνάπτονται από τον ΔΕΣΜΗΕ κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 29 του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας και δεν εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής της παρούσας παραγράφου του Εγχειριδίου αυτού.

Με τη Σύμβαση Επικουρικών Υπηρεσιών ο κάτοχος άδειας παραγωγής δεσμεύει μέρος ή το σύνολο της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών σύμφωνα με τα οριζόμενα στη σχετική Σύμβαση. Στην περίπτωση κατά την οποία η Σύμβαση Επικουρικών Υπηρεσιών αναφέρεται στο σύνολο της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας, η Μονάδα αυτή νοείται «Συμβεβλημένη Μονάδα Επικουρικών Υπηρεσιών». Όταν η Σύμβαση αναφέρεται σε τμήμα της ικανότητας παραγωγής Μονάδας, η Μονάδα αυτή ως προς το τμήμα αυτό νοείται «Συμβεβλημένη Μονάδα Επικουρικών Υπηρεσιών», και κατά το υπολειπόμενο τμήμα της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας, η Μονάδα νοείται Κατανεμόμενη Μονάδα. Για το τμήμα της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας το οποίο αντιστοιχεί σε Κατανεμόμενη Μονάδα και για το χρονικό διάστημα κατά το οποίο ισχύει η δυνατότητα αυτή σύμφωνα με τους όρους της Σύμβασης Επικουρικών Υπηρεσιών ο κάτοχος άδειας παραγωγής έχει δικαίωμα συμμετοχής στον ΗΕΠ.

Οι πληρωμές υπολογίζονται σύμφωνα με τους όρους της Σύμβασης Επικουρικών Υπηρεσιών και καλύπτουν τόσο σταθερά όσο και μεταβλητά κόστη, ως εξής:

- 1) Πληρωμή για τη διαθεσιμότητα της Παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών από τη Συμβεβλημένη Μονάδα η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες πάγιου χαρακτήρα προκειμένου η Μονάδα να είναι σε κατάλληλη κατάσταση τεχνικής ικανότητας παροχής της Υπηρεσίας και κατά το μέτρο που η δαπάνη αυτή επιμερίζεται στο τμήμα της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας που αντιστοιχεί στη Σύμβαση. Στις πάγιες δαπάνες περιλαμβάνεται και η δαπάνη πάγιου χαρακτήρα για κάθε είδους ειδικό εξοπλισμό τον οποίο διαθέτει η Μονάδα επιπλέον αυτού που απαιτείται για την κανονική λειτουργία της προκειμένου να παρέχει την Υπηρεσία.
- 2) Πληρωμή για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών από τη Συμβεβλημένη Μονάδα η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες μεταβλητού χαρακτήρα για την παροχή της Υπηρεσίας και κατά το μέτρο που η δαπάνη αυτή επιμερίζεται στο τμήμα της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας που αντιστοιχεί στη Σύμβαση. Για τον υπολογισμό της πληρωμής αυτής λαμβάνονται υπόψη τα εξής:
 - Για την ενέργεια η οποία εγχέεται από τη Συμβεβλημένη Μονάδα όταν αυτή παρέχει τις Υπηρεσίες η πληρωμή αντιστοιχεί στο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση. Ειδικά για την περίπτωση που η Συμβεβλημένη Μονάδα απορροφά ενέργεια από το Σύστημα για την παροχή των Υπηρεσιών (π.χ. για λειτουργία σύγχρονου πυκνωτή) προβλέπεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στη δαπάνη για την απορρόφηση ενέργειας, όπως η δαπάνη αυτή υπολογίζεται σύμφωνα με το Μηχανισμό Αποκλίσεων και καταβάλλεται από τον κάτοχο άδειας παραγωγής στο πλαίσιο της Εκκαθάρισης Αποκλίσεων.
 - Στην περίπτωση κατά την οποία η Συμβεβλημένη Μονάδα ευρίσκεται σε κατάσταση μη συγχρονισμού και καλείται με Εντολή Κατανομής να συγχρονιστεί για την παροχή των Υπηρεσιών, καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στο ειδικό κόστος εκκίνησης από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής έως τον συγχρονισμό, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση.
 - Για την Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία δεν καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή.
 - Για τη Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στο πρόσθετο μεταβλητό κόστος συντήρησης για τη λειτουργία υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση.
 - Για την Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία δεν καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή.
 - Για την Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία και τη Στατή Εφεδρεία καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί:

- ο στο κόστος καυσίμου που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Συμβεβλημένης Μονάδας όταν αυτή δεν παράγει, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση, και
 - ο στο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, εκτός του κόστους καυσίμου, που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας όταν αυτή δεν παράγει, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση.
- Για τη Ρύθμιση Τάσης καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στη μεταβολή του κόστους λειτουργίας της Συμβεβλημένης Μονάδας, συγκριτικά με το κόστος κανονικής λειτουργίας της, κατά το μέτρο που η μεταβολή αυτή οφείλεται στην παροχή της Υπηρεσίας, συνυπολογιζομένης της δαπάνης για αλλαγή θέσης των μεταγωγέων του Μετασχηματιστή της Μονάδας.
 - Για την Επανεκκίνηση του Συστήματος καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στο πρόσθετο κόστος καυσίμου έως το φορτίο με το συγχρονισμό για εκκίνηση χωρίς τροφοδότηση από εξωτερική πηγή ισχύος.

7.5 Πληρωμές στο πλαίσιο των Συμβάσεων Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος

Όπως αναφέρεται και στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς, ο ΔΕΣΜΗΕ επιτρέπεται να συνάπτει, κατόπιν διαγωνισμού, Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος με κατόχους άδειας παραγωγής χωριστά κατά Μονάδα, καθώς και για Έκτακτες Εισαγωγές Ενέργειας στο Σύστημα στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του κατά το άρθρο 15 παράγραφος 4 του Ν.2773/1999, όπως ισχύει. Η διαδικασία των διαγωνισμών, οι όροι και οι προϋποθέσεις συμμετοχής, τα κριτήρια επιλογής για την ανάδειξη της πλέον συμφέρουσας από οικονομική άποψη προσφοράς, το μέγιστο και ελάχιστο των προσφορών, τα σχέδια συμβάσεων και κάθε άλλη αναγκαία λεπτομέρεια καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης μετά από εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ και γνώμη της ΡΑΕ.

Οι συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος αφορούν σε παροχή Ενεργού Ισχύος ή/και σε Διαθεσιμότητα για την παροχή Ενεργού Ισχύος. Η σκοπιμότητα σύναψης των συμβάσεων αυτών θεμελιώνεται με βάση τη διασφάλιση της κάλυψης της συνολικής απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας από το Σύστημα στην περίπτωση κατά την οποία εκτιμάται ότι με βάση τη διαθεσιμότητα Κατανεμόμενων Μονάδων και αναμενόμενων προσφορών Εισαγωγών στον ΗΕΠ υφίσταται κίνδυνος μη κάλυψης της συνολικής απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας, την επιδίωξη μετριασμού σε μακροχρόνια βάση της δαπάνης για την εξισορρόπηση των Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης, τη διασφάλιση αξιοπιστίας και ποιότητας της παροχής υπηρεσιών ηλεκτρικής ενέργειας και ενδεχόμενων έκτακτων αναγκών σε ειδικές περιπτώσεις. Η σκοπιμότητα αυτή τεκμηριώνεται στην εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ για τους σχετικούς διαγωνισμούς και πρέπει να συνάδει με το περιεχόμενο του μεσοπρόθεσμου προγραμματισμού Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος ο

οποίος εκπονείται κατά το Άρθρο 139 του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Με τη Σύμβαση Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος ο κάτοχος άδειας παραγωγής δεσμεύει μέρος ή το σύνολο της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας για την παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος σύμφωνα με τα οριζόμενα στη σχετική σύμβαση. Στην περίπτωση κατά την οποία η Σύμβαση Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος αναφέρεται στο σύνολο της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας, η Μονάδα αυτή νοείται «Συμβεβλημένη Μονάδα Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος». Όταν η Σύμβαση αναφέρεται σε τμήμα της ικανότητας παραγωγής Μονάδας, η Μονάδα αυτή ως προς το τμήμα αυτό νοείται «Συμβεβλημένη Μονάδα Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος», και κατά το υπολειπόμενο τμήμα της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας, η Μονάδα νοείται Κατανεμόμενη Μονάδα. Για το τμήμα της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας το οποίο αντιστοιχεί σε Κατανεμόμενη Μονάδα και για το χρονικό διάστημα κατά το οποίο ισχύει η δυνατότητα αυτή σύμφωνα με τους όρους της Σύμβασης Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος ο κάτοχος άδειας παραγωγής έχει δικαίωμα συμμετοχής στον ΗΕΠ.

Ο ΔΕΣΜΗΕ δύναται, μόνον εφόσον έχει ήδη εκδώσει Εντολή Κατανομής προς Συμβεβλημένη Μονάδα για την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, να εκδώσει προς τη Μονάδα αυτή και Εντολή Κατανομής για την παροχή Επικουρικής Υπηρεσίας, σύμφωνα με τους ειδικότερους όρους της Σύμβασης Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος.

Οι χρεώσεις και πληρωμές που προβλέπονται στο παρόν Κεφάλαιο διενεργούνται στο πλαίσιο του Λογαριασμού για Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια (Λ-Δ) πλην των χρεώσεων και πληρωμών που αντιστοιχούν στην Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος εφόσον η Μονάδα παράγει ηλεκτρική ενέργεια, οι οποίες διενεργούνται στο πλαίσιο της Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Οι πληρωμές υπολογίζονται σύμφωνα με τους όρους της Σύμβασης Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και καλύπτουν τόσο σταθερά όσο και μεταβλητά κόστη, ως εξής:

- 1) Πληρωμή για τη Διαθεσιμότητα της Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από τη Συμβεβλημένη Μονάδα η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες πάγιου χαρακτήρα προκειμένου η Μονάδα να είναι σε κατάλληλη κατάσταση τεχνικής ικανότητας παροχής της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και κατά το μέτρο που η δαπάνη αυτή επιμερίζεται στο τμήμα της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας που αντιστοιχεί στη Σύμβαση. Στην περίπτωση των Έκτακτων Εισαγωγών, μπορεί να περιλαμβάνεται πληρωμή για τη Διαθεσιμότητα των εισαγωγών αυτών η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες πάγιου χαρακτήρα, όπως οι πληρωμές ανεξάρτητα παραλαβής.
- 2) Πληρωμή για την Ετοιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος η οποία αντιστοιχεί: (α) στο κόστος καυσίμου που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Συμβεβλημένης Μονάδας όταν αυτή δεν παράγει, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση, και (β) στο κόστος λειτουργίας και

συντήρησης, εκτός του κόστους καυσίμου, που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας όταν αυτή δεν παράγει, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση.

- 3) Πληρωμή για την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από τη Συμβεβλημένη Μονάδα η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες μεταβλητού χαρακτήρα για την παροχή της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και κατά το μέτρο που η δαπάνη αυτή επιμερίζεται στο τμήμα της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας που αντιστοιχεί στη Σύμβαση. Για τον υπολογισμό της πληρωμής αυτής λαμβάνονται υπόψη τα εξής:
- ο Για την ενέργεια η οποία εγχέεται από τη Συμβεβλημένη Μονάδα όταν αυτή παρέχει Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος η πληρωμή αντιστοιχεί στο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση. Στην περίπτωση των Έκτακτων Εισαγωγών η πληρωμή αντιστοιχεί στη δαπάνη αγοράς ενέργειας που υπολογίζεται σύμφωνα με τους όρους της Σύμβασης.
 - ο Στην περίπτωση κατά την οποία η Συμβεβλημένη Μονάδα ευρίσκεται σε κατάσταση μη συγχρονισμού και καλείται με Εντολή Κατανομής να συγχρονίσει για την παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στο ειδικό κόστος εκκίνησης από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής έως τον συγχρονισμό, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση.
- 4) Πληρωμή για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών από τη Συμβεβλημένη Μονάδα όταν αυτή έχει συγχρονίσει με το Σύστημα για την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, η οποία πληρωμή αντιστοιχεί σε δαπάνες μεταβλητού χαρακτήρα για την παροχή των Επικουρικών Υπηρεσιών και κατά το μέτρο που η δαπάνη αυτή επιμερίζεται στο τμήμα της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας που αντιστοιχεί στη Σύμβαση. Για τον υπολογισμό της πληρωμής αυτής λαμβάνονται υπόψη τα εξής:
- ο Εφόσον η Συμβεβλημένη Μονάδα παρέχει Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία δεν καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή.
 - ο Εφόσον η Συμβεβλημένη Μονάδα παρέχει Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στο πρόσθετο μεταβλητό κόστος συντήρησης για τη λειτουργία υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση.

- ο Για την Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία δεν καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή.
- ο Εφόσον η Συμβεβλημένη Μονάδα παρέχει Ρύθμιση Τάσης καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στη μεταβολή του κόστους λειτουργίας της Συμβεβλημένης Μονάδας, συγκριτικά με το κόστος κανονικής λειτουργίας της, κατά το μέτρο που η μεταβολή αυτή οφείλεται στην παροχή της Υπηρεσίας, συνυπολογιζομένης της δαπάνης για αλλαγή θέσης των μεταγωγέων του Μετασχηματιστή της Μονάδας.
- ο Για την Επανεκκίνηση του Συστήματος καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στο πρόσθετο κόστος καυσίμου έως το φορτίο με το συγχρονισμό για εκκίνηση χωρίς τροφοδότηση από εξωτερική πηγή ισχύος.

7.6 Πληρωμές στο πλαίσιο των Συμβάσεων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών

Απαραίτητη προϋπόθεση για την παροχή υπηρεσιών Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών κατά τις διατάξεις του παρόντος Κώδικα αποτελεί η σύναψη Σύμβασης Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών μεταξύ του κατόχου της άδειας παραγωγής και του ΔΕΣΜΗΕ. Η Σύμβαση εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης μετά από γνώμη της ΡΑΕ. Με τη Σύμβαση Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών καταβάλλονται στον κάτοχο άδειας παραγωγής πληρωμές για τη Διαθεσιμότητα Παροχής, την Ετοιμότητα Παροχής και την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, κατά το Άρθρο 154 του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Δεν επιτρέπεται να περιληφθούν στη Σύμβαση Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών όροι οι οποίοι άμεσα ή έμμεσα επιτρέπουν τη συμμετοχή της Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών στον ΗΕΠ, το Μηχανισμό Αποκλίσεων ή στο Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος ιδίως όσον αφορά στην έκδοση Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται, μόνον εφόσον έχει ήδη εκδώσει Εντολή Κατανομής προς Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, να εκδώσει προς τη Μονάδα αυτή και Εντολή Κατανομής για την παροχή Επικουρικής Υπηρεσίας, σύμφωνα με τους ειδικότερους όρους της Σύμβασης Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

Οι πληρωμές υπολογίζονται σύμφωνα με τους όρους της Σύμβασης Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών και διακρίνονται σε:

- 1) Πληρωμή για τη Διαθεσιμότητα της Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες πάγιου χαρακτήρα, στις οποίες περιλαμβάνονται οι δαπάνες κεφαλαίου και κάθε δαπάνη λειτουργίας και συντήρησης πάγιου χαρακτήρα, προκειμένου η Μονάδα να είναι σε κατάλληλη κατάσταση τεχνικής ικανότητας παροχής της Συμπληρωματικής

Ενέργειας Συστήματος ειδικά σε έκτακτες καταστάσεις στις οποίες υφίσταται κίνδυνος μη κάλυψης της συνολικής απορρόφησης ενέργειας από το Σύστημα. Οι δαπάνες κεφαλαίου υπολογίζονται με βάση την αναπόσβεστη λογιστική αξία των παγίων στοιχείων της Μονάδας με επιτόκιο απόδοσης κεφαλαίου που καθορίζεται από τη ΡΑΕ. Οι δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης πάγιου χαρακτήρα της Μονάδας υπολογίζονται με βάση τα αποτελέσματα κοστολογικού ελέγχου που διενεργεί ο Διαχειριστής του Συστήματος.

- 2) Πληρωμή για την Ετοιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από τη Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών, η οποία αντιστοιχεί: (α) στο κόστος καυσίμου που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας όταν αυτή δεν παράγει, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση, και (β) στο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, εκτός του κόστους καυσίμου, που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας όταν αυτή δεν παράγει, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση.
- 3) Πληρωμή για την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από τη Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες μεταβλητού χαρακτήρα για την παροχή της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος. Για τον υπολογισμό της πληρωμής αυτής λαμβάνονται υπόψη τα εξής:
 - ο Για την ενέργεια η οποία εγχέεται από τη Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών όταν αυτή παρέχει Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος η πληρωμή αντιστοιχεί στο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση.
 - ο Στην περίπτωση κατά την οποία η Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών ευρίσκεται σε κατάσταση μη συγχρονισμού και καλείται με Εντολή Κατανομής να συγχρονίσει για την παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στο ειδικό κόστος εκκίνησης από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής έως τον συγχρονισμό, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση.
- 4) Πληρωμή για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών από τη Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών όταν αυτή έχει συγχρονίσει με το Σύστημα για την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, η οποία πληρωμή αντιστοιχεί σε δαπάνες μεταβλητού χαρακτήρα για την παροχή των Επικουρικών Υπηρεσιών. Για τον υπολογισμό της πληρωμής αυτής λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

- Για την Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία δεν καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή.
- Εφόσον η Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών παρέχει Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή που αντιστοιχεί στο πρόσθετο μεταβλητό κόστος συντήρησης για τη λειτουργία υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, όπως αυτό υπολογίζεται με βάση τα στοιχεία της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων και τους τυχόν περαιτέρω όρους που προβλέπονται στη Σύμβαση.
- Για την Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία δεν καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή.
- Για τη Ρύθμιση Τάσης δεν καταβάλλεται επιπλέον πληρωμή.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

ΧΡΕΩΣΗ ΧΡΗΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Η διαδικασία Χρέωσης Χρήσης του Συστήματος φαίνεται στα διαγράμματα ροής της 8.4.

8.1 Σύνοψη

Ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει το ετήσιο κόστος του Συστήματος και το επιμερίζει σε όλους τους χρήστες του Συστήματος.

Ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει ένα κόστος για κάθε έναν από τους Πελάτες οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι στο σύστημα μεταφοράς (Υψηλή Τάση), ενώ οι Διαχειριστές των Δικτύων για τους Πελάτες οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι στο Δίκτυο Διανομής (Μέση και Χαμηλή Τάση).. Το ποσό της χρέωσης που αντιστοιχεί σε κάθε χρήστη προσδιορίζεται για την Υψηλή Τάση ως το γινόμενο της Ισχύος Χρέωσης του χρήστη επί τη Μοναδιαία Χρέωση που του αντιστοιχεί, ενώ για την Μέση και Χαμηλή Τάση επιμερίζεται σε ποσά που θα ανακτηθούν από χρεώσεις ισχύος και σε ποσά που θα ανακτηθούν από χρεώσεις ενέργειας. Οι κλείδες επιμερισμού καθορίζονται με απόφαση της ΡΑΕ.

Στο πλαίσιο της διαδικασίας Χρέωσης Χρήσης του Συστήματος, ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει τα ακόλουθα:

- 1) Το Ετήσιο Κόστος Συστήματος.
- 2) Την Μοναδιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Μονάδες Παραγωγής (μόνο στην περίπτωση που το ετήσιο κόστος Συστήματος επιμερίζεται και στις μονάδες παραγωγής).
- 3) Την Μοναδιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Πελάτες οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι στην Υψηλή Τάση, η οποία υπολογίζεται από τον λόγο του Ετήσιου Κόστους Συστήματος με την συνολική Ισχύ Χρέωσης για όλους τους πελάτες.
- 4) Τις Μοναδιαίες Χρεώσεις Χρήσης Συστήματος για Πελάτες οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι στη Μέση και Χαμηλή Τάση, οι οποίες υπολογίζονται καθορίζονται βάσει της μεθοδολογίας που περιλαμβάνεται στο Εγχειρίδιο Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος Πελατών Δικτύου Διανομής το οποίο εγκρίνεται από την ΡΑΕ.
- 5) Την Χρέωση Χρήσης Συστήματος για μονάδες παραγωγής (μόνο στην περίπτωση που το ετήσιο κόστος Συστήματος επιμερίζεται και στις μονάδες παραγωγής).
- 6) Την Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Πελάτες οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι στην Υψηλή Τάση.
- 7) Την Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές.

Στο πλαίσιο της διαδικασίας Χρέωσης Χρήσης του Συστήματος, οι Διαχειριστές Δικτύων υπολογίζουν την Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Πελάτες που συνδέονται στη Μέση και Χαμηλή Τάση.

8.2 Ορισμοί

Ως ώρα θερινής αιχμής ενός έτους ορίζεται η ώρα κατά τη διάρκεια της οποίας η μέση ωριαία ζήτηση στο Σύστημα είναι η μέγιστη, στο διάστημα των μηνών Ιουνίου, Ιουλίου, Αυγούστου και Σεπτεμβρίου.

Ως ώρα χειμερινής αιχμής ενός έτους ορίζεται η ώρα κατά τη διάρκεια της οποίας η μέση ωριαία ζήτηση στο Σύστημα είναι η μέγιστη, στο διάστημα των υπόλοιπων μηνών του υπόψη έτους.

8.3 Συμβολισμός Χρέωσης Χρήσης Συστήματος

Ο ακόλουθος συμβολισμός χρησιμοποιείται στις μαθηματικές σχέσεις της διαδικασίας Χρέωσης Χρήσης του Συστήματος:

Δείκτες	
<i>c</i>	Δείκτης Πελάτη
<i>p</i>	Δείκτης Προμηθευτή
<i>NT</i>	Δείκτης Μη Τηλεμετρούμενων απευθείας συνδεδεμένων στο Σύστημα Πελατών
<i>NPT</i>	Δείκτης Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενων απευθείας συνδεδεμένων στο Σύστημα Πελατών
<i>Υ</i>	Δείκτης ημερολογιακού έτους
<i>Μ</i>	Δείκτης ημερολογιακού μήνα
<i>MT</i>	Δείκτης μήνα (με τηλεμέτρηση κατά τη διάρκεια όλου του μήνα)
<i>t</i>	Δείκτης ώρας
<i>SSP</i>	Δείκτης ώρας αιχμής φορτίου Συστήματος καλοκαιριού
<i>SWP</i>	Δείκτης ώρας αιχμής φορτίου Συστήματος χειμώνα
<i>CYP</i>	Δείκτης ώρας για ετήσια αιχμή ζήτησης πελάτη
<i>CMP</i>	Δείκτης ώρας για μηνιαία αιχμή ζήτησης πελάτη
<i>NPTSP</i>	Δείκτης ώρας για θερινή αιχμή ζήτησης Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενων Πελατών

<i>NPTWP</i>	Δείκτης ώρας για χειμερινή αιχμή ζήτησης Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενων Πελατών
--------------	---

Μεταβλητές Εισόδου	
<i>E2</i>	Ετήσιο κόστος των έργων του Συστήματος το οποίο βαρύνει τον ΔΕΣΜΗΕ
<i>A</i>	Προϋπολογιζόμενες ετήσιες αποσβέσεις των στοιχείων του παγίου ενεργητικού
<i>Π1</i>	Μη ανακτηθέν κόστος (θετικό πρόσημο) ή πλεόνασμα (αρνητικό πρόσημο) κατά το τρέχον οικονομικό έτος από μονάδες παραγωγής
<i>Π2</i>	Μη ανακτηθέν κόστος (θετικό πρόσημο) ή πλεόνασμα (αρνητικό πρόσημο) κατά το προηγούμενο οικονομικό έτος από πελάτες
<i>D</i>	Μέση προϋπολογιζόμενη τιμή των σωρευτικών αποσβέσεων των στοιχείων παγίου ενεργητικού κεφαλαίου της μεταφοράς
<i>DP_Υ</i>	Ποσοστό ημερών του έτους Υ με ηλεκτρική τροφοδότηση του Πελάτη
<i>DP_Μ</i>	Ποσοστό ημερών του μήνα Μ με ηλεκτρική τροφοδότηση του Πελάτη
<i>MQ_{c,t}</i>	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του απευθείας συνδεδεμένου στο Σύστημα Πελάτη c από όλους τους Προμηθευτές του, κατά τη διάρκεια της ώρας t.
<i>MQ_{c,SSP}</i>	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του απευθείας συνδεδεμένου στο Σύστημα Πελάτη c από όλους τους Προμηθευτές του, κατά την ώρα θερινής αιχμής ζήτησης.
<i>MQ_{c,SWP}</i>	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του απευθείας συνδεδεμένου στο Σύστημα Πελάτη c από όλους τους Προμηθευτές του, κατά την ώρα χειμερινής αιχμής ζήτησης.
<i>MQ_{c,CYP}</i>	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του απευθείας συνδεδεμένου στο Σύστημα Πελάτη c από όλους τους Προμηθευτές του, κατά την ώρα της μέγιστης ετήσιας ζήτησης του Πελάτη.
<i>MQ_{c,CMP}</i>	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του απευθείας συνδεδεμένου στο Σύστημα Πελάτη c από όλους τους Προμηθευτές του, κατά την ώρα της μέγιστης μηνιαίας ζήτησης του Πελάτη.
<i>MQ_{c,NPTSP}</i>	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του Πελάτη c από όλους τους Προμηθευτές του, κατά την ώρα της θερινής αιχμής ζήτησης των Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενων Πελατών.

$MQ_{C,NPTWP}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του Πελάτη c από όλους τους Προμηθευτές του, κατά την ώρα της χειμερινής αιχμής ζήτησης των Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενων Πελατών.
$MQ_{C,p,t}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του απευθείας συνδεδεμένου στο Σύστημα Πελάτη c από τον Προμηθευτή p , κατά τη διάρκεια της ώρας t .
$MQ_{C,p,SSP}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του απευθείας συνδεδεμένου στο Σύστημα Πελάτη c από τον Προμηθευτή p , κατά την ώρα θερινής αιχμής ζήτησης.
$MQ_{C,p,SWP}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του απευθείας συνδεδεμένου στο Σύστημα Πελάτη c από τον Προμηθευτή p , κατά την ώρα χειμερινής αιχμής ζήτησης.
$MQ_{C,p,CYP}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του απευθείας συνδεδεμένου στο Σύστημα Πελάτη c από τον Προμηθευτή p , κατά την ώρα της μέγιστης ετήσιας ζήτησης του Πελάτη.
$MQ_{C,p,CMP}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του απευθείας συνδεδεμένου στο Σύστημα Πελάτη c από τον Προμηθευτή p , κατά την ώρα της μέγιστης μηνιαίας ζήτησης του Πελάτη.
$MQ_{C,p,NPTSP}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p , κατά την ώρα της θερινής αιχμής ζήτησης των Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενων Πελατών.
$MQ_{C,p,NPTWP}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p , κατά την ώρα της χειμερινής αιχμής ζήτησης των Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενων Πελατών.
$MQ_{NT,p,t}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας των Μη Τηλεμετρούμενων απευθείας συνδεδεμένων στο Σύστημα Πελατών από τον Προμηθευτή p , κατά τη διάρκεια της ώρας t .
$MQ_{NPT,t}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας των Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενων απευθείας συνδεδεμένων στο Σύστημα Πελατών, κατά τη διάρκεια της ώρας t .
$BCC_{NPT,Y}$	Προϋπολογιζόμενη Ισχύς Χρέωσης των Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενων απευθείας συνδεδεμένων στο Σύστημα Πελατών για το έτος Y (υπολογίζεται χειροκίνητα).
$BMQ_{NPT,Y}$	Προϋπολογιζόμενη εκκαθαριζόμενη ενέργεια των Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενων απευθείας συνδεδεμένων στο Σύστημα Πελατών για το έτος Y (υπολογίζεται χειροκίνητα).
BCC_Y	Προϋπολογιζόμενη Ισχύς Χρέωσης όλων των Πελατών για το έτος Y (υπολογίζεται χειροκίνητα).
Ο	Προϋπολογιζόμενες ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης, καθώς και έμμεσες δαπάνες, οι οποίες βαρύνουν τον Κύριο του Συστήματος.

r	Ονομαστικό επιτόκιο απόδοσης των απασχολούμενων κεφαλαίων της μεταφοράς, προ φόρων, το οποίο είναι αποδεκτό από τη ΡΑΕ σύμφωνα με την εφαρμοζόμενη ρυθμιστική πολιτική και τη διεθνή πρακτική και εμπειρία.
V	Μέση προϋπολογιζόμενη αρχική αξία των στοιχείων παγίου ενεργητικού βάσει αποδεκτών μεθόδων αποτίμησης και του κεφαλαίου κίνησης της μεταφοράς.

Μεταβλητές Εξόδου	
E	Ετήσιο κόστος Συστήματος.
$E1$	Ετήσιο αντάλλαγμα που οφείλει ο ΔΕΣΜΗΕ στον Κύριο του Συστήματος.
$BCC_{c,Y}$	Προϋπολογιζόμενη Ισχύς Χρέωσης για τον απευθείας συνδεδεμένο στο Σύστημα Πελάτη c και για το έτος Y .
$CC_{c,Y}$	Ισχύς Χρέωσης για τον απευθείας συνδεδεμένο στο Σύστημα Πελάτη c και για το έτος Y (κατηγορίες I, II, και IV).
$CC_{c,p,Y}$	Ισχύς Χρέωσης για τον απευθείας συνδεδεμένο στο Σύστημα Πελάτη c που αντιστοιχεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου p για το έτος Y (κατηγορίες I, II, και IV).
$CC^3_{c,Y}$	Ισχύς Χρέωσης για τον απευθείας συνδεδεμένο στο Σύστημα Πελάτη c για το έτος Y , όπως υπολογίζεται για τους Πελάτες της κατηγορίας III.
$CC^3_{c,p,Y}$	Ισχύς Χρέωσης για τον απευθείας συνδεδεμένο στο Σύστημα Πελάτη c που αντιστοιχεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου p για το έτος Y , όπως υπολογίζεται για τους Πελάτες της κατηγορίας III.
$CC_{NPT,Y}$	Ισχύς Χρέωσης για Μη ή Μερικώς Τηλεμετρούμενους απευθείας συνδεδεμένους στο Σύστημα Πελάτες για το έτος Y .
$TUOSUC_c$	Μοναδιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για όλους τους απευθείας συνδεδεμένους στο Σύστημα Πελάτες.
$CHARGE_{c,p,M}$	Μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για τους απευθείας συνδεδεμένους στο Σύστημα Πελάτες c που αντιστοιχούν στον Εκπρόσωπο Φορτίου p .
$CHARGE_{NT,p,Y}$	Ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος όλων των μη τηλεμετρούμενων απευθείας συνδεδεμένων στο Σύστημα Πελατών που αντιστοιχούν στον Εκπρόσωπο Φορτίου p .
$CHARGE_{c,p,Y}$	Ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος για τους απευθείας συνδεδεμένους στο Σύστημα Πελάτες c που αντιστοιχούν στον Εκπρόσωπο Φορτίου p .

Τα μεγέθη ισχύος μετρώνται σε MW ή σε kVA, οι ποσότητες ενέργειας σε MWh ή σε KWh, οι τιμές ενέργειας σε €/ MWh ή σε €/KWh, οι τιμές ισχύος σε €/MW ή σε €/ kVA και τα κόστη, οι πληρωμές, και οι χρεώσεις σε €.

Εκτός από τις προαναφερόμενες μεταβλητές εισόδου, κατά τη διαδικασία της Χρέωσης Χρήσης Συστήματος χρησιμοποιούνται επίσης τα ακόλουθα χαρακτηριστικά για κάθε μονάδα παραγωγής ως δεδομένα εισόδου:

- 1) Ονομασία
- 2) Νομαρχία
- 3) Ζώνη Χρέωση Χρήσης Συστήματος
- 4) Τύπος σύνδεσης (απευθείας σύνδεση, σύνδεση μέσω ενός μετασχηματιστή ΜΤ/ΥΤ από τον οποίο δεν αναχωρούν γραμμές μέσης τάσης που τροφοδοτούν καταναλωτές, άλλη)
- 5) Τύπος μονάδας και
- 6) Καθαρή ισχύ.

8.4 Διαδικασία Χρέωσης Χρήσης Συστήματος

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής με τις διαδικασίες της δραστηριότητας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος. Υπάρχει μία μόνο κύρια διαδικασία για τη δραστηριότητα Χρέωσης Χρήσης Συστήματος, που περιλαμβάνει εννέα (9) μικρότερες διαδικασίες, οι οποίες είναι:

- 1) ΧΧΣ1 – Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης για Μονάδες Παραγωγής (μόνο στην περίπτωση που το Ετήσιο Κόστος Συστήματος επιμερίζεται και στις Μονάδες Παραγωγής)
- 2) ΧΧΣ2 – Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης για Πελάτες
- 3) ΧΧΣ3 – Ετήσιο Κόστος Συστήματος
- 4) ΧΧΣ4 – Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Μονάδες Παραγωγής (μόνο στην περίπτωση που το Ετήσιο Κόστος Συστήματος επιμερίζεται και στις Μονάδες Παραγωγής)
- 5) ΧΧΣ5 – Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες
- 6) ΧΧΣ6 – Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Μονάδες Παραγωγής (μόνο στην περίπτωση που το Ετήσιο Κόστος Συστήματος επιμερίζεται και στις Μονάδες Παραγωγής)
- 7) ΧΧΣ7 – Κατηγοριοποίηση Πελατών των Προμηθευτών
- 8) ΧΧΣ8– Προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές
- 9) ΧΧΣ9 – Τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές

Σχ.4. ΧΧΣ-Διάγραμμα Ροής Επιχειρησιακής Διαδικασίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος



8.5 Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης

Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης για Μονάδες Παραγωγής

Σύμφωνα με το κεφάλαιο 60, άρθρο 309 του Κώδικα, το ετήσιο Κόστος Συστήματος επιμερίζεται κατά 100% στο σύνολο των Πελατών και κατά 0% στο σύνολο των Μονάδων, ενώ τα ποσοστά επιμερισμού αναπροσαρμόζονται ανά τρία έτη με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ και μετά από γνωμοδότηση της ΡΑΕ. Κατά συνέπεια, προς το παρόν και για όσο χρονικό διάστημα ισχύουν αυτά τα ποσοστά επιμερισμού, τα σχετικά με τις χρεώσεις των Μονάδων Παραγωγής θα παραμένουν ανενεργά.

Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης για Πελάτες

α) Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στην Υψηλή Τάση.

Η Ισχύς Χρέωσης (για τη ΧΧΣ) του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p για το έτος Y υπολογίζεται ως ο μέσος όρος των εξής τριών τιμών:

- της μέσης ωριαίας ζήτησης του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p κατά την διάρκεια της θερινής αιχμής του Συστήματος,
- της μέσης ωριαίας ζήτησης του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p κατά την διάρκεια της χειμερινής αιχμής του Συστήματος, και
- του μεγίστου των δύο προηγούμενων τιμών.

$$CC_{c,p,Y} = AVERAGE(MQ_{c,p,SSP}, MQ_{c,p,SWP}, MAX(MQ_{c,p,SSP}, MQ_{c,p,SWP}))$$

Η συνολική Ισχύς Χρέωσης (για τη ΧΧΣ) του Πελάτη c (από όλους τους Προμηθευτές του) για το έτος Y υπολογίζεται ως ο μέσος όρος των εξής τριών τιμών:

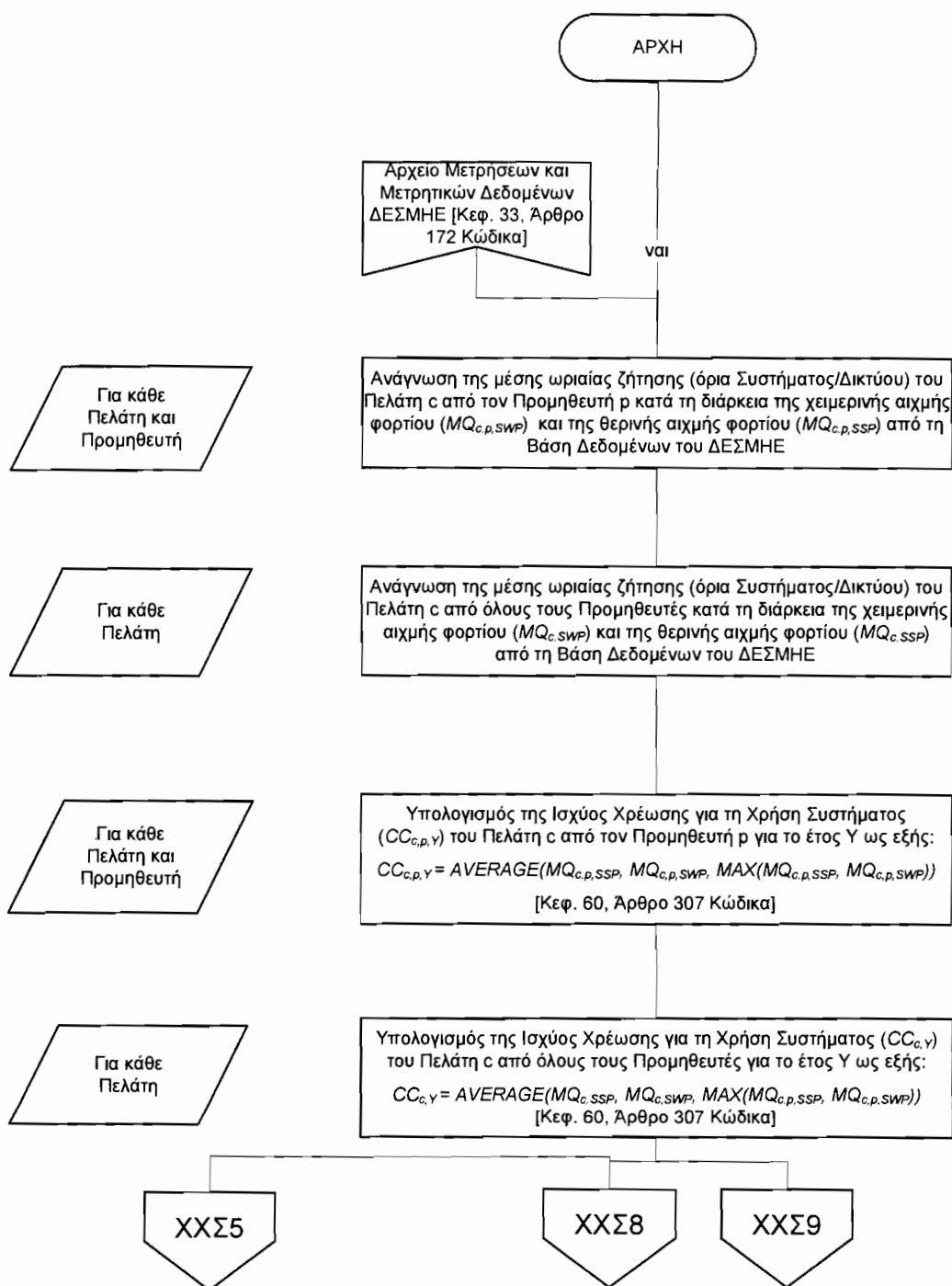
- της μέσης ωριαίας ζήτησης του Πελάτη c από όλους τους Προμηθευτές του κατά την διάρκεια της θερινής αιχμής,
- της μέσης ωριαίας ζήτησης του Πελάτη c από όλους τους Προμηθευτές του κατά την διάρκεια της χειμερινής αιχμής, και
- του μεγίστου των δύο προηγούμενων τιμών.

$$CC_{c,Y} = AVERAGE(MQ_{c,SSP}, MQ_{c,SWP}, MAX(MQ_{c,SSP}, MQ_{c,SWP}))$$

β) Σύνολο Πελατών Δικτύου

Η Ισχύς Χρέωσης (για τη ΧΧΣ) Πελατών Δικτύου υπολογίζεται από την Ισχύ Χρέωσης για το σύνολο του Διασυνδεδεμένου αφού αφαιρεθούν οι Ισχύεις Χρέωσης των Πελατών που είναι συνδεδεμένοι στην Υψηλή Τάση.

Σχ.5. ΧΧΣ2 –Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης για Πελάτες



ΧΧΣ5 – Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες

ΧΧΣ8– Προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές

ΧΧΣ9 – Τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές

8.6 Ετήσιο Κόστος Συστήματος

Κάθε έτος, ο ΔΕΣΜΗΕ συντάσσει τον προϋπολογισμό για το κόστος Χρήσης Συστήματος για το επόμενο έτος. Το κόστος αυτό περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

- 1) Το Ετήσιο Κόστος Συστήματος.
- 2) Τα προϋπολογιζόμενα έσοδα του Διαχειριστή του Συστήματος από την Χρέωση Χρήσης του Συστήματος για το επόμενο οικονομικό έτος βάσει των Μοναδιαίων Χρεώσεων και της αναμενόμενης συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του Συστήματος και
- 3) Τυχόν διαφορά μεταξύ του ποσού που εισέπραξε ο Διαχειριστής του Συστήματος από τις Μονάδες και τους Πελάτες λόγω Χρήσης του Συστήματος και του εγκεκριμένου Ετήσιου Κόστους Συστήματος κατά τα προηγούμενα οικονομικά έτη, η οποία πιστώνεται ή χρεώνεται στον προϋπολογισμό του κόστους Συστήματος για το επόμενο έτος.

Το Ετήσιο Κόστος Συστήματος υπολογίζεται ως το άθροισμα των ακόλουθων:

- 1) Το ετήσιο αντάλλαγμα, που οφείλει ο ΔΕΣΜΗΕ στον Κύριο του Συστήματος σύμφωνα με τη διάταξη της παραγράφου 4 του Άρθρου 18 του Νόμου 2773/1999 (Ε1)
- 2) Το ετήσιο κόστος των έργων του Συστήματος το οποίο βαρύνει τον ΔΕΣΜΗΕ (Ε2)
- 3) Το μη ανακτηθέν κόστος (θετικό πρόσημο) ή πλεόνασμα (αρνητικό πρόσημο) κατά το τρέχον οικονομικό έτος από Μονάδες Παραγωγής, το οποίο αντιστοιχεί στην διαφορά μεταξύ των εσόδων που εισπράχθηκαν από Μονάδες Παραγωγής για τη χρήση του Συστήματος και του πραγματικού κόστους μεταφοράς κατά το τρέχον οικονομικό έτος (Π1) και
- 4) Το μη ανακτηθέν κόστος (θετικό πρόσημο) ή πλεόνασμα (αρνητικό πρόσημο) κατά το τρέχον οικονομικό έτος από Πελάτες, το οποίο αντιστοιχεί στην διαφορά μεταξύ των εσόδων που εισπράχθηκαν από Πελάτες για τη χρήση του Συστήματος και του πραγματικού κόστους μεταφοράς κατά τα προηγούμενα οικονομικά έτη (Π2).

$$E=E1+E2+Π1+Π2$$

Το κόστος αυτό χρεώνεται στον Λογαριασμό για το Κόστος Χρήσης του Συστήματος Λ-Η.

Το αντάλλαγμα που οφείλει ο ΔΕΣΜΗΕ στον Κύριο του Συστήματος υπολογίζεται σε ετήσια βάση ως το άθροισμα των παρακάτω:

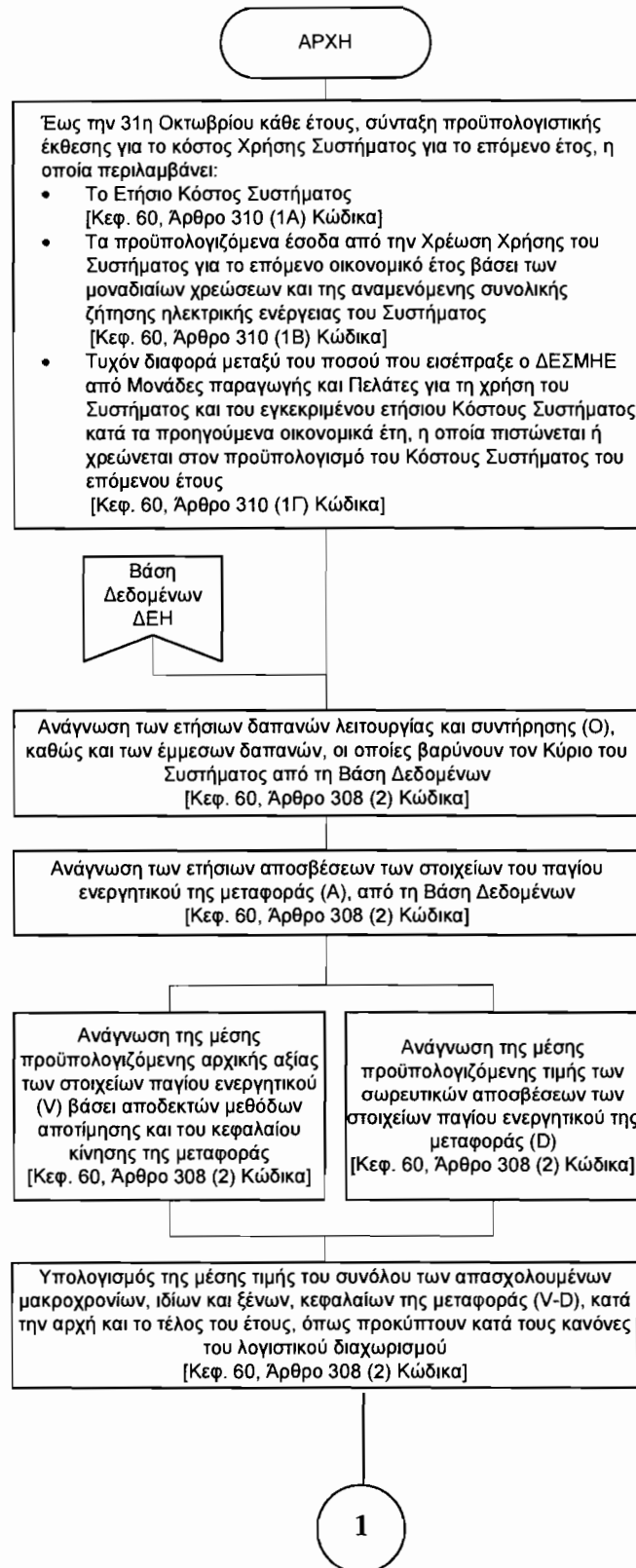
- 1) Των ετήσιων δαπανών λειτουργίας και συντήρησης, καθώς και των έμμεσων δαπανών, όπως προϋπολογίζονται σύμφωνα με τους κανόνες του λογιστικού διαχωρισμού, οι οποίες βαρύνουν τον Κύριο του Συστήματος. Οι δαπάνες αυτές περιλαμβάνουν και τις δαπάνες συντήρησης των παγίων σύνδεσης χρηστών.

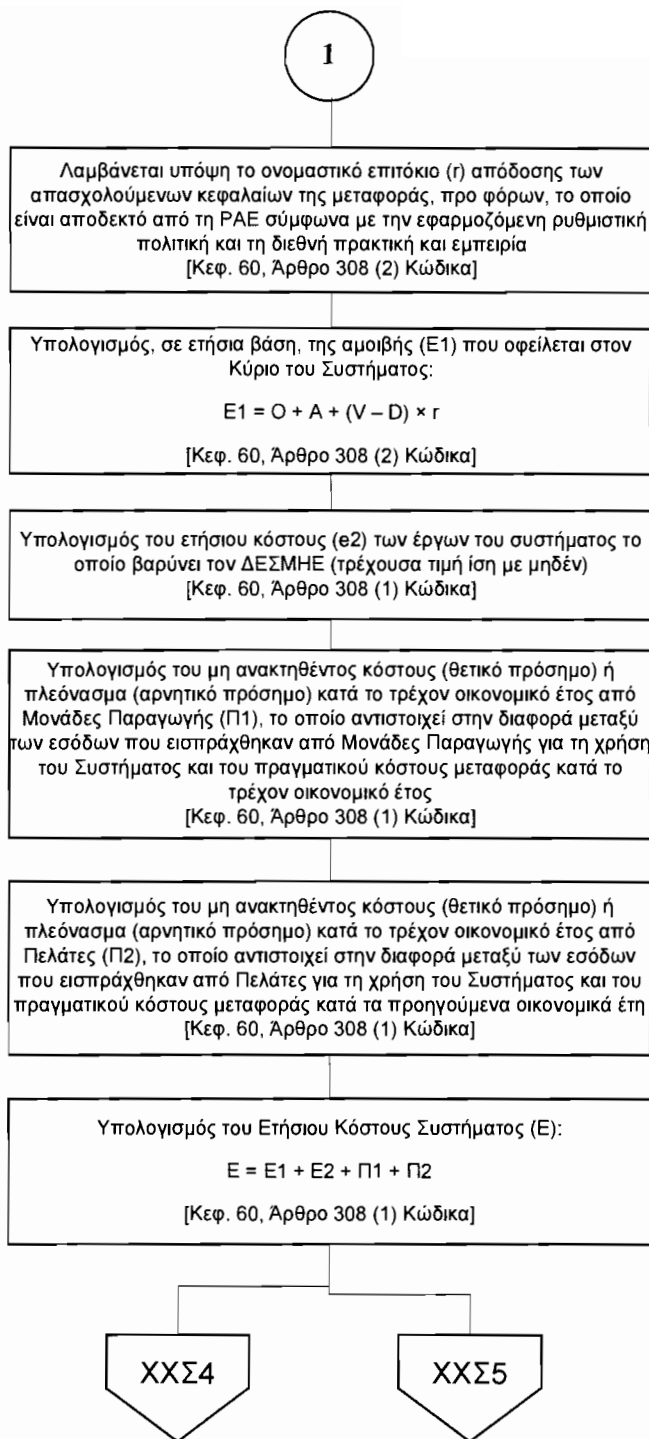
- 2) Των ετήσιων αποσβέσεων των στοιχείων του παγίου ενεργητικού της μεταφοράς, όπως προϋπολογίζονται σύμφωνα με τους κανόνες του λογιστικού διαχωρισμού και
- 3) Του γινομένου της μέσης τιμής του συνόλου των απασχολούμενων μακροχρονίων, ιδίων και ξένων, κεφαλαίων της μεταφοράς, κατά την αρχή και το τέλος του έτους, όπως προκύπτουν κατά τους κανόνες του λογιστικού διαχωρισμού επί του ονομαστικού επιτοκίου απόδοσης των απασχολούμενων κεφαλαίων της μεταφοράς, προ φόρων, το οποίο είναι αποδεκτό από τη ΡΑΕ σύμφωνα με την εφαρμοζόμενη ρυθμιστική πολιτική και τη διεθνή πρακτική και εμπειρία.

$$E1=O+A+(V-D)r$$

Το αναλυτικό διάγραμμα ροής (ΧΧΣ3) που απεικονίζει τη διαδικασία Ετήσιου Κόστους Συστήματος (όπως έχει περιγραφεί στην παράγραφο αυτή) παρουσιάζεται παρακάτω:

Σχ.6. ΧΧΣ3 – Ετήσιο Κόστος Συστήματος





ΧΧΣ4 – Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Μονάδες Παραγωγής (μόνο στην περίπτωση που το Ετήσιο Κόστος Συστήματος επιμερίζεται και στις Μονάδες Παραγωγής)

ΧΧΣ5 – Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες

8.7 Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος

Για τον υπολογισμό των μοναδιαίων Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος γίνεται καταρχήν επιμερισμός του συνολικού Κόστους του Συστήματος στο μέρος το οποίο πρέπει να χρεωθεί στις Μονάδες Παραγωγής και στο μέρος που πρέπει να χρεωθεί στους Πελάτες. Ο επιμερισμός γίνεται βάσει των ποσοστών που ορίζονται κάθε φορά στον ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Μονάδες Παραγωγής

Σύμφωνα με το κεφάλαιο 60, άρθρο 309 του Κώδικα, το ετήσιο Κόστος Συστήματος επιμερίζεται κατά 100% στο σύνολο των Πελατών και κατά 0% στο σύνολο των Μονάδων, ενώ τα ποσοστά επιμερισμού αναπροσαρμόζονται ανά τρία έτη με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ και μετά από γνωμοδότηση της ΡΑΕ. Κατά συνέπεια, προς το παρόν και για όσο χρονικό διάστημα ισχύουν αυτά τα ποσοστά επιμερισμού, τα σχετικά με τις χρεώσεις των Μονάδων Παραγωγής θα παραμένουν ανενεργά.

Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες

Για τον υπολογισμό των μοναδιαίων Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος Πελατών ακολουθούνται τα ακόλουθα βήματα. Παράλληλα παρατίθενται και σχετικοί πίνακες με αριθμητικά δεδομένα ως Παράδειγμα για τον υπολογισμό των επιμέρους μεγεθών.

1. Επιμερισμός του Κόστους του Συστήματος που αναλογεί στους Πελάτες σε Πελάτες Υψηλής Τάσης και σε Πελάτες Δικτύου βάσει των προϋπολογιζόμενων Ισχύων Χρέωσης.

Καταρχήν το Κόστος του Συστήματος προ του Π2 επιμερίζεται στους Πελάτες Υψηλής Τάσης και τους Πελάτες Δικτύου αναλογικά με τις προϋπολογιζόμενες Ισχύες Χρέωσης για το έτος.

ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟΣ ΣΕ ΠΕΛΑΤΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΑΙ ΠΕΛΑΤΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ - ΒΗΜΑ 1 (άρθρο 309 §4 ΚΔΣ&ΣΗΕ) Συνολικό Ετήσιο Κόστος Συστήματος που αναλογεί σε Πελάτες: 261.708.065€			
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	Προϋπολογιζόμενη Ισχύς (MW)	Ποσοστό επιμερισμού (%)	Αναλογούν Κόστος Συστήματος προ Π2 (€)
ΠΕΛΑΤΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	675	7%	17.219.563
ΠΕΛΑΤΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ	9.251	93%	236.003.403
ΣΥΝΟΛΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ	9.926	100%	253.222.966

Στη συνέχεια υπολογίζεται το μη ανακτηθέν κόστος (θετικό πρόσημο) ή πλεόνασμα (αρνητικό πρόσημο) κατά το τρέχον οικονομικό έτος από Πελάτες, το οποίο αντιστοιχεί στην διαφορά μεταξύ των εσόδων που εισπράχθηκαν από Πελάτες για τη χρήση του Συστήματος και του πραγματικού κόστους μεταφοράς κατά το έτος N-2 (δύο έτη πριν το έτος προϋπολογισμού) (Π2) ξεχωριστά για τους Πελάτες Υψηλής Τάσης και ξεχωριστά για τους Πελάτες Δικτύου. Για τον παραπάνω υπολογισμό ο επιμερισμός του εγκεκριμένου κόστους του έτους N-2 σε Πελάτες Υψηλής Τάσης και σε Πελάτες Δικτύου γίνεται βάσει των πραγματικών ισχύων χρέωσης για τους Πελάτες Υψηλής Τάσης και για τους Πελάτες Δικτύου για το έτος N-2.

ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟΣ ΣΕ ΠΕΛΑΤΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΑΙ ΠΕΛΑΤΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ – ΒΗΜΑ 2 (άρθρο 309 §4 ΚΔΣ&ΣΗΕ)			
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	Αναλογούν Κόστος Συστήματος προ Π2 (€)	Μη ανακτηθέν Κόστος (+) / Πλεόνασμα (-) Π2 (€)	Αναλογούν Κόστος Συστήματος (€)
ΠΕΛΑΤΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	17.219.563	577.000	17.796.563
ΠΕΛΑΤΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ	236.003.403	7.908.099	243.911.502
ΣΥΝΟΛΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ	253.222.966	8.485.099	261.708.065

2. Επιμερισμός του Κόστους του Συστήματος που αναλογεί στους Πελάτες Δικτύου στις κατηγορίες που ορίζονται στο Εγχειρίδιο ΧΧΣ για Πελάτες Δικτύου βάσει ιστορικών στοιχείων κατανάλωσης κάθε κατηγορίας Πελατών Δικτύου.

ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟΣ ΜΕΤΑΞΥ ΤΩΝ ΠΕΛΑΤΩΝ ΔΙΚΤΥΟΥ (άρθρο 5 §2 Εγχειριδίου ΧΧΣ Πελατών Δικτύου Διανομής) Συνολικό Ετήσιο Κόστος Συστήματος που αναλογεί σε Πελάτες Δικτύου: 243.911.502€			
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	Ενέργεια στα Όρια Συστήματος - Δικτύου για το 2008 (MWh)	Ποσοστό επιμερισμού (%)	Αναλογούν Κόστος Συστήματος (€)
ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ (ΜΗ ΑΓΡΟΤΙΚΟΙ)	11.309.302	26%	63.812.023
ΟΙΚΙΑΚΟΙ	16.369.644	38%	92.364.680
ΛΟΙΠΟΙ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	14.820.217	34%	83.622.137
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΙΣ ΦΟΠ	728.880	2%	4.112.662

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ

Στην ενέργεια των Οικιακών Πελατών συμπεριλαμβάνονται και οι καταναλώσεις με 'νυχτερινή χρέωση'

Στην ενέργεια ΦΟΠ περιλαμβάνονται περιλαμβάνεται το σύνολο της κατανάλωσης ΦΟΠ

3. Επιμερισμός του Κόστους Συστήματος σε Κόστος Ισχύος και Ενέργειας.**Πρώτο Βήμα**

Συντελεστές επιμερισμού του Ετήσιου Κόστους του Συστήματος σε χρεώσεις ισχύος και ενέργειας (Εγχειρίδιο ΧΧΣ Πελατών Δικτύου Διανομής)		
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	ΙΣΧΥΣ	ΕΝΕΡΓΕΙΑ
ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ (ΜΗ ΑΓΡΟΤΙΚΟΙ)	100%	0%
ΟΙΚΙΑΚΟΙ	10%	90%
ΛΟΙΠΟΙ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	20%	80%
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΙΣ ΦΟΠ	20%	80%

Επιμερισμένο Κόστος Συστήματος (βήμα 1)			
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	ΚΟΣΤΟΣ ΙΣΧΥΟΣ (€)	ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (€)	ΣΥΝΟΛΟ (€)
ΠΕΛΑΤΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	17.796.563	0	17.796.563
ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ (ΜΗ ΑΓΡΟΤΙΚΟΙ)	63.812.023	0	63.812.023
ΟΙΚΙΑΚΟΙ	9.236.468	83.128.212	92.364.680
ΛΟΙΠΟΙ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	16.724.427	66.897.710	83.622.137
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΙΣ ΦΟΠ	822.532	3.290.130	4.112.662
ΣΥΝΟΛΟ	117.628.482	144.079.583	261.708.065

Δεύτερο Βήμα

Βάσει του άρθρου 5 §3 του Εγχειριδίου ΧΧΣ Πελατών Δικτύου Διανομής τα 2/3 του κόστους ενέργειας ΧΧΣ που αντιστοιχεί σε ΦΟΠ επιμερίζεται στους υπόλοιπους πελάτες χαμηλής τάσης (Οικιακοί, Λοιποί Χαμηλής Τάσης) με βάση το κόστος ενέργειας του προηγούμενου πίνακα.

Επιμερισμός των 2/3 του κόστους ενέργειας των ΦΟΠ στους πελάτες χαμηλής τάσης (άρθρο 5 §3 Εγχειριδίου ΧΧΣ Πελατών Δικτύου Διανομής)	

ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	Κλείδα Επιμερισμού	Διορθωμένο Κόστος Ενέργειας (€)
Κόστος Συστήματος που επιμερίζονται οι καταναλώσεις πελατών ΦΟΠ	1/3	1.096.710
Κόστος Συστήματος καταναλώσεων ΦΟΠ που επιμερίζονται στους πελάτες Δικτύου	2/3	2.193.420
Κόστος Συστήματος καταναλώσεων ΦΟΠ που επιμερίζονται στους οικιακούς πελάτες	52%	1.151.191
Κόστος Συστήματος καταναλώσεων ΦΟΠ που επιμερίζονται στους λοιπούς πελάτες χαμηλής τάσης	48%	1.042.228

Με βάση τους παραπάνω πίνακες προκύπτει το Τελικό Επιμερισμένο Κόστος Συστήματος

Τελικό Επιμερισμένο Κόστος Συστήματος			
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	ΚΟΣΤΟΣ ΙΣΧΥΟΣ (€)	ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (€)	ΣΥΝΟΛΟ (€)
ΠΕΛΑΤΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	17.796.563	0	17.796.563
ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ (ΜΗ ΑΓΡΟΤΙΚΟΙ)	63.812.023	0	63.812.023
ΟΙΚΙΑΚΟΙ	9.236.468	84.343.569	93.580.037
ΛΟΙΠΟΙ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	17.546.960	67.875.772	85.422.732
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΙΣ ΦΟΠ		1.096.710	1.096.710
ΣΥΝΟΛΟ	108.392.014	153.316.051	261.708.065

4. Υπολογισμός των Μοναδιαίων Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος.

Ο υπολογισμός των Μοναδιαίων Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος από το τελικό επιμερισμένο Κόστος Συστήματος προκύπτει βάσει προϋπολογιστικών στοιχείων για την ισχύ και την ενέργεια ανά κατηγορία πελατών, όπως παρουσιάζεται στους παρακάτω πίνακες:

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΓΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟ ΜΟΝΑΔΙΑΙΩΝ ΧΡΕΩΣΕΩΝ		
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	Εκτίμηση Δεδομένων Ισχύος	Εκτίμηση Ενέργειας στα όρια Συστήματος - Δικτύου
ΠΕΛΑΤΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	675MW Ισχύος Χρέωσης	
ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ (ΜΗ ΑΓΡΟΤΙΚΟΙ)	30.135 Άθροισμα MW συνολικής μηνιαίας μέγιστης ζήτησης στην ζώνη αιχμής	
ΟΙΚΙΑΚΟΙ (ΠΛΗΝ 'ΝΥΧΤΕΡΙΝΩΝ' ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ)	58.141 MVA συμφωνημένης ισχύος	13.755.760
ΛΟΙΠΟΙ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	24.618 MVA συμφωνημένης ισχύος	14.804.637
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΙΣ ΦΟΠ		721.950

ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΓΙΑ ΟΙΚΙΑΚΟΥΣ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΚΩ

Συντελεστές επιμερισμού του Ετήσιου Κόστους του Συστήματος σε χρεώσεις ισχύος και ενέργειας

ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	ΙΣΧΥΣ	ΕΝΕΡΓΕΙΑ
ΟΙΚΙΑΚΟΙ ΥΚΩ	0%	100%

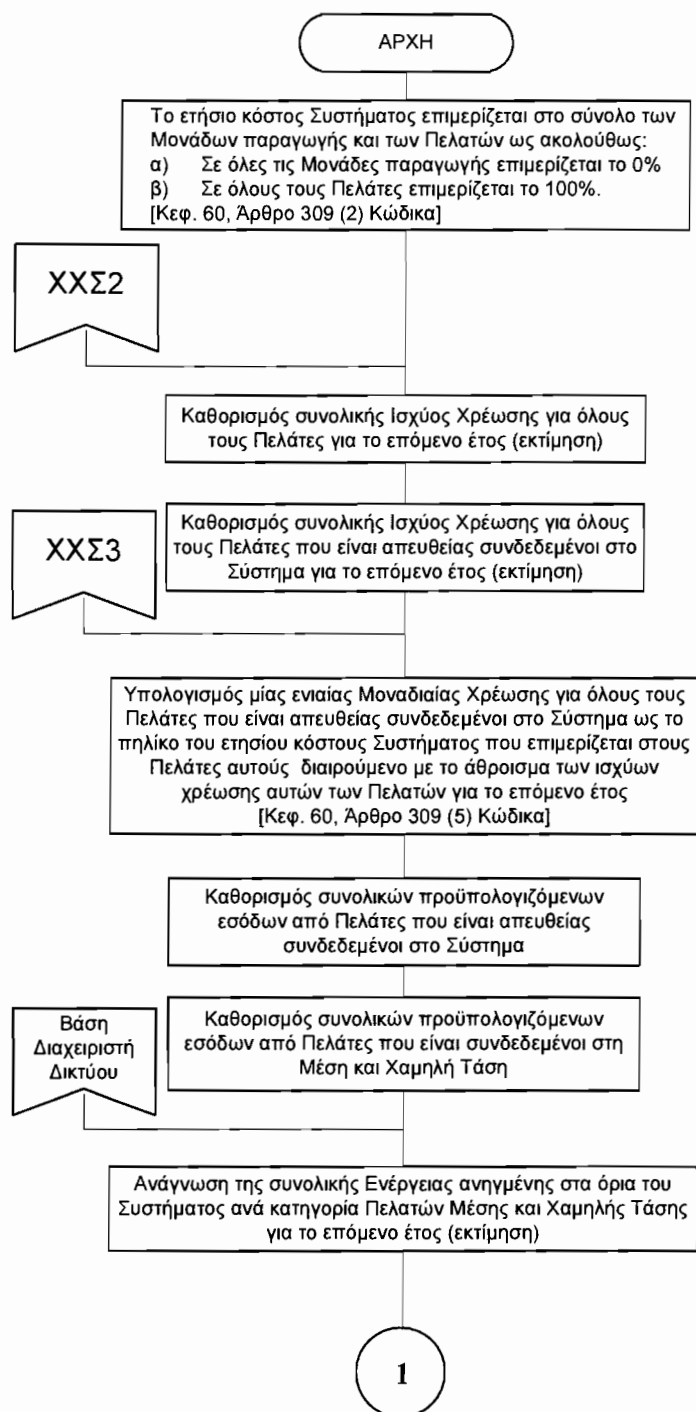
Επιμερισμένο Κόστος Συστήματος

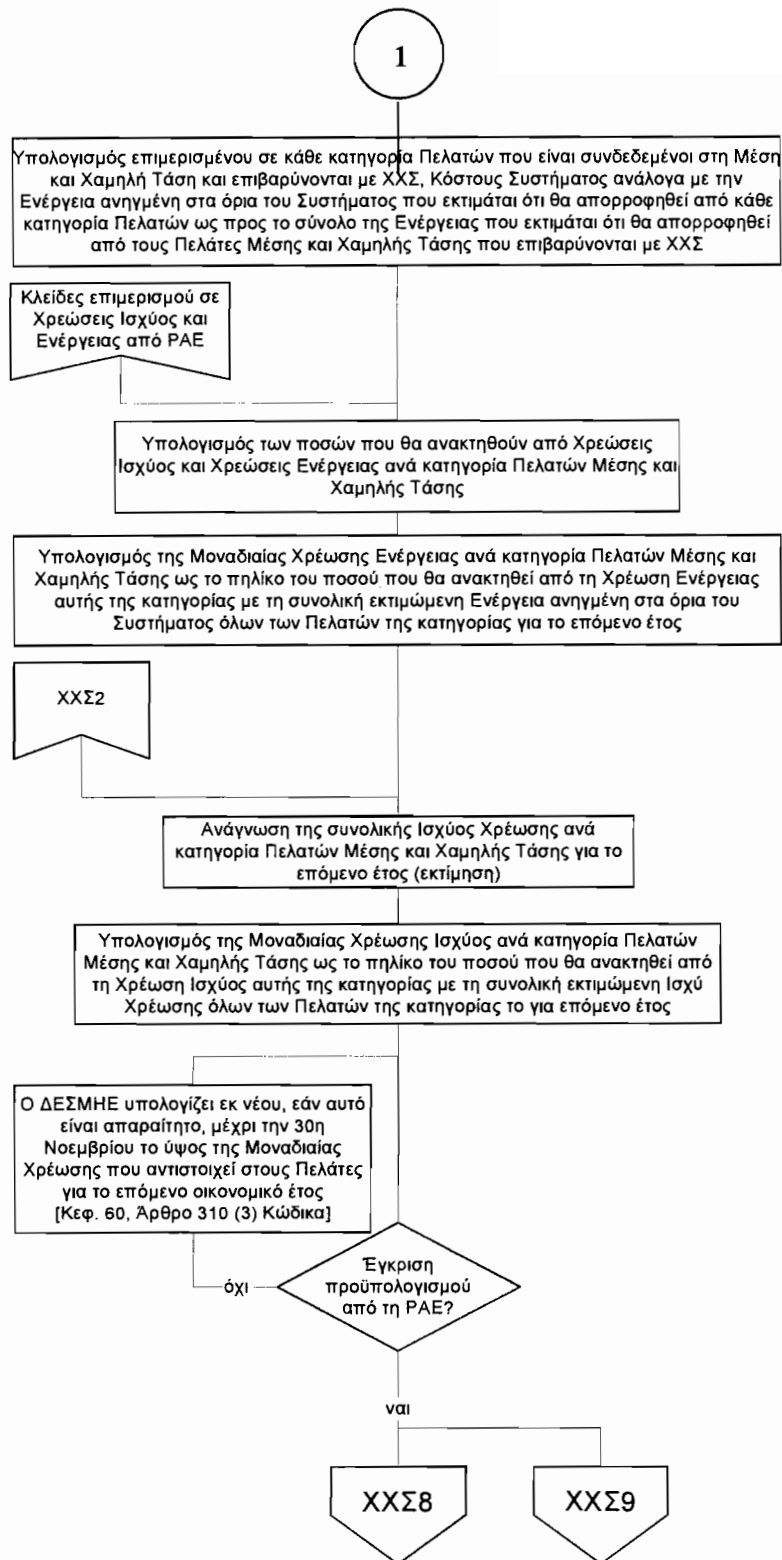
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	ΚΟΣΤΟΣ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥΣ (€)	ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥΣ (€)	ΣΥΝΟΛΟ (€)
ΟΙΚΙΑΚΟΙ ΥΚΩ	0	93.515.871	93.515.871

ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΧΡΕΩΣΕΩΝ ΧΡΗΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΕΛΑΤΩΝ	Χρέωση Ισχύος	Χρέωση Ενέργειας (€/ MWh)
ΠΕΛΑΤΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	26.365 €/ (MW Ισχύος Χρέωσης) - έτος	
ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ (ΜΗ ΑΓΡΟΤΙΚΟΙ)	2.118 €/ (MW συνολικής μηνιαίας μέγιστης ζήτησης στην ζώνη αιχμής) - μήνα	
ΟΙΚΙΑΚΟΙ ΠΕΛΑΤΕΣ	0,159 €/ (kVA συμφωνημένης ισχύος) - έτος	6,13
ΟΙΚΙΑΚΟΙ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΚΩ		6,80
ΛΟΙΠΟΙ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	0,713 €/ (kVA συμφωνημένης ισχύος) - έτος	4,58
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΙΣ ΦΟΠ	0,713 €/ (kVA συμφωνημένης ισχύος) - έτος	1,52

Σχ.7. ΧΧΣ5 – Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος





ΧΧΣ2 – Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης για Πελάτες

ΧΧΣ3 – Ετήσιο Κόστος Συστήματος

ΧΧΣ8– Προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές

ΧΧΣ9 – Τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές

8.8 Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Μονάδες Παραγωγής

Σύμφωνα με το κεφάλαιο 60, άρθρο 309 του Κώδικα, το ετήσιο Κόστος Συστήματος επιμερίζεται κατά 100% στο σύνολο των Πελατών και κατά 0% στο σύνολο των Μονάδων, ενώ τα ποσοστά επιμερισμού αναπροσαρμόζονται ανά τρία έτη με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ και μετά από γνωμοδότηση της ΡΑΕ. Κατά συνέπεια, προς το παρόν και για όσο χρονικό διάστημα ισχύουν αυτά τα ποσοστά επιμερισμού, το κεφάλαιο αυτό θα παραμένει ανενεργό.

8.9 Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές

Τα έσοδα από τις ετήσιες Χρεώσεις Χρήσης Συστήματος των Προμηθευτών πιστώνονται στον Λογαριασμό για το κόστος χρήσης του Συστήματος Λ-Η.

Κατηγοριοποίηση Πελατών

α) Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στην Υψηλή Τάση.

Για τους σκοπούς του υπολογισμού της Χρέωσης Χρήσης του Συστήματος μεταφοράς για Προμηθευτές, οι Πελάτες που είναι απευθείας συνδεδεμένοι στο Σύστημα ομαδοποιούνται σε πέντε (5) κατηγορίες, ως ακολούθως:

- 1) Κατηγορία I: Πελάτες που είναι απευθείας συνδεδεμένοι στο Σύστημα και έχουν πλήρες ιστορικό ωριαίων μετρήσεων τουλάχιστον από την αρχή του προηγούμενου έτους.
- 2) Κατηγορία II: Πελάτες που είναι απευθείας συνδεδεμένοι στο Σύστημα και έχουν ωριαίες μετρήσεις από την αρχή του τρέχοντος έτους, αλλά όχι από την αρχή του προηγούμενου έτους.
- 3) Κατηγορία III: Δεν υφίσταται πλέον.
- 4) Κατηγορία IV: Νέοι Πελάτες οι οποίοι ηλεκτρίστηκαν κατά το τρέχον έτος.
- 5) Κατηγορία V: Δεν υφίσταται πλέον.

Οι ανωτέρω κατηγορίες Πελατών παλαιότερα αφορούσαν σε όλους τους Πελάτες, αλλά μετά τις τελευταίες τροποποιήσεις αφορούν μόνο στους Πελάτες Υψηλής Τάσης.

β) Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στην Μέση και Χαμηλή Τάση.

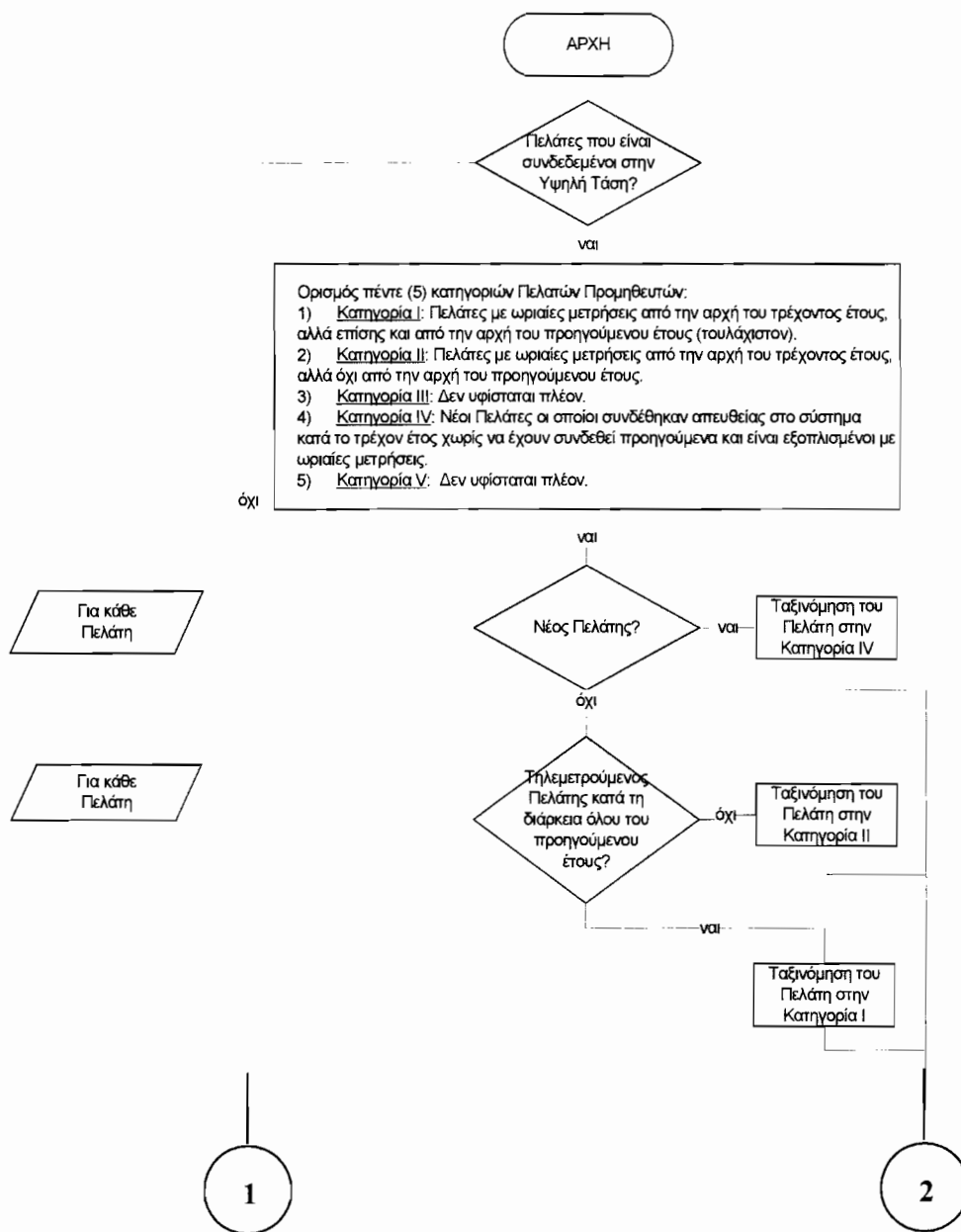
Για τους σκοπούς του υπολογισμού της Χρέωσης Χρήσης του Συστήματος μεταφοράς για Προμηθευτές, οι Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στη Μέση και Χαμηλή Τάση ομαδοποιούνται σε πέντε (5) κατηγορίες, ως ακολούθως:

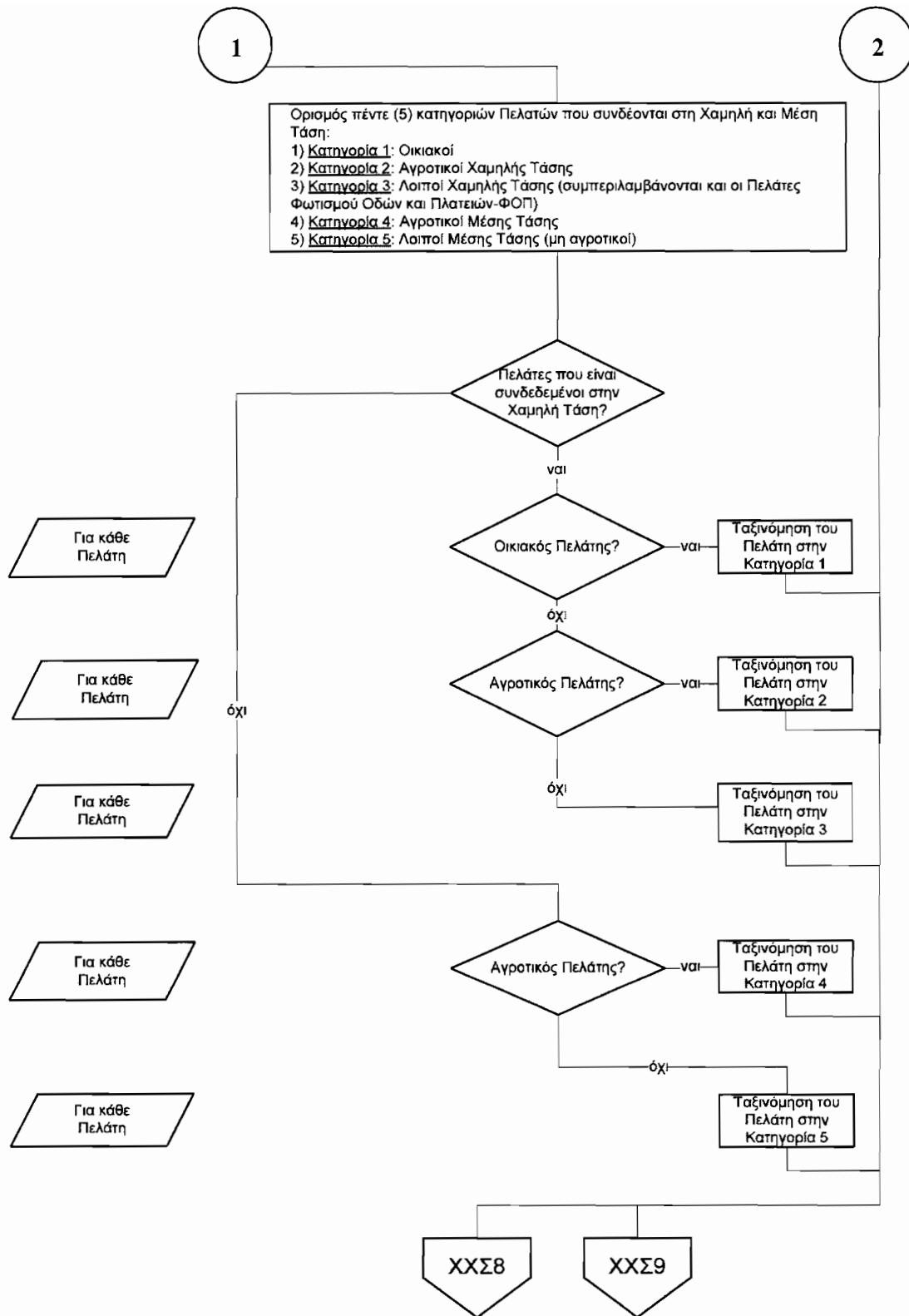
- 1) Κατηγορία 1: Οικιακοί
- 2) Κατηγορία 2: Αγροτικοί Χαμηλής Τάσης

- 3) Κατηγορία 3: Λοιποί Χαμηλής Τάσης (συμπεριλαμβάνονται και οι Πελάτες Φωτισμού Οδών και Πλατειών-ΦΟΠ)
- 4) Κατηγορία 4: Αγροτικοί Μέσης Τάσης
- 5) Κατηγορία 5: Λοιποί Μέσης Τάσης (μη αγροτικοί)

Το αναλυτικό διάγραμμα ροής (ΧΧΣ7) που απεικονίζει τη διαδικασία Κατηγοριοποίησης Πελατών Προμηθευτών (όπως έχει περιγραφεί στην παράγραφο αυτή) παρουσιάζεται παρακάτω:

Σχ.8. ΧΧΣ7 – Κατηγοριοποίηση Πελατών Προμηθευτών





ΧΧΣ8– Προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές
ΧΧΣ9 – Τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές

Προκαταρκτική Μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές

α) Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στην Υψηλή Τάση.

Η προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για τους Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι απευθείας στο Σύστημα υπολογίζεται σύμφωνα με την κατηγορία τους. Πιο συγκεκριμένα:

1) Κατηγορία I: Η προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος του Πελάτη c που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή p υπολογίζεται ως το 1/12 του γινομένου των παρακάτω:

- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες Συστήματος,
- ο της μέσης τιμής της Ισχύος Χρέωσης Χρήσης Συστήματος του Πελάτη c για τα έτη $Y-3$, $Y-2$, and $Y-1$, και
- ο της μέσης ωριαίας ζήτησης του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p κατά την ώρα της μηνιαίας μέγιστης ζήτησης δια της μέσης ωριαίας ζήτησης του Πελάτη c κατά την ώρα μηνιαίας μέγιστης ζήτησης του συγκεκριμένου Πελάτη:

$$CHARGE_{c,p,M} = \frac{1}{12} TUOSUC_c \times BCC_{c,Y} \times \frac{MQ_{c,p,CMP}}{MQ_{c,CMP}}$$

όπου $BCC_{c,Y}$ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$BCC_{c,Y} = AVERAGE(CC_{c,Y-3}, CC_{c,Y-2}, CC_{c,Y-1})$$

Μόνο τα έτη με διαθέσιμες και τις δύο τιμές $MQ_{c,SSP}$ και $MQ_{c,SWP}$ χρησιμοποιούνται στην παραπάνω σχέση της μέσης τιμής.

2) Κατηγορία II: Η προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος του Πελάτη c που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή p υπολογίζεται ως το 1/12 του γινομένου των παρακάτω:

- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες Συστήματος, και
- ο της μέσης ωριαίας ζήτησης του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p κατά την ώρα της μηνιαίας μέγιστης ζήτησης του συγκεκριμένου Πελάτη:

$$CHARGE_{c,p,M} = \frac{1}{12} TUOSUC_c \times MQ_{c,p,CMP}$$

3) Κατηγορία IV: Η προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος του Πελάτη c που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή p υπολογίζεται ως το 1/12 του γινομένου των παρακάτω:

- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες Συστήματος,
- ο της μέσης ωριαίας ζήτησης του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p κατά την ώρα της μηνιαίας μέγιστης ζήτησης του συγκεκριμένου Πελάτη, και
- ο του ποσοστού των ημερών του μήνα με τροφοδότηση ηλεκτρικής ενέργειας του Πελάτη:

$$CHARGE_{c,p,M} = \frac{1}{12} TUOSUC_c \times MQ_{c,p,CMP} \times DP_M$$

β) Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στην Μέση και Χαμηλή Τάση.

Η προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για τους Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στη Χαμηλή Τάση υπολογίζεται σύμφωνα με την κατηγορία τους. Πιο συγκεκριμένα:

1) Κατηγορία 1: Στην κατηγορία αυτή ανήκουν οι Οικιακοί Πελάτες Χαμηλής Τάσης.

Η προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος του Πελάτη που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή, υπολογίζεται ως το γινόμενο των παρακάτω:

- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Ισχύος για Οικιακούς Πελάτες της Χαμηλής Τάσης σε €/kVA, και
- ο της συμφωνημένης Ισχύος ή Ισχύος σύνδεσης σε kVA του Πελάτη που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή.
- ο Της αναλογίας του αριθμού ημερών του συγκεκριμένου μήνα με τον αριθμό ημερών του έτους

Στο ανωτέρω γινόμενο προστίθεται και το γινόμενο των παρακάτω:

- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Ενέργειας για Οικιακούς Πελάτες της Χαμηλής Τάσης σε €/kWh, και
- ο της εκτιμηθείσας μηνιαίας κατανάλωσης του Πελάτη που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή σε kWh.

2) Κατηγορία 2: Στην κατηγορία αυτή ανήκουν οι Αγροτικοί Πελάτες Χαμηλής Τάσης οι οποίοι έχουν μηδενική χρέωση.

3) Κατηγορία 3: Στην κατηγορία αυτή ανήκουν οι λοιποί Πελάτες Χαμηλής Τάσης (συμπεριλαμβανομένου και των Πελατών Φωτισμού Οδών και των

Πλατειών-ΦΟΠ).

Η προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος του Πελάτη που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή, υπολογίζεται ως το γινόμενο των παρακάτω:

- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Ισχύος για λοιπούς Πελάτες της Χαμηλής Τάσης σε €/kVA, και
- ο της συμφωνημένης Ισχύος ή Ισχύος σύνδεσης σε kVA του Πελάτη που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή
- ο της αναλογίας του αριθμού ημερών του συγκεκριμένου μήνα με τον αριθμό ημερών του έτους.

Στο ανωτέρω γινόμενο προστίθεται και το γινόμενο των παρακάτω:

- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Ενέργειας για λοιπούς Πελάτες της Χαμηλής Τάσης σε €/kWh, και
- ο της εκτιμηθείσας μηνιαίας κατανάλωσης του Πελάτη που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή σε kWh.

Η προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για τους Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στη Μέση Τάση υπολογίζεται σύμφωνα με την κατηγορία τους. Πιο συγκεκριμένα:

4) Κατηγορία 4: Στην κατηγορία αυτή ανήκουν οι Αγροτικοί Πελάτες Μέσης Τάσης οι οποίοι έχουν μηδενική χρέωση.

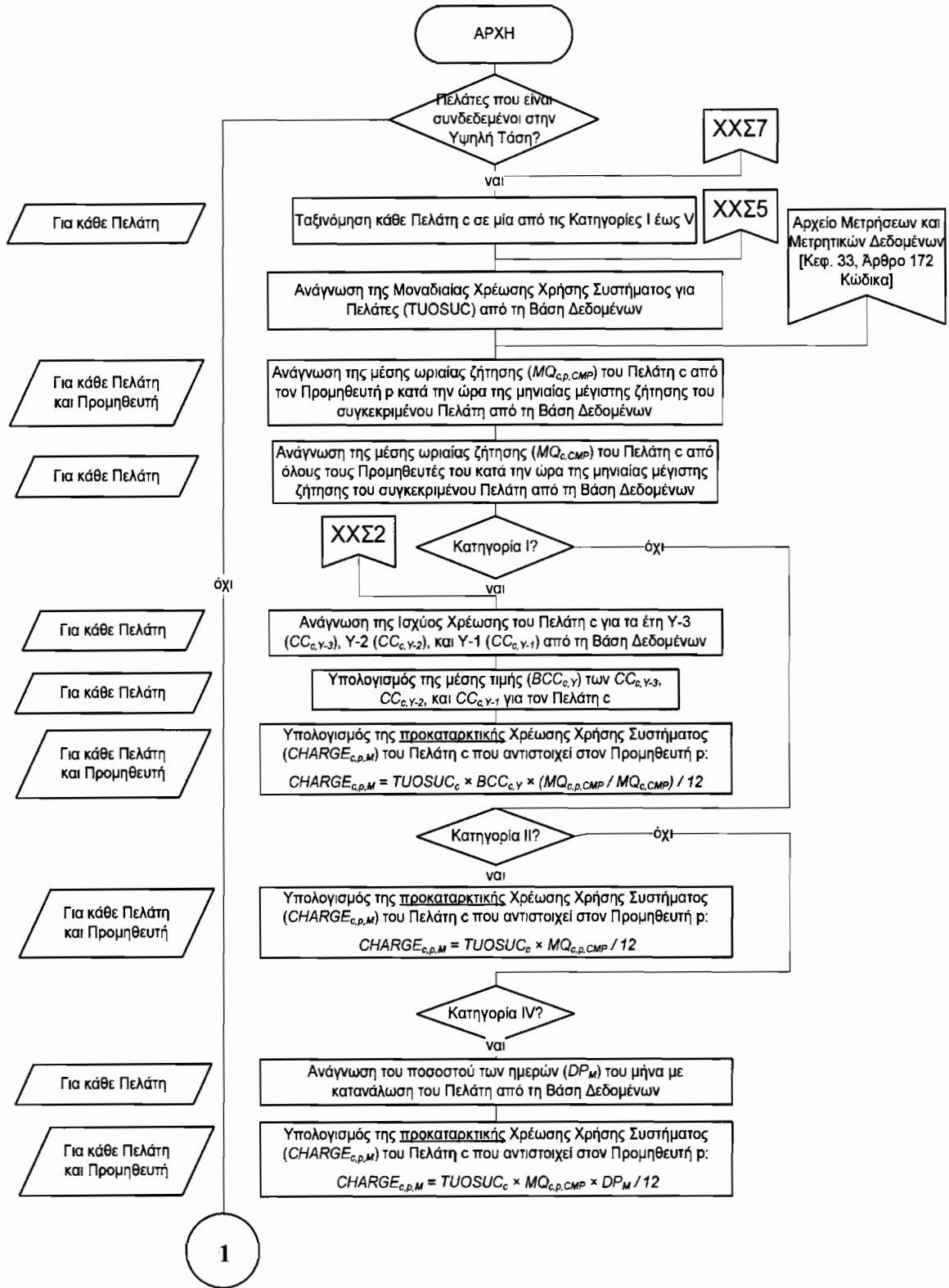
5) Κατηγορία 5: Στην κατηγορία αυτή ανήκουν οι λοιποί Πελάτες Μέσης Τάσης.

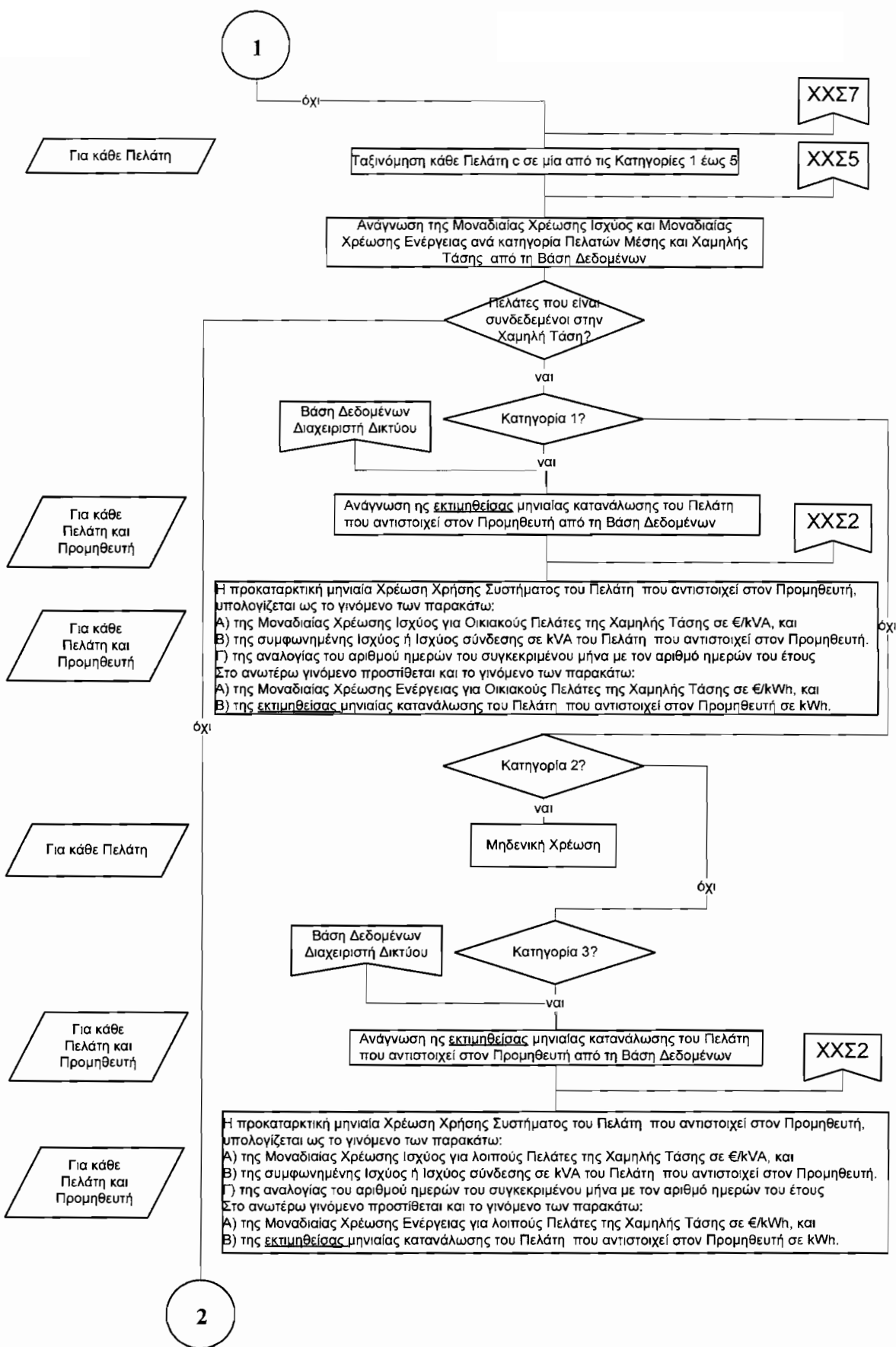
Η προκαταρκτική μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος του Πελάτη που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή, υπολογίζεται ως το γινόμενο των παρακάτω:

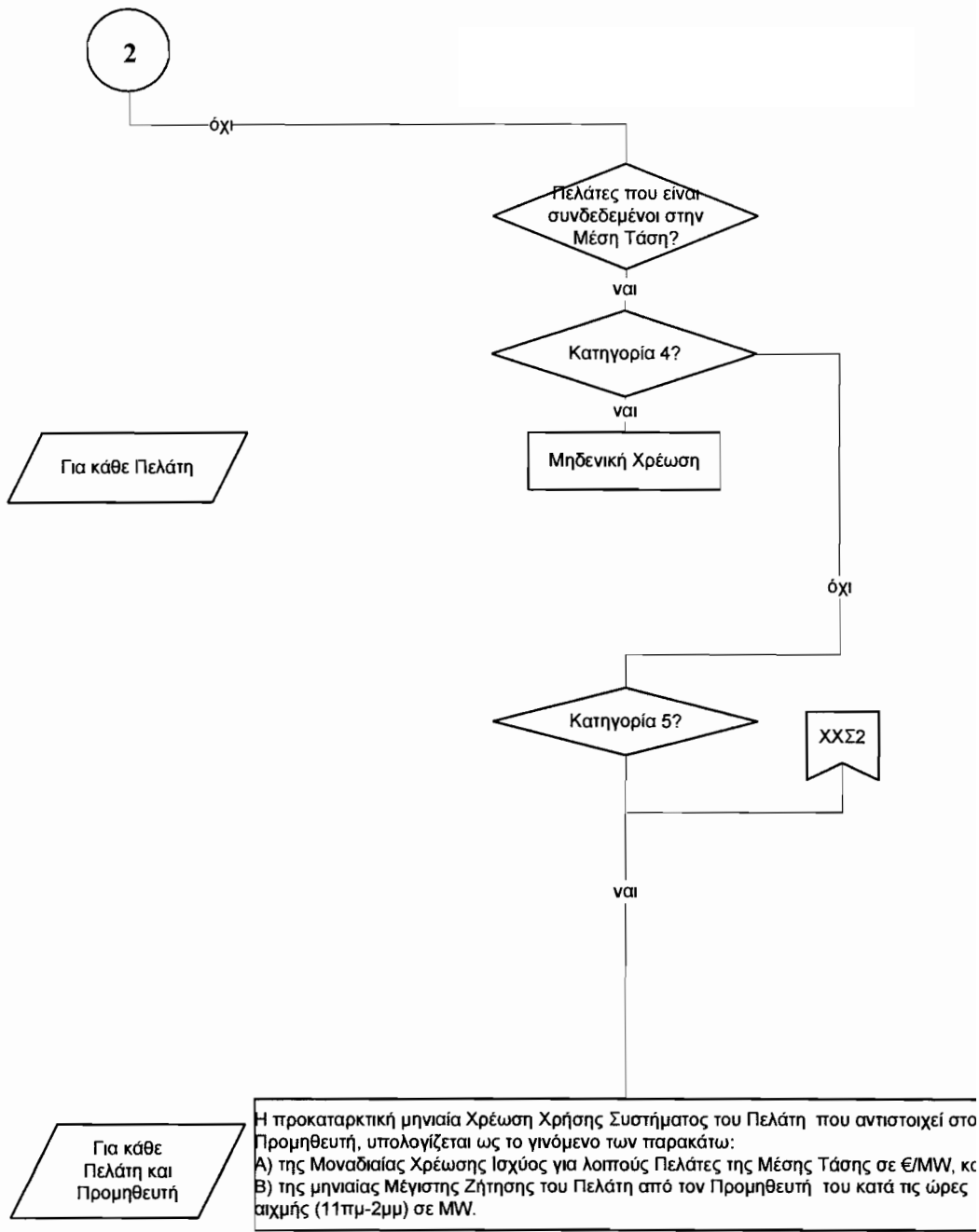
- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Ισχύος για λοιπούς Πελάτες της Μέσης Τάσης σε €/MW, και
- ο της μηνιαίας Μέγιστης Ζήτησης του Πελάτη που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή του κατά τις ώρες αιχμής (11πμ-2μμ) σε MW.
- ο του ποσοστού των ημερών του μήνα για τις οποίες ο Πελάτης εκπροσωπείται από τον συγκεκριμένο Προμηθευτή

Το αναλυτικό διάγραμμα ροής (ΧΧΣ8) που απεικονίζει τη διαδικασία Προκαταρκτικής μηνιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές (όπως έχουν περιγραφεί στην παράγραφο αυτή) παρουσιάζεται παρακάτω:

Σχ.9. ΧΧΣ8 – Προκαταρκτική Μηνιαία Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές







XXΣ2 – Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης για Πελάτες

XXΣ5 – Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες

XXΣ7 – Κατηγοριοποίηση Πελατών των Προμηθευτών

8.10 Τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές

Μετά το τέλος του έτους υπολογίζεται η τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος για τους Πελάτες. Κάθε Προμηθευτής χρεώνεται ή πιστώνεται τη διαφορά της τελικής ετήσιας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος από το άθροισμα των δώδεκα μηνιαίων Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος.

Αναλυτικά οι υπολογισμοί ανά κατηγορία πελατών παρουσιάζονται παρακάτω.

α) Προμηθευτές με Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στην Υψηλή Τάση.

Η τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος για τους Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι απευθείας στο Σύστημα υπολογίζεται σύμφωνα με την κατηγορία τους. Πιο συγκεκριμένα:

1) Κατηγορία I: Η τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος του Πελάτη c που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή p υπολογίζεται από το γινόμενο των παρακάτω:

- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες, και
- ο της ισχύος Χρέωσης Χρήσης Συστήματος του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p για το έτος Y :

$$CHARGE_{c,p,Y} = TUOSUC_c \times CC_{c,p,Y}$$

2) Κατηγορία II: Η τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος του Πελάτη c που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή p υπολογίζεται από το γινόμενο των παρακάτω:

- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες, και
- ο της Ισχύος Χρέωσης Χρήσης Συστήματος του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p για το έτος Y :

$$CHARGE_{c,p,Y} = TUOSUC_c \times CC_{c,p,Y}$$

3) Κατηγορία IV: Η τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος του Πελάτη c που αντιστοιχεί στον Προμηθευτή p υπολογίζεται από το γινόμενο των παρακάτω:

- ο της Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες,
- ο της Ισχύος Χρέωσης TUOS του Πελάτη c από τον Προμηθευτή p για το έτος Y , και
- ο του ποσοστού των ημερών του έτους με τροφοδότηση ηλεκτρικής ενέργειας του Πελάτη:

$$CHARGE_{c,p,Y} = TUOSUC_c \times CC_{c,p,Y} \times DP_Y$$

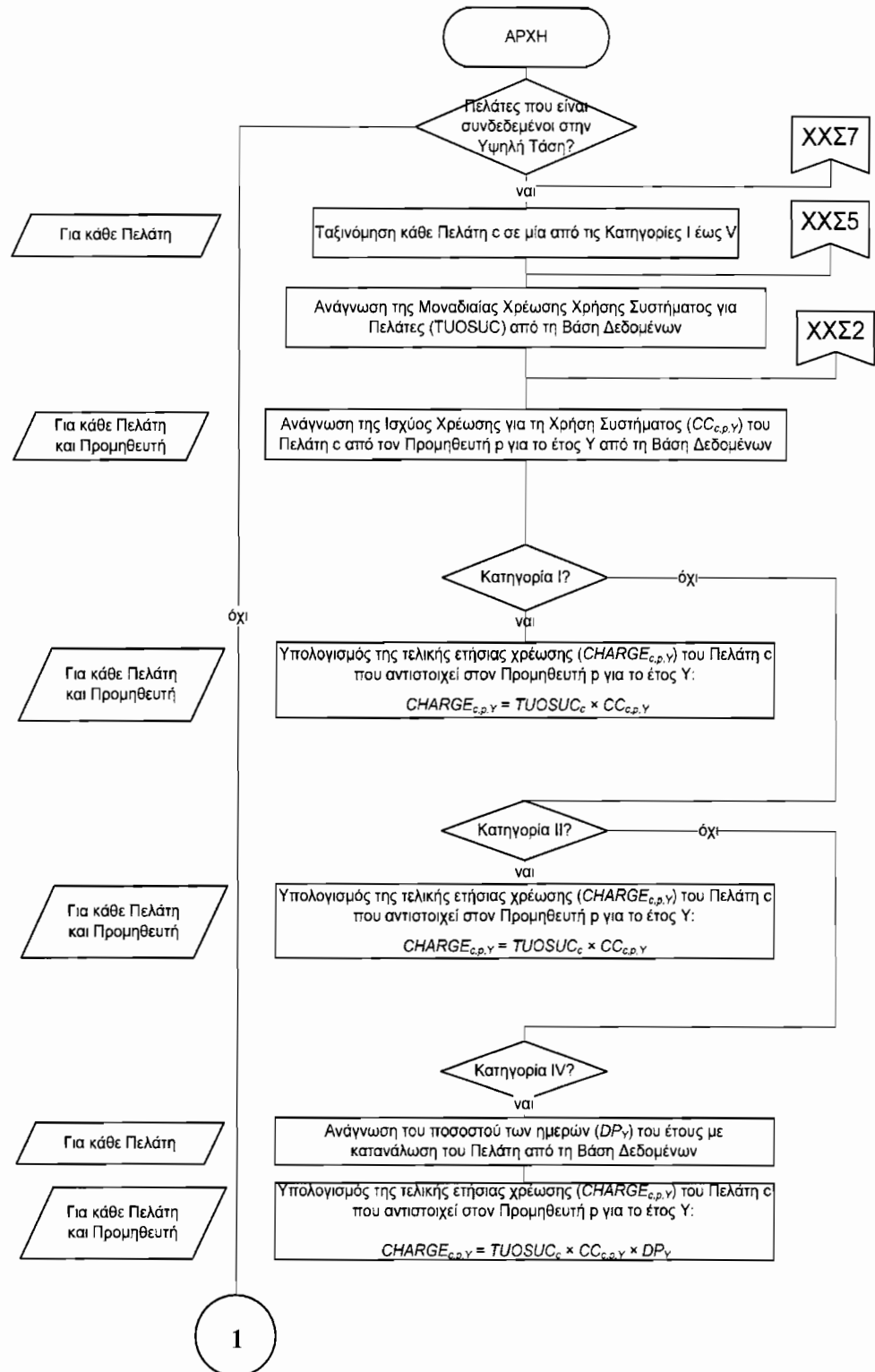
Αν τα $MQ_{c,p,SSP}$, $MQ_{c,p,SWP}$ δεν υπάρχουν, τότε: $CC_{c,p,Y} = MQ_{c,p,CYP}$

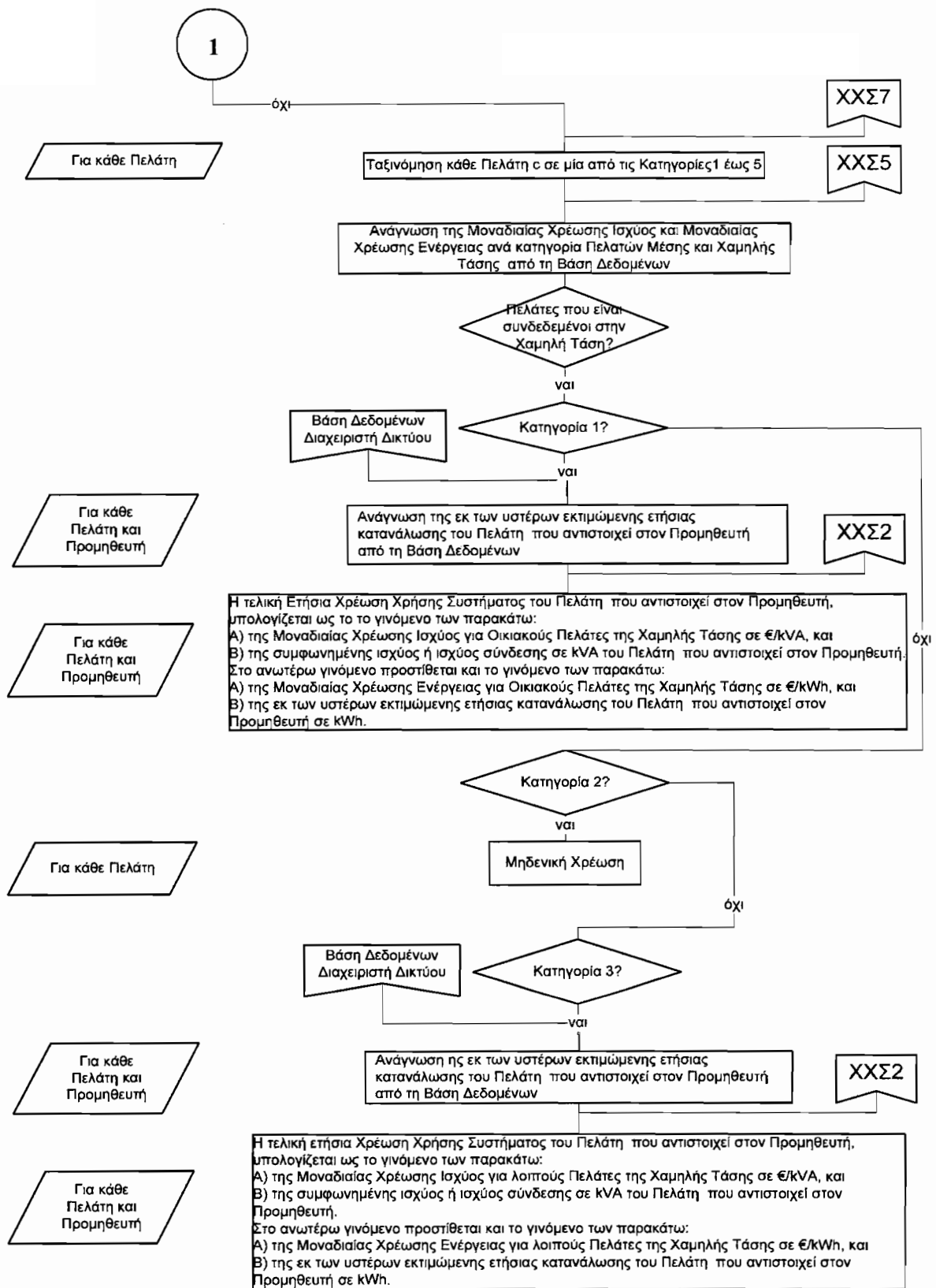
β) Προμηθευτές με Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στην Μέση και Χαμηλή Τάση.

Γίνεται ετήσια εκκαθάριση με βάση την εκ των υστέρων εκτιμώμενη κατανάλωση των πελατών Χαμηλής Τάσης από τον Διαχειριστή του Δικτύου.

Το αναλυτικό διάγραμμα ροής (ΧΧΣ9) που απεικονίζει τη διαδικασία τελικής ετήσιας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές (όπως έχει περιγραφεί στην παράγραφο αυτή) παρουσιάζεται παρακάτω:

Σχ.10. ΧΧΣ9 – Τελική ετήσια Χρέωση Χρήσης Συστήματος για Προμηθευτές





ΧΧΣ2 – Υπολογισμοί Ισχύος Χρέωσης για Πελάτες

ΧΧΣ5 – Μέθοδος Μοναδιαίας Χρέωσης Χρήσης Συστήματος για Πελάτες

8.11 Ετήσιο Κόστος Συστήματος και Έγκριση Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος

Μέχρι την 31η Οκτωβρίου κάθε έτους, ο ΔΕΣΜΗΕ συντάσσει τον προϋπολογισμό του επόμενου έτους, στον οποίο περιλαμβάνονται τα ακόλουθα:

- 1) Το ετήσιο κόστος Συστήματος όπως υπολογίζεται στην παράγραφο 8.6.
- 2) Τα προϋπολογιζόμενα έσοδα του ΔΕΣΜΗΕ από τη Χρέωση Χρήσης του Συστήματος για το επόμενο οικονομικό έτος, βάσει των Μοναδιαίων Χρεώσεων της παραγράφου 0 και της αναμενόμενης συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του Συστήματος.
- 3) Τυχόν διαφορά μεταξύ του ποσού που εισέπραξε ο ΔΕΣΜΗΕ από τις μονάδες παραγωγής και τους Πελάτες λόγω χρήσης του Συστήματος και του εγκεκριμένου ετήσιου Κόστους Συστήματος κατά τα προηγούμενα οικονομικά έτη, η οποία πιστώνεται ή χρεώνεται στον προϋπολογισμό του κόστους Συστήματος του επόμενου έτους.

Οι δαπάνες λειτουργίας του ΔΕΣΜΗΕ δεν περιλαμβάνονται στον προϋπολογισμό της Χρέωσης Χρήσης Συστήματος.

Ο προϋπολογισμός του ετήσιου κόστους του Συστήματος και οι Μοναδιαίες Χρεώσεις Χρήσης που προκύπτουν εγκρίνονται από τον Υπουργό ΠΕΚΑ κατόπιν γνώμης της ΡΑΕ. Μετά την έγκριση του προϋπολογισμού, ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει εκ νέου, εάν αυτό είναι απαραίτητο, μέχρι την 30η Νοεμβρίου το ύψος της Μοναδιαίας Χρέωσης που αντιστοιχεί στους Πελάτες και στις Μονάδες παραγωγής για το επόμενο οικονομικό έτος. Οι τελικές Μοναδιαίες Χρεώσεις Χρήσης του Συστήματος εγκρίνονται από τον Υπουργό ΠΕΚΑ κατόπιν γνώμης της ΡΑΕ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΜΗ ΣΥΜΜΟΡΦΩΣΗΣ

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται οι χρεώσεις που επιβάλλονται στους Συμμετέχοντες για άκυρη ή άκαιρη υποβολή στοιχείων στις διάφορες διαδικασίες της Αγοράς και γενικότερα για μη συμμόρφωση με τις διατάξεις του Κώδικα. Για τον υπολογισμό των χρεώσεων αυτών έχει αναπτυχθεί στον ΔΕΣΜΗΕ σχετικό λογισμικό, η μοντελοποίηση του οποίου περιγράφεται στο Παράρτημα ΙΙΙ.

9.1 Συμβολισμός Χρεώσεων

Ο ακόλουθη κωδικοποίηση χρησιμοποιείται στη μαθηματική μοντελοποίηση των χρεώσεων λόγω μη συμμόρφωσης, όπως ορίζεται στις σχετικές διατάξεις του Κώδικα.

Δείκτες	
<i>t</i>	Περίοδος Κατανομής.
<i>d</i>	Ημέρα Κατανομής
<i>m</i>	Ημερολογιακός μήνας
<i>y</i>	Ημερολογιακό Έτος
<i>u</i>	Μονάδα παραγωγής
<i>p</i>	Συμμετέχων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Μεταβλητές	
<i>DASMP</i>	Οριακή Τιμή Συστήματος
<i>EPSMP</i>	Οριακή Τιμή Αποκλίσεων
<i>DASQ</i>	Ημερήσιο πρόγραμμα ενέργειας
<i>INST</i>	Ποσότητα έγχυσης που αντιστοιχεί σε Εντολή Κατανομής
<i>MQ</i>	Μετρούμενη Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας
<i>NCAP</i>	Καταχωρημένη καθαρή ισχύς μονάδας παραγωγής

<i>RCAP_P</i>	Δηλωμένη ισχύς ως εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης μονάδας παραγωγής
<i>RCAP_S</i>	Δηλωμένη ισχύς ως εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης μονάδας παραγωγής
<i>PDM_G</i>	Απόλυτη τιμή της σταθμισμένης μηνιαίας μέσης τιμής των αποκλίσεων παραγωγής ενεργού ισχύος για μία μονάδα παραγωγής από τις αντίστοιχες εντολές κατανομής, για το σύνολο των εντολών κατανομής που εκδόθηκαν προς τη συγκεκριμένη μονάδα κατά τον υπόψη Ημερολογιακό Μήνα. Εάν είναι μικρότερη των 0,5 MW λαμβάνεται ίση με 0 MW, ενώ εάν είναι μεγαλύτερη των 5 MW λαμβάνεται ίση με 5 MW.
<i>NCER_S</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης σε Εκπρόσωπο Φορτίου που αποτυγχάνει να υποβάλλει Δηλώσεις για Εξαγωγή που να ικανοποιούν τις προβλέψεις κατά το άρθρο 17 (παράγραφος 3), μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>UNCER_S</i>	Μοναδιαία χρέωση μη συμμόρφωσης σε Εκπρόσωπο Φορτίου που αποτυγχάνει να υποβάλλει Δηλώσεις για Εξαγωγή που να ικανοποιούν τις προβλέψεις κατά το άρθρο 17 (παράγραφος 3), μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>A_E</i>	Συντελεστής προσαύξησης για χρέωση μη συμμόρφωσης σε Εκπρόσωπο Φορτίου που αποτυγχάνει να υποβάλλει Δηλώσεις για Εξαγωγή που να ικανοποιούν τις προβλέψεις κατά το άρθρο 17 (παράγραφος 3), μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>NER</i>	Τρέχων μετρητής των Ημερών Κατανομής εντός του τρέχοντος Ημερολογιακού Έτους για τις οποίες Εκπρόσωπος Φορτίου αποτυγχάνει να υποβάλλει Δηλώσεις για Εξαγωγή που να ικανοποιούν τις προβλέψεις κατά το άρθρο 17 (παράγραφος 3), μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>EI</i>	Απόκλιση της συνολικής ποσότητας ενέργειας της υποβληθείσας Δήλωσης Φορτίου για Εισαγωγή από την ελάχιστη ή μέγιστη τιμή του κατά το Άρθρο 17 (παράγραφος 3), ανάλογα με το αν η δήλωση είναι μικρότερη της ελάχιστης επιτρεπόμενης ή μεγαλύτερη της μέγιστης επιτρεπόμενης αντιστοίχως.
<i>NCBAL_S</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης σε Εκπρόσωπο Φορτίου για σημαντικές αποκλίσεις φορτίου
<i>BAL_S</i>	Μοναδιαία χρέωση μη συμμόρφωσης σε Εκπρόσωπο Φορτίου για σημαντικές αποκλίσεις φορτίου

<i>A_B</i>	Συντελεστής προσαύξησης για χρέωση μη συμμόρφωσης σε Εκπρόσωπο Φορτίου για σημαντικές αποκλίσεις φορτίου
<i>BAL_TOL</i>	Συντελεστής ανοχής στις αποκλίσεις ενέργειας μεταξύ Δήλωσης Φορτίου και πραγματικής απορρόφησης (μέτρησης), που καθορίζει την ύπαρξη σημαντικής απόκλισης ενέργειας
<i>NBAL</i>	Τρέχων μετρητής των Περιόδων Κατανομής εντός του τρέχοντος Ημερολογιακού Μήνα για τις οποίες Εκπρόσωπος Φορτίου παρουσιάζει σημαντικές αποκλίσεις φορτίου
<i>ND</i>	Μέγιστος αριθμός των Περιόδων Κατανομής εντός ενός Ημερολογιακού Μήνα που δεν επιβάλλεται χρηματικό πρόστιμο σε Εκπρόσωπος Φορτίου που παρουσιάζει σημαντικές αποκλίσεις φορτίου.
<i>NCIR_S</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης σε Εκπρόσωπο Φορτίου που αποτυγχάνει να υποβάλλει Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή που να ικανοποιούν τις προβλέψεις κατά το άρθρο 27 (παράγραφος 1), μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας
<i>UNCIR_S</i>	Μοναδιαία χρέωση μη συμμόρφωσης σε Εκπρόσωπο Φορτίου που αποτυγχάνει να υποβάλλει Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή που να ικανοποιούν τις προβλέψεις κατά το άρθρο 27 (παράγραφος 1), μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>A_I</i>	Συντελεστής προσαύξησης για χρέωση μη συμμόρφωσης σε Εκπρόσωπο Φορτίου που αποτυγχάνει να υποβάλλει Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή που να ικανοποιούν τις προβλέψεις κατά το άρθρο 27 (παράγραφος 1), μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>NIR</i>	Τρέχων μετρητής των Ημερών Κατανομής εντός του τρέχοντος Ημερολογιακού Έτους για τις οποίες Εκπρόσωπος Φορτίου αποτυγχάνει να υποβάλλει Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή που να ικανοποιούν τις προβλέψεις κατά το άρθρο 27 (παράγραφος 1), μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>II</i>	Απόκλιση της συνολικής ποσότητας ενέργειας της υποβληθείσας Προσφοράς Έγχυσης για Εξαγωγή από την ελάχιστη ή μέγιστη τιμή του κατά το Άρθρο 27 (παράγραφος 1), ανάλογα με το αν η προσφορά είναι μικρότερη της ελάχιστης επιτρεπόμενης ή μεγαλύτερη της μέγιστης επιτρεπόμενης αντιστοίχως.

<i>NCIO_G</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες προσφορές έγχυσης για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>UNCIO_G</i>	Μοναδιαία χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες προσφορές έγχυσης για μονάδα παραγωγής τους μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>A_G</i>	Συντελεστής προσαύξησης για χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες προσφορές έγχυσης για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>NIO</i>	Τρέχων μετρητής των Ημερών Κατανομής εντός του τρέχοντος Ημερολογιακού Έτους για τις οποίες Παραγωγός αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες προσφορές έγχυσης για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>NCRO_G</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες προσφορές εφεδρείας για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας
<i>UNCRO_G</i>	Μοναδιαία χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες προσφορές εφεδρείας για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>AR_G</i>	Συντελεστής προσαύξησης για χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες προσφορές εφεδρείας για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>NRO</i>	Τρέχων μετρητής των Ημερών Κατανομής εντός του τρέχοντος Ημερολογιακού Έτους για τις οποίες Παραγωγός αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες προσφορές εφεδρείας για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>NCNAD_G</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες δηλώσεις μη διαθεσιμότητας για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>UNCNAD_G</i>	Μοναδιαία χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες δηλώσεις μη διαθεσιμότητας για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής

<i>A_D</i>	Συντελεστής προσαύξησης για χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες δηλώσεις μη διαθεσιμότητας για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>NNAD</i>	Τρέχων μετρητής των Ημερών Κατανομής εντός του τρέχοντος Ημερολογιακού Έτους για τις οποίες Παραγωγός αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες δηλώσεις μη διαθεσιμότητας για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>NCTED_G</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>UNCTED_G</i>	Μοναδιαία χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>A_TD</i>	Συντελεστής προσαύξησης για χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>NTED</i>	Τρέχων μετρητής των Ημερών Κατανομής εντός του τρέχοντος Ημερολογιακού Έτους για τις οποίες Παραγωγός αποτυγχάνει να υποβάλλει έγκυρες δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων για μονάδα παραγωγής του μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής
<i>NCDO_G</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης μονάδας παραγωγής σε Εντολές Κατανομής για παροχή ενεργού/άεργου ισχύος
<i>AD_G</i>	Συντελεστής προσαύξησης για χρέωση μη συμμόρφωσης σε μονάδα παραγωγής που αποτυγχάνει να ακολουθήσει Εντολή Κατανομής.
<i>NDO</i>	Τρέχων μετρητής των ημερολογιακών μηνών εντός του τρέχοντος Ημερολογιακού Έτους για τις οποίες μονάδα παραγωγής απέτυχε να ακολουθήσει Εντολές Κατανομής
<i>H_G</i>	Ο αριθμός των Περιόδων Κατανομής ενός Ημερολογιακού Μήνα κατά τις οποίες μία μονάδα απέδωσε ενέργεια στο Σύστημα
<i>SMPM</i>	Μέση τιμή της Οριακής Τιμής του Συστήματος κατά τις Περιόδους Κατανομής του υπόψη μήνα που μονάδα παραγωγής απέδωσε ενέργεια στο Σύστημα

<i>A_DC</i>	Συντελεστής προσαύξησης για χρέωση μη συμμόρφωσης σε μονάδα παραγωγής που παρουσιάζει σημαντική δυσμενή απόκλιση στα Δηλωμένα Τεχνικά Χαρακτηριστικά της.
<i>DC_S</i>	Μοναδιαία χρέωση μη συμμόρφωσης σε Παραγωγό που παρουσιάζει σημαντική δυσμενή απόκλιση στα Δηλωμένα Τεχνικά Χαρακτηριστικά των Μονάδων του.
<i>NDC</i>	Μέγιστος αριθμός των Ημερών Κατανομής εντός ενός Ημερολογιακού Μήνα που δεν επιβάλεται χρηματικό πρόστιμο σε Παραγωγό που παρουσιάζει σημαντική δυσμενή απόκλιση στα Δηλωμένα Τεχνικά Χαρακτηριστικά των Μονάδων του.
<i>DC_TOL_MAX</i>	Συντελεστής ανοχής στις δυσμενείς αποκλίσεις μεταξύ της Δηλωμένης Μέγιστης Διαθέσιμης Ισχύος μιας μονάδος και της πραγματικής τιμής όπως υπολογίζεται στη διαδικασία της Κατανομής, που καθορίζει την ύπαρξη σημαντικής απόκλισης.
<i>DC_TOL_MIN</i>	Συντελεστής ανοχής στις δυσμενείς αποκλίσεις μεταξύ της Δηλωμένης Τεχνικά Ελάχιστης Παραγωγής μιας μονάδος και της πραγματικής τιμής όπως υπολογίζεται στη διαδικασία της Κατανομής, που καθορίζει την ύπαρξη σημαντικής απόκλισης..
<i>DC_MAX</i>	Απόκλιση μεταξύ της Δηλωμένης Μέγιστης Διαθέσιμης Ισχύος μιας μονάδος και της πραγματικής τιμής, όπως υπολογίζεται στη διαδικασία της Κατανομής.
<i>DC_MIN</i>	Απόκλιση μεταξύ της Δηλωμένης Τεχνικά Ελάχιστης Παραγωγής μιας μονάδος και της πραγματικής τιμής, όπως υπολογίζεται στη διαδικασία της Κατανομής.
<i>NDC_MAX</i>	Αύξων Μετρητής των Ημερών Κατανομής ενός Ημερολογιακού Μήνα όπου μια Μονάδα εμφανίζει σημαντική δυσμενή απόκλιση στη Δηλωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύ της
<i>NDC_MIN</i>	Αύξων Μετρητής των Ημερών Κατανομής ενός Ημερολογιακού Μήνα όπου μια Μονάδα εμφανίζει σημαντική δυσμενή απόκλιση στη Δηλωμένη Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή της
<i>NCDC_S_MAX</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης μονάδας παραγωγής για σημαντική δυσμενή απόκλιση της Δηλωμένης Μέγιστης Διαθέσιμης Ισχύος της

<i>NCDC_S_MIN</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης μονάδας παραγωγής για σημαντική δυσμενή απόκλιση της Δηλωμένης Τεχνικά Ελάχιστης Παραγωγής της
<i>NCDC_S</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης μονάδας παραγωγής για σημαντική δυσμενή απόκλιση στο σύνολο των Δηλωμένων Τεχνικών Χαρακτηριστικών της
<i>ANC_G</i>	Συντελεστής προσαύξησης για χρέωση μη συμμόρφωσης σε μονάδα παραγωγής που αποτυγχάνει να ακολουθήσει Εντολές Κατανομής για επικουρικές υπηρεσίες.
<i>NNC</i>	Συνολικός αριθμός των Ημερών Κατανομής κατά τη διάρκεια ενός Ημερολογιακού Μήνα κατά τις οποίες μονάδα παραγωγής δεν έχει παράσχει την εντελλόμενη Επικουρική Υπηρεσία
<i>QANC_G</i>	Ποσότητα της Επικουρικής Υπηρεσίας την οποία μονάδα παραγωγής δεν μπόρεσε να παράσχει παρά τις σχετικές Εντολές Κατανομής
<i>PANC</i>	Μοναδιαία Τιμή Πληρωμής της Επικουρικής Υπηρεσίας
<i>NANC_G</i>	Χρέωση μη συμμόρφωσης μονάδας παραγωγής σε Εντολές Κατανομής για παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών σε έναν Ημερολογιακό Μήνα

Τα μεγέθη ισχύος μετρώνται σε MW, οι ποσότητες ενέργειας σε MWh, οι τιμές σε €/ MWh, και οι πληρωμές και χρεώσεις σε €. Θεωρείται δεδομένο ότι οι αντίστοιχες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας που υπολογίζονται από τα μετρητικά δεδομένα έχουν καταστεί «έτοιμες προς Εκκαθάριση» κατά την διαδικασία της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων και ότι τα δεδομένα που καταγράφονται ή υπολογίζονται στο Σύστημα της Αγοράς έχουν αποθηκευθεί στη βάση δεδομένων της Εκκαθάρισης.

Οι μεταβλητές που εκφράζουν μοναδιαίες χρεώσεις και συντελεστές προσαύξησης καθώς και οι λοιπές παράμετροι των Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης έχουν ορισθεί, για το έτος 2011, με την Απόφαση 654/2011 της ΠΑΕ.

9.2 Χρέωση για Μη Νόμιμες Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγή

Σύμφωνα με το Άρθρο 21.2 του Κώδικα, οι Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, ως Εκπρόσωποι Φορτίου που αποτυγχάνουν να υποβάλλουν δηλώσεις φορτίου για εξαγωγή συμβατές με το Άρθρο 17 του Κώδικα μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής επιβαρύνονται με χρεώσεις αναλογικά με την απόκλιση της συνολικής ενέργειας της υποβληθείσας δήλωσης, για την συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής, από την ελάχιστη επιτρεπόμενη τιμή της, κατά το Άρθρο 17, ανάλογα με το αν η συνολική ποσότητα είναι μικρότερη της ελάχιστης επιτρεπόμενης αντίστοιχα. Πιο συγκεκριμένα το Άρθρο 17, προσδιορίζει ένα κατώτατο όριο ίσο με τα επιβεβαιωμένα μακροχρόνια δικαιώματα για εξαγωγή. Η χρέωση αυτή δεν επιβάλλεται για την πρώτη Ημέρα Κατανομής κατά το τρέχον ημερολογιακό μήνα που θα συμβεί η παράβαση, αλλά είναι αθροιστική για κάθε επόμενη Ημέρα Κατανομής εντός του υπόψη μήνα, που θα επαναληφθεί η παράβαση. Η χρέωση μη συμμόρφωσης για την παράβαση αυτή αυξάνεται ανάλογα με την συχνότητα εμφάνισής της κατά τις ημέρες του τρέχοντος ημερολογιακού μήνα.

Η μαθηματική έκφραση της χρέωσης μη συμμόρφωσης για τον παραβάτη Εκπρόσωπο Φορτίου p κατά την Ημέρα Κατανομής d είναι η ακόλουθη:

$$NCER_S_{p,d} = UNCER_S \times (1 + A_E) \times (NER_{p,d} - 1) \times \sum_{i \in d} EI_{p,i}, \quad \because NER_{p,d} > 1$$

Η συγκεκριμένη χρέωση χρεώνεται στον λογαριασμό του Συμμετέχοντα και πιστώνεται στο Λογιστικό Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Z.

Την επόμενη Ημέρα Κατανομής στο ίδιο Ημερολογιακό Μήνα που ο Εκπρόσωπος Φορτίου θα επαναλάβει την παράβαση, η χρέωση του θα πολλαπλασιαστεί επί 1, την τρίτη Ημέρα Κατανομής που θα επαναληφθεί η παράβαση για το ίδιο Ημερολογιακό Έτος ισχύει $NER_{p,d}=3$, οπότε $NER_{p,d}-1=2$ και η χρέωσή του θα διπλασιασθεί.

Παράδειγμα

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου υποβάλλει τις ακόλουθες Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγή για την 1^η, 2^η και 3^η ημέρα ενός Ημερολογιακού Μήνα, για τις οποίες έχουν προσδιοριστεί τα ακόλουθα κατώτερα όρια εξαγωγής. Όλες οι ποσότητες των παρακάτω πινάκων είναι σε MWh.

Από τους παρακάτω πίνακες προκύπτει ότι ο Εκπρόσωπος Φορτίου παραβαίνει τις διατάξεις του Άρθρου 21.2 για την 1^η και 3^η Ημέρα Κατανομής, ενώ η Δήλωση του για την 2^η Ημέρα Κατανομής είναι καθόλα νόμιμη. Ο Εκπρόσωπος Φορτίου δεν θα χρεωθεί για την παράβαση της 1^{ης} Ημέρας Κατανομής (όπου $NER_{p,d} = 1$, οπότε δεν ισχύει $NER_{p,d} > 1$), αλλά θα χρεωθεί για την 3^η Ημέρα Κατανομής (όπου $NER_{p,d} = 2$, και εφαρμόζεται η χρέωση διότι $NER_{p,d} > 1$).

Την 3^η Ημέρα Κατανομής του Ημερολογιακού Μήνα υπάρχει παράβαση για τις Περιόδους Κατανομής (Ωρες) 1-9 ως προς το κάτω όριο εξαγωγής.

Λαμβάνοντας υπόψη την απόφαση της ΠΑΕ:

UNCER_S = EPSMP

A_E = 0

Για την 3^η Ημέρα ισχύει:

NERp,d = 2

Elp,d = 90 MWh (το σύνολο των αποκλίσεων της 3^{ης} Ημέρας Κατανομής
(10*9 για τις ώρες 1-9 αντίστοιχα)

Για τις 1-7 ώρες η τιμή του UNCER_S =70€/MWh και για τις ώρες 8-9 είναι ίση με 90€/MWh

Τότε η χρέωση μη συμμόρφωσης υπολογίζεται ως εξής :

NCER_S = 1*(2-1)*(7*10*70+2*10*90)=6700 €,

Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγή			
Ωρα	1η Ημέρα	2η Ημέρα	3η Ημέρα
1	10	20	10
2	10	20	10
3	10	20	10
4	10	20	10
5	10	20	10
6	10	20	10
7	10	20	10
8	10	20	10
9	10	20	10
10	100	20	100
11	100	20	100
12	100	20	100
13	100	20	100
14	100	20	100
15	100	20	100
16	100	20	100
17	10	20	20
18	10	20	20
19	10	20	20
20	10	20	20
21	10	20	20
22	10	20	20
23	10	20	20
24	10	20	20

Κατώτερο Όριο Εξαγωγής (Άρθρο 17)			
Ωρα	1η Ημέρα	2η Ημέρα	3η Ημέρα
1	0	20	20
2	0	20	20
3	0	20	20
4	0	20	20
5	0	20	20
6	0	20	20
7	0	20	20
8	0	20	20
9	0	20	20
10	20	20	20
11	20	20	20
12	20	20	20
13	20	20	20
14	20	20	20
15	20	20	20
16	20	20	20
17	20	20	20
18	20	20	20
19	20	20	20
20	20	20	20
21	0	20	20
22	0	20	20
23	0	20	20
24	0	20	20

Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (EPSMP)			
Ωρα	1η Ημέρα	2η Ημέρα	3η Ημέρα
1	70	70	70
2	70	70	70
3	70	70	70
4	70	70	70
5	70	70	70
6	70	70	70
7	70	70	70
8	90	90	90
9	90	90	90
10	90	90	90
11	90	90	90
12	90	90	90
13	90	90	90
14	90	90	90
15	90	90	90
16	90	90	90
17	90	90	90
18	90	90	90
19	90	90	90
20	70	70	70
21	70	70	70
22	70	70	70
23	70	70	70
24	70	70	70

9.3 Χρέωση για Σημαντική Απόκλιση στις Δηλώσεις Φορτίου

Σύμφωνα με το Άρθρο 21.4 του Κώδικα, οι Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας ως Εκπρόσωποι Φορτίου που αποτυγχάνουν να υποβάλλουν νόμιμες δηλώσεις φορτίου ή που υποβάλλουν νόμιμες δηλώσεις φορτίου για τα φορτία τους μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής, αλλά εμφανίζουν μία σημαντική απόκλιση φορτίου πέρα από μία ορισμένη ανοχή, επιβαρύνονται με χρεώσεις αναλογικά με την απόλυτη τιμή της απόκλισης του φορτίου τους σε κάθε Περίοδο Κατανομής της συγκεκριμένης Ημέρας Κατανομής. Η χρέωση αυτή δεν επιβάλλεται για τις πρώτες δέκα πέντε (35) Περιόδους Κατανομής κατά τον τρέχοντα Ημερολογιακό Μήνα που θα συμβεί η παράβαση.

Σε περίπτωση που ένας Εκπρόσωπος Φορτίου δεν ανεβάσει Δήλωση Φορτίου ή υποβάλει Μη Νόμιμη Δήλωση Φορτίου, θεωρείται ότι η Δήλωση του είναι μηδενική.

Η μαθηματική έκφραση της χρέωσης μη συμμόρφωσης για τον παραβάτη Εκπρόσωπο Φορτίου p για σημαντικές αποκλίσεις φορτίου κατά την Ημέρα Κατανομής d είναι η εξής :

$$NCBAL_S_{p,d} = BAL_S \times (1 + A_B) \times (NBAL_{p,t} - ND) \times \sum_{t \in d} (|MQ_{p,t} - DASQ_{p,t}| - BAL_TOL \times MQ_{p,t})$$

$$\therefore NBAL_{p,t} > ND$$

$$\therefore t \text{ where: } |MQ_{p,t} - DASQ_{p,t}| - BAL_TOL \times MQ_{p,t} > 0$$

Η συγκεκριμένη χρέωση χρεώνεται στον Λογιστικό Λογαριασμό του Συμμετέχοντα και πιστώνεται στο Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Z.

Παράδειγμα

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου υποβάλλει τις Δηλώσεις Φορτίου (ΠΙΝΑΚΑΣ ΔΗΛΩΣΕΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ) για όλες τις Ημέρες Κατανομής ενός Ημερολογιακού Μήνα, για τις οποίες ημέρες έχουν πιστοποιηθεί οι ακόλουθες μετρήσεις (ΠΙΝΑΚΑΣ ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ) για τα φορτία του. Όλες οι ποσότητες των παρακάτω πινάκων είναι σε MWh.

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου ο οποίος εκπροσωπεί γενικά βοηθητικά θεμικών μονάδων ή αιολικών πάρκων έχει τη δυνατότητα (και όχι την υποχρέωση) σύμφωνα με το Άρθρο 21.7 να ανεβάσει ξεχωριστές δηλώσεις φορτίου για τα φορτία αυτά, προκειμένου να κάνει χρήση του ευνοϊκού επιπέδου ανοχής (BAL_TOL) όπως φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα.

Αρχικά γίνεται έλεγχος των μετρήσεων των φορτίων για κάθε Περίοδο Κατανομής του κάθε εκπροσώπου φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής, εστί ώστε να αντιστοιχισθεί το σωστό επίπεδο ανοχής BAL_TOL σύμφωνα με τον παρακάτω Πίνακα, που προσδιορίζεται κάθε χρόνο με απόφαση της ΡΑΕ. Για όσους Εκπροσώπους Φορτίου εκπροσωπούν γενικά βοηθητικά μονάδων, γίνεται έλεγχος των μετρήσεων όλων των φορτίων του μείον των καταναλώσεων των γενικών βοηθητικών, και έπειτα γίνεται η αντιστοίχιση του σωστού BAL_TOL.

Μέτρηση φορτίων Εκπροσώπου Φορτίου	BAL_TOL
0-1 MW	2
1-20 MW	1
20-50 MW	0.3
50-100MW	0.2
>100 MW	0.1
Για τα φορτία των γενικών βοηθητικών των θερμικών μονάδων και των αιολικών πάρκων επιβάλλεται ένα ενιαίο BAL-TOL=2, ανεξάρτητα από το επίπεδο των φορτίων	2

Σύμφωνα με τον ακόλουθο Πίνακα Μετρήσεων Φορτίου, οι Μετρήσεις για όλες τις Περιόδους Κατανομής για τις Ημέρες 1-10 και 16-31 είναι πάνω από 100 MW, συνεπώς εφαρμόζεται όριο ανοχής BAL_TOL=0.1, ενώ για όλες τις Περιόδους Κατανομής για τις Ημέρες 11-12 είναι στην κατηγορία 50-100 MW, οπότε BAL_TOL=0.2.

Από τους ακόλουθους πίνακες Δηλώσεων και Μετρήσεων Φορτίου προκύπτει ότι, ο Εκπρόσωπος Φορτίου παραβαίνει τις διατάξεις του Άρθρου 21.4 για τις Ημέρες Κατανομής 1-4 για τις Περιόδους Κατανομής 1-10 (καθώς $|MQ_{p,t}-DASQ_{p,t}-BAL_TOL*MQ_{p,t}|=|150-125|-125*0.1=12.5>0$) και επίσης για τις Ημέρες Κατανομής 11-12 για όλες τις Περιόδους Κατανομής 1-24 (καθώς $|MQ_{p,t}-DASQ_{p,t}-BAL_TOL*MQ_{p,t}|=|120-90|-90*0.2=12>0$).

Για τις υπόλοιπες περιόδους των υπόψη Κατανομής δεν σημειώνεται σημαντική απόκλιση.

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου δεν θα χρεωθεί για τις παραβάσεις των πρώτων 35 Περιόδων Κατανομής (όπου δεν ισχύει $NBAL_{p,d}>ND$) όπου σημειώθηκε σημαντική απόκλιση, δηλαδή για τις Περιόδους Κατανομής 1-10 των Ημερών 1-3 και τις Περιόδους Κατανομής 1-5 για την Ημέρα 4. Η Χρέωση θα αρχίσει να ισχύει από την 36^η Περίοδο Κατανομής με Παράβαση, δηλαδή για τις Περιόδους 6-10 της Ημέρας 4 και για όλες τις Περιόδους 1-24 για τις Ημέρες 11-12.

Λαμβάνοντας υπόψη την Απόφαση της ΡΑΕ:

$$BAL_S = 150 \text{ €/ MWh}$$

$$A_B = 0$$

για την 4^η Ημέρα Κατανομής η χρέωση είναι :

$$NCBAL_Sp,4 = 150*1*(12.5+12.5+12.5+12.5+12.5)=9375\text{€}$$

Ομοίως για κάθε μία από τις Ημέρες Κατανομής 11-15 η χρέωση είναι:

$$NCBAL_Sp,11,12 = 150*1(24*12)=43200 \text{ €}$$

Άρα συνολικά για όλο το Μήνα η χρέωση είναι:

$$NCBAL_Sp,m = 9375+2*43200 = 95775\text{€}$$

Διευκρινήσεις για Δηλώσεις Γενικών Βοηθητικών

Η Παράγραφος 7 του Άρθρου 21 του ΚΔΣ&ΣΗΕ κάνει ιδιαίτερες προβλέψεις όσον αφορά τις Χρεώσεις Μη Συμμόρφωσης (ΧΜΣ) που επιβάλλονται για τις Μη Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου (ΜΤΔΦ) των καταναλώσεων των Βοηθητικών Φορτίων των Θερμικών Μονάδων και των Αιολικών Πάρκων (για λόγους συντόμευσης θα αναφέρονται ως: Γενικά Βοηθητικά). Πιο συγκεκριμένα:

Κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου ο οποίος εκπροσωπεί Μετρητές Γενικών Βοηθητικών έχει την επιλογή και όχι την υποχρέωση να κάνει ξεχωριστή Μη Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου για το Σύνολο των Μετρητών αυτών, με Δηλώσεις ανά επίπεδο Τάσης και Λειτουργικής Ζώνης.

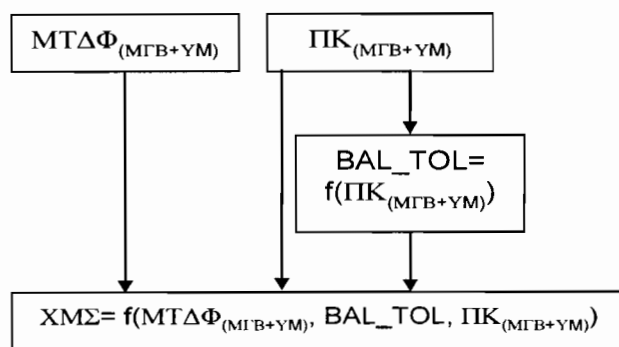
1. Σε περίπτωση που δεν επιλέξει να κάνει χρήση του δικαιώματος αυτού, τότε η μοναδική Μη Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου που υποβάλλει, αφορά το Σύνολο των Μετρητών που εκπροσωπεί ο Εκπρόσωπος Φορτίου (ανά επίπεδο Τάσης και Λειτουργικής Ζώνης), συμπεριλαμβανομένων των Γενικών Βοηθητικών. Σημειώνεται ότι η Άντληση Υδροηλεκτρικών Μονάδων δηλώνεται με ξεχωριστή Τιμολογούμενη Δήλωση.
 - a. Για τη μοναδική Μη Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου υπολογίζεται Χρέωση Μη Συμμόρφωσης (με βάση τη σχέση που περιγράφεται στο Άρθρο 21 Παράγραφος 4), όπου λαμβάνεται υπόψη η Συνολική πραγματική Κατανάλωση των Μετρητών που εκπροσωπεί, συμπεριλαμβανομένων των Μετρητών Γενικών Βοηθητικών. Με βάση το ύψος της Συνολικής πραγματικής Κατανάλωσης προσδιορίζεται και το όριο Ανοχής (BAL_TOL) που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ΧΜΣ. Σε περίπτωση μη υποβολής έγκυρης Μη Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου, η Μη Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου θεωρείται μηδενική στον υπολογισμό των σχετικών Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης.
2. Σε περίπτωση που επιλέξει να κάνει χρήση του δικαιώματος αυτού, τότε οφείλει να υποβάλει ξεχωριστή Μη Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου για τους Μετρητές των Γενικών Βοηθητικών και ξεχωριστή Μη Τιμολογούμενη Δήλωση για το Σύνολο των υπολοίπων Μετρητών (2 ξεχωριστές Μη Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου ανά επίπεδο Τάσης και Λειτουργικής Ζώνης). Σημειώνεται ότι η Άντληση Υδροηλεκτρικών Μονάδων δηλώνεται με ξεχωριστή Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου. Μόνο όταν ο Εκπρόσωπος Φορτίου δηλώσει εγγράφως ότι δεν επιθυμεί πλέον να συνεχίσει να υποβάλει ξεχωριστή Μη Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου για τα Γενικά Βοηθητικά αίρεται η υποχρέωση του Συμμετέχοντα να υποβάλει ΜΤΔΦ για τα Γενικά Βοηθητικά του. Τότε επανέρχεται στην κατάσταση που περιγράφεται παραπάνω (Περίπτωση 1).
 - a. Για τις 2 ξεχωριστές Μη Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου υπολογίζονται 2 ξεχωριστές Χρεώσεις Μη Συμμόρφωσης (με βάση τη σχέση που περιγράφεται στο Άρθρο 21 Παράγραφος 4). Στους υπολογισμούς χρησιμοποιούνται 2 διαφορετικά όρια Ανοχής (BAL_TOL). Στην περίπτωση της ΜΤΔΦ για τα Γενικά Βοηθητικά, το όριο Ανοχής είναι σταθερό και ανεξάρτητο από το ύψος της πραγματικής Κατανάλωσης των Γενικών Βοηθητικών, ενώ στην περίπτωση της ΜΤΔΦ για τους υπόλοιπους Μετρητές το

όριο παίρνει τιμή ανάλογα με το ύψος της Συνολικής πραγματικής Κατανάλωσης των αντίστοιχων Μετρητών. Σε περίπτωση μη υποβολής έγκυρης Μη Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου (είτε για τους Μετρητές Γενικών Βοηθητικών είτε για τους υπόλοιπους Μετρητές του), η Μη Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου θεωρείται μηδενική στον υπολογισμό των σχετικών Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης.

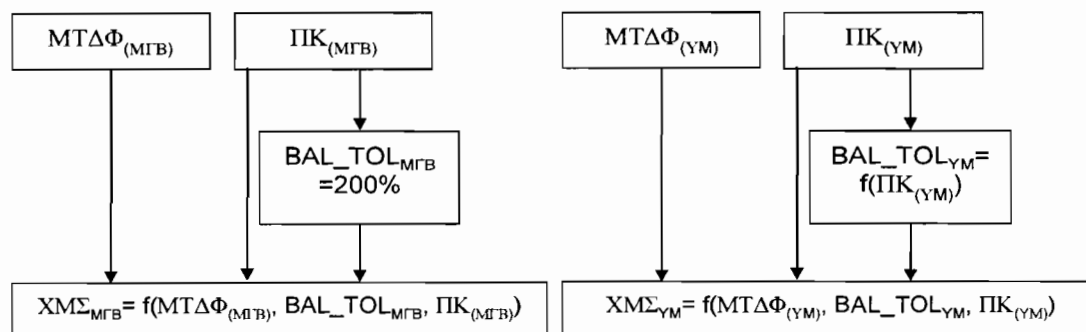
Και στις 2 παραπάνω Περιπτώσεις η Κατανάλωση των Μετρητών Άντλησης δεν συμπεριλαμβάνονται στη Συνολική πραγματική Κατανάλωση των Μετρητών του ΕΦ. Επίσης δεν υπολογίζονται ΧΜΣ για τις Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου για τους Μετρητές Άντλησης.

Λαμβάνοντας υπόψη την απόφαση 654/2011 της ΡΑΕ, συνοπτικά ισχύουν οι 2 ακόλουθες περιπτώσεις για το 2011.

Περίπτωση 1: Ο Εκπρόσωπος Φορτίου (ΕΦ) δεν κάνει χρήση του δικαιώματος να υποβάλλει ξεχωριστή ΜΤΔΦ για τα Γενικά Βοηθητικά του.



Περίπτωση 2. Ο Εκπρόσωπος Φορτίου (ΕΦ) κάνει χρήση του δικαιώματος να υποβάλλει ξεχωριστή ΜΤΔΦ για τα Γενικά Βοηθητικά του.



ΜΤΔΦ: Μη Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου

ΠΚ: Πραγματική Κατανάλωση

ΜΓΒ: Μετρητές Γενικών Βοηθητικών

BAL_TOL: Όριο Ανοχής

ΥΜ: Υπόλοιποι Μετρητές

ΧΜΣ: Χρέωση Μη Συμμόρφωσης

9.4 Χρέωση για Μη Νόμιμες Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή

Σύμφωνα με το Άρθρο 32.1 του Κώδικα, οι Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας ως Προμηθευτές (κάτοχοι άδειας Προμήθειας ή αυτό-προμηθευόμενοι πελάτες), που αποτυγχάνουν να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης για εισαγωγή συμβατές με το Άρθρο 27 του Κώδικα μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής, επιβαρύνονται με χρεώσεις κατά το Άρθρο 27, ανάλογα με το αν η συνολική ποσότητα είναι μικρότερη της ελάχιστης αναλογικά με την απόκλιση της συνολικής ενέργειας της υποβληθείσας προσφοράς για την συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής από την ελάχιστη επιτρεπόμενη τιμή της επιτρεπόμενης. Πιο συγκεκριμένα το Άρθρο 27 προσδιορίζει ένα κατώτατο όριο ίσο με τα επιβεβαιωμένα μακροχρόνια δικαιώματα για εισαγωγή. Η χρέωση αυτή δεν επιβάλλεται για την πρώτη Ημέρα Κατανομής κατά το τρέχον ημερολογιακό μήνα που θα συμβεί η παράβαση, αλλά είναι αθροιστική για κάθε επόμενη Ημέρα Κατανομής εντός του υπόψη μήνα, που θα επαναληφθεί η παράβαση. Η χρέωση μη συμμόρφωσης για την παράβαση αυτή αυξάνεται ανάλογα με την συχνότητα εμφάνισής της κατά τις ημέρες του τρέχοντος ημερολογιακού μήνα.

Η μαθηματική έκφραση της χρέωσης μη συμμόρφωσης για τον παραβάτη Προμηθευτή p κατά την Ημέρα Κατανομής d έχει ως εξής:

$$NCIR_{p,d} = UNCIR_{p,d} \times (1 + A_{p,d}) \times (NIR_{p,d} - 1) \times \sum_{i \in d} II_{p,i}, \quad \because NIR_{p,d} > 1$$

Η συγκεκριμένη χρέωση χρεώνεται στον Λογιστικό Λογαριασμό του Συμμετέχοντα και πιστώνεται στο Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Z.

Παράδειγμα

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου υποβάλλει τις ακόλουθες Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή για την 1^η, 2^η και 3^η ημέρα ενός Ημερολογιακού Μήνα, για τις οποίες έχουν προσδιοριστεί τα κατώτερα και ανώτερα όρια εξαγωγής που παρουσιάζονται στους παρακάτω πίνακες. Όλες οι ποσότητες των παρακάτω πινάκων είναι σε MWh.

Από τους παραπάνω πίνακες προκύπτει ότι ο Εκπρόσωπος Φορτίου παραβαίνει τις διατάξεις του Άρθρου 21.2 για την 1^η και 3^η Ημέρα Κατανομής, ενώ η Δήλωση του για την 2^η Ημέρα Κατανομής είναι καθόλα νόμιμη. Ο Εκπρόσωπος Φορτίου δεν θα χρεωθεί για την παράβαση της 1^{ης} Ημέρας Κατανομής (όπου $NIR_{p,d} = 1$, οπότε δεν ισχύει $NIR_{p,d} > 1$), αλλά θα χρεωθεί για την 3^η Ημέρα Κατανομής (όπου $NIR_{p,d} = 2$, και επιβάλλεται η χρέωση διότι $NIR_{p,d} > 1$).

Την 3^η Ημέρα Κατανομής του Ημερολογιακού Έτους υπάρχει παράβαση για τις Περιόδους Κατανομής (Ωρες) 1-9 ως προς το κάτω όριο εξαγωγής και για τις Ωρες 10-16 ως προς το πάνω όριο εξαγωγής.

Προσφορά Έγχυσης για Εισαγωγή				Κατώτερο Όριο Εισαγωγής (Άρθρο 27)				Οριακή Τιμή Αποκλίσεων EPSMP			
Ωρα	1η Ημέρα	2η Ημέρα	3η Ημέρα	Ωρα	1η Ημέρα	2η Ημέρα	3η Ημέρα	Ωρα	1η Ημέρα	2η Ημέρα	3η Ημέρα
1	10	20	10	1	0	20	20	1	70	70	70
2	10	20	10	2	0	20	20	2	70	70	70
3	10	20	10	3	0	20	20	3	70	70	70
4	10	20	10	4	0	20	20	4	70	70	70
5	10	20	10	5	0	20	20	5	70	70	70
6	10	20	10	6	0	20	20	6	70	70	70
7	10	20	10	7	0	20	20	7	70	70	70
8	10	20	10	8	0	20	20	8	90	90	90
9	10	20	10	9	0	20	20	9	90	90	90
10	100	20	100	10	20	20	20	10	90	90	90
11	100	20	100	11	20	20	20	11	90	90	90
12	100	20	100	12	20	20	20	12	90	90	90
13	100	20	100	13	20	20	20	13	90	90	90
14	100	20	100	14	20	20	20	14	90	90	90
15	100	20	100	15	20	20	20	15	90	90	90
16	100	20	100	16	20	20	20	16	90	90	90
17	10	20	20	17	20	20	20	17	90	90	90
18	10	20	20	18	20	20	20	18	90	90	90
19	10	20	20	19	20	20	20	19	90	90	90
20	10	20	20	20	20	20	20	20	70	70	70
21	10	20	20	21	0	20	20	21	70	70	70
22	10	20	20	22	0	20	20	22	70	70	70
23	10	20	20	23	0	20	20	23	70	70	70
24	10	20	20	24	0	20	20	24	70	70	70

Λαμβάνοντας υπόψη την απόφαση της ΠΑΕ:

$$UNCIR_S = EPSMP$$

$$A_I = 0$$

Για την 3^η ημέρα ισχύει:

$$NERp,d = 2$$

$EIp,d = 90 \text{ MWh}$ (το σύνολο των αποκλίσεων της 3^{ης} Ημέρας Κατανομής (10*9 για τις ώρες 1-9 αντίστοιχα)

Για τις 1-7 ώρες η τιμή του UNCER_S =70€/MWh και για τις ώρες 8-9 είναι ίση με 90€/MWh

Τότε η χρέωση μη συμμόρφωσης υπολογίζεται ως εξής :

$$NCER_S = 1*(2-1)*(7*10*70+2*10*90)=6700 \text{ €},$$

9.5 Χρέωση για Μη Νόμιμες Προσφορές Έγχυσης

Σύμφωνα με το Άρθρο 32.3 του Κώδικα, οι Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας ως Παραγωγοί, που αποτυγχάνουν να υποβάλλουν νόμιμες προσφορές έγχυσης για τις μονάδες παραγωγής τους μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής, για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής, επιβαρύνονται, για την συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής, με χρεώσεις αναλογικά με την συνολική καθαρή ισχύ των υπόψη μονάδων όπως είναι καταχωρημένες στο Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων. Η χρέωση αυτή δεν επιβάλλεται για την πρώτη Ημέρα Κατανομής κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος, που θα συμβεί η παράβαση, αλλά είναι αθροιστική για κάθε επόμενη Ημέρα Κατανομής εντός του υπόψη έτους, που θα επαναληφθεί η παράβαση. Η χρέωση μη συμμόρφωσης για την παράβαση αυτή αυξάνεται ανάλογα με την συχνότητα εμφάνισής της κατά τις ημέρες του τρέχοντος ημερολογιακού έτους.

Η μαθηματική έκφραση της χρέωσης μη συμμόρφωσης για τον παραβάτη Παραγωγό p για μονάδες παραγωγής του u με μη νόμιμες προσφορές έγχυσης κατά την Ημέρα Κατανομής d έχει ως εξής:

$$NCIO_G_{p,d} = UNCIO_G \times (1 + A_G) \times (NIO_{p,d} - 1) \times \sum_{u \in p} NCAP_u$$

$\because NIO_{p,d} > 1$, u : μονάδα με μη νόμιμη προσφορά έγχυσης

Η συγκεκριμένη χρέωση χρεώνεται στον Λογιστικό Λογαριασμό του Συμμετέχοντα και πιστώνεται στο Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Z.

Παράδειγμα

Ο Παραγωγός υποβάλλει Προσφορές Έγχυσης για τις πέντε (5) κατανεμόμενες μονάδες του για την 1^η, 2^η και 3^η ημέρα ενός Ημερολογιακού Έτους. Η καθαρή ισχύς των μονάδων του φαίνεται στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας Νομιμότητας Προσφορών Μονάδων Παραγωγής).

ΠΙΝΑΚΑΣ ΝΟΜΙΜΟΤΗΤΑΣ ΠΡΟΣΦΟΡΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ			
Αποδοχή/Απόρριψη Προσφορών Έγχυσης των Μονάδων ενός Παραγωγού για τις 3 πρώτες Ημέρες Κατανομής ενός Ημερολογιακού Έτους -Καθαρή Ισχύς Μονάδων			
	1η Ημέρα	2η Ημέρα	3η Ημέρα
Μονάδα 1 (300 MW)	√	x	x
Μονάδα 2 (300 MW)	√	√	x
Μονάδα 3 (400 MW)	√	√	x
Μονάδα 4 (350 MW)	x	x	√
Μονάδα 5 (300 MW)	√	√	√

Ο ΔΕΣΜΗΕ ελέγχει αν οι προσφορές έγχυσης που υποβλήθηκαν από τον Παραγωγό παραβαίνουν τις διατάξεις του Άρθρου 32.3 και κρίνει μη αποδεκτές

τις προσφορές και για τις 3 υπόψη Ημέρες Κατανομής για διαφορετικές όμως Μονάδες, όπως φαίνεται στον Πίνακα Νομιμότητας Προσφορών Μονάδων Παραγωγής.

Για την 1^η Ημέρα Κατανομής δεν επιβάλλεται χρέωση διότι $NIOP,d=1$, οπότε δεν ισχύει $NIOP,d>1$.

Λαμβάνοντας υπόψη την απόφαση της ΡΑΕ:

$$UNCIO_G = 10 \text{ €/ MWh}$$

$$A_G = 0$$

Για την 2^η Ημέρα Κατανομής ισχύει:

$$NIOP,d = 2$$

$NCAPu,d = 650 \text{ MW}$ (το άθροισμα της καθαρής ισχύος των μονάδων του Παραγωγού με μη αποδεκτές Προσφορές Έγχυσης για την υπόψη Ημέρα δηλ. Μονάδα 1 και Μονάδα 4)

Τότε η χρέωση μη συμμόρφωσης υπολογίζεται ως εξής :

$$NCIO_Gp,d = 10*1*1*650=6500 \text{ €},$$

Για την 3^η Ημέρα Κατανομής ισχύει:

$$NIOP,d = 3$$

$NCAPu,d = 1000 \text{ MW}$ (το άθροισμα της καθαρής ισχύος των μονάδων του Παραγωγού με μη αποδεκτές Προσφορές Έγχυσης για την υπόψη Ημέρα δηλ. Μονάδα 1, Μονάδα 2 και Μονάδα 3).

Τότε η χρέωση μη συμμόρφωσης υπολογίζεται ως εξής :

$$NCIO_Gp,d = 10*1*2*1000=20000 \text{ €},$$

9.6 Χρέωση για Μη Νόμιμες Προσφορές Εφεδρείας

Σύμφωνα με το Άρθρο 38.1 του Κώδικα, οι Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας ως Παραγωγοί που αποτυγχάνουν να υποβάλλουν νόμιμες προσφορές εφεδρείας για τις μονάδες παραγωγής τους μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής, επιβαρύνονται με χρεώσεις αναλογικά με το δηλωμένη εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης και το εύρος δευτερεύουσας Ρύθμισης για τις υπόψη μονάδες την συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής. Η χρέωση αυτή δεν επιβάλλεται για την πρώτη Ημέρα Κατανομής κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος που θα συμβεί η παράβαση, αλλά είναι αθροιστική για κάθε επόμενη Ημέρα Κατανομής εντός του υπόψη έτους, που θα επαναληφθεί η παράβαση. Η χρέωση μη συμμόρφωσης για την παράβαση αυτή αυξάνεται ανάλογα με την συχνότητα εμφάνισής της κατά τις ημέρες του τρέχοντος ημερολογιακού έτους

Η μαθηματική έκφραση της χρέωσης μη συμμόρφωσης για τον παραβάτη Παραγωγό p για τις μονάδες παραγωγής του u με μη νόμιμες προσφορές εφεδρείας κατά την Ημέρα Κατανομής d έχει ως εξής:

$$NCRO_G_{p,d} = UNCRO_G \times (1 + AR_G) \times (NRO_{p,d} - 1) \times \sum_{u \in p} (RCAP_P_u + RCAP_S_u)$$

$\because NRO_{p,d} > 1$, u : μονάδα με μη νόμιμη προσφορά εφεδρείας

Η συγκεκριμένη χρέωση χρεώνεται στον Λογιστικό Λογαριασμό του Συμμετέχοντα και πιστώνεται στο Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Z.

Παράδειγμα

Ο Παραγωγός υποβάλλει Προσφορές Εφεδρείας για τις κατανεμόμενες μονάδες του για την 1^η, 2^η και 3^η ημέρα ενός Ημερολογιακού Έτους

Ο ΔΕΣΜΗΕ ελέγχει αν οι προσφορές εφεδρείας που υποβλήθηκαν από τον Παραγωγό παραβαίνουν τις διατάξεις του Άρθρου 38.1 και κρίνει μη νόμιμη την υποβολή των προσφορών και για τις τρεις (3) υπόψη Ημέρες Κατανομής.

Για την 1^η Ημέρα Κατανομής δεν επιβάλλεται χρέωση μη συμμόρφωσης διότι $NRO_{p,d}=1$, οπότε δεν ισχύει $NRO_{p,d}>1$.

Λαμβάνοντας υπόψη την απόφαση της ΡΑΕ:

$$UNCRO_G = 10 \text{ €/ MWh}$$

$$AR_G = 0$$

Για την 2^η Ημέρα Κατανομής ισχύει:

$$NRO_{p,d} = 2$$

$RCAP_P_{u,d} + RCAP_S_{u,d} = 200 \text{ MW}$ (άθροισμα της Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης και του Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης των μονάδων του Παραγωγού με μη αποδεκτές Προσφορές Εφεδρείας για την υπόψη Ημέρα)

Τότε για την συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής υπολογίζεται χρέωση μη συμμόρφωσης ως εξής :

$$UNCRO_G_{p,2} = 10 * 1 * 1 * 200 = 2000 \text{ €}$$

Για την 3^η Ημέρα Κατανομής υπολογίζεται χρέωση ίση με

$$UNCRO_G_{p,3} = 10 * 1 * 2 * 200 = 4000 \text{ €}$$

9.7 Χρέωση για Μη Νόμιμες Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας

Σύμφωνα με το Άρθρο 40.3 του Κώδικα, οι Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας ως Παραγωγοί που αποτυγχάνουν να υποβάλλουν νόμιμες δηλώσεις μη διαθεσιμότητας για τις μονάδες παραγωγής τους για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής επιβαρύνονται με χρεώσεις αναλογικά με την καθαρή ισχύ για τις υπόψη μονάδες όπως είναι καταχωρημένη στο Μητρώο Καταχωρημένων Μονάδων Παραγωγής, την συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής. Η χρέωση αυτή δεν επιβάλλεται την πρώτη Ημέρα Κατανομής κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος που έχει συμβεί η παράβαση, αλλά είναι αθροιστική για κάθε επόμενη Ημέρα Κατανομής εντός του υπόψη έτους, που θα επαναληφθεί η παράβαση. Η χρέωση μη συμμόρφωσης για την παράβαση αυτή αυξάνεται ανάλογα με την συχνότητα εμφάνισής της κατά τις ημέρες του τρέχοντος ημερολογιακού έτους

Η μαθηματική έκφραση της χρέωσης μη συμμόρφωσης για τον παραβάτη Παραγωγό p για τις μονάδες παραγωγής του u με μη νόμιμες δηλώσεις μη διαθεσιμότητας κατά την Ημέρα Κατανομής d του τρέχοντος ημερολογιακού έτους y έχει ως ακολούθως:

$$NCNAD_G_{p,d} = UCNAD_G \times (1 + A_D) \times (NNAD_{p,d} - 1) \times \sum_{u \in p} NCAP_u$$

$\therefore NNAD_{p,d > 1}$, u : μονάδα με μη νόμιμη δήλωση μη διαθεσιμότητας

Η συγκεκριμένη χρέωση χρεώνεται στον Λογιστικό Λογαριασμό του Συμμετέχοντα και πιστώνεται στο Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Z.

Παράδειγμα

Ο Παραγωγός υποβάλλει Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας για τις κατανεμόμενες μονάδες του που εμφανίζονται στον ΠΙΝΑΚΑ ΜΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ για την 1^η, 2^η και 3^η ημέρα ενός Ημερολογιακού Έτους.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΜΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ			
Αποδοχή/Απόρριψη Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας των Μονάδων ενός Παραγωγού για τις 3 πρώτες Ημέρες Κατανομής ενός Ημερολογιακού Έτους -Καθαρή Ισχύς Μονάδων			
	1η Ημέρα	2η Ημέρα	3η Ημέρα
Μονάδα 1 (300 MW)	√	x	x
Μονάδα 2 (300 MW)	√	√	x
Μονάδα 3 (400 MW)	√	√	x
Μονάδα 4 (350 MW)	x	x	√
Μονάδα 5 (300 MW)	√	√	√

Ο ΔΕΣΜΗΕ ελέγχει αν οι δηλώσεις που υποβλήθηκαν από τον Παραγωγό παραβαίνουν τις διατάξεις του Άρθρου 40 και κρίνει μη αποδεκτές τις δηλώσεις και για τις τρεις (3) υπόψη Ημέρες Κατανομής για διαφορετικές όμως Μονάδες, όπως φαίνεται στον παρακάτω πίνακα.

Για την 1^η Ημέρα Κατανομής δεν επιβάλλεται χρέωση διότι $NNAD_{p,d}=1$, οπότε δεν ισχύει $NNAD_{p,d}>1$.

Λαμβάνοντας υπόψη την απόφαση της ΡΑΕ:

$$UNCNAD_G = 50 \text{ €/ MWh}$$

$$A_D = 0$$

Για την 2^η Ημέρα Κατανομής ισχύει:

$$NNAD_{p,2} = 2$$

$NCAP_u = 650 \text{ MW}$ (το άθροισμα της καθαρής ισχύος των μονάδων του Παραγωγού με μη αποδεκτές Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας για την υπόψη Ημέρα (Μονάδα 1 και Μονάδα 4).

Τότε για την συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής υπολογίζεται χρέωση μη συμμόρφωσης ως εξής :

$$NCNAD_G_{p,2} = 50 * 1 * 1 * 650 = 32500 \text{ €},$$

Για την 3^η Ημέρα Κατανομής υπολογίζεται χρέωση

$$NCNAD_G_{p,3} = 50 * 1 * 2 * 1000 = 100.000 \text{ €}$$

9.8 Χρέωση για Μη Αποδεκτή Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων

Σύμφωνα με το Άρθρο 46.4 του Κώδικα, οι Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας ως Παραγωγοί που αποτυγχάνουν να υποβάλλουν αποδεκτές δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων για τις μονάδες παραγωγής τους για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής, επιβαρύνονται την συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής με χρεώσεις αναλογικά με την καθαρή ισχύ των υπόψη κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής τους, σύμφωνα με το Μητρώο Καταχωρημένων Μονάδων Παραγωγής. Η χρέωση αυτή δεν επιβάλλεται για την πρώτη Ημέρα Κατανομής του τρέχοντος ημερολογιακού μήνα που θα συμβεί η παράβαση, αλλά είναι αθροιστική για κάθε επόμενη Ημέρα Κατανομής εντός του υπόψη μήνα, κατά την οποία θα επαναληφθεί η παράβαση. Η χρέωση μη συμμόρφωσης για την παράβαση αυτή αυξάνεται ανάλογα με την συχνότητα εμφάνισής της κατά τις ημέρες του τρέχοντος ημερολογιακού μήνα

Η μαθηματική έκφραση της χρέωσης μη συμμόρφωσης για τον παραβάτη Παραγωγό p για τις μονάδες παραγωγής του u με μη αποδεκτές δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων κατά την Ημέρα Κατανομής d του τρέχοντος ημερολογιακού μήνα m έχει ως εξής :

$$NCTED_G_{p,d} = UNCTED_G \times (1 + A_TD) \times (NTED_{p,d} - 1) \times \sum_{u \in p} NCAP_u$$

$\because NTED_{p,d} > 1$, u : μονάδα με μη αποδεκτές δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων

Η συγκεκριμένη χρέωση χρεώνεται στον Λογιστικό Λογαριασμό του Συμμετέχοντα και πιστώνεται στο Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Z.

Παράδειγμα

Ο Παραγωγός υποβάλλει Δηλώσεις Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων για τις κατανεμόμενες μονάδες του όπως φαίνεται στον ΠΙΝΑΚΑ ΑΠΟΔΟΧΗΣ ΔΗΛΩΣΕΩΝ ΤΕΧΝΙΚΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ για την 1^η, 2^η και 3^η ημέρα ενός Ημερολογιακού Έτους.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΠΟΔΟΧΗΣ ΔΗΛΩΣΕΩΝ ΤΕΧΝΙΚΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ			
Αποδοχή/Απόρριψη Δηλώσεων Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων των Μονάδων ενός Παραγωγού για τις 3 πρώτες Ημέρες Κατανομής ενός Ημερολογιακού Μήνα -Καθαρή Ισχύς Μονάδων			
	1η Ημέρα	2η Ημέρα	3η Ημέρα
Μονάδα 1 (300 MW)	√	x	x
Μονάδα 2 (300 MW)	√	√	x
Μονάδα 3 (400 MW)	√	√	x
Μονάδα 4 (350 MW)	x	x	√
Μονάδα 5 (300 MW)	√	√	√

Ο ΔΕΣΜΗΕ ελέγχει αν οι δηλώσεις που υποβλήθηκαν από τον Παραγωγό παραβαίνει τις διατάξεις του Άρθρου 46 και κρίνει μη αποδεκτές τις δηλώσεις και για τις τρεις (3) υπόψη Ημέρες Κατανομής για διαφορετικές όμως Μονάδες, όπως φαίνεται στον παραπάνω πίνακα.

Για την 1^η Ημέρα Κατανομής δεν επιβάλλεται χρέωση διότι $NTED_{p,d}=1$, οπότε δεν ισχύει $NTED_{p,d}>1$.

Λαμβάνοντας υπόψη την απόφαση της ΡΑΕ:

$$UNCTED_G = 10 \text{ €/ MWh}$$

$$A_TD = 0$$

Για την 2^η Ημέρα Κατανομής ισχύει:

$$NTED_{p,2} = 2$$

$NCAR_{\mu} = 650 \text{ MW}$ (το άθροισμα της καθαρής ισχύος των μονάδων του Παραγωγού με μη αποδεκτές Δηλώσεις Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων για την υπόψη Ημέρα- Μονάδα 1 και Μονάδα 4).

Τότε για την συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής υπολογίζεται χρέωση μη συμμόρφωσης ως εξής

$$NCTED_Gr,2 = 10 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 650 = 6500 \text{ €}$$

Για την 3^η Ημέρα Κατανομής υπολογίζεται χρέωση

$$NCTED_Gr,3 = 10 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 1000 = 20000 \text{ €}$$

Συνολικά για τον Μήνα η Χρέωση θα είναι:

$$NCTED_Gr,m = 6500 + 20000 = 26500 \text{ €}.$$

9.9 Χρέωση για Μη Συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής

Σύμφωνα με το Άρθρο 92.2 του Κώδικα ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών μετά το πέρας κάθε ημερολογιακού μήνα, και για κάθε μονάδα παραγωγής, την απόλυτη τιμή της σταθμισμένης τιμής των αποκλίσεων της παραγωγής ενεργού ισχύος της μονάδας από τις αντίστοιχες Εντολές Κατανομής, για το σύνολο των Εντολών Κατανομής που εκδόθηκαν προς τη μονάδα κατά το μήνα αυτό.

Η μέθοδος προσδιορισμού των ποσοτήτων $PDM_{G_{u,m}}$ αποτελούν αντικείμενο του Εγχειριδίου Κατανομής.

Στην περίπτωση που η απόλυτη τιμή της σταθμισμένης μέσης τιμής των αποκλίσεων της παραγωγής της μονάδας υπερβαίνει το 1% (PDM_TOL_1) της Καθαρής Δηλωμένης Ισχύος (NCAP) της κάθε μονάδας, ο σχετικός Παραγωγός επιβαρύνεται με Χρέωση Μη Συμμόρφωσης με την Εντολή Κατανομής.

Η μαθηματική έκφραση της χρέωσης μη συμμόρφωσης με Εντολές Κατανομής για την μονάδα παραγωγής u κατά την Περίοδο Κατανομής t του ημερολογιακού μήνα m έχει ως ακολούθως:

$$\text{Αν: } PDM_{G_{u,m}} \leq PDM_TOL_1 * NCAP \Rightarrow NCDO_{G_{u,m}} = 0$$

$$\text{Αν: } PDM_{G_{u,m}} > PDM_TOL_1 * NCAP$$

$$SMPM_{u,m} = \sum_{i \in m} \frac{DASMP_i}{H_{G_{u,m}}}, \quad \because MQ_{u,t} > 0$$

$$NCDO_{G_{u,m}} = SMPM_{u,m} \times H_{G_{u,m}} \times (1 + AD_G) \times (PDM_{G_{u,m}} - PDM_TOL_1 * NCAP)$$

Η χρέωση μη συμμόρφωσης για τον παραβάτη Συμμετέχοντα p στην Αγορά ως Παραγωγού για τις μονάδες παραγωγής του u που δεν συμμορφώνονται κατά τον ημερολογιακό μήνα m υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$NCDO_{G_{p,m}} = \sum_{u \in p} NCDO_{G_{u,m}}$$

Η συγκεκριμένη χρέωση χρεώνεται στον Λογιστικό Λογαριασμό του Συμμετέχοντα και πιστώνεται στο Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Z.

Παράδειγμα

Ο Παραγωγός δέχεται εντολές Κατανομής για παροχή ενεργής ισχύος για τις 5 κατανεμόμενες μονάδες του για όλες τις ημέρες ενός Ημερολογιακού Μήνα, αλλά όχι για όλες τις Περιόδους του Μήνα.

Τα Πληροφοριακά Συστήματα της Κατανομής καταγράφουν και υπολογίζουν την ποσότητα $PDM_{G_{u,m}}$ για κάθε μονάδα.

Αν η τιμή της μεταβλητής αυτής δεν υπερβαίνει το γινόμενο $BAL_TOL_1 * NCAP$ για κάθε μονάδα αντίστοιχα τότε δεν επιβάλλεται κάποια χρέωση.

Οριακή Τιμή Συστήματος για τις Ημέρες Κατανομής ενός Ημερολογιακού Μήνα (σε €/MWh)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
2	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
3	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
4	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
5	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
6	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
7	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
8	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
9	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
10	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
11	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
12	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
13	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
14	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
15	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
16	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
17	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
18	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
19	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
20	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
21	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
22	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
23	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
24	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70

Με διαφορετικό χρώμα απεικονίζονται οι Περίοδοι που δέχθηκε Εντολή Κατανομής η Μονάδα 1, Μονάδα 2, Μονάδα 3, Μονάδα 4 και η Μονάδα 5.

	ΜΟΝΑΔΑ 1	ΜΟΝΑΔΑ 2	ΜΟΝΑΔΑ 3	ΜΟΝΑΔΑ 4	ΜΟΝΑΔΑ 5
NCAP	100	60	80	80	100
H_G	62	42	90	36	60
SMPM*	40 €/MWH	50 €/MWH	58 €/MWH	40 €/MWH	70 €/MWH
PDM_GU,M	2 MW	0 MW	0,5 MW	0.8 MW	2,5 MW
PDM_GU,M- BAL_TOL_1*NCAP	1 MW	-0.6 MW	-0.3 MW	0 MW	1,5 MW
1+AD_G	1	1	1	1	1
NCDO_GU	2480€	0€	0€	0€	6300€
NCDO_GP	8780€				
* Η Μέση τιμή της Οριακής Τιμή του Συστήματος για κάθε Μονάδα υπολογίζεται με βάση την Οριακή Τιμή του Συστήματος για τις Περιόδους που η Μονάδα δέχθηκε Εντολή Κατανομής					

9.10 Χρέωση για Σημαντική Δυσμενή Απόκλιση στα Δηλωμένα Τεχνικά Χαρακτηριστικά

Σύμφωνα με το Άρθρο 92.6 του Κώδικα, ο ΔΕΣΜΗΕ συγκρίνει τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά των Μονάδων με τις αντίστοιχες πραγματικές τιμές τους, όπως αυτές εκτιμώνται από τη λειτουργία των Μονάδων κατά τη διαδικασία της Κατανομής. Πιο συγκεκριμένα, από το σύνολο των Δηλωμένων Χαρακτηριστικών των Μονάδων, έχει καθοριστεί μετά από εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ και απόφαση της ΡΑΕ να γίνεται έλεγχος στη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς, όπως αυτή προκύπτει από τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά τους και τις Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας στον ΗΕΠ, και στην Ελάχιστη Τεχνικά Παραγωγή των Μονάδων, όπως αυτή προκύπτει από από τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά τους. Σε περίπτωση που υπολογισθεί σημαντική δυσμενή απόκλιση μεταξύ των δηλωθέντων και των υπολογισμένων από τον ΔΕΣΜΗΕ τιμών, τότε υπολογίζεται αντίστοιχη Χρέωση. Ως Σημαντική Δυσμενή απόκλιση νοείται η περίπτωση εκείνη κατά την οποία η αριθμητική τιμή ενός χαρακτηριστικού μιας Μονάδος, όπως αυτή εκτιμάται από τον ΔΕΣΜΗΕ, σύμφωνα με μεθοδολογία που προσδιορίζεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής, αποκλίνει προς κατεύθυνση που επηρεάζει δυσμενώς τη λειτουργία του Συστήματος κατά ένα ποσοστό μεγαλύτερο από ένα προσδιορισμένο

ποσοστό/όριο ανοχής. Το όριο ανοχής, όπως έχει ορισθεί από τη ΠΑΕ είναι 3% για τη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύ και 6% για την Ελάχιστη Τεχνικά Παραγωγή.:

Η μαθηματική έκφραση της χρέωσης μη συμμόρφωσης για σημαντική Δυσμενή Απόκλιση στα Δηλωμένα Τεχνικά Χαρακτηριστικά για την μονάδα παραγωγής u κατά την Περίοδο Κατανομής t του ημερολογιακού μήνα m υπολογίζεται ως ακολούθως:

Για την Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς για κάθε Μονάδα u και Περίοδο Κατανομής t :

$$\begin{aligned} & \text{if } NDC_MAX_{u,d} - NDC < 0, \text{ then } NCDC_S_MAX_{u,t} = 0 \\ & \text{if } NDC_MAX_{u,d} - NDC > 4, \text{ then } NDC_MAX_{u,d} = 2 \cdot NDC = 8 \\ & NCDS_S_MAX_{u,t} = DC_S \times NCAP_{u,t} \times (1 + A_DC) \times \max[(NDC_MAX_{u,d} - NDC), 0] \cdot \\ & \cdot \max[(DC_MAX_{u,t} - DC_TOL_MAX), 0] \end{aligned}$$

Για την Ελάχιστη Τεχνικά Παραγωγή για κάθε Μονάδα u και Περίοδο Κατανομής t :

$$\begin{aligned} & \text{if } NDC_MIN_{u,d} - NDC < 0, \text{ then } NCDC_S_MIN_{u,t} = 0 \\ & \text{if } NDC_MIN_{u,d} - NDC > 4, \text{ then } NDC_MIN_{u,d} = 2 \cdot NDC = 8 \\ & NCDS_S_MIN_{u,t} = DC_S \times NCAP_{u,t} \times (1 + A_DC) \times \max[(NDC_MIN_{u,d} - NDC), 0] \cdot \\ & \cdot \max[(DC_MIN_{u,t} - DC_TOL_MIN), 0] \end{aligned}$$

Για το σύνολο των υπό έλεγχο Δηλωμένων Τεχνικών Χαρακτηριστικών (Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς και Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή) για κάθε Μονάδα u και Περίοδο Κατανομής t :

$$NCDS_S_{u,t} = NCDS_S_MAX_{u,t} + NCDS_S_MIN_{u,t}$$

Για κάθε Ημέρα Κατανομής d :

$$NCDS_S_{u,d} = \sum_{t \in d} NCDS_S_{u,t}$$

Η χρέωση μη συμμόρφωσης για τον παραβάτη Συμμετέχοντα p στην Αγορά ως Παραγωγού για τις μονάδες παραγωγής του u που δεν συμμορφώνονται κατά τον ημερολογιακό μήνα m υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$NCDS_S_{p,d} = \sum_{u \in p} NCDS_S_{u,d}$$

$$NCDS_S_{p,m} = \sum_{d \in m} NCDS_S_{p,d}$$

Η συγκεκριμένη χρέωση χρεώνεται στον Λογιστικό Λογαριασμό του Συμμετέχοντα και πιστώνεται στο Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Z.

Παράδειγμα

Ο Παραγωγός δηλώνει τη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύ για τις Μονάδες 1&2 του και τελικά εμφανίζει κάποιες αποκλίσεις για τις πρώτες 10 και τελευταίες 10 ώρες αντίστοιχα κάθε ημέρας Κατανομής στο πρώτο 10ήμερο ενός Μήνα, όπως

φαίνεται στους παρακάτω Πίνακες, όπου για λόγους απλοποίησης παρατίθενται μόνο οι πρώτες 10 Ημέρες του Μήνα.

Και για τις 2 Μονάδες υπάρχει Σημαντική απόκλιση για τις 10 πρώτες και τελευταίες ώρες αντίστοιχα για κάθε ημέρα, καθώς $|310-300|/300=|290-300|/300=3,334%>3%$ που είναι το όριο ανοχής.

Όμως, στην περίπτωση της **Μέγιστης Διαθέσιμης Ισχύος, Δυσμενής θεωρείται μόνο η περίπτωση όπου η πραγματική τιμή της Διαθέσιμης Ισχύος είναι χαμηλότερη από τη Δηλωμένη τιμή της**. Συνεπώς στην παράδειγμα μας, μόνο στην περίπτωση που η ισχύς υπολογίζεται στα $290 \text{ MW}<300\text{MW}$ και όχι όταν υπολογίζεται στα $310 \text{ MW}>300 \text{ MW}$.

Στην περίπτωση της **Ελάχιστης Τεχνικά Παραγωγής, ισχύει ακριβώς το αντίθετο, δηλαδή Δυσμενής θεωρείται η απόκλιση μόνο όταν η πραγματική τιμή της είναι υψηλότερη από τη Δηλωμένη Τιμή της**.

Συνεπώς για το παράδειγμα μας προκύπτει ότι η Μονάδα 1 παρουσιάζει Σημαντική Απόκλιση μόνο για τη 2^η Ημέρα, οπότε θα έχει μηδενική χρέωση καθώς έχει όριο ανοχής τις 4 Ημέρες (η τιμή του NDC σύμφωνα με απόφαση της ΠΑΕ) .

Η Μονάδα 2 όμως παρουσιάζει Απόκλιση για τις 9 Ημέρες (με εξαίρεση τη 2^η Ημέρα). Για τις 4 πρώτες Ημέρες που παρουσιάζει σημαντική δυσμενή απόκλιση (1^η, 3^η, 4^η και 5^η Ημέρα) δεν έχει χρέωση λόγω του ορίου ανοχής των 4 Ημερών ανά Μήνα. Για τις επόμενες 4 Ημέρες με παραβίαση (6^η, 7^η, 8^η, 9^η) προκύπτουν οι ακόλουθες χρεώσεις (λαμβάνοντας υπόψη τις αποφάσεις της ΠΑΕ για $DC_S=5 \text{ €/MWh}$, $A_DC=0$ και θεωρώντας $NCAP=330 \text{ MW}$):

$NCDC_S_MAX$ (ημέρα 6)= $5*330*1*(5-4)*(3,334-3)*10 =5511 \text{ €}$ (10 είναι οι Περίοδοι Κατανομής με Σημαντική Δυσμενή Απόκλιση ίση με 3.334%).

Ομοίως:

$NCDC_S_MAX$ (ημέρα 7)= $5*330*1*(6-4)*(3,334-3)*10 =11022 \text{ €}$

$NCDC_S_MAX$ (ημέρα 8)= $5*330*1*(7-4)*(3,334-3)*10 =16533 \text{ €}$

$NCDC_S_MAX$ (ημέρα 9)= $5*330*1*(8-4)*(3,334-3)*10 =22044 \text{ €}$

Για τις Ημέρες μετά την 8^η Ημέρα με Σημαντική Δυσμενή Απόκλιση (Ημέρα 9 στο παράδειγμα μας για τη Μονάδα 2), ο μετρητής των παραβιάσεων παύει να αυξάνεται και παίρνει τιμή ίση με $2*NDC=8$.

Οπότε η χρέωση για την 10^η Ημέρα του συγκεκριμένου Παραδείγματος είναι:

$NCDC_S_MAX$ (ημέρα 10)= $5*330*1*(8-4)*(3,334-3)*10 =22044 \text{ €}$

Σε περίπτωση που μια Μονάδα είχε Σημαντική Δυσμενή Απόκλιση και για τα 2 Δηλωμένα Χαρακτηριστικά της (Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς και Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή) οι χρεώσεις υπολογίζεται ανεξάρτητα η μία από την άλλη. Συνεπώς ο **άυξων αριθμός των παραβιάσεων για σημαντική δυσμενή απόκλιση είναι διαφορετικός για κάθε Μονάδα και για κάθε Δηλωμένο Χαρακτηριστικό**.

Δηλωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς για τις Μονάδες 1&2 ενός Παραγωγού για τις 10 πρώτες Ημέρες Κατανομής ενός Ημερολογιακού Μήνα (σε MW)																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Ημέρα 1	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Ημέρα 2	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Ημέρα 3	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Ημέρα 4	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Ημέρα 5	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Ημέρα 6	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Ημέρα 7	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Ημέρα 8	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Ημέρα 9	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Ημέρα 10	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300

Υπολογισμένη από τον ΔΕΣΜΗΕ πραγματική Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς για τη Μονάδα 1 & Μονάδα 2 ενός Παραγωγού για τις 10 πρώτες Ημέρες Κατανομής ενός Ημερολογιακού Μήνα (σε MW)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Ημέρα 1	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	300	300	300	300	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Ημέρα 2	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	300	300	300	300	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310
Ημέρα 3	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	300	300	300	300	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Ημέρα 4	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	300	300	300	300	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Ημέρα 5	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	300	300	300	300	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Ημέρα 6	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	300	300	300	300	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310
Ημέρα 7	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	300	300	300	300	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Ημέρα 8	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	300	300	300	300	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Ημέρα 9	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	300	300	300	300	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Ημέρα 10	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	300	300	300	300	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310
Ημέρα 1	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	300	300	300	300	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290

Η Μονάδα 1 και Μονάδα 2 έχουν απόκλιση από τα 300 MW που δηλώνουν μόνο για τις πρώτες 10 ώρες και τελευταίες 10 ώρες κάθε ημέρας αντίστοιχα.

9.11 Χρέωση για Μη Συμμόρφωση σε Εντολές Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών

Στην Ενότητα 6.3.7 του παρόντος Εγχειριδίου παρατίθεται το Διάγραμμα ροής της Διαδικασίας υπολογισμού της χρέωσης Μη Συμμόρφωσης σε Εντολές Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών. Η χρέωση αυτή είναι ανάλογη με τον συνολικό αριθμό των Ημερών Κατανομής εντός του Ημερολογιακού Μήνα όπου η μονάδα δεν συμμορφώθηκε σε εντολές Κατανομής για Επικουρικές Υπηρεσίες.

Η μαθηματική έκφραση της χρέωσης μη συμμόρφωσης για την μονάδα παραγωγής u του Παραγωγού p για το σύνολο των Περιόδων Κατανομής t του ημερολογιακού μήνα m , όπου δεν συμμορφώθηκε σε σχετική Εντολή Κατανομής για Επικουρικές Υπηρεσίες, είναι η εξής:

$$NANC_G_{u,m} = (1 + ANC_G) \times NNC_{p,m} \times \sum_t (PANC_t \times QANC_G_{u,t})$$

Η μεθοδολογία υπολογισμού της ποσότητας $QANC_Gt$ αποτελεί αντικείμενο του Εγχειριδίου Κατανομής.

Η χρέωση μη συμμόρφωσης για τον παραβάτη Συμμετέχοντα p στην Αγορά ως Παραγωγού για τις μονάδες παραγωγής του u που δεν συμμορφώνονται κατά τον ημερολογιακό μήνα m υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$NANC_G_{p,m} = \sum_{u \in p} NANC_G_{u,m}$$

Η συγκεκριμένη χρέωση χρεώνεται στον Λογιστικό Λογαριασμό του Συμμετέχοντα και πιστώνεται στο Λογαριασμό Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης Λ-Z.

Παράδειγμα

Ο ακόλουθος πίνακας δείχνει τις Εντολές Κατανομής που δόθηκαν στις 3 Μονάδες ενός Παραγωγού για παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας και εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης που δόθηκαν κατά τη διάρκεια ενός Ημερολογιακού Μήνα. Παρατίθενται επίσης και οι αντίστοιχες Μετρήσεις.

Εντολές Κατανομής για παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών και Μετρήσεις/ τιμή Επικουρικής Υπηρεσίας στις 3 Μονάδες ενός Παραγωγού για τις Ημέρες Κατανομής ενός Ημερολογιακού Έτους (σε MW)												
	Μονάδα 1				Μονάδα 2				Μονάδα 3			
	Πρωτεύουσα		Δευτερεύουσα		Πρωτεύουσα		Δευτερεύουσα		Πρωτεύουσα		Δευτερεύουσα	
	Εντολή	Μέτρηση/ Τιμή*	Εντολή	Μέτρηση/ Τιμή*	Εντολή	Μέτρηση/ Τιμή*	Εντολή	Μέτρηση/ Τιμή*	Εντολή	Μέτρηση/ Τιμή*	Εντολή	Μέτρηση/ Τιμή*
Ημέρα 1, Περίοδος 8	30	35/10										
Ημέρα 8,							100	105				

Περίοδος 3								/10				
Ημέρα 8. Περίοδος 7				20	20			/10				
Ημέρα 8. Περίοδος 7									40	45		/10
Ημέρα 20. Περίοδος 6									40	40		/10
Ημέρα 25. Περίοδος 9	30	40/					105	100				/10
* Μετά την κάθετο παρατίθεται η Τιμή της Επικουρικής Υπηρεσίας για την συγκεκριμένη Περίοδο												

Εστω ότι παραγωγός ο οποίος διαθέτει τρεις μονάδες παραγωγής δεν έχει συμμορφωθεί με σχετικές εντολές Κατανομής για Επικουρικές Υπηρεσίες για 3 συνολικά Ημέρες (Ημέρα 1, Ημέρα 8 και Ημέρα 25) ενώ για την Ημέρα 20 έχει συμμορφωθεί σε σχετική Εντολή Κατανομής που δόθηκε στη Μονάδα 3.

Η Χρέωση υπολογίζεται αρχικά για κάθε μονάδα, και συνολικά για τον Παραγωγό, όπως φαίνεται παρακάτω.

	ΜΟΝΑΔΑ 1	ΜΟΝΑΔΑ 2	ΜΟΝΑΔΑ 3
(1+ ANC_G)	1,1	1,1	1,1
NNC _{P,M}	3	3	3
NANC _{G_{U,M}}	495€	330€	165€
NANC _{G_{P,M}}		990€	

9.12 Χρέωση για Μη Συμμόρφωση σε Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος

Περιγράφεται στην Ενότητα 4.4.4 του Εγχειριδίου Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι**ΧΡΕΟΠΙΣΤΩΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΟΥΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥΣ****ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ**

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται οι λογαριασμοί προσαυξήσεων 2 & 3 στους οποίους γίνονται οι χρεοπιστώσεις όσο αφορά στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό και τις Αποκλίσεις. Σημειώνεται ότι το άθροισμα όλων των μεταβλητών για κάθε πίνακα είναι μηδέν.

ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ	
ΜΕΤΑΒΛΗΤΗ	ΧΡΕΟΠΙΣΤΩΣΗ
ΗΕΠ - παράγωγη κατανεμόμενων μονάδων	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ
ΗΕΠ - παράγωγη μονάδων σε δοκιμαστική λειτουργία	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ
ΗΕΠ - κατανάλωση	ΕΚΠΡ. ΦΟΡΤΙΟΥ
ΗΕΠ - εισαγωγές	ΕΚΠΡ. ΦΟΡΤΙΟΥ
ΗΕΠ - εξαγωγές	ΕΚΠΡ. ΦΟΡΤΙΟΥ
ΗΕΠ - παράγωγη μονάδων άρθρου 35	Λ-Θ
ΗΕΠ - παράγωγη συμβεβλημένων μονάδων	ΛΠ3
ΗΕΠ - παράγωγη μονάδων εφεδρείας εκτάκτων αναγκών	ΛΠ3
ΗΕΠ - προγράμματα επιστροφών εκτάκτων εισαγωγών	ΛΠ3
ΗΕΠ - προγράμματα επιστροφών εκτάκτων εξαγωγών	ΛΠ3
ΗΕΠ - εγγυήσεις εμπορικών προγραμμάτων	ΛΠ2
ΗΕΠ - επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων	ΛΠ2
ΗΕΠ - πρόγραμμα τα διορθώσεων διαφορών των ροών φορτίου στις διασυνδέσεις	ΛΠ2
ΗΕΠ - πρόγραμμα για τις αποκλίσεις στις διασυνδέσεις	ΛΠ2

Πιν.2. Χρεοπιστώσεις ΗΕΠ

ΑΠΟΚΛΙΣΕΙΣ	
ΜΕΤΑΒΛΗΤΗ	ΧΡΕΟΠΙΣΤΩΣΗ
αποκλίσεις παραγωγής κατανεμόμενες μονάδες	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ
αποκλίσεις παραγωγής μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ
αποκλίσεις κατανάλωσης	ΕΚΠΡ. ΦΟΡΤΙΟΥ
αποκλίσεις εισαγωγές	ΕΚΠΡ. ΦΟΡΤΙΟΥ
αποκλίσεις εξαγωγές	ΕΚΠΡ. ΦΟΡΤΙΟΥ
αποκλίσεις παραγωγής μονάδες άρθρου 35	Λ-Θ
αποκλίσεις παραγωγής συμβεβλημένες μονάδες	ΛΠ3
αποκλίσεις παραγωγής μονάδες εφεδρείας εκτάκτων αναγκών	ΛΠ3
αποκλίσεις έκτακτες εισαγωγές	ΛΠ3
αποκλίσεις έκτακτες εξαγωγές	ΛΠ3
αποκλίσεις επιστροφές εκτάκτων εισαγωγών	ΛΠ3
αποκλίσεις επιστροφές εκτάκτων εξαγωγών	ΛΠ3
αποκλίσεις εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων	ΛΠ2
αποκλίσεις επιστροφών εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων	ΛΠ2
καθαρό κόστος διασυνδέσεων	ΛΠ2
ΑΠΩΛΕΙΕΣ + ΛΟΙΠΑ	ΛΠ2

Πιν.3. Χρεοπιστώσεις Αποκλίσεων

Στη συνέχεια παρουσιάζεται ένα διάγραμμα για τις χρεοπιστώσεις των Λογαριασμών Προσαυξήσεων 2 και 3 και του Λογαριασμού Λ-Θ.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ

ΥΠΟΔΕΙΓΜΑΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ

ΙΙ.1. Αναφορές ΗΕΠ

- Πιστώσεις συμμετέχοντος για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Χρεώσεις συμμετέχοντος για προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Πιστώσεις συμμετέχοντος για εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Χρεώσεις συμμετέχοντος για εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Ενημερωτικό σημείωμα - Εκκαθάριση ΗΕΠ (ελληνική και αγγλική γλώσσα)



Διεύθυνση Έλεγχου Συστήματος
Μισοφύσιος 44, Αθήνα, Ελλάδα
Κατοικία: Τ.Κ. 10545 Πειραιάς

Επιχ. Δ/νση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
Υπηρεσία Εκκαθάρισης
Επικοινωνία: ΗΠΔΘ_Settlement@desmie.gr

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΗΕΠ
ΠΙΣΤΩΣΕΙΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ: xxx
ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ: 20100701
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗ ΖΩΝΗ: NORTH
ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΖΩΝΗ (ΠΑ ΤΠ): 2
SETTLEMENT RUN No: xxx
ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: xxx

ΩΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΓΧΥΣΗΣ (MWh)	ΟΤΣ (€/MWh) *	ΠΙΣΤΩΣΗ (€)	ΟΤΠ (€/MWh) **	ΠΡΟΣΘΕΤΗ ΠΙΣΤΩΣΗ/ΧΡΕΩΣΗ (€)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΙΣΤΩΣΗ (€)
1	267.141	66.138	17.668.19	66.138	0.000	17.668.19
2	266.676	31.955	8.528.02	31.955	0.000	8.528.02
3	267.152	31.754	8.483.15	31.754	0.000	8.483.15
4	231.215	31.241	7.223.40	31.241	0.000	7.223.40
5	196.149	31.111	6.102.38	31.111	0.000	6.102.38
6	168.193	30.998	5.213.64	30.998	0.000	5.213.64
7	214.555	31.159	6.685.31	31.159	0.000	6.685.31
8	267.106	31.927	8.527.90	31.927	0.000	8.527.90
9	266.951	35.129	9.377.71	35.129	0.000	9.377.71
10	266.627	66.264	17.667.76	66.264	0.000	17.667.76
11	266.360	66.329	17.667.38	66.329	0.000	17.667.38
12	266.510	66.249	17.656.02	66.249	0.000	17.656.02
13	266.533	66.221	17.650.08	66.221	0.000	17.650.08
14	266.555	66.116	17.623.54	66.116	0.000	17.623.54
15	266.371	60.359	16.077.87	60.359	0.000	16.077.87
16	266.841	34.509	9.208.41	34.509	0.000	9.208.41
17	266.876	32.138	8.576.86	32.138	0.000	8.576.86
18	266.876	60.263	16.082.75	60.263	0.000	16.082.75
19	266.809	60.262	16.078.45	60.262	0.000	16.078.45
20	266.766	60.271	16.078.28	60.271	0.000	16.078.28
21	266.574	32.304	8.611.39	32.304	0.000	8.611.39
22	266.383	32.994	8.789.03	32.994	0.000	8.789.03
23	266.754	34.520	9.208.36	34.520	0.000	9.208.36
24	267.069	32.312	8.629.53	32.312	0.000	8.629.53
25						
Σύνολο Μονάδας	6.145.241		283.415.43		0.000	283.415.43

* ΟΤΣ = Οριακή Τιμή Συστήματος

** ΟΤΠ = Οριακή Τιμή Παραγωγής



ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑ
ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΠΕΡΙΧΕΙΡΙΣΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΟΣ
Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΚΑΡΔΙΑΣ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ ΣΥΜΒΟΥΛΗΣ

**DAS SETTLEMENT
PARTICIPANT CREDIT FOR UNIT PRODUCTION ENERGY OFFERS**

PARTICIPANT NAME: ***
DISPATCH DAY: 20100701
OPERATIONAL ZONE: NORTH
SYSTEM GEOGRAPHICAL ZONE (FOR ICF): 2
SETTLEMENT RUN BY: 006
PRODUCTION UNIT: 230

DISPATCH PERIOD	SETTLEMENT ENERGY QUANTITY (MWh)	SMP (€/MWh)*	CREDIT (€)	GMP (€/MWh)**	ADDITIONAL DEBIT/CREDIT (€)	TOTAL CREDIT (€)
1	267,141	66,138	17,668,19	66,138	0,000	17,668,19
2	266,976	31,545	8,523,92	31,545	0,000	8,523,92
3	267,152	31,754	8,463,15	31,754	0,000	8,463,15
4	221,215	31,241	7,325,40	31,241	0,000	7,325,40
5	196,149	31,111	6,102,38	31,111	0,000	6,102,38
6	162,192	30,998	5,212,64	30,998	0,000	5,212,64
7	212,655	31,159	6,635,31	31,159	0,000	6,635,31
8	267,108	31,527	8,521,96	31,527	0,000	8,521,96
9	256,951	35,129	9,237,71	35,129	0,000	9,237,71
10	266,627	66,264	17,667,79	66,264	0,000	17,667,79
11	266,275	66,329	17,667,26	66,329	0,000	17,667,26
12	266,510	66,249	17,656,02	66,249	0,000	17,656,02
13	266,532	66,221	17,650,08	66,221	0,000	17,650,08
14	266,675	66,116	17,623,54	66,116	0,000	17,623,54
15	266,271	66,259	16,071,87	66,259	0,000	16,071,87
16	266,841	34,509	9,238,41	34,509	0,000	9,238,41
17	266,875	32,136	8,576,36	32,136	0,000	8,576,36
18	266,375	66,263	16,082,78	66,263	0,000	16,082,78
19	266,609	66,262	16,076,45	66,262	0,000	16,076,45
20	266,768	66,271	16,078,28	66,271	0,000	16,078,28
21	266,574	32,304	8,611,39	32,304	0,000	8,611,39
22	266,392	32,644	8,759,02	32,644	0,000	8,759,02
23	266,754	34,520	9,236,34	34,520	0,000	9,236,34
24	267,089	32,312	8,629,53	32,312	0,000	8,629,53
25						
Total Production	6,146,241		282,415,42		0,000	282,415,42

* SMP = System Marginal Price

** GMP = Generation Marginal Price



Διεύθυνση Διαχείρισης Συμμετοχών
Μεσογείων Ηλεκτρικών Σταθμών
Κλάδος 71 Τ.Κ.Μ. 142 01

ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ «ΕΣΠΑ»
Υπομέτρο Ενέργειας
ΠΡΟΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΝΕΡ ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ: xxx
ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΘΕΣΗΣ: 20/07/21
ΣΕΙΡΟΓΡΑΦΙΚΗ ΣΩΦΗ: NGRTH
SETTLEMENT RUN No: xxx

ΟΡΑ ΚΑΤΑΘΕΣΗΣ	ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΤΙΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΘΕΣΗΣ ΓΙΑ ΠΕΛΑΤΕΣ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΞΗΣ (MWh)	ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΤΙΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΘΕΣΗΣ ΓΙΑ ΠΕΛΑΤΕΣ ΜΕΣΗΣ ΤΑΞΗΣ (MWh)	ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΤΙΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΘΕΣΗΣ ΓΙΑ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΨΗΛΗΣ ΤΑΞΗΣ (MWh)	ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΤΙΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΘΕΣΗΣ ΓΙΑ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΕΣ (MWh)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΤΙΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΘΕΣΗΣ (MWh)	ΟΤΣ (MWh)*	ΧΡΕΩΣΗ (€)
1	1 400 827	488 590	382 000		2 249 218	60 138	148 798,75
2	1 268 062	440 101	372 000		2 080 163	31 895	90 471,90
3	1 150 142	298 710	354 000		1 800 853	31 754	80 560,20
4	1 119 198	378 148	350 000		1 845 346	31 241	57 744,17
5	1 074 647	303 651	349 000		1 727 298	31 111	56 804,85
6	1 045 309	335 385	335 000		1 715 694	30 896	53 803,06
7	998 360	327 480	320 000		1 645 840	31 138	51 363,07
8	1 146 114	320 558	242 000		1 689 672	31 827	53 946,10
9	1 421 073	429 637	218 000		2 068 710	35 129	72 558,22
10	1 598 216	500 826	213 000		2 309 236	66 294	153 019,20
11	1 715 241	540 973	168 000		2 441 715	66 329	181 966,46
12	1 824 401	618 827	160 000		2 603 228	66 249	172 461,27
13	1 958 053	664 280	176 000		2 798 333	66 221	185 308,64
14	1 998 918	687 383	171 000		2 857 302	66 116	185 607,57
15	1 811 382	614 664	237 000		2 663 047	60 369	150 738,44
16	1 680 586	585 136	292 000		2 480 696	34 909	85 606,14
17	1 580 356	520 840	288 000		2 379 336	32 138	70 497,10
18	1 528 193	516 568	266 000		2 310 761	60 283	138 873,07
19	1 587 528	539 278	256 000		2 382 806	60 262	143 712,87
20	1 585 349	529 880	238 000		2 353 229	60 271	141 837,53
21	1 646 199	568 907	296 000		2 509 106	37 304	80 769,43
22	1 826 873	619 880	213 000		2 659 753	32 994	87 745,36
23	1 781 359	587 152	219 000		2 577 511	34 530	88 975,86
24	1 638 593	587 172	227 000		2 452 765	32 312	78 687,49
25			0 000				0 00
ΣΥΝΟΛΟ	38 266 362	12 154 421	8 304 000	0 000	58 724 783		2 583 581,77

* ΟΤΣ = Οφειλή των Συμμετοχών



Εταιρεία Διασύνδεσης και Διαμερισμού της
 Διεύθυνση: Π. Οδού 117/49
 Αθήνα, 11527
 Τηλέφωνο: 210 7723400
 Τηλεfax: 210 7723401
 E-mail: info@htso.gr, htso@htso.gr

**DAS SETTLEMENT
 PARTICIPANT DEBIT FOR LOAD DECLARATION**

PARTICIPANT NAME: XXX
 DISPATCH DAY: 21/09/2010
 OPERATIONAL ZONE: IORTA
 SETTLEMENT RUNNING: XXX

DISPATCH PERIOD	ENERGY QUANTITY	ENERGY QUANTITY	ENERGY QUANTITY	ENERGY QUANTITY	TOTAL ENERGY CONSUMPTION	SMP	DEBIT
	LOW VOLTAGE CUSTOMERS	MEDIUM VOLTAGE CUSTOMERS	HIGH VOLTAGE CUSTOMERS	PUMPING			
	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(€/MWh)*	(€)
1	1400,627	486,590	362,000		2249,217	66,138	148758,75
2	1268,062	446,101	372,000		2086,163	21,995	46471,60
3	1156,142	396,716	254,000		1806,858	31,754	60553,26
4	1119,196	370,146	350,000		1839,342	31,341	57744,17
5	1074,647	312,651	449,000		1736,298	31,111	53804,65
6	1045,205	257,326	335,000		1637,531	30,946	50403,05
7	943,595	207,438	323,000		1474,033	31,159	45883,62
8	1116,111	323,559	242,000		1681,670	31,527	53145,10
9	1421,272	425,637	216,000		2062,911	35,129	72538,32
10	1596,215	500,020	213,000		2309,235	61,214	153013,26
11	1715,731	560,973	165,000		2441,704	66,326	161956,48
12	1824,401	618,827	160,000		2603,228	66,246	172461,37
13	1968,653	664,283	176,000		2708,937	66,221	182366,64
14	1963,919	607,383	171,000		2742,302	62,116	185407,57
15	1811,262	614,694	237,000		2663,957	60,356	160739,44
16	1683,685	585,106	252,000		2420,791	44,508	85806,14
17	1580,376	524,930	239,000		2344,306	21,138	76467,16
18	1520,153	646,950	286,000		2453,103	66,263	129473,07
19	1527,529	529,278	258,000		2314,807	60,262	143712,87
20	1585,349	523,866	238,000		2347,215	60,271	141537,63
21	1646,199	559,507	215,000		2420,706	32,304	80763,42
22	1626,575	679,860	213,000		2519,435	22,444	87745,35
23	1761,279	597,122	219,000		2577,401	34,126	88475,68
24	1626,192	567,172	237,000		2430,364	22,312	78507,49
25			0,000		0,000		0,000
Total	86219,262	12154,421	6304,000	0,000	147764,783		2563581,77

* SMP = System Marginal Price



Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος
Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
Κατόχοι 72, 18546 Πάριος,

Επικοινωνία: Διεύθυνση Συνομιλιών Ηλεκτρικής Ενέργειας,
Υπηρεσία Εκκαθάρισης,
Επικοινωνία: HTSD_Settlement@desmie.gr

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΝΕΠ
ΠΙΣΤΩΣΕΙΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ: xxx
ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ: 20100701
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗ ΖΩΝΗ: NORTH
ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΖΩΝΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ: 2
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ: ΑΛΒΑΝΙΑ
SETTLEMENT RUN No: xxx

ΩΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ (MWh)	ΟΤΣ (€/MWh) *	ΠΙΣΤΩΣΗ (€)	ΟΤΠ (€/MWh) **	ΠΡΟΪΘΕΤΗ ΠΙΣΤΩΣΗ/ΧΡΕΩΣΗ (€)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΙΣΤΩΣΗ (€)
1	9.750	66.138	644.82	66.138	0.00	644.82
2	9.740	31.955	311.24	31.955	0.00	311.24
3	9.750	31.754	309.60	31.754	0.00	309.60
4	9.756	31.241	304.78	31.241	0.00	304.78
5	9.759	31.111	303.60	31.111	0.00	303.60
6	9.756	30.998	302.41	30.998	0.00	302.41
7	9.749	31.159	303.77	31.159	0.00	303.77
8	9.748	31.927	311.24	31.927	0.00	311.24
9	9.743	35.129	342.26	35.129	0.00	342.26
10	9.731	66.264	644.81	66.264	0.00	644.81
11	9.721	66.329	644.79	66.329	0.00	644.79
12	9.727	66.249	644.38	66.249	0.00	644.38
13	9.727	66.221	644.16	66.221	0.00	644.16
14	9.726	66.116	643.19	66.116	0.00	643.19
15	9.722	60.359	586.76	60.359	0.00	586.76
16	9.739	34.609	336.07	34.609	0.00	336.07
17	9.740	32.138	313.02	32.138	0.00	313.02
18	9.740	60.263	586.96	60.263	0.00	586.96
19	9.738	60.262	586.80	60.262	0.00	586.80
20	9.736	60.271	586.80	60.271	0.00	586.80
21	9.729	32.304	314.26	32.304	0.00	314.26
22	9.722	32.994	320.77	32.994	0.00	320.77
23	9.736	34.520	336.07	34.520	0.00	336.07
24	9.747	32.312	314.95	32.312	0.00	314.95
25						
Σύνολο:	233.732		10.637.58		0.00	10.637.58

* ΟΤΣ = Οριακή Τιμή Συστήματος

** ΟΤΠ = Οριακή Τιμή Παραγωγής



Εταιρεία Διαχείρισης και Λειτουργίας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας
 Hellenic Republic
 Αριθμός Μητρώου ΕΠΕ: 00147111
 Διεύθυνση: Π.Ο.Π. 145
 Τηλεφωνικό Κέντρο: 210 9200 210

DAS SETTLEMENT PARTICIPANT CREDIT FOR IMPORT SCHEDULES

NAME OF PARTICIPANT: xxx
 DISPATCH DAY: 20100701
 OPERATIONAL ZONE: NORTH
 SYSTEM LOSSES GEOGRAPHICAL ZONE: 2
 INTERCONNECTION: ALBANIA
 SETTLEMENT RUN No: xxx

DISPATCH PERIOD	TOTAL ENERGY OF IMPORT SCHEDULES (MWh)	SMP (€/MWh)*	CREDIT (€)	GMP (€/MWh)**	ADDITIONAL DEBIT/CREDIT (€)	TOTAL CREDIT (€)
1	9,750	66,136	644,82	66,136	0,00	644,82
2	9,740	31,955	311,24	31,955	0,00	311,24
3	9,750	21,754	209,50	21,754	0,00	209,50
4	9,756	21,241	204,78	21,241	0,00	204,78
5	9,759	21,111	202,60	21,111	0,00	202,60
6	9,757	30,996	292,41	30,996	0,00	292,41
7	9,749	31,159	303,77	31,159	0,00	303,77
8	9,748	31,927	311,24	31,927	0,00	311,24
9	9,748	35,129	342,25	35,129	0,00	342,25
10	9,721	66,264	644,81	66,264	0,00	644,81
11	9,721	66,329	644,79	66,329	0,00	644,79
12	9,727	66,249	644,38	66,249	0,00	644,38
13	9,727	66,231	644,16	66,231	0,00	644,16
14	9,728	66,116	643,19	66,116	0,00	643,19
15	9,727	60,359	581,76	60,359	0,00	581,76
16	9,789	34,509	336,07	34,509	0,00	336,07
17	9,740	32,138	312,02	32,138	0,00	312,02
18	9,740	56,263	546,96	56,263	0,00	546,96
19	9,738	56,262	546,80	56,262	0,00	546,80
20	9,736	56,271	546,82	56,271	0,00	546,80
21	9,729	32,304	314,26	32,304	0,00	314,26
22	9,722	32,944	320,77	32,944	0,00	320,77
23	9,736	34,520	336,07	34,520	0,00	336,07
24	9,747	32,312	314,95	32,312	0,00	314,95
25						
Total	233,721		19,037,56		0,00	19,037,56

* SMP = System Marginal Price

** GMP = Generator Marginal Price



Διεύθυνση: Ελληνικός Συστημακός
Μεταφορέας Ηλεκτρικής Ενέργειας
Καρόλος 11, 16546 Παράδεισο

Επικοινωνία: Διεύθυνση Συστημακών, Συλλογικός
Υπηρεσιών Εκμετάλλευσης
Επικοινωνία: HTO@desmie.gr

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΗΕΠ
ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΕΞΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ: XXX
ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ: 20100701
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ: ΙΤΑΛΙΑ
SETTLEMENT RUN No: XXX

ΩΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΞΑΓΩΓΗΣ (MWh)	ΟΤΣ (€/MWh) *	ΧΡΕΩΣΗ (€)
1	138.000	66.138	9.127.04
2	158.000	31.955	5.048.69
3	158.000	31.754	5.017.13
4	158.000	31.241	4.936.08
5	158.000	31.111	4.946.65
6	91.000	30.996	2.820.82
7	159.000	31.159	4.954.28
8	100.000	31.827	3.192.70
9	0.000	35.129	0.00
10	264.000	66.264	17.493.70
11	150.000	66.329	9.949.35
12	200.000	66.249	13.249.80
13	200.000	66.221	13.244.20
14	200.000	66.116	13.223.20
15	200.000	66.358	13.271.60
16	176.000	34.509	6.073.58
17	100.000	32.138	3.213.60
18	200.000	60.263	12.052.60
19	190.000	60.262	11.449.78
20	192.000	60.271	11.572.03
21	150.000	32.304	4.845.60
22	100.000	32.994	3.299.40
23	175.000	34.520	6.041.00
24	159.000	32.312	5.137.61
25			0.00
Σύνολο:	3.777.000		182.961.04
ΣΥΝΟΛΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ:	3.777.000		182.961.04

* ΟΤΣ = Οφθαλμική Τιμή Συστημακός



Εταιρεία Διασύνδεσης των Συστημάτων
 Ενέργειας της Ελλάδας
 HTSO
 Εταιρεία Διασύνδεσης των Συστημάτων
 Ενέργειας της Ελλάδας

DAS SETTLEMENT PARTICIPANT DEBIT FOR EXPORT SCHEDULES

PARTICIPANT NAME: XAA
 DISPATCH DAY: 20190704
 INTERCONNECTION: ITALY
 SETTLEMENT RUN No: 477

DISPATCH PERIOD	TOTAL ENERGY OF EXPORT SCHEDULES (MWh)	SMP (€/MWh)*	DEBIT (€)
1	136,000	66,136	9,021,64
2	158,000	31,365	5,048,89
3	158,000	31,754	5,017,13
4	158,000	31,241	4,926,08
5	159,000	31,111	4,946,66
6	91,000	29,936	2,723,52
7	159,000	31,159	4,954,38
8	100,000	21,627	2,162,70
9	0,000	35,134	0,00
10	204,000	60,264	12,303,70
11	150,000	60,329	9,049,35
12	200,000	66,246	13,249,20
13	200,000	66,221	13,244,20
14	200,000	66,116	13,223,20
15	200,000	66,359	13,271,80
16	176,000	34,578	6,073,52
17	100,000	32,136	3,213,60
18	200,000	61,164	12,232,80
19	150,000	61,292	9,193,80
20	162,000	60,271	9,764,63
21	150,000	32,904	4,935,60
22	100,000	32,994	3,299,40
23	175,000	34,626	6,059,55
24	169,000	33,312	5,628,77
25			0,00
Total	3,777,000		182,961,04
PARTICIPANT TOTAL	3,777,000		182,961,04

* SMP = System Marginal Price



Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος
Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
Καρόταρος 72, 18545 Πειραιάς

Εθνική Δύση Συνολικών Ηλεκτρικής Ενέργειας
Υπηρεσία Εκκαθάρισης
Επικοινωνία: HTSO_Settlement@desmita.gr

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΗΕΠ

ΕΠΙΧΡΗΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ XXX

ΧΡΟΝΙΚΟ ΔΙΑΣΤΗΜΑ 21/06/2010 - 23/06/2010

RUN NUMBER XXX

ΗΜΕΡΟ-ΜΗΝΙΑ	RUN NUMBER (ΗΜΕΡΑΣ)	ΠΑΡΑΤΟΓΗ		ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ		ΕΙΣΑΤΟΓΗ		ΕΞΑΤΟΓΗ		ΚΑΘΑΡΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΧΡΕΩΣΗΣ / ΠΙΣΤΩΣΗΣ (€/ΜWh) *	ΚΑΘΑΡΟ ΠΟΣΟ ΧΡΕΩΣΗΣ / ΠΙΣΤΩΣΗΣ (€) **
		ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΜWh)	ΧΡΕΩΣΗ / ΠΙΣΤΩΣΗ (€)	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΜWh)	ΧΡΕΩΣΗ / ΠΙΣΤΩΣΗ (€)	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΜWh)	ΧΡΕΩΣΗ / ΠΙΣΤΩΣΗ (€)	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΜWh)	ΧΡΕΩΣΗ / ΠΙΣΤΩΣΗ (€)		
21/06/2010	2010062014		-1 999,355	-130 944,16	1 868,511	117 060,42				-130,844	-13 853,74
22/06/2010	2010062112		-2 023,935	-123 882,59	1 868,132	107 757,99				-155,804	-15 124,60
23/06/2010	2010062216		-2 015,778	-105 641,95	1 868,970	91 216,98				-146,808	-14 424,97
ΣΥΝΟΛΟ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ			-6 039,068	-360 468,70	5 605,613	316 035,39				-433,455	-44 433,31

* Θετικό ποσό αφορά σε έγχυση, αρνητικό σε απομάκρυνση

** Αρνητική τιμή (-) αφορά σε χρέωση, θετική τιμή αφορά σε πίστωση (+)



Hellenic Transmission System Operator S.A.
72, Kasotou Str. - 10645
Piraeus - Greece
Power Exchange Department
Settlement Section
Contact: HTSO.Settlement@desef.gr

DAS SETTLEMENT - AGGREGATE REPORT

PARTICIPANT NAME xxx
TIME INTERVAL 21/06/2010 - 23/06/2010
RUN NUMBER xxx

TRADE DATE	RUN NUMBER (FOR A DAY)	PRODUCTION		SUPPLY		IMPORTS		EXPORTS		SETTLEMENT ENERGY QUANTITY (MWh) *	TOTAL DEBIT / CREDIT (€) *
		SETTLEMENT ENERGY QUANTITY (MWh) *	DEBIT / CREDIT (€) **	SETTLEMENT ENERGY QUANTITY (MWh) *	DEBIT / CREDIT (€) **	SETTLEMENT ENERGY QUANTITY (MWh) *	DEBIT / CREDIT (€) **	SETTLEMENT ENERGY QUANTITY (MWh) *	DEBIT / CREDIT (€) **		
21/06/2010	2010062014	-1,999,355	-130,944.16	1,698,511	117,060.42					-130,844	-13,883.74
22/06/2010	2010062112	-2,023,935	-123,882.59	1,668,132	107,757.99					-155,804	-16,124.60
23/06/2010	2010062216	-2,015,778	-105,641.95	1,888,970	91,216.98					-148,808	-14,424.97
PARTICIPANT TOTAL		-6,039,068	-360,468.70	5,605,613	316,035.39					-433,455	-44,433.3

* A positive value refers to energy injection, a negative value refers to energy absorption

** A positive value refers to a credit (+), a negative value (-) refers to a debit

II.2. Αναφορές Εκκαθάρισης Αποκλίσεων

- Κατάσταση εκκαθάρισης αποκλίσεων συμμετέχοντος για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Κατάσταση εκκαθάρισης αποκλίσεων συμμετέχοντος για προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Συνολική κατανάλωση ανά προμηθευτή (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Ωριαία κατανάλωση ανά προμηθευτή για τους πελάτες στην υψηλή τάση, τα γενικά βοηθητικά των μονάδων και την άντληση των μονάδων (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Κατάσταση εκκαθάρισης αποκλίσεων συμμετέχοντος για εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Κατάσταση εκκαθάρισης αποκλίσεων συμμετέχοντος για εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Ενημερωτικό σημείωμα – Εκκαθάριση αποκλίσεων (ελληνική και αγγλική γλώσσα)



Διεύθυνση Ένευσης Περιφερειακών
Μεταφορών Ενέργειας
Αθήνα, 2. 10.2013

ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΚΘΑΡΣΗΣ ΑΠΟΚΛΕΙΣΤΗ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΓΙΑ ΠΑΡΑΤΗΡΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΣΗΜΑΝΣΗ ΜΗΤΡΩΟΥ
ΒΕΝΩΣΙΑ ΤΗΜΕΤΕΚΑΤΟΧΟΣ
ΚΟΡΡΑ ΚΑΤΑΧΩΡΗΣΗ
ΠΕΡΙΟΧΗ ΖΩΝΗΣ
ΚΟΙΝΩΝΙΑ ΔΙΑΜΟΙΧΗΣ

ΚΩΔ	ΑΡΙΘΜΟΣ ΒΕΝΩΣΙΑΣ	ΚΑΤΑΧΩΡΗΣΗ	ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΓΧΩΡΙΣΤΕΣ ΜΑΥΑΝΩΣΗΣ	ΑΠΟΚΛΕΙΣΤΗ ΜΑΥΑΝΩΣΗ	ΤΟΛ	ΟΡΙΑΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΑΠΟΚΛΕΙΣΤΗ ΖΩΝΗΣ	ΜΕΤΑΒΛΗΤΕΣ ΑΠΟΚΛΕΙΣΤΗ ΖΩΝΗΣ	ΟΡΙΑΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΑΠΟΚΛΕΙΣΤΗ ΖΩΝΗΣ	ΠΡΟΒΛΗΤΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	ΣΥΜΠΛΗΡΩΜΑΤΙΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	ΣΥΜΠΛΗΡΩΜΑΤΙΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	ΠΡΟΒΛΗΤΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	ΣΥΜΠΛΗΡΩΜΑΤΙΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ
ΚΩΔ	ΑΡΙΘΜΟΣ ΒΕΝΩΣΙΑΣ	ΚΑΤΑΧΩΡΗΣΗ	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)
01	274.000	203.308	274.000	6.992	0.000	61.341	433.17	61.341	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	533.17
02	199.088	237.318	274.000	-87.229	0.000	31.691	2.159.95	31.691	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-2.130.96
03	189.000	263.448	274.000	-88.448	0.000	30.984	3.950.29	30.984	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-3.980.39
04	189.000	184.247	184.247	19.247	0.000	30.694	1.890.79	30.694	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-2.097.16
05	169.000	155.264	169.000	12.436	0.000	30.667	1.811.69	30.667	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-2.811.69
06	169.000	198.145	198.145	-31.145	0.000	31.004	-1.679.29	31.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-1.630.26
07	237.000	269.370	274.000	9.670	0.000	35.089	925.99	35.089	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-1.926.01
08	274.000	308.311	274.000	34.311	0.000	93.162	325.99	93.162	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	325.99
09	274.000	148.490	148.490	-125.510	0.000	97.259	654.16	97.259	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-2.048.91
10	274.000	239.846	274.000	1.156	0.000	97.304	654.16	97.304	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	904.91
11	274.000	572.423	274.000	1.947	0.000	97.304	1.523.30	97.304	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.523.30
12	274.000	268.370	274.000	5.631	0.000	93.478	1.059.42	93.478	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	226.43
13	274.000	264.244	274.000	9.246	0.000	92.448	910.77	92.448	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	910.77
14	274.000	264.070	274.000	9.930	0.000	89.505	798.74	89.505	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	728.74
15	274.000	287.993	274.000	13.993	0.000	89.461	89.461	89.461	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	484.03
16	274.000	399.342	274.000	4.342	0.000	89.395	3.981.92	89.395	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.981.92
17	274.000	247.891	274.000	26.109	0.000	89.369	491.75	89.369	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	491.75
18	274.000	267.969	274.000	6.031	0.000	98.714	634.84	98.714	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	491.75
19	274.000	262.993	274.000	11.007	0.000	81.396	1.259.41	81.396	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	226.84
20	274.000	262.993	274.000	11.007	0.000	81.396	1.259.41	81.396	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	226.84
21	274.000	271.298	274.000	2.702	0.000	94.460	552.22	94.460	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	268.41
22	274.000	272.400	274.000	1.600	0.000	94.441	140.92	94.441	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	140.92
23	274.000	269.988	274.000	4.012	0.000	89.284	444.25	89.284	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	444.25
24	274.000	297.859	274.000	23.859	0.000	87.479	944.19	87.479	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	944.19
25	274.000	6.000	6.000	0.000	0.000	87.479	944.19	87.479	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	944.19
Σύνολο:		6.625.088	6.301.391	-423.216			2.402.03		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-2.402.03

1. Η ποσότητα ενέργειας που βγαίνει από την προεξόφληση είναι η ποσότητα που παραμένει μετά την επίλυση των ενεργειακών απαιτήσεων σύμφωνα με τον νόμο 4727/2020 (ΦΕΚ 139/2020).

2. Αριθμός (1) ή (2) που αναφέρεται στο κείμενο της προκήρυξης.

3. Αριθμός (1) ή (2) που αναφέρεται στο κείμενο της προκήρυξης.

4. Αριθμός που αναφέρεται στην προκήρυξη.

5. Αριθμός ή (1) ή (2) που αναφέρεται στην προκήρυξη.



IMBALANCE SETTLEMENT LIST FOR PRODUCER FOR THE ENERGY OF HIS DISPATCHABLE UNITS

ΠΡΟΣΩΠΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ
 ΟΡΓΑΝΙΣΜΟΣ: ΗΡΑΚΛΕΙΟΝ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ ΚΕΝΤΡΟ
 ΔΙΕΥΘΥΝΤΗΣ: ΔΡ. ΠΑΝΑΓΙΩΤΗΣ ΚΑΡΑΓΕΩΡΓΑΚΗΣ
 ΔΙΕΥΘΥΝΤΡΙΑ: ΔΡ. ΕΛΕΝΗ ΚΑΡΑΓΕΩΡΓΑΚΗ
 ΔΙΕΥΘΥΝΤΗΣ: ΔΡ. ΠΑΝΑΓΙΩΤΗΣ ΚΑΡΑΓΕΩΡΓΑΚΗΣ
 ΔΙΕΥΘΥΝΤΡΙΑ: ΔΡ. ΕΛΕΝΗ ΚΑΡΑΓΕΩΡΓΑΚΗ

DISPATCH PERIOD (GREEN TIME)	ENERGY OFFER (MWh)	NET UNIT PRODUCTION (MWh)	ENERGY CREDIT FROM DISPATCH INSTRUCTION (MWh)	UNIT PRODUCTION DEVIATION (MWh)	TOL (MWh)	IMBALANCE MARGINAL PRICE (€/MWh)	GENERATION CREDIT/DEBIT (€/MWh)	ZONAL MARGINAL PRICE (€/MWh)	ADDITIONAL ZONAL ACTIVATION INSTRUCTION (€/MWh)	ADDITIONAL CASE OF A GENERATION INSTRUCTION (€/MWh)	ADDITIONAL CREDIT/DEBIT INSTRUCTION (€/MWh)	ADDITIONAL CREDIT/DEBIT DUE TO SYSTEM INTER-CONNECTION ACTIVATION (€/MWh)	TOTAL CREDIT/DEBIT (€/MWh)
01	274.000	265.309	274.000	6.692	6.692	61,341	533,17	61,341				0,00	533,17
02	196.096	263.219	274.000	-67.229	-67.229	31,691	-2.130,56	31,691				0,00	-2.130,56
03	185.000	263.446	274.000	-88.446	-88.446	30,984	-3.050,25	30,984				0,00	-3.050,25
04	185.000	184.247	184.247	-19.247	-19.247	30,694	-590,76	30,694				0,00	-590,76
05	185.000	152.544	165.000	12.436	12.436	30,693	-381,69	30,693				0,00	-381,69
06	185.000	198.145	199.145	-33.145	-33.145	31,084	-1.030,26	31,084				0,00	-1.030,26
07	237.000	269.970	274.000	-32.030	-32.030	32,098	-1.055,08	32,098				0,00	-1.055,08
08	274.000	264.311	274.000	9.689	9.689	93,302	902,99	93,302				0,00	902,99
09	274.000	266.206	274.000	7.074	7.074	97,205	687,65	97,205				0,00	687,65
10	274.000	274.000	274.000	0,00	0,00	97,206	806,19	97,206				0,00	806,19
11	274.000	272.613	274.000	1.387	1.387	97,776	1.354,42	97,776				0,00	1.354,42
12	274.000	268.378	274.000	5.622	5.622	93,476	526,42	93,476				0,00	526,42
13	274.000	264.254	274.000	9.746	9.746	93,449	910,27	93,449				0,00	910,27
14	274.000	264.079	274.000	9.922	9.922	80,605	798,74	80,605				0,00	798,74
15	274.000	267.953	274.000	6.017	6.017	80,451	484,04	80,451				0,00	484,04
16	274.000	259.942	274.000	4.059	4.059	80,366	326,12	80,366				0,00	326,12
17	274.000	267.881	274.000	6.119	6.119	80,365	491,75	80,365				0,00	491,75
18	274.000	267.850	274.000	6.040	6.040	88,214	532,84	88,214				0,00	532,84
19	274.000	265.803	274.000	8.097	8.097	93,290	735,41	93,290				0,00	735,41
20	274.000	267.763	274.000	6.237	6.237	93,303	628,55	93,303				0,00	628,55
21	274.000	271.298	274.000	2.702	2.702	93,400	252,35	93,400				0,00	252,35
22	274.000	272.408	274.000	1.600	1.600	93,448	149,58	93,448				0,00	149,58
23	274.000	269.258	274.000	4.032	4.032	88,294	444,25	88,294				0,00	444,25
24	274.000	269.609	274.000	4.391	4.391	87,476	378,15	87,476				0,00	378,15
25	274.000	269.609	274.000	4.391	4.391	87,476	378,15	87,476				0,00	378,15
Total:	6.025.088	6.150.536	6.301.391	-125.248	-125.248		2.403,03		0,00	0,00	0,00	0,00	2.403,03

1. Energy quantity in MWh, corresponding to an Energy Offer as this has been included in the DAS Schedule for Unit n, for Dispatch period 1
 2. Tolerance limit in MWh per dispatch period 1 in determining Uninterrupted Generations Deviations
 3. A negative value refers to credit, while a positive value refers to debit
 4. It refers to Uninterrupted Generations Deviations
 5. It refers to Interrupted/Uninterrupted Deviations



Διεύθυνση Ελληνικών Συστημάτων
Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
Καστορός 72, 16545 Περούσι

Επιχ. Διεύθυνση Συνεργαζομένων Ηλεκτρικής Ενέργειας
Υπηρεσία Εκκαθάρισης
Επικοινωνία: HTSO_Settlement@desmie.gr

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ
ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ: xxx

ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ: 20100503

IMBALANCE RUN No: xxx

ΩΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ (ΕΛΛΑΔΟΣ)	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΓΙΑ ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΛΑΤΩΝ (MWh)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΤΡΟΥΜΕΝΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΤΟ ΣΥΝΟΛΟ ΤΩΝ ΜΕΤΡΗΤΩΝ ΤΟΥ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ (MWh)	TOLP	ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΑΠΟΚΛΙΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ - ΖΗΤΗΣΗΣ (MWh)	ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ	ΟΡΙΑΙΑ ΧΡΕΩΣΗ / ΠΙΣΤΩΣΗ ΑΠΟΚΛΙΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ (τιμές σε ευρώ)
	*1					*2
01	51.959	64.243	0.00	12.284	61,341	753,50
02	48.700	59.274	0.00	10.575	31.691	335,13
03	47.613	56.799	0.00	9.186	30.984	284,61
04	46.526	55.523	0.00	8.996	30.694	276,13
05	46.526	55.482	0.00	8.956	30.693	274,87
06	50.712	59.400	0.00	8.687	31.084	270,04
07	63.270	70.778	0.00	7.508	32.098	241,01
08	80.067	88.281	0.00	8.214	93,202	765,54
09	91.592	105.171	0.00	13.580	97,205	1.320,01
10	99.037	116.849	0.00	17.812	97,206	1.731,39
11	100.070	122.159	0.00	22.089	97,204	2.147,11
12	101.157	124.669	0.00	23.512	93,478	2.197,82
13	102.244	126.606	0.00	24.362	93.449	2.276,61
14	101.157	127.350	0.00	26.193	80,505	2.108,66
15	97.951	125.037	0.00	27.086	80,451	2.179,11
16	93.711	119.604	0.00	25.893	80,365	2.080,89
17	91.538	115.680	0.00	24.142	80,365	1.940,19
18	90.505	113.909	0.00	23.404	88,214	2.064,57
19	91.538	113.405	0.00	21.867	93,295	2.040,05
20	94.798	112.323	0.00	17,525	93,303	1.635,17
21	98.165	117,775	0.00	19,611	93,400	1.831,63
22	84.734	108,547	0.00	23,812	93,448	2.225,21
23	68.970	88,924	0.00	19,953	88,284	1.761,57
24	59.405	79,141	0.00	19,736	87,426	1.725,46
25	0.000	0.000	0.00	0.000		0,00
ΣΥΝΟΛΟ	1.901,948	2.326,931		424,983		34.466,29

*1. Όπως περιγράφεται αναλυτικά στην Κατάσταση Εκκαθάρισης ΗΕΠ

*2. Θετική τιμή αφορά σε χρέωση για τον προμηθευτή, αρνητική τιμή αφορά σε πιστώση για το προμηθευτή




**IMBALANCE SETTLEMENT
IMBALANCE SETTLEMENT LIST - CUSTOMER ENERGY CONSUMPTION**

NAME OF PARTICIPANT: xxx
DISPATCH DAY: 20100503
IMBALANCE RUN No: xxx

DISPATCH PERIOD (GREEK TIME)	TOTAL ENERGY QUANTITY AS THIS HAS BEEN INCLUDED IN THE LOAD DECLARATION (MWh)	ENERGY QUANTITY	MEASURED ENERGY QUANTITY (MWh)	TOLP	GENERATION DEVIATIONS QUANTITY (MWh)	IMBALANCES MARGINAL PRICE	LOAD DEVIATION DEBIT / CREDIT (hourly values in euros)
	*1						*2
01	51.959		64.243	0.00	12.284	61.341	753.50
02	48.700		59.274	0.00	10.575	31.691	335.13
03	47.613		56.799	0.00	9.186	30.984	284.61
04	46.526		55.523	0.00	8.996	30.694	276.13
05	46.526		55.482	0.00	8.956	30.693	274.87
06	50.712		59.400	0.00	8.687	31.084	270.04
07	63.270		70.776	0.00	7.508	32.098	241.01
08	80.067		88.281	0.00	8.214	93.202	765.54
09	91.592		105.171	0.00	13.580	97.205	1.320.01
10	99.037		116.849	0.00	17.812	97.206	1.731.39
11	100.070		122.159	0.00	22.089	97.204	2.147.11
12	101.157		124.669	0.00	23.512	93.478	2.197.82
13	102.244		126.506	0.00	24.362	93.449	2.276.51
14	101.157		127.350	0.00	26.193	80.505	2.108.66
15	97.951		125.037	0.00	27.086	80.451	2.179.11
16	93.711		119.604	0.00	25.893	80.365	2.080.89
17	91.538		115.680	0.00	24.142	80.365	1.940.19
18	90.505		113.909	0.00	23.404	86.214	2.064.57
19	91.538		113.405	0.00	21.867	93.295	2.040.05
20	94.798		112.323	0.00	17.525	93.303	1.635.17
21	98.165		117.775	0.00	19.611	93.400	1.831.63
22	84.734		108.547	0.00	23.812	93.448	2.225.21
23	68.970		88.924	0.00	19.953	88.284	1.761.57
24	59.405		79.141	0.00	19.736	87.426	1.725.46
25	0.000		0.000	0.00	0.000		0.00
TOTAL	1.901,948		2.326,931		424,983		34.466,29

*1. As described in detail in DAS Settlement List

*2. A positive value refers to debit to the supplier, a negative value refers to credit to the supplier

 ΔΕΞΙΜΕ ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΑΓΡΟΤΙΚΗΣ, ΒΙΟΤΕΧΝΙΑΣ ΚΑΙ ΑΙΧΜΕΛΕΤΗΣ ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΜΕΣΩΝ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑΣ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΤΩ ΠΡΟΣΕΤΕΡΩΝ		ΕΚΚΑΒΑΡΙΖΟΜΕΝΕΣ ΠΟΣΟΤΗΤΕΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΚΑΤΑΒΛΟΓΙΣ ΑΝΑ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ (KWh)					
ΚΩΔΙΚΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ	ΚΩΔΙΚΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ	ΚΩΔΙΚΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ	ΚΩΔΙΚΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ	ΑΝΤΙΜΕΤΡ.	ΕΥΡΩΠΑΙΚΗ ΚΑΤΑΒΛΟΓΙΣ ΑΝΑ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ (€)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΚΑΤΑΒΛΟΓΙΣ ΑΝΑ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ (KWh)	
ΚΕΤΤΕΛΕΡΡΕΡ ΡΙΝ Νρ	ΚΥΚ	20 000503	ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΚΠΟΣΩΜΕΝΩΝ ΑΝΤΩΝ	ΚΑΤΑΒΛΟΓΙΣ ΑΝΑ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ	ΚΑΤΑΒΛΟΓΙΣ ΑΝΑ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ	ΚΑΤΑΒΛΟΓΙΣ ΑΝΑ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ	
ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΒΛΟΓΗΣ	ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑ	ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑ	ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑ	ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑ	ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑ	ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑ	
ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	
ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	
01					25 037 392	64 243 330	
02					34 360 611	59 274 405	
03					74 483 983	95 788 691	
04					74 205 237	93 572 705	
05					21 347 371	54 481 982	
06					28 009 637	65 309 745	
07					35 081 602	70 778 437	
08					44 805 085	88 280 894	
09					54 527 758	105 171 849	
10					55 836 920	119 946 952	
11					63 636 778	122 159 727	
12					65 073 486	124 468 788	
13					66 034 378	126 695 712	
14					68 844 759	127 450 063	
15					67 568 991	127 036 941	
16					66 536 855	118 604 361	
17					65 103 613	115 698 409	
18					63 476 716	111 895 798	
19					61 742 280	113 404 887	
20					58 679 726	112 323 330	
21					57 290 818	117 775 378	
22					46 462 262	100 546 070	
23					33 036 235	68 023 095	
24					29 108 233	79 141 329	
25					0 000	0 000	
ΣΥΝΟΛΟ					1.155.860.616	2.328.930.87	

1 Κομμάτι ανά σελίδα

ΑΕΓΓΗΗΕ										
IMBALANCES SETTLEMENT										
TOTAL CONSUMPTION PER PARTICIPANT (KWH)										
RETIREMENT RUN No	XXX	PURCHASER CODE	XXX	PURCHASER NAME	XXX	LOW VOLTAGE PERCENTAGE	XXX	TOTAL CONSUMPTION OF PARTICIPANTS HIGH VOLTAGE CUSTOMERS	TOTAL CONSUMPTION OF PARTICIPANTS LOW VOLTAGE CUSTOMERS (%)	TOTAL PARTICIPANT CONSUMPTION
DISPATCH DAY	20100503									
DISPATCH HOUR		TOTAL CONSUMPTION OF PARTICIPANTS HIGH VOLTAGE CUSTOMERS	PUMPING	TOTAL CONSUMPTION OF PARTICIPANTS MEDIUM VOLTAGE CUSTOMERS (%)						
01		76.032.392		24.002.730		31.241.130				
02		24.713.648		94.590.811		56.271.460				
03		24.493.994		32.305.093		56.730.691				
04		24.295.237		31.257.958		55.927.795				
05		24.347.371		31.134.811		55.481.892				
06		24.699.837		32.400.209		56.399.745				
07		35.081.892		35.096.835		70.278.437				
08		44.805.085		43.475.869		88.280.954				
09		54.527.758		50.943.591		105.471.349				
10		91.012.823		55.849.924		146.862.747				
11		93.830.746		58.428.941		152.259.687				
12		95.073.486		59.939.281		155.012.767				
13		66.034.378		60.971.834		127.006.212				
14		66.844.739		59.905.254		126.750.003				
15		57.599.691		57.448.953		115.048.644				
16		66.526.865		53.087.538		119.614.403				
17		65.193.813		60.518.695		125.712.508				
18		63.475.716		50.433.513		113.909.229				
19		61.747.280		61.692.617		123.439.897				
20		58.819.726		63.643.694		122.463.420				
21		67.330.848		60.544.430		127.875.278				
22		46.462.262		63.094.568		109.556.830				
23		31.036.235		55.884.759		86.920.995				
24		29.708.233		49.433.096		79.141.329				
25		0.000		0.000		0.000				
TOTAL		1.155.889.686		1.171.050.181		2.326.939.867				

1. Ανεπιβεβαιωμένη για ορισμένα πελάτες



Δημοκρατικό Ηλεκτρονικό Μέσο Ημερησίου Έκδοσης
 Με τη μορφή Ηλεκτρονικού Έκδοσης σε
 Κατάλογος 72 18445 Πάριδος
 Εταιρική Διοίκηση: Μικρατική Ομάδα
 Υπηρεσία Ελεγχώνης
 Επικοινωνία: HT-50_@deimhe.net@deimhe.gr

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ
ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΓΙΑ ΕΙΣΛΟΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΠΙΧΡΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΟΝΤΟΣ XXX
 ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ 20/10/2003
 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗ ΖΩΝΗ NORTH
 CBS_BULGARIA
 XXX
 ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ
 IMBALANCE RUN No

ΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ (ΕΡΑΔΟΣ)	ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΕΠΙΧΡΥΜΙΑΣ ΣΤΙΣ ΗΕΙ (ΜΗΝ)	ΥΠΟΛΟΙΠΗ ΕΠΙΧΡΥΜΙΑ ΒΕΛΩΝ ΗΕΙ (ΜΗΝ)	ΑΠΟΜΕΙΩΜΕΝΑ ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΑ ΔΙΑΚΑΘΑΡΙΑ ΒΕΛΩΝ ΣΥΜΜΕΤΟΧΟΝΤΟΣ (ΜΗΝ)	ΑΠΟΚΛΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΑ ΔΙΑΚΑΘΑΡΙΑ (ΜΗΝ)	ΑΠΟΚΛΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΥΠΟΛΟΙΠΗΤΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΒΕΛΩΝ (ΜΗΝ)	ΟΡΙΑΚΗ ΑΠΟΚΛΙΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΖΩΝΗΣ (ΜΗΝ)	ΟΡΙΑΚΗ ΤΜΗ ΑΠΟΚΛΙΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΖΩΝΗΣ (ΜΗΝ)	ΟΡΙΑΚΗ ΤΜΗ ΑΠΟΚΛΙΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΖΩΝΗΣ (ΜΗΝ)	ΣΥΓΚΛΕΤΤΗ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΧΡΕΩΣΗΣ	ΣΥΝΔΙΟΙΚΗ ΧΡΕΩΣΗ ΑΠΟΚΛΙΣΗΣ ΒΕΛΩΝ (€)
1	45.000	45.000	0.000	-45.000	0.000	61.341	32.195	1.00	0.00	
2	45.000	45.000	0.000	-45.000	0.000	31.691	30.664	1.00	0.00	
3	45.000	45.000	0.000	-45.000	0.000	30.894	30.670	1.00	0.00	
4	45.000	45.000	0.000	-45.000	0.000	30.694	28.884	1.00	0.00	
5	45.000	45.000	0.000	-45.000	0.000	30.693	28.873	1.00	0.00	
6	45.000	45.000	0.000	-45.000	0.000	31.084	30.300	1.00	0.00	
7	45.000	45.000	0.000	-45.000	0.000	32.098	31.128	1.00	0.00	
8	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	93.202	61.236	1.00	0.00	
9	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	97.205	97.203	1.00	0.00	
10	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	97.206	97.204	1.00	0.00	
11	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	97.204	97.206	1.00	0.00	
12	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	93.478	97.204	1.00	0.00	
13	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	93.449	80.054	1.00	0.00	
14	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	80.505	80.505	1.00	0.00	
15	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	80.451	80.451	1.00	0.00	
16	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	80.365	63.117	1.00	0.00	
17	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	80.365	56.812	1.00	0.00	
18	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	88.214	38.278	1.00	0.00	
19	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	93.295	56.812	1.00	0.00	
20	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	93.303	63.231	1.00	0.00	
21	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	93.400	64.161	1.00	0.00	
22	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	93.448	64.195	1.00	0.00	
23	95.000	95.000	0.000	-95.000	0.000	88.284	63.987	1.00	0.00	
24	45.000	45.000	0.000	-45.000	0.000	87.426	34.473	1.00	0.00	
25										
Σύνολο	1.880.000	1.880.000	0.000	-1.880.000	0.000					0.00

* ΑΠΟΜΕΙΩΜΕΝΑ ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΠΟΥ ΕΧΕΙ ΠΡΟΣΦΕΡΕΙ ΕΤΗΝ ΕΝΔΕΙΧΤΗ ΕΠΙΤΡΕΨΙΜΗ ΤΜΗ (κατά το άρθρο 27)



IMBALANCE SETTLEMENT LIST - PARTICIPANT DEBIT FOR IMPORTS

NAME OF PARTICIPANT: XXX
 DISPATCH DAY: 20100603
 OPERATIONAL ZONE: NORTH
 INTERCONNECTION: CBS_BULGARIA
 IMBALANCE RUN/No: XXV

DISPATCH PERIOD (GREEK TIME)	SCHEDULED ENERGY IMPORT AS INCLUDED IN THE GAS SCHEDULE (MWH)	REALISED ENERGY IMPORT (MWH)	PARTICIPANT'S REDUCED LONG-TERM RIGHTS FOR ENERGY IMPORT (MWH)	DEVIATION FOR PARTICIPANT'S CONFIRMED LONG-TERM RIGHTS FOR ENERGY IMPORT (MWH)	DEVIATION FOR PARTICIPANT'S REALIZED ENERGY IMPORT (MWH)	GENERATION IMBALANCE MARGINAL PRICE FOR OPERATIONAL ZONE (€/MWH)	GENERATION MARGINAL PRICE FOR OPERATIONAL ZONE (€/MWH)	DEBIT VARIATION COEFFICIENT	PARTICIPANT'S ENERGY IMPORT DEVIATION DEBIT (€)
1	45,000	45,000	0,000	-45,000	0,000	51,341	32,155	1,00	0,00
2	45,000	45,000	0,000	-45,000	0,000	31,691	30,664	1,00	0,00
3	45,000	45,000	0,000	-45,000	0,000	30,984	30,570	1,00	0,00
4	45,000	45,000	0,000	-45,000	0,000	30,694	28,584	1,00	0,00
5	45,000	45,000	0,000	-45,000	0,000	30,693	28,673	1,00	0,00
6	45,000	45,000	0,000	-45,000	0,000	31,094	30,300	1,00	0,00
7	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	32,098	31,128	1,00	0,00
8	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	93,202	61,236	1,00	0,00
9	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	92,295	97,203	1,00	0,00
10	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	92,206	97,204	1,00	0,00
11	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	97,204	97,205	1,00	0,00
12	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	93,478	97,304	1,00	0,00
13	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	93,449	80,954	1,00	0,00
14	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	90,595	80,595	1,00	0,00
15	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	60,451	60,451	1,00	0,00
16	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	80,365	63,117	1,00	0,00
17	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	80,365	56,812	1,00	0,00
18	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	88,214	39,278	1,00	0,00
19	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	93,285	56,812	1,00	0,00
20	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	93,303	63,231	1,00	0,00
21	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	93,400	64,161	1,00	0,00
22	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	93,448	64,156	1,00	0,00
23	95,000	95,000	0,000	-95,000	0,000	88,284	63,987	1,00	0,00
24	45,000	45,000	0,000	-45,000	0,000	87,426	34,473	1,00	0,00
Total	1,850,000	1,850,000	0,000	-1,850,000	0,000				0,00

* REDUCED BY THE QUANTITY * 45860 AT THE GUEST ALLOWED TRADE MARGIN (PG. 45860)



Διεύθυνση Έργων Σημιαγωγών
 Εταιρεία Ηλεκτρικής Ενέργειας
 Αδριατικής, Α.Ε. (Ε.Ε.Α.Α.Ε.)
 Εθν. Διεύθυνση Συγκοινωνιακής Ενέργειας
 Εταιρεία Ελεγχόμενης
 Επισκευών (Ε.Ε.Ε.Σ.Ε.)

ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ ΓΙΑ ΕΞΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΣ

ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ: XXX
 ΠΕΡΙΟΧΗ ΚΑΤΑΘΕΣΗΣ: 23/00001
 ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΤΟΙΧ: NORTH
 ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΤΟΙΧ: CBS_ITALY
 ΙΣΟΛΟΓΙΣΜΟΣ: XXX

ΟΡΑ ΚΑΤΑΘΕΣΗΣ (ΒΑΛΑΔΟΣ)	ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΞΑΓΩΓΗΣ ΗΠΕΙ (MWh)	ΥΠΟΛΟΙΠΗ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΕΞΑΓΩΓΗΣ (MWh)	ΕΠΙΒΕΒΑΙΩΣΗ ΜΑΡΚΟΥΠΩΝΙΑ ΜΕΤΑ ΤΗΝ ΕΞΑΓΩΓΗ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ (MWh)	ΑΠΟΚΛΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ (MWh)	ΑΠΟΚΛΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΥΠΟΒΕΒΑΙΩΣΗ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΕΞΑΓΩΓΗΣ (MWh)	ΟΡΑΚΗ ΤΙΜΗ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΣ ΖΩΝΗΣ (€/MWh)	ΟΡΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ (€/MWh)	ΕΝΔΕΙΞΗ ΜΕΤΑ ΒΑΣΗΣ ΤΗΣ ΧΡΕΩΣΗΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΧΡΕΩΣΗ/ΚΡΕΔΙΤΟ ΔΙΑΦΕΡΕΣΙΑ ΕΞΑΓΩΓΩΝ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ (€)
1	10.000	10.000	0.000	-10.000	0.000	60.00	55.051	1,00	0.00
2	20.000	20.000	0.000	-20.000	0.000	81.22	78.704	1,00	0.00
3	20.000	20.000	0.000	-20.000	0.000	60.00	60.004	1,00	0.00
4	20.000	20.000	0.000	-20.000	0.000	55.65	34.225	1,00	0.00
5	20.000	20.000	0.000	-20.000	0.000	34.00	34.003	1,00	0.00
6	20.000	20.000	0.000	-20.000	0.000	34.00	34.005	1,00	0.00
7	20.000	20.000	0.000	-20.000	0.000	60.14	60.138	1,00	0.00
8	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	55.65	60.247	1,00	0.00
9	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	61.44	61.442	1,00	0.00
10	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	67.42	62.417	1,00	0.00
11	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	78.62	78.621	1,00	0.00
12	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	78.41	81.005	1,00	0.00
13	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	78.40	78.630	1,00	0.00
14	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	78.36	91.003	1,00	0.00
15	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	81.00	61.305	1,00	0.00
16	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	82.22	59.840	1,00	0.00
17	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	82.22	59.840	1,00	0.00
18	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	90.01	55.663	1,00	0.00
19	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	59.86	50.288	1,00	0.00
20	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	61.86	34.443	1,00	0.00
21	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	55.79	34.055	1,00	0.00
22	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	55.77	34.055	1,00	0.00
23	30.000	30.000	0.000	-30.000	0.000	62.08	34.005	1,00	0.00
24	20.000	20.000	0.000	-20.000	0.000	59.65	34.476	1,00	0.00
25	20.000	20.000	0.000	-20.000	0.000	59.65	34.476	1,00	0.00
Σύνολο	630.000	630.000	-1.000	-630.000	0.000	-1.00			0.00
ΣΥΝΟΛΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ	630.000	630.000		-630.000	0.000	-1.00			0.00



IMBALANCE SETTLEMENT
IMBALANCE SETTLEMENT LIST - PARTICIPANT DEBIT FOR EXPORTS

PARTICIPANT NAME: XXX
DISPATCH DAY: 20.10.2011
OPERATIONAL ZONE: NORTH
REGIO/ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ: HTS/HTSO
IMBALANCE RUN NO.: XXX

DISPATCH PERIOD (GREEN TIME)	SCHEDULED ENERGY EXPORT AS INCLUDED IN THE EXPORTS SCHEDULE (MWh)	REALISED ENERGY EXPORT (MWh)	CONFIRMED LONG-TERM RIGHTS FOR ENERGY EXPORT (MWh)	DEVIATION FOR CONFIRMED LONG-TERM RIGHTS FOR ENERGY EXPORT (MWh)	DEVIATION FOR PARTICIPANTS REALISED ENERGY EXPORTS (MWh)	GENERATION IMBALANCE MARGINAL PRICE (€/MWh)	ZONAL MARGINAL PRICE (€/MWh)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΜΕΤΑ ΒΟΗΘΗΣΗΣ	PARTICIPANT'S ENERGY EXPORT DEVIATION CREDIT/DEBIT(€)
1	10,000	10,000	10,000	-10,000	0,000	6,000	56,671	1,00	0,00
2	20,000	20,000	20,000	-20,000	0,000	21,22	27,664	1,00	0,00
3	20,000	20,000	20,000	-20,000	0,000	19,39	67,064	1,00	0,00
4	20,000	20,000	20,000	-20,000	0,000	16,75	24,275	1,00	0,00
5	20,000	20,000	20,000	-20,000	0,000	11,00	24,000	1,00	0,00
6	20,000	20,000	20,000	-20,000	0,000	33,70	24,000	1,00	0,00
7	20,000	20,000	20,000	-20,000	0,000	19,34	19,149	1,00	0,00
8	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	11,65	69,947	1,00	0,00
9	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	14,43	21,162	1,00	0,00
10	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	15,42	19,817	1,00	0,00
11	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	7,32	70,221	1,00	0,00
12	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	17,41	19,095	1,00	0,00
13	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	7,40	14,130	1,00	0,00
14	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	16,16	31,092	1,00	0,00
15	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	11,13	61,007	1,00	0,00
16	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	17,42	19,999	1,00	0,00
17	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	17,22	59,964	1,00	0,00
18	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	18,01	26,876	1,00	0,00
19	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	19,39	19,735	1,00	0,00
20	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	11,06	24,442	1,00	0,00
21	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	14,13	24,125	1,00	0,00
22	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	15,77	24,005	1,00	0,00
23	30,000	30,000	30,000	-30,000	0,000	12,98	24,006	1,00	0,00
24	20,000	20,000	20,000	-20,000	0,000	17,15	14,474	1,00	0,00
Total	630,000	630,000	630,000	-630,000	0,000	1,00			0,00
PARTICIPANT TOTAL	630,000	630,000	630,000	-630,000	0,000	1,00			0,00



ΕΝΗΜΕΡΩΤΙΚΟ ΣΗΜΕΙΩΜΑ - ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΩΝ XXX
 ΧΡΟΝΙΚΟ ΔΙΑΤΗΡΑ 11/2/2010 - 30/4/2010
 RUN NUMBER XXX

ΗΜΕΡΑ ΗΜΕΡΑ	RUN NUMBER (ΗΜΕΡΑ)	ΠΑΡΑΔΕΤΗ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)	ΠΙΣΤΩΣΗ / ΧΡΕΩΣΗ (€)*	ΠΡΟΚΗΘΕΙΑ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)	ΠΙΣΤΩΣΗ / ΧΡΕΩΣΗ (€)*	ΕΙΣΑΓΓΕΛΗ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)	ΕΞΑΓΩΓΗ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)	ΚΑΘΑΡΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΠΕΡΗΡΗΤΙΣΤΟΤΗΤΑ (%)
31/04/2010	2010000112	-2.965.746	-1.044.220,26	-2.432.232	1.711.20,64	1.000	0,09	-4.593.686	-1.220.240,92
ΣΥΝΟΛΟ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΩΝ		-2.965.746	-1.044.220,26	-2.432.232	-171.120,64	1.000	0,09	-4.593.686	-1.220.240,92

* Αρνητικά ποσά (-) υποδηλώνουν χρεώσεις. Θετικά ποσά (+) υποδηλώνουν πιστώσεις.


 Nikos Finmarket Station, Operative S.A.
 22, Kaslova St., 10570
 Piraeus - Greece
 Prime Exchange Department
 Settlement Section
 Office: 1150_Settlement@nikos.gr

IMBALANCE SETTLEMENT - AGGREGATE REPORT

PARTICIPANT NAME XXX
 TIME INTERVAL 1/22/2010 - 30/4/2010
 RUN NUMBER XXX

TRADE DATE	RUN NUMBER (FOR A DAY)	PRODUCTION SETTLEMENT QUANTITY (MWH) CREDIT / DEBIT (€)	SUPPLY SETTLEMENT QUANTITY (MWH) CREDIT / DEBIT (€)	IMPORTS SETTLEMENT QUANTITY (MWH) DEBIT (€)	EXPORTS SETTLEMENT QUANTITY (MWH) CREDIT (€)	SETTLEMENT QUANTITY (MWH) CREDIT / DEBIT (€)	TOTAL DEBIT (€)
01/04/2010	000002744	-2,086,870 -2,353,750	-2,432,355 2,432,355	0,000 0,00	0,000 0,00	-4,519,270 -4,519,270	-1,226,310,52
PARTICIPANT TOTAL							-1,226,310,52

* A positive value refers to a credit (+), a negative value (-) refers to a debit

II.3. Αναφορές Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης

Ο Παρακάτω Πίνακας δείχνει το περιεχόμενο του αρχείου xls που θα αποστέλλεται στους Συμμετέχοντες σχετικά με τον υπολογισμό των χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης.

Non_Comp liance_Cha rge_ID	VARIABLE_ID	INTERCONNECTION	PRODUCTIO N_UNIT	EF_RUN_NO	IMB_RUN_NO	Hour _1	Hour _2	Hour _23	Hour _24	Hour _25	Total	Number _of_Faul _ts	Non_Comp liance_Cha rge_Indicat or
1	UNCER_S	All Interconnections				150	150	150	150	150			
1	A_E	All Interconnections				0	0	0	0	0			
1	ExRightsLLpnt	Interconnection_1				10	10	10	10				
1	ExRightULpnt	Interconnection_1				50	50	50	50				
1	ExQTYpnt	Interconnection_1				20	0	70	50				
1	ExRightsLLpnt	Interconnection_2				20	20	20	20				
1	ExRightULpnt	Interconnection_2				100	100	100	100				
1	ExQTYpnt	Interconnection_2				0	50	150	100				
1	Elpnt	Interconnection_1				0	10	20	0				
1	Elpnt	Interconnection_2				20	0	50	0				
1	Elpnd	All Interconnections				20	10	70	0		100		1
1	NERpnd.A	All Interconnections										3	
1	NERpnd.B	All Interconnections										11	
1	NERpyd	All Interconnections											
1	NCER_Spnd	Interconnection_1				0	15000	30000	0		45000		
1	NCER_Spnd	Interconnection_2				30000	0	75000	0		105000		
1	NCER_Spd	All Interconnections									150000		
1	NCER_Spm	All Interconnections									300000		
2	UNCLD_S					0.1	0.1	0.1	0.1	0.1			
2	A_S					0.1	0.1	0.1	0.1	0.1			
2	MCpt			2010050718		1000	1000	1000	1000		24000		
2	NLDpd			2010050718									1
2	NLDpyd			2010050718								11	
2	NCLD_Spd			2010050718							26400		
2	NCLD_Spm			2010050718							52800		
3	A_B					0	0	0	0	0			

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ**SETTLEMENT FORMULATION****III.1. Day-Ahead Settlement Formulation**

III.1.1. Energy Settlement for Dispatchable Units

Table No.: DAS1			
Description: Credit per hour for a participant p based on his energy offer included in the DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMP _t	Input
Energy quantity in MWh from energy offer o, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIO _{o,p,t}	Input
Credit amount for offer o of the participant p for the dispatch period t	€	DAER _{p,o,t}	Output
Equation: DAER_{p,o,t} = DASMP_t * DAIO_{o,p,t}			
Notes:			

Table No.: DAS2			
Description: Sum-up of the credit for the participant p based on his offer o for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit for offer o, for participant p, for dispatching	€	DAER _{p,o,t}	Calculated Input

period t			
Debit for offer o , for participant p , for dispatching day	€	DAER _{p,o}	Calculated Output
Equation:			
$DAER_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAER_{p,o,t}$			
Notes:			

Table No.: DAS3

Description: Additional debit or credit for offer o of the participant p because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€/MWh	DAPMP _{z,t}	Input
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMP _t	Input
Energy quantity in MWh from energy offer o, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIO _{o,p,t}	Input
Additional debit or credit for offer o of participant p for dispatching period t	€	DAARP _{p,o,t}	Output
Equation: $DAARP_{p,o,t} = (DAPMP_{z,t} - DASMP_t) * DAIO_{o,p,t}$			
Notes:			

Table No.: DAS4 Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer o

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Additional debit or credit for offer o of participant p for dispatching period t	€	DAAR _{p,o,t}	Calculated Input
Additional debit or credit for offer o of participant p for dispatching day	€	DAAR _{p,o}	Calculated Output
Equation:			
$DAAR_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAAR_{p,o,t}$			
Notes:			

Table No.: DAS5 Description: Total credit for participant p for all his energy offers of dispatchable units for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit amount for offer o, for participant p for the whole dispatch day	€	DAER _{p,o}	Calculated Input
Additional debit or credit for offer o for the participant p	€	DAAR _{p,o}	Calculated Input
Total debit of the participant p for all his energy offers for a dispatching day	€	DAER _p	Calculated Output
Equation:			
$DAER_p = \sum_{o=1}^n (DAER_{p,o} + DAAR_{p,o})$			
where n: is the number of offers concerning of participant p for dispatchable units			
Notes:			

III.1.2. Energy offer settlement for import programs

Table No.: DAS6			
Description: Credit per hour for a participant based on his energy offer for import program included in the DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer o_i , for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIO o_i ,p,t	Input
Credit amount for offer o_i of the participant p for the dispatch period t	€	DAERIp, o_i ,t	Output
Equation: $DAERIp,o_i,t = DASMPt * DAIOo_i,p,t$			
Notes:			

Table No.: DAS7			
Description: Sum-up of the credit for the participant p based on his offer o_i for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit for offer o_i , for participant p, for dispatching period t	€	DAERIp, o_i ,t	Calculated Input
Debit for offer o_i , for participant p, for dispatching day	€	DAERIp, o_i	Calculated Output
Equation:			

$DAERIp,oi = \sum_{t=1}^{24} DAERIp,oi,t$
Notes:

Table No.: DAS8			
Description: Additional debit or credit for offer oi of the participant p because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€ /MWh	DAPMPz,t	Input
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€ /MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer oi, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOoi,p,t	Input
Additional debit or credit for offer o of participant p for dispatching period t	€	DAARPIp,oi,t	Output
Equation: DAARPIp,oi,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOoi,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS9			
Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer oi			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Additional debit or credit for offer oi of participant p for	€	DAARPIp,oi,t	Calculated

dispatching period t			Input
Additional debit or credit for offer oi of participant p for dispatching day	€	DAARPIp,oi	Calculated Output
Equation: $DAARPIp,oi = \sum_{t=1}^{24} DAARPIp,oi,t$			
Notes:			

Table No.: DAS10

Description: Total credit for participant p for all his energy offers of import programs for the whole dispatch day

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit amount for offer oi, for participant p for the whole dispatch day	€	DAERIp,oi	Calculated Input
Additional debit or credit for offer oi for the participant p	€	DAARPIp,o	Calculated Input
Total debit of the participant p for all his energy offers concerning imports for a dispatching day	€	DAERIp	Calculated Output
Equation: $DAERI_p = \sum_{oi=1}^n (DAERI_{p,oi} + DAARPI_{p,oi})$ <p>where n: is the number of offers of participant p concerning imports</p>			
Notes:			

III.1.3. Energy offer settlement for units of article 35/law 2773/1999.

Table No.: DAS11			
Description: Credit per hour for HTSO who acts as producer for these units based on his energy offer included in the DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer og, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOog,p,t	Input
Credit amount for offer og of HTSO for the dispatch period t	€	DAERGp,og,t	Output
Equation: $DAERGp,og,t = DASMPt * DAIOog,p,t$			
Notes:			

Table No.: DAS12			
Description: Sum-up of the credit for HTSO based on his offer og for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit for offer og, for HTSO, for dispatching period t	€	DAERGp,og,t	Calculated Input
Debit for offer og, for HTSO, for dispatching day	€	DAERGp,og	Calculated Output
Equation:			
$DAERGp,og = \sum_{t=1}^{24} DAERGp,og,t$			
Notes:			

Table No.: DAS13			
Description: Additional debit or credit for offer og of HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€ /MWh	DAPMPz,t	Input
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€ /MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer og, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOog,p,t	Input
Additional debit or credit for offer og of HTSO for dispatching period t	€	DAARPGp,og,t	Output
Equation: $DAARPGp,og,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOog,p,t$			
Notes:			

Table No.: DAS14			
Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer og			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Additional debit or credit for offer og of HTSO for dispatching period t	€	DAARPGp,og,t	Calculated Input
Additional debit or credit for offer og of HTSO for dispatching day	€	DAARPGp,og	Calculated Output
Equation:			

$$DAARPGp,og = \sum_{t=1}^{24} DAARPGp,og,t$$

Notes:

Table No.: DAS15

Description: Total credit for HTSO for all his energy offers of units of law 35 for the whole dispatch day

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit amount for offer og, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAERGp,og	Calculated Input
Additional debit or credit for offer og for HTSO	€	DAARPGp,og	Calculated Input
Total debit of HTSO for all his energy offers for a dispatching day	€	DAERGp	Calculated Output

Equation:

$$DAERGp = \sum_{og=1}^n (DAERGp,og + DAARPGp,og)$$

where n: is the number of offers concerning units of law 35

Notes:

III.1.4. Energy offer settlement for units in commissioning period

Table No.: DAS16			
Description: Credit per hour for HTSO based on his energy offer included in the DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer oc, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOoc,p,t	Input
Credit amount for offer oc of HTSO for the dispatch period t	€	DAERCp,oc,t	Output
Equation: $DAERCp,oc,t = DASMPt * DAIOoc,p,t$			
Notes:			

Table No.: DAS17			
Description: Sum-up of the credit for the HTSO based on his offer oc for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit for offer oc , for HTSO , for dispatching period t	€	DAERCp,oc,t	Calculated Input
Debit for offer oc , for HTSO, for dispatching day	€	DAERCp,oc	Calculated Output
Equation:			
$DAERCp,oc = \sum_{t=1}^{24} DAERCp,oc,t$			

Notes:

Table No.: DAS18

Description: Additional debit or credit for offer oc of the HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€ /MWh	DAPMPz,t	Input
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€ /MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer oc, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOoc,p,t	Input
Additional debit or credit for offer oc of HTSO for dispatching period t	€	DAARPCp,oc,t	Output
Equation: $DAARPCp,oc,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOoc,p,t$			
Notes:			

Table No.: DAS19

Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer oc

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Additional debit or credit for offer oc of HTSO for dispatching period t	€	DAARPCp,oc,t	Calculated Input

Additional debit or credit for offer o of HTSO for dispatching day	€	DAARPCp,oc	Calculated Output
Equation:			
$DAARPCp,oc = \sum_{t=1}^{24} DAARPCp,oc,t$			
Notes:			

Table No.: DAS20			
Description: Total credit for HTSO for all his energy offers of units in commissioning period for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit amount for offer oc, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAERCp,oc	Calculated Input
Additional debit or credit for offer oc for HTSO	€	DAARPCp,oc	Calculated Input
Total debit of the HTSO for all his energy offers for a dispatching day	€	DAERCp	Calculated Output
Equation:			
$DAERCp = \sum_{oc=1}^n (DAERCp,oc + DAARPCp,oc)$			
where n: is the number of offers of HTSO concerning units in commissioning			
Notes:			

III.1.5. Energy offer settlement for adjusting schedules

Table No.: DAS21			
Description: Credit per hour for HTSO based on his energy offer corresponding to adjusting schedules included in the DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer os, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOos,p,t	Input
Credit amount for offer os of HTSO for the dispatch period t	€	DAERSp,os,t	Output
Equation: DAERSp,os,t = DASMPt * DAIOos,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS22			
Description: Sum-up of the credit for HTSO based on his offer os for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit for offer os, for HTSO, for dispatching period t	€	DAERSp,os,t	Calculated Input
Debit for offer os, for HTSO, for dispatching day	€	DAERSp,os	Calculated Output
Equation:			
$DAERSp,os = \sum_{t=1}^{24} DAERSp,os,t$			
Notes:			

Table No.: DAS23			
Description: Additional debit or credit for offer os of HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€/MWh	DAPMPz,t	Input
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer os, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOos,p,t	Input
Additional debit or credit for offer os of HTSO for dispatching period t	€	DAARPSp,os,t	Output
Equation: $DAARPSp,os,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOos,p,t$			
Notes:			

Table No.: DAS24			
Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer os			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Additional debit or credit for offer os of HTSO for dispatching period t	€	DAARPSp,os,t	Calculated Input
Additional debit or credit for offer os of HTSO for dispatching day	€	DAARPSp,os	Calculated Output

Equation:

$$DAARPSp,os = \sum_{t=1}^{24} DAARPSp,os,t$$

Notes:

Table No.: DAS25

Description: Total credit for HTSO for all his energy offers of scheduled imports for the whole dispatch day

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit amount for offer os, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAERSp,os	Calculated Input
Additional debit or credit for offer o for HTSO	€	DAARPSp,os	Calculated Input
Total debit of the HTSO for all his energy offers for a dispatching day	€	DAERSp	Calculated Output

Equation:

$$DAERSp = \sum_{os=1}^o (DAERSp,os + DAARPSp,os)$$

where o: is the number of offers concerning adjusting import schedules

Notes:

III.1.6. Energy offer settlement for contracted units

Table No.: DAS26			
Description: Credit per hour for HTSO based on his energy offer for a contracted unit included in the DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer es, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOes,p,t	Input
Credit amount for offer es of HTSO for the dispatch period t	€	DAEREp,es,t	Output
Equation: $DAEREp,es,t = DASMPt * DAIOes,p,t$			
Notes:			

Table No.: DAS27			
Description: Sum-up of the credit for HTSO based on his offer es for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit for offer es , for HTSO , for dispatching period t	€	DAEREp,es,t	Calculated Input
Debit for offer es , for HTSO , for dispatching day	€	DAEREp,es	Calculated Output
Equation:			
$DAEREp,es = \sum_{t=1}^{24} DAEREp,es,t$			
Notes:			

Table No.: DAS28			
Description: Additional debit or credit for offer es of HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€ /MWh	DAPMPz,t	Input
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€ /MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer es, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOes,p,t	Input
Additional debit or credit for offer es of HTSO for dispatching period t	€	DAARPEp,es,t	Output
Equation: $DAARPEp,es,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOes,p,t$			
Notes:			

Table No.: DAS29			
Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offeres			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Additional debit or credit for offer es of HTSO for dispatching period t	€	DAARPEp,es,t	Calculated Input
Additional debit or credit for offer es of HTSO for dispatching day	€	DAARPEp,es	Calculated Output

Equation:

$$DAARPE_{p,es} = \sum_{t=1}^{24} DAARPE_{p,es,t}$$

Notes:**Table No.: DAS30**

Description: Total credit for HTSO for all his energy offers of contracted units for the whole dispatch day

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit amount for offer es, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAERE _{p,es}	Calculated Input
Additional debit or credit for offer o for the HTSO	€	DAARPE _{p,es}	Calculated Input
Total debit of the HTSO for all his energy offers for a dispatching day	€	DAERE _p	Calculated Output

Equation:

$$DAERE_p = \sum_{es=1}^n (DAERE_{p,es} + DAARPE_{p,es})$$

where n: is the number of offers of HTSO concerning contracted units

Notes:

III.1.7. Energy load declarations Settlement (Load Representatives)

Table No.: DAS31			
Description: Debit for load declaration l of the participant s, for the dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Energy quantity in MWh from load declaration l, for Dispatch period t, of the participant s	MWh	DAODs,l,t	
System Marginal Price for the Dispatching Period	€/MWh	DASMPt	
Debit amount for load declaration l of the participant s for the dispatch period t	€	DAEPs,l,t	
Equation: $DAEPs,l,t = DASMPt * DAODs,l,t$			
Notes:			

Table No.: DAS32			
Description: Description: Sum-up of the debit for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration l of the participant s for the dispatch period t	€/MWh	DAEPs,l,t	Calculated Input
Debit amount for load declaration l of the participant s for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPs,l	Calculated Output
Equation:			

$$DAEPs,l = \sum_{t=1}^{24} DAEPs,l,t$$

Notes:

Table No.: DAS33

Description: Calculation of the debit for the participant s for all his load declarations for a dispatch day.

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration l of the participant s for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPs,l	Calculated Input
Debit amount for all load declarations of the participant s for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPs	Calculated Output

Equation:

$$DAEPs = \sum_{l=1}^n DAEPs,l$$

where n: is the number of load declarations of participant s

Notes:

III.1.8. Energy load declarations settlement for exports

Calculation of the debit amount for load declarations corresponding to export schedules.

Table No.: DAS34			
Description: Debit for load declaration I of the participant s, for the dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Energy quantity in MWh from load declaration le , for Dispatch period t , of the participant s	MWh	DAODs,le,t	
System Marginal Price for the Dispatching Period	€/MWh	DASMPt	
Debit amount for load declaration le of the participant s for the dispatch period t	€	DAEPEs,le,t	
Equation: $DAEPEs,le,t = DASMPt * DAODs,le,t$			
Notes:			

Table No.: DAS35			
Description: Description: Sum-up of the debit for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration le of the participant s for the dispatch period t	€/MWh	DAEPEs,le,t	Calculated Input
Debit amount for load declaration le of the participant s for the whole	€/MWh	DAEPEs,I	Calculated Output

dispatch day			
Equation:			
$DAEPES,l = \sum_{t=1}^{24} DAEPES,le,t$			
Notes:			

Table No.: DAS36			
Description: Calculation of the debit for the participant s for all his export schedules for a dispatch day.			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration le of the participant s for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPES,le	Calculated Input
Debit amount for all load declarations of the participant s for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPES	Calculated Output
Equation:			
$DAEPES = \sum_{le=1}^l DAEPES,le$			
where l: is the number of declarations of participant s concerning export schedules			
Notes:			

III.1.9. Energy load declarations settlement for adjusting export schedules

Table No.: DAS37			
Description: Debit for load declaration Id of HTSO for the dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Energy quantity in MWh from load declaration Id, for Dispatch period t, of HTSO	MWh	DAODs,Id,t	
System Marginal Price for the Dispatching Period	€/MWh	DASMPt	
Debit amount for load declaration Id of the participant s for the dispatch period t	€	DAEPDs,Id,t	
Equation: $DAEPDs,Id,t = DASMPt * DAODs,Id,t$			
Notes:			

Table No.: DAS38			
Description: Description: Sum-up of the debit for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration Id of HTSO for the dispatch period t	€/MWh	DAEPDs,Id,t	Calculated Input
Debit amount for load declaration Id of HTSO for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPDs,Id	Calculated Output
Equation:			

$$DAEPDs,ld = \sum_{t=1}^{24} DAEPDs,ld,t$$

Notes:

Table No.: DAS39

Description: Calculation of the debit for HTSO for all his load declarations for a dispatch day.

Rules Ref:

Calculation order:

Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration ld of the participant s for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPDs,ld	Calculated Input
Debit amount for all load declarations for adjusting schedules of the participant s for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPDs	Calculated Output

Equation:

$$DAEPDs = \sum_{ld=1}^l DAEPDs,ld$$

where l: is the number of declarations of HTSO concerning adjusting export schedules

Notes:

III.1.10. Non-priced energy offer settlement for return of emergency schedules

Table No.: DAS40			
Description: Credit per hour for HTSO based on his non-priced energy offer corresponding to return of emergency schedules included in the DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input from the Market System
Energy quantity in MWh from energy offer re, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOre,HTSO,t	Input from the Market System
Credit amount for offer re of HTSO for the dispatch period t	€	DAERREHTSO,re,t	Output
Equation: $DAERREHTSO,re,t = DASMPt * DAIOre,HTSO,t$			
Notes:			

Table No.: DAS41			
Description: Sum-up of the credit for HTSO based on his offer re for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit for offer re, for HTSO, for dispatching period t	€	DAERREHTSO,re,t	Calculated Input (from Table DAS40)
Credit for offer re, for HTSO, for dispatching day	€	DAERREHTSO,re	Calculated Output

Equation:

$$DAERRE_{HTSO, re} = \sum_{t=1}^{24} DAERRE_{HTSO, re, t}$$

Notes:

Table No.: DAS42

Description: Additional debit or credit for offer re of HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Production Marginal Price of System operational zone for the dispatching period t	€ /MWh	DAPMPz,t	Input from the Market system
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€ /MWh	DASMPt	Input from the Market System
Energy quantity in MWh from energy offer re, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOre,p,HTSO,t	Input from the Market System
Additional debit or credit for offer re of HTSO for dispatching period t	€	DAARPREHTSO,re,t	Output

Equation: DAARPREHTSO,re,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOre,HTSO,t

Notes:

Table No.: DAS43

Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer re

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable

			Type
Additional debit or credit for offer re of HTSO for dispatching period t	€	DAARPREHTSO, re, t	Calculated Input (from Table DAS42)
Additional debit or credit for offer re of HTSO for dispatching day	€	DAARPREHTSO, re	Calculated Output
Equation:			
$DAARPRE_{HTSO, os} = \sum_{t=1}^{24} DAARPRE_{HTSO, os, t}$			
Notes:			

Table No.: DAS44			
Description: Total credit for HTSO for all his energy offers for return of emergency schedules for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit amount for offer re, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAERREHTSO, re	Calculated Input (from Table DAS41)
Additional debit or credit for offer re for HTSO	€	DAARPREHTSO, re	Calculated Input (from Table DAS43)
Total debit of HTSO for all his energy offers for a dispatching day	€	DAERREHTSO	Calculated Output
Equation:			
$DAERRE_{HTSO} = \sum_{re=1}^o (DAERRE_{HTSO, re} + DAARPRE_{HTSO, re})$			
where o: is the number of offers concerning return of emergencies			

Notes:

III.1.11. Non-priced energy offer settlement for return of guarantees of commercial schedules for imports

Table No.: DAS45

Description: Credit per hour for HTSO based on his non-priced energy offer corresponding to return of guarantees of commercial schedules for imports included in the DAS

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input from the Market System
Energy quantity in MWh from energy offer rg, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOrg,HTSO,t	Input from the Market System
Credit amount for offer rg of HTSO for the dispatch period t	€	DAERRGHTSO,rg,t	Output
Equation: $DAERRGHTSO,rg,t = DASMPt * DAIOrg,HTSO,t$			
Notes:			

Table No.: DAS46

Description: Sum-up of the credit for HTSO based on his offer rg for the whole dispatch day

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit for offer rg, for HTSO, for dispatching period t	€	DAERRGHTSO,rg,t	Calculated Input (from Table DAS45)

Credit for offer rg , for HTSO, for dispatching day	€	DAERRGHTSO, rg	Calculated Output
Equation: $DAERRG_{HTSO,rg} = \sum_{t=1}^{24} DAERRG_{HTSO,rg,t}$			
Notes:			

Table No.: DAS47			
Description: Additional debit or credit for offer rg of HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Production Marginal Price of System operational zone for the dispatching period t	€ /MWh	DAPMPz, t	Input from the Market System
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€ /MWh	DASMPt	Input from the Market System
Energy quantity in MWh from energy offer rg , for Dispatch period t , adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOrg,p,HTSO, t	Input from the Market System
Additional debit or credit for offer rg of HTSO for dispatching period t	€	DAARPRGHTSO, rg,t	Output
Equation: $DAARPRGHTSO,rg,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOrg,HTSO,t$			
Notes:			

Table No.: DAS48
Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer rg

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Additional debit or credit for offer rg of HTSO for dispatching period t	€	DAARPRGHTSO,rg,t	Calculated Input (from Table DAS47)
Additional debit or credit for offer rg of HTSO for dispatching day	€	DAARPRGHTSO,rg	Calculated Output
Equation: $DAARPRG_{HTSO,rg} = \sum_{t=1}^{24} DAARPRG_{HTSO,rg,t}$			
Notes:			

Table No.: DAS49

Description: Total credit for HTSO for all his energy offers for return of guarantees of commercial schedules for imports for the whole dispatch day

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit amount for offer rg, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAERRGHTSO,rg	Calculated Input (from Table DAS46)
Additional debit or credit for offer rg for HTSO	€	DAARPRGHTSO,rg	Calculated Input (from Table DAS48)
Total debit of HTSO for all his energy offers for a dispatching day	€	DAERRGHTSO	Calculated Output
Equation:			

$$DAERRG_{HTSO} = \sum_{rg=1}^o (DAERRG_{HTSO,rg} + DAARPRG_{HTSO,rg})$$

where o: is the number of offers concerning return of guarantees of commercial schedules for imports

Notes:

III.1.12. Non-priced energy offers settlement for guarantees of commercial schedules for imports

Table No.: DAS50			
Description: Credit per hour for HTSO based on his non-priced energy offer corresponding to guarantees of commercial schedules for imports included in the DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input from the Market System
Energy quantity in MWh from energy offer gc, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOgc,HTSO,t	Input from the Market System
Credit amount for offer gc of HTSO for the dispatch period t	€	DAERGHTSO,gc,t	Output
Equation: DAERGHTSO,gc,t = DASMPt * DAIOgc,HTSO,t			
Notes:			

Table No.: DAS51			
Description: Sum-up of the credit for HTSO based on his offer gc for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type

Credit for offer gc , for HTSO, for dispatching period t	€	DAERGHTSO,gc,t	Calculated Input (from Table DAS50)
Credit for offer gc , for HTSO, for dispatching day	€	DAERGHTSO,gc	Calculated Output
Equation:			
$DAERG_{HTSO,gc} = \sum_{t=1}^{24} DAERG_{HTSO,gc,t}$			
Notes:			

Table No.: DAS52

Description: Additional debit or credit for offer gc of HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Production Marginal Price of System operational zone for the dispatching period t	€/MWh	DAPMPz,t	Input from the Market system
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input from the Market system
Energy quantity in MWh from energy offer gc, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOgc,p,HTSO,t	Input from the Market System
Additional debit or credit for offer gc of HTSO for dispatching period t	€	DAARPGHTSO,gc,t	Output
Equation: DAARPGHTSO,gc,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOgc,HTSO,t			
Notes:			

Table No.: DAS53			
Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer gc			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Additional debit or credit for offer gc of HTSO for dispatching period t	€	DAARPGHTSO,gc,t	Calculated Input (from Table DAS52)
Additional debit or credit for offer gc of HTSO for dispatching day	€	DAARPGHTSO,gc	Calculated Output
Equation:			
$DAARPG_{HTSO,gc} = \sum_{t=1}^{24} DAARPG_{HTSO,gc,t}$			
Notes:			

Table No.: DAS54			
Description: Total credit for HTSO for all his energy offers for guarantees of commercial schedules for imports for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit amount for offer gc, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAERGHTSO,gc	Calculated Input (from Table DAS51)
Additional debit or credit for offer gc for HTSO	€	DAARPGHTSO,gc	Calculated Input (from Table DAS53)
Total debit of HTSO for all his energy offers for a dispatching	€	DAERGHTSO	Calculated

day			Output
Equation: $DAERG_{HTSO} = \sum_{gc=1}^o (DAERG_{HTSO,gc} + DAARPG_{HTSO,gc})$ <p>where o: is the number of offers concerning guarantees of commercial schedules for imports</p>			
Notes:			

III.1.13. Non-priced energy offers settlement for monthly deviations on the interconnections

Table No.: DAS55 Description: Credit per hour for HTSO based on his non-priced energy offer corresponding to monthly deviations on the interconnections included in the DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input from the Market System
Energy quantity in MWh from energy offer bi, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIObi,HTSO,t	Input from the Market System
Credit amount for offer bi of HTSO for the dispatch period t	€	DAERBHTSO,bi,t	Output
Equation: DAERBHTSO,bi,t = DASMPt * DAIObi,HTSO,t			
Notes:			

Table No.: DAS56 Description: Sum-up of the credit for HTSO based on his offer bi for the whole dispatch day	
Rules Ref:	Calculation order:

Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit for offer b_i , for HTSO, for dispatching period t	€	DAERBHTSO, b_i,t	Calculated Input (from Table DAS55)
Credit for offer b_i , for HTSO, for dispatching day	€	DAERBHTSO, b_i	Calculated Output
Equation:			
$DAERB_{HTSO,b_i} = \sum_{t=1}^{24} DAERB_{HTSO,b_i,t}$			
Notes:			

Table No.: DAS57			
Description: Additional debit or credit for offer b_i of HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Production Marginal Price of System operational zone for the dispatching period t	€ /MWh	DAPMP z,t	Input from the Market System
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€ /MWh	DASMP t	Input from the Market System
Energy quantity in MWh from energy offer b_i , for Dispatch period t , adjusted to take into account system losses	MWh	DAIO $b_i,PHTSO,t$	Input from the Market System
Additional debit or credit for offer b_i of HTSO for dispatching period t	€	DAARPBHTSO, b_i,t	Output
Equation: DAARPBHTSO, b_i,t = (DAPMP z,t - DASMP t) * DAIO $b_i,HTSO,t$			
Notes:			

Table No.: DAS58			
Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer bi			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Additional debit or credit for offer bi of HTSO for dispatching period t	€	DAARPBHTSO,bi,t	Calculated Input (from Table DAS57)
Additional debit or credit for offer bi of HTSO for dispatching day	€	DAARPBHTSO,bi	Calculated Output
Equation:			
$DAARPB_{HTSO,bi} = \sum_{t=1}^{24} DAARPB_{HTSO,bi,t}$			
Notes:			

Table No.: DAS59			
Description: Total credit for HTSO for all his energy offers for monthly deviations on the interconnections for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Credit amount for offer bi, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAERBHTSO,bi	Calculated Input (from Table DAS56)
Additional debit or credit for offer bi for HTSO	€	DAARPBHTSO,bi	Calculated Input (from Table DAS58)
Total debit of HTSO for all his	€	DAERBHTSO	Calculated

energy offers for a dispatching day			Output
Equation: $DAERB_{HTSO} = \sum_{bi=1}^o (DAERB_{HTSO,bi} + DAARPB_{HTSO,bi})$ <p>where o: is the number of offers concerning monthly deviations at the interconnections</p>			
Notes:			

III.1.14. Non-priced load declarations settlement for return of emergency schedules

Table No.: DAS60			
Description: Debit per hour for HTSO based on his load declaration re corresponding to return of emergency schedules included in DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Energy quantity in MWh from load declaration re, for Dispatch period t, of HTSO	MWh	DAODHTSO,re,t	Input from the Market System
System Marginal Price for the Dispatching Period	€/MWh	DASMPt	Input from the Market System
Debit amount for load declaration re of HTSO for the dispatch period t	€	DAEPREHTSO,re,t	Output
Equation: DAEPREHTSO,re,t = DASMPt * DAODHTSO,re,t			
Notes:			

Table No.: DAS61	
Description: Description: Sum-up of the debit for the whole dispatch day	
Rules Ref:	Calculation order:

Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration re of HTSO for the dispatch period t	€	DAEPREHTSO, re, t	Calculated Input (from Table DAS60)
Debit amount for load declaration re of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPREHTSO, re	Calculated Output
Equation:			
$DAEPRE_{HTSO, re} = \sum_{t=1}^{24} DAEPRE_{HTSO, re, t}$			
Notes:			

Table No.: DAS62

Description: Calculation of the debit for HTSO for all his load declarations for a dispatch day.

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration re of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPREHTSO, re	Calculated Input (from Table DAS61)
Debit amount for all load declarations for return emergency of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPREHTSO	Calculated Output
Equation:			
$DAEPRE_{HTSO} = \sum_{re=1}^l DAEPRE_{HTSO, re}$			
where l: is the number of load declarations concerning return of emergency schedules			
Notes:			

III.1.15. Non-priced load declarations settlement for return of guarantees of commercial schedules for exports

Table No.: DAS63			
Description: Debit per hour for HTSO based on his load declaration rg corresponding to return of guarantees of commercial schedules for exports included in DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Energy quantity in MWh from load declaration rg, for Dispatch period t, of HTSO	MWh	DAODHTSO,rg,t	Input from the Market System
System Marginal Price for the Dispatching Period	€/MWh	DASMPt	Input from the Market System
Debit amount for load declaration rg of HTSO for the dispatch period t	€	DAEPRGHTSO,rg,t	Output
Equation: $DAEPRGHTSO,rg,t = DASMPt * DAODHTSO,rg,t$			
Notes:			

Table No.: DAS64			
Description: Description: Sum-up of the debit for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration rg of HTSO for the dispatch period t	€	DAEPRGHTSO,rg,t	Calculated Input (from Table DAS63)
Debit amount for load declaration rg of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPRGHTSO,rg	Calculated Output

Equation:

$$DAEPRG_{HTSO,rg} = \sum_{l=1}^{24} DAEPRG_{HTSO,rg,l}$$

Notes:

Table No.: DAS65

Description: Calculation of the debit for HTSO for all his load declarations for a dispatch day.

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration rg of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPRGHTSO,rg	Calculated Input (from Table DAS64)
Debit amount for all load declarations for return of guarantees of commercial schedules of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPRGHTSO	Calculated Output

Equation:

$$DAEPRG_{HTSO} = \sum_{rg=1}^l DAEPRG_{HTSO,rg}$$

where l: is the number of load declarations concerning return of guarantees of commercial schedules for exports

Notes:

III.1.16. Non-priced load declarations settlement for guarantees of commercial schedules for exports

Table No.: DAS66			
Description: Debit per hour for HTSO based on his load declaration gc corresponding to guarantees of commercial schedules for exports included in DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Energy quantity in MWh from load declaration gc, for Dispatch period t, of HTSO	MWh	DAODHTSO,gc,t	Input from the Market System
System Marginal Price for the Dispatching Period	€/MWh	DASMPt	Input from the Market System
Debit amount for load declaration gc of HTSO for the dispatch period t	€	DAEPGHTSO,gc,t	Output
Equation: $DAEPGHTSO,gc,t = DASMPt * DAODHTSO,gc,t$			
Notes:			

Table No.: DAS67			
Description: Description: Sum-up of the debit for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration gc of HTSO for the dispatch period t	€	DAEPGHTSO,gc,t	Calculated Input (from Table DAS66)
Debit amount for load declaration gc of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPGHTSO,gc	Calculated Output
Equation:			

$$DAEPG_{HTSO,gc} = \sum_{i=1}^{24} DAEPG_{HTSO,gc,i}$$

Notes:

Table No.: DAS68

Description: Calculation of the debit for HTSO for all his load declarations for a dispatch day.

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration gc of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPGHTSO,gc	Calculated Input (from Table 67)
Debit amount for all load declarations for guarantees of commercial schedules for exports of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPGHTSO	Calculated Output

Equation:

$$DAEPG_{HTSO} = \sum_{gc=1}^l DAEPG_{HTSO,gc}$$

where l: is the number of load declarations concerning guarantees of commercial schedules for exports

Notes:

III.1.17. Non-priced load declarations settlement for monthly deviations on the interconnections

Table No.: DAS69			
Description: Debit per hour for HTSO based on his load declaration bi corresponding to monthly deviations on the interconnections included in DAS			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Energy quantity in MWh from load declaration bi, for Dispatch period t, of HTSO	MWh	DAODHTSO,bi,t	Input from the Market System
System Marginal Price for the Dispatching Period	€/MWh	DASMPt	Input from the Market System
Debit amount for load declaration bi of HTSO for the dispatch period t	€	DAEPBHTSO,bi,t	Output
Equation: $DAEPBHTSO,bi,t = DASMPt * DAODHTSO,bi,t$			
Notes:			

Table No.: DAS70			
Description: Description: Sum-up of the debit for the whole dispatch day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration bi of HTSO for the dispatch period t	€	DAEPBHTSO,bi,t	Calculated Input (from Table DAS69)
Debit amount for load declaration bi of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPBHTSO,bi	Calculated Output
Equation:			

$$DAEPB_{HTSO,bi} = \sum_{i=1}^{24} DAEPB_{HTSO,bi,i}$$

Notes:

Table No.: DAS71

Description: Calculation of the debit for HTSO for all his load declarations for a dispatch day.

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Debit amount for load declaration bi of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPBHTSO,bi	Calculated Input (from Table DAS70)
Debit amount for all load declarations for monthly deviations of HTSO for the whole dispatch day	€	DAEPBHTSO	Calculated Output

Equation:

$$DAEPB_{HTSO} = \sum_{ld=1}^I DAEPB_{HTSO,ld}$$

where I: is the number of load declarations concerning monthly deviations on the interconnections

Notes:

III.1.18. Annex A : DAS settlement subscripts and variables

Subscript	Meaning
o	Energy offer or load declaration
t	Dispatch period p
p	Energy supplying participant
u	Production unit u
s	Energy consuming participant
z	System operational zone
re	Return of emergency schedules
rg	Return of guarantees of commercial schedules
gc	Guarantees of commercial schedules
bi	Schedules for monthly deviations on the interconnections

Variable	Description
DASMP	System Marginal Price
DAPMP	Marginal Production Price
DAIO	Energy quantity in MWh from energy offers , included in DAS, adjusted to take into account energy losses
DAOD	Energy quantity in MWh from load declarations, included in DAS
DAER	Credit for an offer , included in the DAS
DAERS	Credit for an offer for adjusting schedules , included in the DAS
DAERE	Credit for an offer for contracting units , included in the DAS
DAERC	Credit for an offer for units in commissioning period , included in the DAS
DAERG	Credit for an offer for units of article 35, included in the DAS
DAEP	Debit for a load declaration, included in DAS

DAEPD	Debit for a load declaration for adjusting export schedules
DAEPE	Debit for a load declaration for export schedules
DAARP	Additional credit or debit for an offer because of differences between the system and the production marginal price
DAARPE	Additional credit or debit for an offer for contracting units because of differences between the system and the production marginal price
DAARPS	Additional credit or debit for an offer for scheduled imports because of differences between the system and the production marginal price
DAARPG	Additional credit or debit for an offer for units of article 35 because of differences between the system and the production marginal price
DAARPC	Additional credit or debit for an offer for units in commissioning period because of differences between the system and the production marginal price
DAERRE	Credit for energy offer included in the DAS concerning return of emergency schedules
DAERRG	Credit for energy offer included in the DAS concerning return of guarantees of commercial schedules for imports
DAERG	Credit for energy offer included in the DAS concerning guarantees of commercial schedules for imports
DAERB	Credit for energy offer included in the DAS concerning monthly deviations on the interconnections
DAEPRE	Debit for a load declaration included in DAS concerning return of emergency schedules
DAEPRG	Debit for a load declaration included in DAS concerning return of guarantees of commercial schedules for exports
DAEPG	Debit for a load declaration included in DAS concerning guarantees of commercial schedules for exports
DAEPB	Debit for a load declaration included in DAS concerning monthly deviations on the interconnections
DAARPRE	Additional credit or debit for an offer, concerning return of emergency schedules, because of differences between the system and the production marginal price

DAARPRG	Additional credit or debit for an offer, concerning return of guarantees of commercial schedules for imports, because of differences between the system and the production marginal price
DAARPG	Additional credit or debit for an offer, concerning guarantees of commercial schedules for imports, because of differences between the system and the production marginal price
DAARPB	Additional credit or debit for an offer, concerning monthly deviations on the interconnections, because of differences between the system and the production marginal price

III.2. Metering Aggregation/Energy Figures Formulation

The purpose of this section is to describe and formulate: the energy quantities concerning the net production for each power unit, the consumption, the imported and exported electrical energy through the interconnections, the system losses, the system load

III.2.1. Calculation of the generated energy

III.2.1.1. Calculation of the generated energy of units whose some meters are NOT located at the injection point

In units where some meters are not located at the injection points, the notion of the virtual meter is used, which it is assumed to be located at the injection point, and then the production or consumption is calculated at this point based on the installed meters. In order to achieve that, we attach actual meters to virtual meters according to the unit's connection.

Table No.: MA1			
Calculation of the generated energy in a virtual meter of a unit			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Low to Medium Voltage Transformation Coefficient for meter m		LMCm	Input
Medium to High Voltage Transformation Coefficient for the virtual metering point vm in case of production		MHCPvm	Input
Medium to High Voltage Transformation Coefficient for the virtual metering point vm in case of consumption		MHCQvm	Input
Generated energy metered by meter m corresponding to virtual meter vm	MWh	MPu,t,vm,m	Input
Consumed energy metered by meter am for auxiliaries corresponding to virtual meter vm	MWh	MQu,t,vm,am	Input
Consumed energy metered by meter gm for general auxiliaries corresponding to virtual meter vm	MWh	MQu,t,vm,gm	Input
The coefficient (-1) or (+1) which depicts whether the consumption is added or subtracted for a general auxiliaries metering point		SIGNu,gm	Input
Calculated generated energy corresponding to the virtual meter vm	MWh	MPVu,t,vm	Output
Calculated general auxiliaries energy corresponding to the	MWh	MQVu,t,vm	Output

virtual meter m

Equation:*if*

$$\sum_{m=1}^{mvm} MPu, t, vm, m - \sum_{am=1}^{amqvm} MQu, t, vm, am * LMCam -$$

$$\sum_{gm=1}^{gmqvm} MQu, t, vm, gm * LMCgm * SIGNu, gm > 0$$

$$MQVu, t, vm = MHCPvm * \sum_{gm=1}^{gmqvm} MQu, t, vm, gm * LMCgm * SIGNu, gm$$

else

$$MQVu, t, vm = MHCQvm * \sum_{gm=1}^{gmqvm} MQu, t, vm, gm * LMCgm * SIGNu, gm$$

if

$$\sum_{m=1}^{mvm} MPu, t, vm, m - \sum_{am=1}^{amqvm} MQu, t, vm, am * LMCam -$$

$$\sum_{gm=1}^{gmqvm} MQu, t, vm, gm * LMCgm * SIGNu, gm > 0$$

$$MPVu, t, vm = MHCPvm * \left(\sum_{m=1}^{mvm} MPu, t, vm, m - \sum_{am=1}^{amqvm} MQu, t, vm, am * LMCam \right)$$

else

$$MPVu, t, vm = MHCQvm * \left(\sum_{m=1}^{mvm} MPu, t, vm, m - \sum_{am=1}^{amqvm} MQu, t, vm, am * LMCam \right)$$

where

mvm: number of meters m corresponding to virtual meter vm

gmqvm: number of meters gm corresponding to virtual meter vm

amqvm: number of meters am corresponding to virtual meter vm

Notes: The virtual metering points are only used for calculation purposes i.e. they are not referred by any other entity or process in the system.

Table No.: MA2			
Description: The generation of a unit based on its meters (virtual and actual).			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Medium to High Voltage Transformation Coefficient for meter m in case of consumption		MHCQm	Input
Medium to High Voltage Transformation Coefficient for meter m in case of production		MHCPm	Input
Calculated generated energy corresponding to the virtual meter vm	MWh	MPVu,t,vm	Calculated Input
Measured produced energy metered by an actual production meter m of the unit u for the dispatch period t	MWh	MPu,t,m	Input
Measured consumed energy metered by an actual consumption meter am for auxiliaries of the unit u for the dispatch period t	MWh	MQu,t,am	Input
Total produced energy of the unit u for the dispatch period t	MWh	IPu,t	Calculated Output
<p>Equation:</p> $IP_{u,t} = \sum_{vm=1}^{vmu} MPVu,t,vm + \sum_{m=1}^{mpu} MPu,t,m * MHCPm - \sum_{am=1}^{amqu} MQu,t,am * MHCQu,am$ <p>where</p> <p>vmu: number of virtual meters for unit u</p> <p>mpu: number of actual production meters for unit u</p> <p>amqu: number of actual meters for consumption of auxiliaries for unit u</p>			
<p>Notes: There is one unit (LAVRIO) where the above formulas do not apply. This unit has four (4) meter PG5 PA5 , PA2→5 and PA5→2</p> <p>If (PA2→5 - PA5→2) > 0 then</p>			

```
IPu,t =PG5
TotGENAUX= PA5 + (PA2→5 - PA5→2)*1,005

else
if ( PG5 - PA5 ) > 0 then
  IPu,t = PG5
  TotGENAUX= PA5 + ( PA2→5 - PA5→2)*0,995
else
  IPu,t = PG5
  TotGENAUX = PA5 + (PA2→5 - PA5→2)*1,005
```

III.2.1.2. Calculations of the different consumption types of a unit

Table No.: MA4			
Description: The total general auxiliaries load of a unit based on its meters			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Allocation percentage of the general auxiliaries to the unit u which correspond to meter gm		APu,gm	Input
Allocation percentage of the the meter vm for general auxiliaries to the unit u		APu,vm	Input
Medium to High Voltage Transformation Coefficient for meter gm in case of consumption		MHCQgm	Input
Consumed energy metered by general auxiliaries meter gm of the unit u for the dispatch period t	MWh	MQu,t,gm	Input
Calculated consumed energy corresponding to the virtual meter vm	MWh	MQVu,t,vm	Calculated Input
The coefficient (-1) or (+1) which depicts whether the consumption is added or subtracted for a general auxiliaries metering point		SIGNu,gm	Input
The coefficient (-1) or (+1) which depicts whether the consumption is added or subtracted for a virtual metering point		SIGNu,vm	Input
Measured general auxiliaries load of the unit u for the dispatch period t	MWh	TotGENAUXu,t	Calculated Output

Equation:

$$TotGENAUXu, t = \sum_{gm=1}^{gmqu} MHCQgm * MQu, t, gm * APu, gm * SIGNu, gm +$$

$$\sum_{vm}^{vmqu} MQVu, t, vm * SIGNu, vm * APu, vm$$

where

gmqu: number of meters for consumption of general auxiliaries for unit u

vmqu: of virtual meters for unit u

Notes: For unit Lavrio see Table MA2

Table No.: MA5

Description: The total consumption of a unit for pumping

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Medium to High Voltage Transformation Coefficient for meter pm for consumption		MHCQpm	Input
Consumed energy for pumping metered by meter pm of the unit u for the dispatch period t	MWh	MQu,t,pm	Input
Total consumed energy of the unit u for the dispatch period t for pumping	MWh	TotPUMPCONu,t	Output

Equation:

$$TotPUMPCONu, t = \sum_{pm=1}^{pmqu} MHCQpm * MQu, t, pm$$

where

pmqu: number of meters for consumption of pumping for unit u

Notes:

Table No.: MA6			
Description: The total consumption of a unit for miscellaneous consumptions			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Medium to High Voltage Transformation Coefficient for meter mm for miscellaneous consumption		MHCQmm	Input
Consumed energy for pumping metered by meter mm of the unit u for the dispatch period t for miscellaneous consumption	MWh	MQu,t,mm	Input
Allocation percentage of the meter mm for miscellaneous consumption to the unit u		APu,mm	Input
Total consumed energy of the unit u for the dispatch period t for pumping	MWh	TotMISCCONu,t	Output
Equation:			
$TotMISCCONu,t = \sum_{mm=1}^{mmqu} MHCQmm * MQu,t,mm * APu,mm$			
where			
mmqu: number of meters for miscellaneous consumption for unit u			
Notes:			

III.2.1.3. Calculation of the consumption corresponding to a supplier

The representation of a load meter by a load representative may have the form of a percentage i.e. 70% (meaning that the 70% of the metered consumption corresponds to this participant) or a constant band (e.g. 2 MW per hour), meaning that for each hour, the 2 MW of the metered consumption correspond to this participant. After the subtraction, what remains corresponds to another participant or participants. In the case of the band representation, if a meter is represented by more than two participants, all but one participants represent the meter by a constant band (with priority numbers, in case the meter consumes less than the addition of the bands) and one participant represents the meter by the subtraction of the consumed energy minus the addition of the bands.

In case the meter is a medium voltage one, the energy metered is multiplied by the relevant medium to high voltage coefficient.

III.2.1.3.1. Corresponding energy to supplier representing meter by percentage

Table No.: MA7			
Description: The part of the consumption of a meter that corresponds to a load representative in case this participant represents the meter by percentage.			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Number of participants who represent the meter by band of energy		bn	Input
Band of Energy of the meter m that corresponds to the load representative si	MWh	BEsi, m	Input
Representation percentage of the consumption meter m by the participant s		RP _{s,m,t}	Input
Consumed energy metered by meter m for the dispatch period t	MWh	MQ _{t,m}	Input
Medium to High Voltage Coefficient for Meter m		MHCQ _m	Input
Energy that corresponds to the participant s based on meter	MWh	TotCON _{s,t,m}	Output

m.			
Equation: If $MQ_{t,m} * MHCQ_m > \sum_{s=1}^{bn} BE_{s,m}$ then $TotCON_{s,t,m} = (MQ_{t,m} * MHCQ_m - \sum_{i=1}^{bn} BE_{s,i,m}) * RP_{s,m}$ Else $TotCON_{s,t,m} = 0$			
Notes:			

III.2.1.3.2. Corresponding energy to supplier representing meter by band of energy

Table No.: MA8			
Description: The part of the consumption of a meter that corresponds to a participant in case this participant represents the meter by a band of energy.			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Band of Energy of the meter m that corresponds to the participant s for every dispatch period		BE _{s,m}	Input
Band of Energy of the meter m that corresponds to the participant s _i whose priority is smaller than the p _n		BE _{s_i, m}	Input
Priority number of the band		p _n	Input
Medium to High Voltage Coefficient for Meter m		MHCQ _m	Input
Consumed energy metered by meter m for the dispatch period t		MQ _{t,m}	Input
Energy that corresponds to the participant s based on meter m		TotCON _{s,t,m}	Output

for the dispatch period t			
Equation:			
$\text{TotCONS}_{s,t,m} = \text{Min}(\text{Max}(0, \text{MQ}_{t,m} * \text{MHCQ}_m - \sum_{si=1}^{pn-1} \text{BE}_{si,m}), \text{BE}_{s,m})$			
Notes:			

Table No.: MA9			
Description: The part of the consumption of a meter that corresponds to a participant in case this participant represents the meter by subtraction of energy.			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Band of Energy of the meter m that corresponds to the participant si for every dispatch period		BE _{si,m}	Input
Number of participants who represent the meter by band of energy		bn	Input
Medium to High Voltage Coefficient for Meter m		MHCQ _m	Input
Consumed energy metered by meter m for the dispatch period t		MQ _{t,m}	Input
Energy that corresponds to the participant s based on meter m for the dispatch period t		TotCONS _{s,t,m}	Output
Equation:			
<p>If $\text{MQ}_{t,m} * \text{MHCQ}_m > \sum_{si=1}^{bn} \text{BE}_{si,m}$ then</p> $\text{TotCONS}_{s,t,m} = \text{MQ}_{t,m} * \text{MHCQ}_m - \sum_{si=1}^{bn} \text{BE}_{si,m}$ <p>else</p> $\text{TotCONS}_{s,t,m} = 0$			
Notes:			

III.2.2. Imbalance settlement quantities

Table No.: EXT1			
Description: Calculation of the total quantity of energy concerning energy absorption by a Load Representative in respect of HV and MV customers during a Dispatch period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
The total quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of HV customers during the dispatch period t	MWH	$TotCON_{pt}$	calculated output
The part of the consumption that corresponds to a Load Representative p in respect of a HV meter m during the dispatch period t	MWH	CON_{mpt}	Calculated input on Tables MA7, MA8, MA9 (corresponds to TotCONS,t,m)
The part of the consumption that corresponds to a Load Representative p in respect of a MV meter x capable of teletransmitting hourly values during the dispatch period t	MWH	$MVMQ_{xpt}$	Calculated input on Tables MA7, MA8, MA9 (corresponds to TotCons,t,m)
The total quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of MV customers during the dispatch period t	MWH	$TotMVMQ_{pt}$	calculated output
The quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of a HV customer c during the dispatch period t	MWH	CON_{cpt}	calculated output
The quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of	MWH	$MVMQ_{cpt}$	calculated output

a MV customer c during the dispatch period t			
<p>Equation:</p> $CON_{cpt} = \sum_{m=1}^{m1} CON_{mpt}$ $TotCON_{pt} = \sum_{c=1}^{c1} CON_{cpt}$ $MVMQ_{cpt} = \sum_{x=1}^{x1} MVMQ_{xpt}$ $TotMVMQ_{pt} = \sum_{c=1}^{c2} MVMQ_{cpt}$ <p>m1=number of meters corresponding to the Load Representative p in respect of a customer in HV</p> <p>x1= number of capable of teletransmitting meters that correspond to the Load Representative p in respect of a customer in MV</p> <p>c1 = number of customers in HV of the Load Representative p</p> <p>c2 =number of customers in MV of the Load Representative p</p>			
Notes:			

Table No.: EXT2			
Description: Calculation of the total electrical energy that the distribution network absorbs during the dispatch period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total electrical energy absorbed by the Distribution network, during the dispatch period t	MWH	DLQ_t	Calculated output
Total consumption metered at the HV/MV substations at the boundaries of the Distribution Network .	MWH	$DSC_{s,t}$	Input calculated on Table 3D of energy quantities calculation

Total production injected into the distribution network	MWH	$DEGMQ_i$	Input from metering data (external data)
Equation: $DLQ_i = DSC_{St} + DEGMQ_i$			
Notes:			

Table No.: EXT3	Description: The total consumption that corresponds to the Load Representative p for the time period t			
Rules Ref:	Calculation order:			
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
The total quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of HV customers during the dispatch period t	MW H	$TotCON_{pt}$	Input calculated on table EXT1 of the Imbalance Settlement Quantities formulation (new contract)	
Unit consumption excluding consumption for pumping that corresponds to a Load Representative p during time period t	MW H	UC_{up}	Input calculated on Table 1 of energy figures	
Total consumed energy of a unit u for the dispatch period t for pumping that corresponds to a Load representative p		$TotPUMPCON_{u,t,p}$	Input from Table MA5	
The total quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of MV customers during the dispatch period t	MW H	$TotMVMQ_{pt}$	Input calculated on table EXT1 of the imbalance settlement quantities formulation (new contract)	
The total quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of LV customers (corresponding to LV meters capable of teletransmitting hourly values) during the dispatch period t	MW H	$TotLVMQ_{pt}$	New Input from metering xml (external data)	

The total consumption of the distribution network	MW H	DLQ_t	Input calculated on table EXT2 of the imbalance settlement quantities formulation (new contract)	
MV distribution loss factor		$mvlf(l)$	Quantity dependent of the SYSTEM load. Input from Standing data	
Percentage corresponding to the Load Representative p in respect of the consumption of some categories of customers connected to the Distribution Network for the time period t	MW H	$PCT_{p,t}$	Input from the Distribution System Operator (external value)	
The total consumption of a Load Representative p for the time period t	MW H	MQ_{pt}	Calculated output	

Equation:

$$MQ_{pt} = TotCON_{pt} + \sum_{u=1}^{u1} UC_{u,t,p} + \sum_{u=1}^{u2} TotPUMPCON_{u,t,p} + mvlf(l) \times TotMVMQ_{pt} + PCT_{pt} \times (DLQ_t - mvlf(l) \sum_{p=1}^{p1} TotMVMQ_{pt})$$

$$MQ_{pt} = TotCON_{pt} + \sum_{u=1}^{u1} UC_{u,t,p} + \sum_{u=1}^{u2} TotPUMPCON_{u,t,p} + mvlf(l) \times TotMVMQ_{pt} + TotLVMQ_{pt} + PCT_{pt} \times (DLQ_t - mvlf(l) \sum_{p=1}^{p1} TotMVMQ_{pt} - \sum_{p=1}^{p2} TotLVMQ_{pt})$$

P1= number of load representatives who supply eligible customers in MV with meters capable of tele-transmitting hourly values

P2= number of load representatives who supply eligible customers in LV with meters capable of tele-transmitting hourly values

u1 , u2= number of units that correspond to a Load Representative p

Notes: A producer is allowed to act as Load representative for the consumption of his power units (general auxiliaries) and the consumption for pumping.

Table No.: EXT4	Description: Total renewable production measured in HV /MV substations during time period t per combination of operational zone and geographical system losses zone. The number of zones due to losses is defined by system studies and can be changed according to their result.			
Rules Ref:			Calculation order: 1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Metered Energy quantity injected from the Network to the System by system boundary r in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ for the dispatch period t in meter m	MWh	MPSBr,m,t	Input from the metering	
Calculated energy from renewables injected in the system by system boundary r in the zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ	MWh	RES_{z,r,t} RES _{r,t}	Output calculated	
Medium to High Coefficient for meter m for production		MHCPm	Input	
Total renewable production injected into the System in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ for dispatch period t	MWh	RESGEN_{z,t} RESGEN _{Z,LZ,t}	Output calculated	
Equation:				
$\cancel{RES_{z,t}} = \sum_{m=1}^{mpb} MPSB_{m,r,t} * MHCP_m \quad ^1$ $RES_{r,t} = \sum_{m=1}^{mpb} MPSB_{m,r,t} * MHCP_m \quad ^1$ $\cancel{RESGEN_{z,t}} = \sum_{r=1}^{r1} \cancel{RES_{z,r,t}} \quad ^2$ $RESGEN_{Z,LZ,t} = \sum_{r=1}^{r1} RES_{r,t} \quad ^2$				
r1 = the total number of System Boundaries in zone (Z, LZ) that is operational zone Z				

¹ The zone won't be displayed in the user interface

² The zone won't be displayed in the user interface

and losses zone LZ where renewable generation is injected into the System
mpb= the number of meters that correspond to the System Boundary r

Notes:

Table No.: EXT5		Description: Calculation of the total renewable production per zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ, during the dispatch period t		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total renewable production in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ, during the dispatch period t	MW H	$MQ_{z,r}$ $MQ_{Z,LZ,t}$	Calculated output	
Total Renewable production measured in HV/MV Substations in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ during time period t	MW H	$RESGEN_{z,t}$ $RESGEN_{Z,LZ,t}$	input calculated on Table EXT4 of Settlement Quantities of the additional Metering and energy figures formulation	
Total net production injected into the distribution network by the embedded renewable generation in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ.	MW H	$RESDN_{z,t}$ $RESDN_{Z,LZ,t}$	Input calculated by using data from metering (external data)	
Equation: $MQ_{z,r} = RESGEN_{z,t} + RESDN_{z,t}$ ³ $MQ_{Z,LZ,t} = RESGEN_{Z,LZ,t} + RESDN_{Z,LZ,t}$ 3				
Notes:				

III.2.3.

III.2.4. Calculation of energy quantities

In order to calculate the energy quantities we introduce some definitions concerning:

- Net electrical energy production : the net electrical energy production of a Unit is equal to the gross electrical energy production less the total electrical energy absorbed by the auxiliaries and the auxiliary load taking into account the losses in the main generator transformers

³ The zone won't be displayed in the user interface

- Electrical energy absorbed by auxiliaries: the electrical energy absorbed by auxiliaries is the sum of the auxiliary power consumptions for all the generator sets under consideration supplied by them during the on-load periods.
- Gross electrical energy production of a unit, during a given period, is the sum of the electrical energy production by all generating sets concerned, measured at the output terminals of the main generators.
- Auxiliary load (or general auxiliaries) of a power unit is the amount of electrical energy supplied to the unit by the transmission system to meet its total consumption both during on-load and off-load periods.
- Electrical energy supplied to the transmission system: It is the electrical energy that has to be delivered to ensure the required supply to meet the total electrical consumption of the network under consideration. This is equal to the sum of the net electrical energy production supplied by all power units connected to the transmission system reduced by the amount used simultaneously for pumping and reduced or increased by exports to or imports from abroad.
- Net electrical consumption is the electrical energy consumed by the System including the transmission losses but excluding the consumption for pumped storage.
- Total electrical consumption is the electrical energy consumed by the System including the transmission losses and the consumption for pumped storage.
- Imports/Exports: they refer to values of physical flows on the cross – frontiers transmission lines calculated on a contractual point taking into account the corresponding losses of the transmission line.
- Exchanges of electrical energy: they refer to the balance of imports-exports of the energy flows through the tie-lines between neighboring countries.
- The system losses occurring in transmission system are calculated as the difference between the net electrical energy supplied to the transmission system and the total internal electrical consumption.
- Net System load is the power consumed by the System including the transmission losses but excluding the consumption for pumped storage.
- Total System load is the power consumed by the System including the transmission losses and the consumption for pumped storage.

The calculation of the following quantities is based on metering data collected by the HTSO on an hourly basis. The measurements are referred to the Transmission System (HV) taking into account the losses of the corresponding transformers.

Table No.: 1

Description: Net production and consumption of the Unit u (including

autoproducing units)connected to the transmission system during time period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Net production of Unit u during time period t	MWH	$NP_{u,t}$	Output calculated
Unit consumption excluding consumption for pumping during time period t	MWH	$UC_{u,t}$	Output calculated
Total consumption of a unit u during period time t	MWH	$TotAUX_{u,t}$	Output calculated
Unit injection to the system during time period t	MWH	$IP_{u,t}$	Input calculated on Tables MA2
Total General Auxiliary Load supplied by the system to meet the consumption of the unit u during time period t, in both on-load and off-load mode of operation.	MWH	$TotGENAUX_{u,t}$	Input calculated on Table MA4
Total consumption of a unit u other than auxiliary load during time period t (excluding the consumption for pumping)	MWH	$TotMISCCON_{u,t}$	Input calculated on Table MA6
<p>Equation:</p> $TotAUX_{u,t} = TotGENAUX_{u,t} + TotMISCCON_{u,t}$ <p>IF $IP_{u,t} - TotAUX_{u,t} \leq 0$ THEN $NP_{u,t} = 0$, $UC_{u,t} = TotAUX_{u,t} - IP_{u,t}$</p> <p>ELSE $NP_{u,t} = IP_{u,t} - TotAUX_{u,t}$, $UC_{u,t} = 0$</p>			
Notes:			

Table No.: 1A

Description: Net production and consumption of the Unit u connected to the transmission system – Daily quantities

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total Net production of Unit u during a day	MWH	NP_u	Output calculated
Total consumption of a unit during a day	MWH	UC_u	Output calculated
Net production of the Unit during time period t	MWH	$NP_{u,t}$	Input calculated on Table 1
Consumption of a unit during time period t .	MWH	$UC_{u,t}$	Input calculated on Table 1
Equation: Daily quantities : $NP_u = \sum_{t=1}^{24} NP_{u,t} \quad UC_u = \sum_{t=1}^{24} UC_{u,t}$			
Notes:			

Table No.: 1B	Description: Total renewable production measured in HV /MV substations during time period t– Daily quantities			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total Renewable production measured in HV/MV Substations during time period t	MWH	$RESGEN_t$	output calculated	
Total renewable production injected into the System in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ for dispatch period t	MWH	$RESGEN_{z,t}$ $RESGEN_{z,lz,t}$	input calculated on Table EXT4 of the Imbalance Settlement quantities in new contract	
Total renewable production injected into the System operational zone Z for dispatch period t	MWH	$RESGEN_{z,t}$	output calculated	
Total renewable production injected into the System in	MWH	$RESGEN_{lz,t}$	output calculated	

losses zone LZ for dispatch period t				
Total Renewable production measured in HV/MV Substations during the day	MWH	<i>RESGEN</i>	output calculated	
<p>Equation: $RESGEN_t = \sum_{z=1}^{z1} RESGEN_{z,t}^4$</p> <p>$RESGEN_{z,t} = \sum_{LZ=1}^{N1} RESGEN_{z,LZ,t}$</p> <p>$RESGEN_{LZ,t} = \sum_{Z=1}^{N2} RESGEN_{z,LZ,t}$</p> <p>$RESGEN_t = \sum_{Z=1}^{N2} RESGEN_{z,t}^4$</p> <p>N1= number of geographical System Losses Zones N2 = number of operational zones</p> <p>Daily quantities : $RESGEN = \sum_{t=1}^{24} RESGEN_t$</p>				

Table No.: 2

Description: Total net production and consumption of power units connected to the transmission system during time period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total net production of power units injected into the transmission system during time period t	MWH	$TNPR_{S,t}$	output calculated
Total consumption of units (excluding autoproducing units) during off-load periods, supplied by the system during time period t	MWH	$TUC_{S,t}$	output calculated
Net production of Unit u during time period t	MWH	$NP_{u,t}$	input calculated on

⁴ The zone won't be displayed in the user interface

			Table 1
Unit consumption during time period t for all units excluding autoproducing units	MWH	$UC_{u,t}$	input calculated on Table 1
Total Renewable production measured in HV/MV Substations during time period t	MWH	$RESGEN_t$	Input calculated on Table 1B
Total number of units connected to the transmission system		n	
<p>Equation:</p> $TNPR_{S,t} = \sum_{u=1}^n NP_{u,t} + RESGEN_t, \quad TUC_{S,t} = \sum_{u=1}^{n-n1} UC_{u,t}$ <p>where: n1= number of autoproducing units</p>			
Notes:			

Table No.: 2A			
Description: Total net production and consumption of the power units during the day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total net production of power units injected into the transmission system during the day	MWH	$TNPR_S$	output calculated
Total consumption of units during off-load periods, supplied by the system during the day	MWH	TUC_S	output calculated
Total net production of power units injected into the transmission system during time period t	MWH	$TNPR_{S,t}$	input calculated on Table 2

Total consumption of units during off-load periods, supplied by the system during time period t	MWH	$TUC_{S,t}$	input calculated on Table 2
Equation:			
Daily quantities :			
$TNPR_S = \sum_{t=1}^{24} TNPR_{S,t} \quad TUC_S = \sum_{t=1}^{24} TUC_{S,t}$			
Notes:			

Table No.: 3

Description: Total consumption of eligible customers connected to HV during time period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total consumption of eligible customers connected to HV during time period t	MWH	$HVC_{S,t}$	output calculated
The total quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of HV customers during the dispatch period t	MWH	$TotCON_{p,t}$	Input from Table EXT1
Equation:			
$HVC_{S,t} = \sum_{p=1}^{p1} TotCON_{p,t}$			
where:			
p1: the total number of Load representatives who represent HV customers.			
Daily quantities :			
$HVC_S = \sum_{t=1}^{24} HVC_{S,t}$			
Notes:			

Table No.: 3A			
Description: Total consumption of autoproducing units connected to the transmission system during time period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Sum of metered quantities concerning consumption of Autoproducing Units connected to the transmission system	MWH	$AUTC_{s,t}$	output calculated
Total General Auxiliary Load supplied by the system to meet the consumption of the unit u during time period t, in both on-load and off-load mode of operation.	MWH	$TotGENAUX_{u,t}$	Input calculated on Table MA4
The total consumption of an autoproducing unit u for the time period t	MWH	$TotMISCCON_{u,t}$	input from Tables MA6 or MA4
<p>Equation:</p> $AUTC_{s,t} = \sum_{u=1}^n TotMISCCON_{u,t} + \sum_{u=1}^n TotGENAUX_{u,t}$ <p>where:</p> <p>n = the total number of autoproducing units connected to the transmission system</p> <p>Daily quantities :</p> $AUTC_s = \sum_{t=1}^{24} AUTC_{s,t}$			
Notes:			

Table No.: 3B			
Description: Total consumption for pumping during time period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable

			Type
Sum of metered quantities concerning consumption for pumping during time period t	MWH	$PC_{S,t}$	output calculated
The total consumption of a unit u concerning pumping for the time period t	MWH	$TotPUMPCON_{u,t}$	input from Table MA5
<p>Equation:</p> $PC_{S,t} = \sum_{u=1}^n TotPUMPCON_{u,t}$ <p>where</p> <p>n: the total number of pumping units</p> <p>Daily quantities :</p> $PC_S = \sum_{t=1}^{24} PC_{S,t}$			
Notes:			

Table No.: 3C

Description: The amount of the energy injected from the system to the network through system boundary sb

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Metered Energy quantity injected from the Network to the System by system boundary sb for the dispatch period t in meter m	MWh	MPSBm,sb,t	Input
Metered Energy quantity injected from the System to the Network by system boundary b for the dispatch period t in meter m	MWh	MQSBm,sb,t	Input
Medium to High Coefficient for consumption for meter m		MHCQm	Input

Medium to High Coefficient for meter m for production		MHCPm	Input
Calculated energy in system boundary b for dispatch period t	MWh	MQSsb,t	Output calculated
<p>Equation:</p> $MQSsb,t = \sum_{m=1}^{mqb} MQSBm, sb, t * MHCQm - \sum_{m=1}^{mpb} MPSBm, sb, t * MHCPm$ <p>where:</p> <p>mpb: the number of meters for system boundary sb measuring injection to the System</p> <p>mqb: the number of meters for system boundary sb measuring injection to the Network</p>			
Notes:			

Table No.: 3D			
Description: Consumption of the Distribution network during time period t, metered at the System boundaries			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Sum of metered quantities concerning consumption of the distribution network during time period t	MWH	$DSC_{s,t}$	output calculated
The consumption metered at the system boundary r where a renewable source absorbs electrical energy during time period t	MWH	$TotCON_{r,t}$	Output calculated in this Table
The consumption of the distribution network metered at a system boundary b during time period t	MWH	$MM_{b,t}$	Input calculated on Table 3C (MQSsb,t)
Medium to High Coefficient for consumption for meter m		MHCQm	Input

Metered Energy quantity injected from the System to the Network by system boundary r where a renewable source absorbs electrical energy during the dispatch period t in meter m	MWh	MQSBr,m,t	Input
<p>Equation:</p> $TotCON_{r,t} = \sum_{m=1}^{mqb} MQSB_{m,r,t} * MHCQ_m$ $DSC_{S,t} = \sum_{r=1}^n TotCON_{r,t} + \sum_{b=1}^{b1} MM_{b,t}$ <p>where:</p> <p>mqb: the number of meters for system boundary r measuring injection to the Network</p> <p>n: the number of system boundaries HV/MV substations where the renewable absorb electrical energy</p> <p>b1: the number of the system boundaries b other than n where renewables absorb electrical energy</p> <p>Daily quantities :</p> $DSC_S = \sum_{t=1}^{24} DSC_{S,t}$			
Notes:			

Table No.: 3E

Description: Total system consumption and consumption classified by category during time period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total consumption during time period t	MWH	$TSC_{S,t}$	Output calculated
Sum of metered quantities concerning consumption of Eligible customers connected to the transmission system	MWH	$HVC_{S,t}$	Input calculated on Table 3

during time period t			
Sum of metered quantities concerning consumption of Autoproducing Units connected to the transmission system during time period t	MWH	$AUTC_{S,t}$	Input calculated on Table 3A
Total consumption of units during off-load periods connected to the transmission system during time period t (excluding consumption for pumping)	MWH	$TUC_{S,t}$	input calculated on Table 2
Sum of metered quantities concerning consumption for pumping during time period t	MWH	$PC_{S,t}$	Input calculated on Table 3B
Sum of metered quantities concerning consumption of the distribution network during time period t	MWH	$DSC_{S,t}$	Input calculated on Table 3D
Equation:			
$TSC_{S,t} = HVC_{S,t} + AUTC_{S,t} + TUC_{S,t} + PC_{S,t} + DSC_{S,t}$			
Notes:			

Table No.: 3F

Description: Total system consumption and consumption classified by category – Daily quantities

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total consumption during the day	MWH	TSC_S	Output calculated
Sum of metered quantities concerning consumption of Eligible customers connected to the transmission system during the day	MWH	HVC_S	Input calculated on Table 3

Sum of metered quantities concerning consumption of Autoproducing Units connected to the transmission system during the day	MWH	$AUTC_s$	Input calculated on Table 3A
Total consumption of units during off-load periods connected to the transmission system during the day (excluding consumption for pumping)	MWH	TUC_s	input calculated on Table 2A
Sum of metered quantities concerning consumption for pumping during the day	MWH	PC_s	Input calculated on Table 3B
Sum of metered quantities concerning consumption of the distribution network during the day	MWH	DSC_s	Input calculated on Table 3D
Equation:			
$TSC_s = HVC_s + AUTC_s + TUC_s + PC_s + DSC_s$			
Notes:			

Table No.: 4C

Description: The amount of incoming energy through tie line i of interconnection node n at dispatch period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Incoming energy quantity at the side of the HTSO metered by the metering point of the tie line i line l of the interconnection n	MWh	$MPI_{i,n,t}$	Input
Incoming energy quantity metered on the side of the other TSO at the relevant metering point of the tie line i of the interconnection n	MWh	$MPI_{Ai,n,t}$	Input

Loss factor to apply in order to calculate losses for tie line i		ICOEFiin	Input
Incoming energy quantity through the tie line l of the interconnection n at dispatch period t	MWh	MQli,n,t	Output
Equation: $MQli,n,t = (MPIAi,n,t - MPIi,n,t) * ICOEFiin + MPIi,n,t$			
Notes:			

Table No.: 4D			
Description: The amount of incoming energy through interconnection node n for all its tie lines at dispatch period t			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Incoming energy quantity through interconnection line i of the interconnection n at dispatch period t	MWh	MQli,n,t	Calculated Input
Incoming energy quantity through interconnection n at dispatch period t	MWh	MQIn,t	Calculated Output
Equation: $MQIn,t = \sum_{i=1}^{ni} MQli,n,t$ where: ni: the number of interconnection lines of the interconnection node n			
Notes:			

Table No.: 4E
Description: The amount of outgoing energy through tie line i of interconnection node n at dispatch period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Outgoing energy quantity at the side of the HTSO metered by the metering point of the tie line i of the interconnection n	MWh	MPOi,n,t	Input
Outgoing energy quantity metered on the side of the other TSO at the relevant metering point of the tie line i	MWh	MPOAi,n,t	Input
Loss factor to apply in order to calculate losses for interconnection line i		ICOEFiout	Input
Outgoing energy quantity through tie line i of the interconnection n at dispatch period t	MWh	MQOi,n,t	Output
Equation:			
$MQOi,n,t = MPOi,n,t - (MPOi,n,t - MPOAi,n,t) * ICOEFiout$			
Notes:			

Table No.: 4F

Description: The amount of outgoing energy through interconnection node n for all its tie lines at dispatch period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Outgoing energy quantity through tie line i of the interconnection n at dispatch period t	MWh	MQOi,n,t	Calculated Input
Outgoing energy quantity through interconnection n at dispatch period t	MWh	MQOn,t	Calculated Output

Equation:

$$MQO_{n,t} = \sum_{i=1}^{n_i} MQO_{n,i,t}$$

where:

n_i : the number of interconnection lines of the interconnection node n

Notes:

Table No.: 4

Description: Calculation of Imports, exports and balance on the interconnections during period t– Daily quantities

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total import flows through the interconnections during period t	MWH	IMP_t	output calculated
Total export flows through the interconnections during period t	MWH	EXP_t	output calculated
Import flows through the interconnection node n during period t	MWH	$MQI_{n,t}$	Input calculated on Table 4D
Export flows through the interconnection node n during period t	MWH	$MQO_{n,t}$	Input calculated on Table 4F
Balance on the interconnection n during time period t	MWH	$BAL_{n,t}$	Output calculated
Balance on the interconnections during time period t	MWH	$BAL_{S,t}$	Output calculated

Equation:

$$IMP_t = \sum_{n=1}^{n1} MQI_{n,t}, \quad EXP_t = \sum_{n=1}^{n1} MQO_{n,t}$$

$$BAL_{n,t} = MQI_{n,t} - MQO_{n,t}$$

$$BAL_{S,t} = IMP_t - EXP_t$$

where:

n1: the total number of interconnection nodes

Notes:

Table No.: 4A

Description: Calculation of Imports, exports and balance on the interconnections – Daily quantities

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total import flows through the interconnections during the day	MWH	IMP	Output calculated
Total export flows through the interconnections during the day	MWH	EXP	Output calculated
Total import flows through the interconnections during period t	MWH	IMP_t	Input calculated on Table 4
Total export flows through the interconnections during period t	MWH	EXP_t	Input calculated on Table 4
Balance on the interconnection n during the day	MWH	BAL_n	Output calculated
Balance on the interconnection n during time period t		$BAL_{n,t}$	Input calculated on Table 4
Balance on the interconnections during time period t	MWH	BAL_S	Output calculated

Equation:
Daily quantities :

$$IMP = \sum_{t=1}^{24} IMP_t \quad EXP = \sum_{t=1}^{24} EXP_t \quad BAL_n = \sum_{t=1}^{24} BAL_{n,t}$$

$$BAL_S = \sum_{t=1}^{24} BAL_{S,t}$$

Notes:

Table No.: 5

Description: calculation of total and net electrical energy supplied to the system during period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total electrical energy supplied to the system during time period t	MWH	$TL_{S,t}$	Output calculated
Net electrical energy supplied to the system during time period t	MWH	$TNL_{S,t}$	Output calculated
Total net production injected into the transmission system	MWH	$TNPR_{S,t}$	Input calculated on Table 2
Balance on the interconnections during time period t	MWH	$BAL_{S,t}$	Input calculated on Table 4
Sum of metered quantities concerning consumption for pumping	MWH	$PC_{S,t}$	Input calculated on Table 3B
Equation:			
$TL_{S,t} = TNPR_{S,t} + BAL_{S,t} \quad TNL_{S,t} = TNPR_{S,t} + BAL_{S,t} - PC_{S,t}$			
Notes:			

Table No.: 5A

Description: calculation of total and net electrical energy supplied to the

system – Daily quantities			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total electrical energy supplied to the system during the day	MWH	TL_S	Output calculated
Net electrical energy supplied to the system during the day	MWH	TNL_S	Output calculated
Total net production injected into the transmission system during time period t	MWH	$TNL_{S,t}$	Input calculated on Table 5
Total electrical energy supplied to the system during the time period t	MWH	$TL_{S,t}$	Input calculated on Table 5
Equation: Daily quantities : $TL_S = \sum_{t=1}^{24} TL_{S,t} \quad TNL_S = \sum_{t=1}^{24} TNL_{S,t}$			
Notes:			

Table No.: 6

Description: calculation of net production classified by fuel during a time period t– Daily quantities

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total net production of power units classified by fuel type (fu)	MWH	$NPR_{fu,t}$	Output calculated
Net production of power unit u using fuel type (fu)	MWH	$NP_{fu,t}$	input calculated on Table 1
Equation:			

$$NPR_{fu,t} = \sum_{u=1}^n NP_{fu,t} \quad \forall_{fu} \in (1,2,\dots,N) \quad N = 4$$

where:

n = the number of units with the same fuel type

Daily quantities :

$$NPR_{fu} = \sum_{t=1}^{24} NPR_{fu,t} \quad \forall_{fu} \in (1,2,\dots,N)$$

Notes: The fuel types are : lignite, oil, natural gas, hydro units

Table No.: 7

Description: calculation of system losses and their percentage over the total electrical energy supplied during a time period t

Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Transmission System Losses during time period t	MWH	$Losses_{S,t}$	Output calculated
Total electrical energy supplied to the system during time period t	MWH	$TL_{S,t}$	Input calculated on Table 5
Total system consumption during time period t	MWH	$TSC_{S,t}$	Input calculated on Table 3E
Losses percentage over the total electrical energy supplied		$L_t \%$	output calculated

Equation:

$$Losses_{S,t} = TL_{S,t} - TSC_{S,t}$$

$$L_t \% = (Losses_{S,t} / TL_{S,t}) \times 100$$

Notes:

Table No.: 7A			
Description: calculation of system losses and their percentage over the total electrical energy supplied during a day			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Transmission System Losses during a day	MWH	$Losses_S$	Output calculated
Total electrical energy supplied to the system during a day	MWH	TL_S	Input calculated on Table 5A
Transmission System Losses during time period t	MWH	$Losses_{S,t}$	Input calculated on Table 7
Losses percentage over the total electrical energy supplied		$L\%$	output calculated
Equation:			
$Losses_S = \sum_{t=1}^{24} Losses_{S,t}$			
$L\% = (Losses_S / TL_S) \times 100$			
Notes:			

Table No.: 8			
Description: calculation of the system Load for EXPIP during time period t– Daily quantities			
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
System Load for EXPIP during time period t	MWH	$SRL_{S,t}$	Output calculated
Net electrical energy supplied during time period t	MWH	$TNL_{S,t}$	Input calculated on Table 5

Transmission System Losses during time period t	MWH	$Losses_{S,t}$	Input calculated on Table 7
<p>Equation:</p> $SRL_{S,t} = TNL_{S,t} - Losses_{S,t}$ <p>Daily quantities :</p> $SRL_S = \sum_{t=1}^{24} SRL_{S,t}$			
<p>Notes:</p>			

III.2.5. Annex A: Metering Aggregation subscript and variable list

Subscript	Meaning
b	System boundary
i	Interconnection tie line
n	Interconnection n
m	Meter
am	Meter for auxiliaries
gm	Meter for general auxiliaries
pm	Meter for pumping
mm	Meter for miscellaneous consumption
mpb	Number of meters for system boundary b measuring injection to the system
mqb	Number of meters for system boundary b measuring injection to the network
mpu	Number of meters of unit u measuring production
mqu	Number of meters of unit u measuring consumption
vmu	Number of virtual meters corresponding to unit u
t	Dispatch period p
p	Energy supplying participant
r	Renewable source
u	Production unit u
s	Energy consuming participant
z	System operational zone
S	System

Name	Description
NP_u	Net production of Unit u
UC_u	Unit consumption excluding consumption for pumping
$TotAUX_{u,t}$	Total consumption of a unit u
IP_u	Unit injection to the system
$TotGENAUX_{u,t}$	Total General Auxiliary Load supplied by the system to meet the consumption of the unit u in both on-load and off-load mode of operation.
$TotMISCCON_{u,t}$	Total consumption of a unit u other than auxiliary load (excluding the consumption for pumping)
$RESGEN$	Total Renewable production measured in HV/MV Substations during the day
$RES_{r,t}$	Calculated energy from renewables injected in the system by system boundary r
$TNPR_{S,t}$	Total net production of power units injected into the transmission system
TUC_S	Total consumption of units during off-load periods, supplied by the system during the day
$HVC_{S,t}$	Total consumption of eligible customers connected to HV during time period t
$CON_{S,m,t}$	The consumption metered by a meter m of an eligible customer connected to the transmission system during time period t
$AUTC_{S,t}$	Sum of metered quantities concerning consumption of Autoproducing Units connected to the transmission system
$PC_{S,t}$	Sum of metered quantities concerning consumption for pumping during time period t
$TotPUMPCON_{u,t}$	The total consumption of a unit u concerning pumping for the time period t
$MPSBsb,m,t$	Metered Energy quantity injected from the Network to the System by system boundary sb for the dispatch period t in

	meter m
$MQSBsb,m,t$	Metered Energy quantity injected from the System to the Network by system boundary b for the dispatch period t in meter m
$MHCQm$	Medium to High Coefficient for consumption for meter m
$MHCPm$	Medium to High Coefficient for meter m for production
$MQSsb,t$	Calculated energy in system boundary b for dispatch period t
$DSC_{s,t}$	Sum of metered quantities concerning consumption of the distribution network during time period t
$TotCON_{r,t}$	The consumption metered at the system boundary r where a renewable source absorbs electrical energy during time period t
$MM_{b,t}$	The consumption of the distribution network metered at a system boundary b during time period t
$TSC_{s,t}$	Total system consumption
$MPIi,n,t$	Incoming energy quantity at the side of the HTSO metered by the metering point of the tie line i line l of the interconnection n
$MPIAi,n$	Incoming energy quantity metered on the side of the other TSO at the relevant metering point of the tie line i of the interconnection n
$ICOEFi$	Loss factor to apply in order to calculate losses for tie line i
$MQli,n$	Incoming energy quantity through the tie line l of the interconnection n
$MPOi,n$	Outgoing energy quantity at the side of the HTSO metered by the metering point of the tie line i of the interconnection n
$MPOAi,n$	Outgoing energy quantity metered on the side of the other TSO at the relevant metering point of the tie line i
$MQOi,n$	Outgoing energy quantity through tie line i of the interconnection n at dispatch period t
IMP_t	Total import flows through the interconnections

EXP_t	Total export flows through the interconnections
$BAL_{S,t}$	Balance on the interconnections
$TL_{S,t}$	Total electrical energy supplied to the system
$TNL_{S,t}$	Net electrical energy supplied to the system
$NPR_{fu,t}$	Total net production of power units classified by fuel type (fu)
$NP_{fu,t}$	Net production of power unit u using fuel type (fu)
$Losses_{S,t}$	Transmission System Losses
$L\%$	Losses percentage over the total electrical energy supplied
$SRL_{S,t}$	System Real Load

III.3. Imbalance Settlement Formulation

Imbalance Settlement

General remark: As modifications took place some Table numbers are missing (e.g. Table 5) as they were removed and some others have been added with an additional letter at the end (e.g. Table 2A). However, this does not introduce any inconsistency and Tables cover all cases.

Table No.: 1		Description: Energy Deviation for a Unit u or U' calculated for the Dispatch period t		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Generation Deviation quantity	MWH	IMQ_{ut}	Calculated output	
Energy quantity corresponding to the energy offer of unit u or U' as this has been included in the DAS Schedule	MWH	$DASQ_{ut}$	Input calculated in DAS. The Generation Loss Factors are not taken into account.	
Energy quantity concerning the net production of unit u calculated on the basis of metering data.	MWH	MQ_{ut}	Input calculated in ENERGY QUANTITIES Table 1 (MQ_{ut} is the same as NP_{ut})	
Equation: $IMQ_{ut} = DASQ_{ut} - MQ_{ut}$				
Notes: The net production of a unit u is calculated as described in part 1 – ENERGY QUANTITIES . Units u and U' are defined in Annex 1.				

Table No.: 2		Description: Debit or credit corresponding to the Generation Deviation of a Unit u calculated for the Dispatch period t		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Generation deviation credit or debit for Unit u	€	IMP_{ut}	Calculated output	
Generation Deviation quantity for Unit u	MWH	IMQ_{ut}	input calculated on Table 1	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	

Additional charge or credit in case of System Inter-zonal constraint activation	€	ΔZ	Output calculated by equation (2)	
Generation Imbalances Marginal Price for operational zone z	€/MW H	$EPSMP_{zt}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure in case of system Inter-zonal constraints activation	
Generation Loss Factors for unit u during time period t from ExPIP calculation		TLF_{ut}	Input from the Market System calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
<p>Equation:</p> $\cancel{IMP_{ut}} = IMQ_{ut} \times EPSMP_t + \Delta Z \quad (1)$ $IMP_{ut} = IMQ_{ut} \times EPSMP_t \times TLF_{ut} + \Delta Z \quad (1)$ <p>In case of system inter-zonal constraints activation an additional charge or credit is calculated</p> $\cancel{\Delta Z} = IMQ_{ut} \times (EPSMP_{zt} - EPSMP_t) \quad (2)$ $\Delta Z = IMQ_{ut} \times (EPSMP_{zt} - EPSMP_t) \times TLF_{ut} \quad (2)$				
Notes:				

Table No.: 3	Description: Total debits or credits calculation concerning a producer g for a Dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Generation Deviation debit or credit concerning a producer g for his units for the dispatch period t	€	IMP_{gt}	Calculated output	
Generation deviation credit or debit for Unit u for the dispatch period t	€	IMP_{ut}	Input calculated on Table 2	
<p>Equation:</p> $IMP_{gt} = \sum_{u=1}^n IMP_{ut}$				
<p>Notes: If the $IMP_{gt} < 0$ a credit is calculated for the producer g for the dispatch period t</p>				

If the $IMP_{g,t} > 0$ a debit is calculated for the producer g for the dispatch period t

Table No.: 2A		Description: Debit or credit corresponding to the Generation Deviation of a Unit U' calculated for the Dispatch period t		
Rules Ref:		Calculation order:		
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Generation deviation credit or debit for Unit U'	€	$IMP_{U',t}$	Calculated output	
Generation Deviation quantity for Unit U'	MWH	$IMQ_{U',t}$	input calculated on Table 1	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Additional charge or credit in case of System Inter-zonal constraint activation	€	ΔZ	Output calculated by equation (2)	
Generation Imbalances Marginal Price for operational zone z	€/MWH	$EPSMP_{z,t}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure in case of system Inter-zonal constraints activation	
Generation Loss Factors for unit U' during time period t from ExPIP calculation		$TLF_{U',t}$	Input from the Market System calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
<p>Equation: $IMP_{U',t} = IMQ_{U',t} \times EPSMP_t + \Delta Z$ (1)</p> <p>$IMP_{U',t} = IMQ_{U',t} \times EPSMP_t \times TLF_{U',t} + \Delta Z$ (1)</p> <p>In case of system inter-zonal constraints activation an additional charge or credit is calculated</p> <p>$\Delta Z = IMQ_{U',t} \times (EPSMP_{z,t} - EPSMP_t)$ (2)</p> <p>$\Delta Z = IMQ_{U',t} \times (EPSMP_{z,t} - EPSMP_t) \times TLF_{U',t}$ (2)</p>				
<p>Notes: If the $IMP_{U',t} < 0$ a credit is calculated for the Unit U' for the dispatch period t</p> <p>If the $IMP_{U',t} > 0$ a debit is calculated for the Unit U' for the dispatch period t.</p>				

Table No.:3A	Description: Total debits or credits calculation
--------------	--

concerning HTSO who acts as a producer for units U' during a Dispatch period t				
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Generation Deviation debit or credit concerning HTSO who acts as a producer for units U' for the dispatch period t	€	IMP_{HTSOgt}	Calculated output	
Generation deviation credit or debit for Units U' for the dispatch period t	€	$IMP_{U',t}$	Input calculated on Table 2A	
Equation:				
$IMP_{HTSOgt} = \sum_{U'=1}^n IMP_{U',t}$				
Notes:				

Table No.: 4		Description: Load Deviation for Load Representatives or Self-supplying Customers for a Dispatch period t		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Tolerance limit per dispatch period t determining deviations	MWH	TOL_t	Constant	
Metered quantity of energy concerning the total energy absorption by a Load Representative	MWH	$MQ_{p,t}$	Input calculated on Table EXT3 of Settlement quantities (new contract)	
Energy quantity corresponding to a Load Declaration as this has been included in the DAS Schedule for the Load Representative p in respect of HV customers	MWH	$DASQHV_{p,t}$	Input from the Market System. This is currently included in Z32 xml as BT Z83	
Energy quantity corresponding to a Load Declaration as this has been included in the DAS Schedule for the Load Representative p in respect of MV customers	MWH	$DASQMV_{p,t}$	Input from the Market System. This is currently included in Z32 xml as BT Z84	

Energy quantity corresponding to a Load Declaration as this has been included in the DAS Schedule for the Load Representative p in respect of LV customers	MWH	$DASQLV_{p,t}$	Input from the Market System. This is currently included in Z32 xml as BT Z85	
Energy quantity corresponding to priced Load Declaration i as this has been included in the DAS Schedule for the Load Representative p in respect of the consumption of a pumping unit without any loss factors	MWH	$DASQ_{p,i,t}$	Input calculated in DAS Schedule	
Total energy quantity corresponding to a Load Declaration as this has been included in the DAS Schedule for the Load Representative p	MWH	$DASQ_{p,t}$	Output calculated on this Table	
Load Deviation quantity corresponding to the Load Representative p during Dispatch period t	MWH	$IMQ_{p,t}$	Calculated output	
<p>Equation:</p> $DASQ_{p,t} = DASQ_{HV_{p,t}} + DASQ_{MV_{p,t}} + DASQ_{LV_{p,t}} + \sum_i^n DASQ_{p,i,t}$ <p>Where n is the number of priced load declaration of participant p concerning pumping units.</p> <p>IF $-TOL_t \leq (MQ_{p,t} - DASQ_{p,t}) \leq TOL_t$ THEN $IMQ_{p,t} = 0$</p> <p>ELSE $IMQ_{p,t} = MQ_{p,t} - DASQ_{p,t}$</p>				
Notes: The variable DASQGA has been deleted after your reply to Mrs Spyropoulou question. (e mail message sent on 28.8.2009 by Cedric Stehlin.)				
Notes: This Table replaces Table 4 of the Initial Formulation				

Table No.: 6	Description: Charges and credits for Load Deviations concerning a Load Representative p, during a Dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Load Deviation charge or credit	€	$IMP_{p,t}$	Calculated output	
Load deviation quantity for the Load Representative p during Dispatch period t	MWH	$IMQ_{p,t}$	Input calculated on Table 4	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	

Equation: $IMP_{pt} = IMQ_{pt} \times EPSMP_t$

Notes:

If $IMP_{pt} < 0$ a credit is calculated for the Load Representative p, during the Dispatch period t .

If $IMP_{pt} > 0$ a debit is calculated for the Load Representative p, during the Dispatch period t.

Table No.: 7		Description: Import Deviations concerning Load Representative j who imports electrical energy to Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period d t, excluding HTSO		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Import Deviation quantity between import included in DAS and import confirmed declaration of long-term rights concerning Load Representative j who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMRDQ_{jmt}$	Output calculated	
Import Deviation quantity between import included in DAS and import realised in real time for Load Representative j who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMRMQ_{jmt}$	Output calculated	
Total energy quantity corresponding to an Energy Offer that concerns a scheduled import of energy through the interconnection node m, during the dispatch period t, as this has been included in the DAS Schedule for the Load Representative j, p without application of any Generation Loss Factors	MWH	$DASQ_{jmt}$	input included in DAS Schedule. Input from Document Type Z23 (DAS xml) with Business Type Z55	
Total energy quantity	MWH	RQ_{jmt}	Input as realised	

corresponding to a scheduled import through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative $p-j$			in Real Time. Input from Document Type Z32 (DAS_RQ.xml) with Business Type Z57	
Total energy quantity corresponding to the confirmed declaration of long-term rights of participant j who imports through the interconnection node m, adjusted, so that the corresponding import energy quantity that had been offered at a value equal to the Administratively defined Minimum Offer Price, has been deducted.	MWH	LTR_{jmt}	New Input from the Market System from Auction Results and from Energy Offers	
Equation:				
$IMRDQ_{jmt} = LTR_{jmt} - DASQ_{jmt}$				
$IMRMQ_{jmt} = DASQ_{jmt} - RQ_{jmt}$				
Notes:				

Table No.: 7A	Description: Import Deviation concerning emergencies for HTSO who imports electrical energy to Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Import Deviation quantity concerning emergencies for HTSO who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQ_{jHTSOmt}$	Output calculated	
Total energy quantity corresponding to Energy Offers that concern scheduled imports of emergency programs through the interconnection node m, during the dispatch period t, as this has been included in the DAS Schedule for the HTSO	MWH	$DASQ_{HTSOjmt}$	input included in DAS Schedule. Since there are not such offers in Das this quantity will be always zero	
Total energy quantity	MWH	$RQEI_{HTSO,m,t}$	Input as realised	

corresponding to scheduled imports of emergency programs, through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the HTSO			in Real Time	
Equation:				
$IMQ_{HTSO mt} = DASQ_{HTSO mt} - RQEI_{HTSO, m, t}$				
Notes:				

Table No.: 7B	Description: Import Deviation concerning return of emergencies for HTSO who imports electrical energy to Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Import Deviation quantity concerning return of emergencies for HTSO who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQREI_{HTSO, m, t}$	Output calculated	
Total energy quantity corresponding to Energy Offers that concern scheduled imports of return of emergency programs, through the interconnection node m, during the dispatch period t, as this has been included in the DAS Schedule for HTSO without loss factors	MWH	$DASQREI_{HTSO, m, t}$	Input from the Market System	
Total energy quantity corresponding to scheduled imports of return of emergency programs, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO	MWH	$RQREI_{HTSO, m, t}$	Input as realised in Real Time	
Equation: $IMQREI_{HTSO, m, t} = DASQREI_{HTSO, m, t} - RQREI_{HTSO, m, t}$				
Notes:				

Table No.: 7C	Description: Import Deviation concerning return of guarantees of commercial schedules for HTSO who imports electrical energy to Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Import Deviation quantity concerning return of guarantees for commercial schedules for HTSO who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQGI_{HTSO,m,t}$	Output calculated	
Total energy quantity corresponding to Energy Offers that concern scheduled imports of return of guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m, during the dispatch period t, as this has been included in the DAS Schedule for HTSO without loss factors	MWH	$DASQGI_{HTSO,m,t}$	Input from the Market System	
Total energy quantity corresponding to scheduled imports of return of guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO	MWH	$RQGI_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real Time	
Equation: $IMQGI_{HTSO,m,t} = DASQGI_{HTSO,m,t} - RQGI_{HTSO,m,t}$				
Notes:				

Table No.: 7D	Description: Import Deviation concerning guarantees of commercial schedules for HTSO who imports electrical energy to Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Import Deviation quantity concerning guarantees for commercial schedules for HTSO who imports electrical energy through the	MWH	$IMQGI_{HTSO,m,t}$	Output calculated	

interconnection node m during the dispatch period t				
Total energy quantity corresponding to Energy Offers that concern scheduled imports of guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m, during the dispatch period t, as this has been included in the DAS Schedule for HTSO without loss factors	MWH	$DASQGI_{HTSO,m,t}$	Input from the Market System	
Total energy quantity corresponding to scheduled imports of guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO	MWH	$RQGI_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real Time	
Equation: $IMQGI_{HTSO,m,t} = DASQGI_{HTSO,m,t} - RQGI_{HTSO,m,t}$				
Notes:				

Table No.: 8	Description: Export Deviations concerning Load Representative k who exports electrical energy from Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t, excluding HTSO			
Rules Ref:	Calculation order:			
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Export Deviation quantity between export included in DAS and export confirmed declaration of long-term rights concerning Load Representative k who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMRDQ_{kmt}$	Output calculated	
Export Deviation quantity between export included in DAS and export realised in real time for Load Representative j who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMRMQ_{kmt}$	Output calculated	

Total energy quantity corresponding to a Load Declaration that concerns a scheduled export of energy through the interconnection node m, during the dispatch period t, as this has been included in the DAS Schedule for the Load Representative k	MWH	$DASQ_{kmt}$	input included in DAS Schedule. Input from Document Type Z23 (DAS xml) with Business Type Z56	
Total energy quantity corresponding to a scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWH	RQ_{kmt}	Input as realised in Real Time. Input from Document Type Z32 (DAS_RQ xml) with Business Type Z58	
Total energy quantity corresponding to the confirmed declaration of long-term rights of participant k who exports through the interconnection node m, during the dispatch period t, for the Load Representative k, adjusted, so that the corresponding export energy quantity that had been declared at a value equal to the Administratively defined Maximum Offer Price, has been deducted.	MWH	LTR_{kmt}	New Input from the Market System from Auction Results and from Load Declarations	
Equation: $IMRDQ_{kmt} = LTR_{kmt} - DASQ_{kmt}$ $IMRMQ_{kmt} = RQ_{kmt} - DASQ_{kmt}$				
Notes:				

Table No.: 8A	Description: Export Deviation concerning emergencies for HTSO who exports electrical energy from Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.
----------------------	---

Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Export Deviation quantity concerning emergencies for HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQ_{HTSO,km,t}$	Output calculated	
Total energy quantity corresponding to Load Declarations that concern scheduled exports of emergency programs through the interconnection node m, during the dispatch period t, as this has been included in the DAS Schedule for the HTSO	MWH	$DASQ_{HTSO,km,t}$	input included in DAS Schedule Since there are not such Declarations in Das this quantity will be always zero	
Total energy quantity corresponding to a-scheduled exports of emergency programs, through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the HTSO	MWH	$RQEE_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real Time	
Equation: $IMQ_{HTSO,km,t} = DASQ_{HTSO,km,t} - RQEE_{HTSO,m,t}$				
Notes:				

Table No.: 8B	Description: Export Deviation concerning return of emergencies for HTSO who exports electrical energy from Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Export Deviation quantity concerning return of emergencies for HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQREE_{HTSO,m,t}$	Output calculated	
Total energy quantity corresponding to Load Declarations that concern scheduled exports of return of	MWH	$DASQREE_{HTSO,m,t}$	Input from the Market System. This variable	

emergency programs, through the interconnection node m, during the dispatch period t, as this has been included in the DAS Schedule for the HTSO without loss factors			equals $DAOD_{HTSO, re, t}$ Table DAS60	
Total energy quantity corresponding scheduled exports of return of emergency programs, through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the HTSO	MWH	$RQREE_{HTSO, m, t}$	Input as realised in Real Time	
Equation: $IMQREE_{HTSO, m, t} = DASQREE_{HTSO, m, t} - RQREE_{HTSO, m, t}$				
Notes:				

Table No.: 8C	Description: Export Deviation concerning return of guarantees of commercial schedules for HTSO who exports electrical energy from Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Export Deviation quantity concerning return of guarantees of commercial schedules for HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQRGE_{HTSO, m, t}$	Output calculated	
Total energy quantity corresponding to Load Declarations that concern scheduled exports of return of guarantees of commercial schedules, through the interconnection node m, during the dispatch period t, as this has been included in the DAS Schedule for the HTSO without loss factors	MWH	$DASQRGE_{HTSO, m, t}$	Input from the Market System This variable equals $DAOD_{HTSO, rg, t}$ Table DAS63	
Total energy quantity corresponding to scheduled exports of return of guarantees of commercial schedules, through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the	MWH	$RQRGE_{HTSO, m, t}$	Input as realised in Real Time	

dispatch period t, for the HTSO				
Equation: $IMQRGE_{HTSO,m,t} = DASQRGE_{HTSO,m,t} - RQRGE_{HTSO,m,t}$				
Notes:				

Table No.: 8D	Description: Export Deviation concerning guarantees of commercial schedules for HTSO who exports electrical energy from Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Export Deviation quantity concerning guarantees of commercial schedules for HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQGE_{HTSO,m,t}$	Output calculated	
Total energy quantity corresponding to Load Declarations that concern scheduled exports of guarantees of commercial schedules, through the interconnection node m, during the dispatch period t, as this has been included in the DAS Schedule for the HTSO without loss factors	MWH	$DASQGE_{HTSO,m,t}$	Input from the Market System This variable equals $DAOD_{HTSO,gc,t}$ Table DAS66	
Total energy quantity corresponding to scheduled exports of guarantees of commercial schedules, through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the HTSO	MWH	$RQGE_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real Time	
Equation: $IMQGE_{HTSO,m,t} = DASQGE_{HTSO,m,t} - RQGE_{HTSO,m,t}$				
Notes:				

Table No.: 9	Description: Debits in respect of import deviations concerning Load Representative j who imports electrical energy to Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t, excluding HTSO			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precis

				ion
Import Deviation debit for Load Representative j, for import through the interconnection node m during dispatch period t	€	IMP_{jmt}	Output calculated	
Import Deviation quantity between import included in DAS and import confirmed declaration of long-term rights for Load Representative j who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMRDQ_{jmt}$	Input calculated in Table 7	
Import Deviation quantity between import included in DAS and import realised in real time for Load Representative j who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMRMQ_{jmt}$	Input calculated in Table 7	
System Marginal Price for operational zone z	€/MWH	$DASMP_{z,t}$	Input calculated in DAS	
Generation Imbalances Marginal Price for operational zone z	€/MWH	$EPSMP_{z,t}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Administratively determined price concerning the debit variation coefficient		A_IM	Input (external value)	
Generation Loss Factors for interconnection node m, during time period t, from ExPIP calculation		TLF_{mt}	Input from the Market System calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
<p>Equation:</p> $IMP_{jmt} = \max(IMRDQ_{jmt}, 0) \times \max(EPSMP_{z,t}, DASMP_{z,t}) \times A_IM + \max(IMRMQ_{jmt}, 0) \times EPSMP_{z,t}$ $IMP_{jmt} = \max(IMRDQ_{jmt}, 0) \times \max(EPSMP_{z,t}, DASMP_{z,t}) \times A_IM + \max(IMRMQ_{jmt}, 0) \times EPSMP_{z,t} \times TLF_{mt}$				
Notes:				

Table No.: 9A		Description: Credits or debits in respect of an EMERGENCY import deviation concerning HTSO who imports electrical energy to Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.		
Rules Ref:		Calculation order:		
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Import Deviation credit for the HTSO, for import through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMP_{HTSOjmt}$	Output calculated	
Import Deviation quantity concerning the HTSO who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQ_{HTSOjmt}$	Input calculated on Table 7 A Concerns only the emergency programs from those calculated in 7A	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_i$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Generation Imbalances Marginal Price for operational zone z	€/MWH	$EPSMP_{zi}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure in case of system Inter-zonal constraints activation	
Additional charge or credit in case of System Inter-zonal constraint activation	€	ΔZ	Output calculated in equation (2)	
Generation Loss Factors for interconnection node m, during time period t, from ExPIP calculation		TLF_{mt}	Input from the Market System calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
<p>Equation: $IMP_{HTSOjmt} = IMQ_{HTSOjmt} \times EPSMP_i + \Delta Z$ (1) $IMP_{HTSOjmt} = IMQ_{HTSOjmt} \times EPSMP_i \times TLF_{mt} + \Delta Z$ (1)</p> <p>In case of system inter-zonal constraints activation an additional charge or credit is calculated</p> <p>$\Delta Z = IMQ_{HTSOjmt} \times (EPSMP_{zi} - EPSMP_i)$ (2) $\Delta Z = IMQ_{HTSOjmt} \times (EPSMP_{zi} - EPSMP_i) \times TLF_{mt}$ (2)</p>				
<p>Notes: If $IMP_{HTSOjmt} > 0$ then a debit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the import</p>				

deviation
 If $IMP_{HTSO_{jmt}} < 0$ then
 a credit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the import deviation.
 Debit or credit depends on the sign of the difference between the scheduled program and the realized one. For a participant, if the realized program is lower than the scheduled then DASQ-RQ is positive and the participant must be debited to return money (he was paid excessive money in day ahead settlement because he promised more energy). From the point of view of a participant it is the same for HTSO but the reverse for the market since whatever is a debit for HTSO it is a credit for the rest of the market.

Table No.: 9B		Description: Credits or debits in respect of import deviation of return of emergency programs, concerning HTSO who imports electrical energy to Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Import Deviation credit or debit for HTSO, for deviation due to return emergency programs, through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMP_{REI}_{HTSO.m,t}$	Output calculated	
Import Deviation quantity due to return emergency programs, concerning HTSO who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQ_{REI}_{HTSO.m,t}$	Input calculated on Table 7 B	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Generation Imbalances Marginal Price for operational zone z	€/MWH	$EPSMP_{z,t}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure in case of system Inter-zonal constraints activation	

Additional charge or credit in case of System Inter-zonal constraint activation	€	ΔZ	Output calculated in equation (2)	
Generation Loss Factors for interconnection node m, during time period t, from ExPIP calculation		TLF_{mi}	Input from the Market System calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
<p>Equation: $IMP_{HTSO,m,t} = IMQ_{HTSO,m,t} \times EPSMP_i + \Delta Z$ (1)</p> $IMP_{HTSO,m,t} = IMQ_{HTSO,m,t} \times EPSMP_i \times TLF_{mi} + \Delta Z$ (1) <p>In case of system inter-zonal constraints activation an additional charge or credit is calculated</p> $\Delta Z = IMQ_{HTSO,m,t} \times (EPSMP_{zi} - EPSMP_i)$ (2) $\Delta Z = IMQ_{HTSO,m,t} \times (EPSMP_{zi} - EPSMP_i) \times TLF_{mi}$ (2)				
<p>Notes:</p> <p>If $IMP_{HTSO,m,t} > 0$ then a debit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the import deviation</p> <p>If $IMP_{HTSO,m,t} < 0$ then a credit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the import deviation.</p> <p>Debit or credit depends on the sign of the difference between the scheduled program and the realized one.</p>				

Table No.: 9C	Description: Credits or debits in respect of import deviation of return of guarantees for commercial schedules, concerning HTSO who imports electrical energy to Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Import Deviation credit or debit for HTSO, due to return of guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMPRGI_{HTSO,m,t}$	Output calculated	
Import Deviation quantity due to return of guarantees for commercial schedules, concerning HTSO who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQ_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 7 C	

Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Generation Imbalances Marginal Price for operational zone z	€/MWH	$EPSMP_{z,t}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure in case of system Inter-zonal constraints activation	
Additional charge or credit in case of System Inter-zonal constraint activation	€	ΔZ	Output calculated in equation (2)	
Generation Loss Factors for interconnection node m, during time period t, from ExPIP calculation		TLF_{mt}	Input from the Market System calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
<p>Equation: $IMPRGI_{HTSO,m,t} = IMQRGI_{HTSO,m,t} \times EPSMP_t + \Delta Z$ (1)</p> <p>$IMPRGI_{HTSO,m,t} = IMQRGI_{HTSO,m,t} \times EPSMP_t \times TLF_{mt} + \Delta Z$ (1)</p> <p>In case of system inter-zonal constraints activation an additional charge or credit is calculated</p> <p>$\Delta Z = IMQRGI_{HTSO,m,t} \times (EPSMP_{z,t} - EPSMP_t)$ (2)</p> <p>$\Delta Z = IMQRGI_{HTSO,m,t} \times (EPSMP_{z,t} - EPSMP_t) \times TLF_{mt}$ (2)</p> <p>Notes: If $IMPRGI_{HTSO,m,t} > 0$ then a debit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the import deviation If $IMPRGI_{HTSO,m,t} < 0$ then a credit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the import deviation. Debit or credit depends on the sign of the difference between the scheduled program and the realized one.</p>				

Table No.: 9D

Description: Credits or debits in respect of import deviation of guarantees for commercial schedules, concerning HTSO who imports electrical energy to Greece, through the interconnection

node m, during the dispatch period t.				
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Import Deviation credit or debit for HTSO, due to guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMPGI_{HTSO,m,t}$	Output calculated	
Import Deviation quantity due to guarantees for commercial schedules, concerning HTSO who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQGI_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 7 D	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Generation Imbalances Marginal Price for operational zone z	€/MWH	$EPSMP_{z,t}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure in case of system Inter-zonal constraints activation	
Additional charge or credit in case of System Inter-zonal constraint activation	€	ΔZ	Output calculated in equation (2)	
Generation Loss Factors for interconnection node m, during time period t, from ExPIP calculation		$TLF_{m,t}$	Input from the Market System calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
<p>Equation: $IMPGI_{HTSO,m,t} = IMQGI_{HTSO,m,t} \times EPSMP_t + \Delta Z$ (1)</p> <p>$IMPGI_{HTSO,m,t} = IMQGI_{HTSO,m,t} \times EPSMP_t \times TLF_{m,t} + \Delta Z$ (1)</p> <p>In case of system inter-zonal constraints activation an additional charge or credit is calculated</p> <p>$\Delta Z = IMQGI_{HTSO,m,t} \times (EPSMP_{z,t} - EPSMP_t)$ (2)</p>				

$$\Delta Z = \text{IMQGI}_{\text{HTSO},m,t} \times (\text{EPSMP}_{z,t} - \text{EPSMP}_t) \times \text{TLF}_{m,t} \quad (2)$$

Notes:

If $\text{IMPGI}_{\text{HTSO},m,t} > 0$ then

a debit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the import deviation

If $\text{IMPGI}_{\text{HTSO},m,t} < 0$ then

a credit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the import deviation.

Debit or credit depends on the sign of the difference

between the scheduled program and the realized one.

Table No.: 10		Description: Debits in respect of an exports deviation concerning Load Representative k who exports electrical energy from Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t, excluding HTSO		
Rules Ref:		Calculation order:		
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Export Deviation credit for Load Representative k, for export through the interconnection node m during dispatch period t	€	IMP_{kmt}	Output calculated	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	EPSMP_t	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
System Marginal Price	€/MWH	DASMP_t	Input calculated in DAS	
Export Deviation quantity between export included in DAS and export confirmed declaration of long-term rights concerning Load Representative k who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	IMRDQ_{kmt}	Input calculated in table 8	
Export Deviation quantity between export included in DAS and export realised in real time for Load Representative j who imports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	IMRMQ_{kmt}	Input calculated in Table 8	

Administratively determined price concerning the debit variation coefficient		A_IM	Input (external value)	
Equation:				
$IMP_{kmt} = \max(IMRDQ_{kmt}, 0) \times \max(EP_{SMP_t}, DASMP_t) \times A_IM$ $+ \max(IMRMQ_{kmt}, 0) \times EP_{SMP_t}$				
Notes:				

Table No.: 10A	Description: Debits or credits in respect of an export deviation concerning the HTSO who exports electrical energy from Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Export Deviation debit for HTSO, for export through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMP_{HTSOkmt}$	Output calculated	
Export Deviation quantity concerning the HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQ_{HTSOkmt}$	Input calculated on Table 8A	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	EP_{SMP_t}	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Equation: $IMP_{HTSOkmt} = IMQ_{HTSOkmt} \times EP_{SMP_t}$				
Notes:				
If $IMP_{HTSOkmt} > 0$ then a credit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the export deviation				
If $IMP_{HTSOkmt} < 0$ then a debit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the export deviation				

Table No.: 10B	Description: Debits or credits in respect of export deviation due to return emergency programs, concerning the HTSO who exports electrical energy from Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Export Deviation debit or credit for HTSO, due to return emergency programs, through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMPREE_{HTSO,m,t}$	Output calculated	
Export Deviation quantity due to return emergency programs, concerning the HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQREE_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 8B	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Equation: $IMPREE_{HTSO,m,t} = IMQREE_{HTSO,m,t} \times EPSMP_t$				
Notes:				
If $IMPREE_{HTSO,m,t} > 0$ then a credit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the export deviation				
If $IMPREE_{HTSO,m,t} < 0$ then a debit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the export deviation				

Table No.: 10C	Description: Debits or credits in respect of export deviation due to return of guarantees for commercial schedules, concerning the HTSO who exports electrical energy from Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Export Deviation debit or credit for HTSO, due to return	€	$IMPRGE_{HTSO,m,t}$	Output calculated	

of guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m during dispatch period t				
Export Deviation quantity due to return of guarantees for commercial schedules, concerning the HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQGE_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 8C	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Equation: $IMPRGE_{HTSO,m,t} = IMQGE_{HTSO,m,t} \times EPSMP_t$				
Notes: If $IMPRGE_{HTSO,m,t} > 0$ then a credit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the export deviation If $IMPRGE_{HTSO,m,t} < 0$ then a debit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the export deviation				

Table No.: 10D	Description: Debits or credits in respect of export deviation due to guarantees for commercial schedules, concerning the HTSO who exports electrical energy from Greece, through the interconnection node m, during the dispatch period t.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Export Deviation debit or credit for HTSO, due to guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMPGE_{HTSO,m,t}$	Output calculated	
Export Deviation quantity due to guarantees for commercial schedules, concerning the HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	MWH	$IMQGE_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 8D	

Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure
Equation: $IMPGE_{HTSO,m,t} = IMQGE_{HTSO,m,t} \times EPSMP_t$			
Notes: If $IMPGE_{HTSO,m,t} > 0$ then a credit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the export deviation If $IMPGE_{HTSO,m,t} < 0$ then a debit is calculated for the HTSO, during the Dispatch period t concerning the export deviation			

Table No.: 11	Description: Calculation of the total energy deviation between scheduled programs that have been realised and metered quantities concerning imports and exports through the interconnection node m during dispatch period t.			
Rules Ref:				Calculation order:
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Energy deviation quantity between scheduled exchanges as they have been realised in real time and metered quantities for the interconnection node m during dispatch period t	MWH	$IMQ_{m,t}$	Output calculated	
The scheduled quantity of energy for import through the interconnection node m as this has been realised in real time during the dispatch period t for the Load representative j	MWH	$RQ_{j,m,t}$	Input as realised in Real time	
The total scheduled quantity of energy for export through the interconnection node m as this has been realised in real time during the dispatch period t for the Load Representative k	MWH	$RQ_{k,m,t}$	Input as realised in Real time	
Total energy quantity corresponding to imports of	MWH	$RQAI_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real time	

adjusting schedules, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO				
Total energy quantity corresponding to imports of monthly deviations schedules, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO	MWH	$RQBI_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real time	
Total energy quantity corresponding to scheduled imports of emergency programs, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO	MWH	$RQEI_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real time. Note that though a different symbol is used here for the realised emergency imports this is the same quantity as used in the Imbalance Formulation i.e. BT Z59 of Z32 xml	
Total energy quantity corresponding to scheduled imports of return of emergency programs, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO	MWH	$RQREI_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real time	
Total energy quantity corresponding to scheduled imports of return of guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO	MWH	$RQRFI_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real time	
Total energy quantity	MWH	$RQGI_{HTSO,m,t}$	Input as realised	

corresponding to scheduled imports of guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO			in Real time	
Total energy quantity corresponding to exports of adjusting schedules, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO	MWH	$RQAE_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real time	
Total energy quantity corresponding to exports of monthly deviations schedules, through the interconnection node m, as they have been realised in real time during the dispatch period t, for HTSO	MWH	$RQBE_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real time	
Total energy quantity corresponding scheduled exports of emergency programs, through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the HTSO	MWH	$RQEE_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real time Note that though a different symbol is used here for the realised emergency imports this is the same quantity as used in the ImbalanceFormulation i.e. BT Z60 of Z32 xml	
Total energy quantity corresponding scheduled exports of return of emergency programs, through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the HTSO	MWH	$RQREE_{HTSO,m,t}$	Input as realised in Real time	
Total energy quantity	MWH	$RQRGE_{HTSO,m,t}$	Input as realised	

corresponding scheduled exports of return of guarantees of commercial schedules for exports, through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the HTSO			in Real time	
Total energy quantity corresponding scheduled exports of guarantees of commercial schedules for exports, through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the HTSO	MWH	$RQGE_{HTSO.m,t}$	Input as realised in Real time	
Total energy quantity corresponding scheduled imports minus the exports of all HTSO programs, through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the HTSO	MWH	$RQ_{HTSO.m,t}$	Output calculated	
The energy balance at the interconnection node m during dispatch period t .	MWH	$BAL_{m,t}$	Input calculated in Table 4 of Energy Figures Formulation	

Equation:

$$\begin{aligned}
 RQ_{HTSO.m,t} = & RQAI_{HTSO.m,t} + RQBI_{HTSO.m,t} + RQEI_{HTSO.m,t} + RQREI_{HTSO.m,t} + \\
 & + RQRGI_{HTSO.m,t} + RQGI_{HTSO.m,t} - RQAE_{HTSO.m,t} - RQBE_{HTSO.m,t} - \\
 & - RQEE_{HTSO.m,t} - RQREE_{HTSO.m,t} - RQRGE_{HTSO.m,t} - RQGE_{HTSO.m,t}
 \end{aligned}$$

$$IMQ_{m,t} = RQ_{HTSO.m,t} + \sum_{j=1}^n RQ_{j,m,t} - \sum_{k=1}^z RQ_{k,m,t} - BAL_{m,t}$$

n = the number of importers excluding HTSO

z = the number of exporters excluding HTSO

Notes:

Table No.: 12		Description: Calculation of the total energy deviation between scheduled and metered quantities concerning imports and exports through the interconnections during dispatch period t.		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Energy deviation quantity between scheduled exchanges as they have been realised in real time and metered quantities of energy through the interconnections during dispatch period t	MWH	IMQ_t	Output calculated	
Energy deviation quantity between scheduled exchanges as they have been realised in real time and metered quantities for the interconnection node m during dispatch period t	MWH	IMQ_m	Input calculated on Table 11	
Equation: $IMQ_t = \sum_{m=1}^x IMQ_m$ (m,x removed) m = the number of interconnection nodes				
Notes:				

Table No.: 13		Description: Calculation of the total credit or debit corresponding to energy deviation between scheduled and metered quantities concerning imports and exports through the interconnections during dispatch period t.		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Charge or credit corresponding to the total energy deviation quantity at the interconnections during dispatch period t	€	IMP_t	Output calculated	
Charge or credit corresponding to the energy deviation quantity at the interconnection node m during dispatch period t	€	IMP_m	Output calculated	
Energy deviation quantity between scheduled exchanges as they have been realised in real time and metered quantities of	MWH	IMQ_t	Input calculated on Table 12	

energy through the interconnections during dispatch period t				
Energy deviation quantity between scheduled exchanges as they have been realised in real time and metered quantities for the interconnection node m during dispatch period t	MWH	IMQ_{mi}	Input calculated on Table 11	
Imbalances Marginal Price	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Generation Imbalances Marginal Price for operational zone z	€/MWH	$EPSMP_{zt}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure in case of system Inter-zonal constraints activation	
Balance on the interconnection m during time period t	MWH	BAL_{mi}	Input from Table 4 of Energy Figures	
Generation Loss Factors for interconnection node m, during time period t, from ExPIP calculation		TLF_{mi}	Input from the Market System calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
<p>Equation: $IMP_t = IMQ_t \times EPSMP_t$</p> <p>IF $BAL_{mi} \geq 0$ THEN $IMP_{mi} = IMQ_{mi} \times EPSMP_{zt} \times TLF_{mi}$</p> <p>ELSE $IMP_{mi} = IMQ_{mi} \times EPSMP_t$</p> $IMP_t = \sum_{m=1}^n IMP_{mi}$ <p>Where n =the number of interconnection nodes</p> <p>Notes: If $IMP_t < 0$ a credit is calculated concerning the net cost of interconnections, during</p>				

the Dispatch period t
If $IMP_i > 0$ a charge is calculated concerning the net cost of interconnections, during the Dispatch period t

Table No.: 14A	Description: Energy quantity corresponding to the energy offer for all units r in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ that has been submitted by the HTSO			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Energy quantity corresponding to the energy offer for all units r in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ	MWH	$DASQ_{Z,LZ,t}$	Calculated Output	
Energy quantity corresponding to the energy offer renewable unit r that has been submitted by the HTSO	MWH	$DASQ_{r,t}$	Input calculated in DAS. The Generation Loss Factors are not taken into account	
Equation: $DASQ_{Z,LZ,t} = \sum_{r=1}^N DASQ_{r,t}$				
Where N is the number of renewable units r in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ				

Table No.: 14	Description: Energy Deviation for all Units r in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ under the Article 35 of Law 2773/99, during the Dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Generation Deviation quantity for all units r in operational zone Z (art.35/Law 2773)	MWH	$IMQ_{r,t}$ $IMQ_{Z,t}$	Calculated output	
Energy quantity corresponding to the	MWH	$DASQ_{r,t}$	Input calculated in DAS. The	

energy offer for all units r in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ that has been submitted by the HTSO		$DASQ_{Z,LZ,t}$	Generation Loss Factors are not taken into account	
Energy quantity corresponding to the energy offer for all units r in operational zone Z that has been submitted by the HTSO	MWH	$DASQ_{Z,t}$	Calculated output	
Metered energy quantity concerning the production of all units r in zone (Z, LZ) that is operational zone Z and losses zone LZ .	MWH	MQ_{z_r} $MQ_{Z,LZ,t}$	Input measured by energy meters calculated on Table EXT5 (Imbalance Settlement Quantities of new contract)	
Metered energy quantity concerning the production of all units r in operational zone Z	MWH	$MQ_{Z,t}$	Calculated output	
Generation Loss Factors concerning losses zone LZ during time period t , from ExPIP calculation		$TLF_{LZ,t}$	Input from the Market System	
Tolerance limit per dispatch period t determining deviations for renewables		TOL	Input (constant)	

Equation: For each of $N1$ operational zones

$$DASQ_{Z,t} = \sum_{LZ=1}^{N2} DASQ_{Z,LZ,t}$$

$$MQ_{Z,t} = \sum_{LZ=1}^{N2} MQ_{Z,LZ,t}$$

~~$$\text{IF } -TOL_t \leq (MQ_{z_r} - DASQ_{z_r}) \leq TOL_t \text{ THEN } IMQ_{z_r} = 0$$~~

~~$$\text{ELSE } IMQ_{z_r} = MQ_{z_r} - DASQ_{z_r}$$~~

$$\text{IF } -TOL_t \leq (MQ_{Z,t} - DASQ_{Z,t}) \leq TOL_t \text{ THEN } IMQ_{Z,t} = 0$$

$$\text{ELSE } IMQ_{Z,t} = \sum_{LZ=1}^{N2} (MQ_{Z,LZ,t} - DASQ_{Z,LZ,t}) \times TLF_{LZ,t}$$

Where

$N1$ is the number of operational zones

N2 is the number of losses zones.

Notes

Table No.: 15		Description: Debit or credit corresponding to the Generation Deviation of all Units r under the Article 35 of Law 2733/99 ,during the Dispatch period t		
Rules Ref:		Calculation order:		
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Generation deviation credit or debit for all Units r, during the dispatch period t	€	REC_t	Calculated output	
Generation Deviation quantity for all Units r in operational zone Z , during the dispatch period t	MWH	$IMQ_{Z,t}$	input calculated on Table 14	
Generation Imbalances Marginal Price in zone z, during the dispatch period t	€/MW H	$EPSMP_{z,t}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Equation: $REC_t = \sum_{z=1}^{N1} (IMQ_{Z,t} \times EPSMP_{z,t})$ where N1 is the number of operational zones				
Notes: If $REC_t < 0$ a debit is calculated for all Units r for the dispatch period t. If $REC_t > 0$ a credit is calculated for all Units r for the dispatch period t. Deviations are calculated for the aggregate values not for each renewable.				

Table No.: 15A		Description: Debit or credit corresponding to the Generation Deviation of all Units r under the Article 35 of Law 2733/99 ,during a Dispatch day		
Rules Ref:		Calculation order:		
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Generation deviation credit or debit for all Units r during a dispatch day	€	REC	Calculated output	
Generation deviation credit or debit for all Units r, during the dispatch period t	€	REC_t	input calculated on Table 15	
Equation:				

$$REC = \sum_{r=1}^{24} REC_r$$

Notes: If $REC_r < 0$ a debit is calculated for all Units r for the dispatch day. The amount is debited into the Uplift Account for the cost of obligations for Units under Articles 35 and 36 of Law 2773/99 (UA-7) and credited into the in the Generation Deviations, Instructed and Uninstructed Generation Deviations Settlement Account (A-C)

If $REC_r > 0$ a credit is calculated for all Units r for the dispatch day. The amount is credited into the Uplift Account for the cost of obligations for Units under Articles 35 and 36 of Law 2773/99 (UA-7) and debited into the in the Generation Deviations, Instructed and Uninstructed Generation Deviations Settlement Account (A-C)

Deviations are calculated for the aggregate values not for each renewable.

Instructed and uninstructed generation deviations in case of a Generation Increase Instruction

Table No.: 15B		Description: Calculation of Instructed Energy in case there is a null in the corresponding XML file –Input from the MARKET SYSTEM		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Energy quantity which unit u has generated during dispatch period t following a dispatch instruction issued by the HTSO.		$INST_{ut}$	Output calculated	
Instructed Energy in the XML file from MARKET SYSTEM.	MWH	INQ_{ut}	Input from MARKET SYSTEM (field included in XML file)	
Energy quantity concerning the net production of unit u	MWH	MQ_{ut}	Input calculated in ENERGY QUANTITIES Table 1, using metering data (NP_{ut})	
Equation: IF $INQ_{ut} = "NULL"$ THEN $INST_{ut} = MQ_{ut}$ ELSE $INST_{ut} = INQ_{ut}$				

ENDIF

Table No.: 16		Description: calculation of the adjusted energy quantity per dispatch period t, during which Unit u has been called upon to inject energy in the System following a dispatch instruction.		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Adjusted energy quantity per dispatch period t, during which unit u has been called upon to inject energy in the System following a dispatch instruction issued by the HTSO.	MWH	$INSTM_{ut}$	Output calculated	
Energy quantity which unit u must generate during dispatch period t following a dispatch instruction issued by the HTSO.	MWH	$INST_{ut}$	Input calculated on table 15B	
Energy quantity concerning the net production of unit u.	MWH	MQ_{ut}	Input calculated in ENERGY QUANTITIES Table 1, using metering data (NP_{ut})	
Tolerance limit per dispatch period t determining deviations	MWH	TOL_t	constant	
Equation: IF $MQ_{ut} > INST_{ut} + TOL_t$ THEN $INSTM_{ut} = INST_{ut} + TOL_t$ ELSE IF $MQ_{ut} < INST_{ut} - TOL_t$ THEN $INSTM_{ut} = INST_{ut} - TOL_t$ ELSE IF $INST_{ut} - TOL_t \leq MQ_{ut} \leq INST_{ut} + TOL_t$ THEN $INSTM_{ut} = MQ_{ut}$				
Notes:				

Table No.: 17		Description: Calculation of the Instructed and Uninstructed Generation Deviation for unit u during the dispatch period t		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Instructed Deviation: Difference between the energy quantity stated in the Energy Offer as this has been included in the DAS Schedule for Unit u during the dispatch period t and the generation quantity established in the dispatch instruction	MWH	$INSTQ_{ut}$	Output calculated	
Uninstructed deviation:	MWH	$UNINSTQ_{ut}$	Output	

Difference between the energy quantity established in a dispatch instruction and the quantity of the net production calculated using metering data.			calculated	
Adjusted energy quantity per dispatch period t, during which unit u injects energy in the System following a Dispatch Instruction issued by the HTSO beyond the $INSTM_{ut}$ quantity .	MWH	$UNINSTM_{ut}$	Output calculated	
Adjusted energy quantity per dispatch period t, during which unit u has been called upon to inject energy in the System following a dispatch instruction issued by the HTSO	MWH	$INSTM_{ut}$	Input calculated on Table 16	
Energy quantity which unit u must generate during dispatch period t following a dispatch instruction issued by the HTSO.	MWH	$INST_{ut}$	Input calculated in Real time	
Energy quantity concerning the net production of unit u.	MWH	MQ_{ut}	Input calculated in ENERGY QUANTITIES Table 1, using metering data (NP_{ut})	
Energy quantity corresponding to the energy offer of unit u as this has been included in the DAS Schedule	MWH	$DASQ_{ut}$	Input calculated in DAS. The Generation Loss Factors are not taken into account.	
Tolerance limit per dispatch period t determining deviations	MWH	TOL_t	constant	
<p>Equation: IF $MQ_{ut} > INST_{ut} + TOL_t$ THEN $INSTQ_{ut} = DASQ_{ut} - INSTM_{ut}$ $UNINSTQ_{ut} = INSTM_{ut} - MQ_{ut}$ $UNINSTM_{ut} = INST_{ut} + TOL_t$</p> <p>IF $MQ_{ut} < INST_{ut} - TOL_t$ THEN $INSTQ_{ut} = DASQ_{ut} - INSTM_{ut}$ $UNINSTQ_{ut} = INSTM_{ut} - MQ_{ut}$ $UNINSTM_{ut} = INST_{ut} - TOL_t$</p> <p>IF $INST_{ut} - TOL_t \leq MQ_{ut} \leq INST_{ut} + TOL_t$ THEN $INSTQ_{ut} = DASQ_{ut} - INSTM_{ut}$</p>				

$UNINSTQ_{ut} = 0$ $UNINSTMut = 0$
Notes:

Table No.: 18	Description: calculation of additional charges for unit u corresponding to Uninstructed Generation Deviation in case of a Generation Increase Instruction			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Additional charges for unit u due to Uninstructed Generation deviation in case of a Generation Increase Instruction	€	$CONP_{ut}$	Output calculated	
Difference between the energy quantity established in a dispatch instruction and the quantity of the net production calculated using metering data.	MWH	$UNINSTQ_{ut}$	Input calculated on Table 17	
Difference between the energy quantity stated in the Energy Offer as this has been included in the DAS Schedule for Unit u during the dispatch period t and the generation quantity established in the dispatch instruction	MWH	$INSTQ_{ut}$	Input calculated on Table 17	
Imbalances Marginal Price during the dispatch period t	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Additional charge or credit in case of System Inter-zonal constraint activation	€	ΔZ	Output calculated by equation (2)	
Generation Imbalances Marginal Price for operational zone z during the dispatch period t	€/MWH	$EPSMP_{z,t}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Energy quantity which unit u must generate during dispatch period t following a dispatch instruction issued by the HTSO.	MWH	$INST_{ut}$	Input calculated on Table 15B	
Energy quantity concerning the net production of unit u.	MWH	MQ_{ut}	Input calculated in	

			ENERGY QUANTITIES Table 1, using metering data (NP_{ut})	
Tolerance limit per dispatch period t determining deviations	MWH	TOL_t	constant	
Generation Loss Factors for unit u during time period t from ExPIP calculation		TLF_{ut}	Input from the Market System calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
<p>Equation: IF $INSTQ_{ut} \leq 0$ AND $MQ_{ut} > INST_{ut} + TOL_t$ THEN $CONP_{ut} = -UNINSTQ_{ut} \times EPSMP_t + \Delta Z$ (1) _____ $CONP_{ut} = -UNINSTQ_{ut} \times EPSMP_t \times TLF_{ut} + \Delta Z$ (1)</p> <p>In case of system inter-zonal constraints activation an additional charge or credit is calculated $\Delta Z = UNINSTQ_{ut} \times (EPSMP_t - EPSMP_{zt})$ (2) $\Delta Z = UNINSTQ_{ut} \times (EPSMP_t - EPSMP_{zt}) \times TLF_{ut}$ (2)</p> <p>Notes: $CONP_{ut} > 0$ and it corresponds to a debit for the producer g concerning the Unit u , during the Dispatch period t ΔZ is the additional charge or credit in case of system inter-zonal constraint activation</p>				

Table No.: 19	Description: Calculation of the total additional charges due to Uninstructed Generation Deviation in case of a Generation Increase Instruction for all the units of producer g, during the dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
The additional charges for all units of producer g due to Uninstructed Generation Deviation in case of a Generation Increase Instruction	€	$CONP_{gt}$	Output calculated	
Additional charges for unit u due to Uninstructed Generation deviation in case of a Generation Increase Instruction	€	$CONP_{ut}$	Input calculated on Table 18	
<p>Equation: $CONP_{gt} = \sum_{u=1}^n CONP_{ut}$</p>				

n : the number of units of producer g

Notes:

$CONP_{g_i} > 0$ and it corresponds to a charge for all the units of the producer g

Instructed and uninstructed generation deviations in case of a Generation Decrease Instruction (see ANNEX B)

Table No.: 20		Description: calculation of the step f , of the Unit Variable Cost function, that corresponds to the quantity injected, as this has been included in DAS Schedule, in case of a Generation Decrease Instruction.		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Energy up to the step f of the variable cost function of part B of Techno-economic Declaration for unit u for the dispatch period t	MWH	$TECHSTEPQ(f)_u$ ⁵	Input calculated using data included in part B of Techno-Economic Declaration	
Energy quantity corresponding to the energy offer of unit u as this has been included in the DAS Schedule	MWH	$DASQ_u$	Input calculated in DAS. The Generation Loss Factors are not taken into account.	
Difference between the energy quantity stated in the Energy Offer as this has been included in the DAS Schedule for Unit u during the dispatch period t and the generation quantity established in the dispatch instruction	MWH	$INSTQ_u$	Input calculated on Table 17	
The steps as referred to Table B entitled "Variable Cost Parameters" of Techno-Economic Declarations		f	Input using data included in part B of Techno-Economic Declaration	

⁵ $TECHSTEPQ(f)$: This variable is pre-calculated using the variable cost function of Techno-Economic Declaration and the Generation Loss Factors

The step f' , of a Unit Variable Cost function, that corresponds to the quantity of energy injection, as this has been included in DAS Schedule, in case of a Generation Decrease Instruction.		f'	Output calculated	
Equation: $TECHSTEPQ(0)_{uu} = 0$ IF $INSTQ_{uu} > 0$ THEN LOOP $n = 1, f$ IF $TECHSTEPQ (f' - 1)_{uu} < DASQ_{uu} \leq TECHSTEPQ (f')_{uu}$ THEN $f' = n$				
Notes: this is not a change, it is just a clarification				

Table No.: 21	Description: calculation of the variable cost of step f' of the unit variable cost function, that corresponds to the quantity injected, as this has been included in DAS Schedule, in case of a Generation Decrease Instruction.			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Price of the step f' as referred to the Variable cost curve, during the dispatch period t.	€/MWH	$INDNP(f')_{uu}$	Output calculated	
Price of the step f' of the variable cost function of the Techno-Economic Declarations of Unit u during the Dispatch Period t	€/MWH	$TECHSTEPP(f')_{uu}$	Input from the part B of Techno-Economic Declaration	
Equation: $INDNP (f')_{uu} = TECHSTEPP (f')_{uu}$				
Notes: f' from Table 20				

Table No.: 22	Description: calculation of the temporary charge for the energy quantity that has been reduced following a Dispatch Instruction and corresponds to the step f' of unit variable cost function			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
The temporary charge for the energy quantity that has been reduced following a Dispatch Instruction and corresponds to the step f' of the unit u variable	€	$COFC(f')_{uu}$	Output calculated	

cost function.				
Energy quantity aggregated up to the step f' of the variable cost function of part B of Techno-economic Declaration for unit u for the dispatch period t	MWH	$TECHSTEPQ(f')_{uu}$	Input calculated using the variable cost function on part B of Techno-Economic Declaration	
Energy quantity corresponding to the energy offer of unit u as this has been included in the DAS Schedule	MWH	$DASQ_{uu}$	Input calculated in DAS. The Generation Loss Factors are not taken into account.	
Price of the step f' of the Variable cost function corresponding to a decrease in the generation of unit u during the dispatch period t .	€/MWH	$INDNP(f')_{uu}$	Input calculated on Table 21	
Adjusted energy quantity per dispatch period t , during which unit u has been called upon to inject energy in the System following a dispatch instruction issued by the HTSO	MWH	$INSTM_{uu}$	Input calculated on Table 16	
Equation:	$COFC(f')_{uu} = \min[INDNP(f')_{uu} \times (DASQ_{uu} - TECHSTEPQ(f'-1)_{uu}), INDNP(f')_{uu} \times (DASQ_{uu} - INSTM_{uu})]$			
Notes: f' from Table 20				

Table No.: 23	Description: calculation of the variable cost of each step between 1 and $f'-1$, for the unit u during the dispatch period t, according to the Part B of the Techno-Economic Declaration, in case of a Generation Decrease Instruction			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Price of the step ($f'-n$) of the Variable cost function corresponding to a decrease in the generation of unit u following a dispatch instruction, during the dispatch period	€/MWH	$INDNP(f'-n)_{uu}$	Output calculated	
Energy quantity up to the step ($f'-n$) of the variable	MWH	$TECHSTEPQ(f'-n)_{uu}$	Input calculated	

cost function of part B of Techno-economic Declaration for unit u for the dispatch period t			using the variable cost function on the part B of Techno-Economic Declaration	
Adjusted energy quantity per dispatch period t, during which unit u has been called upon to inject energy in the System following a dispatch instruction issued by the HTSO	MWH	$INSTM_{u,t}$	Input calculated on Table 16	
Price of the step (f'-n) of the variable cost function of the Techno-Economic Declarations of Unit u during the Dispatch Period t	€/MWH	$TECHSTEPP(f'-n)_{u,t}$	Input from the variable cost function on the part B of Techno-Economic Declaration	
<p>Equation:</p> $TECHSTEPQ(0)_{u,t} = 0$ <p>LOOP n=1, f'-1</p> <p style="padding-left: 40px;">IF $INDNP((f'-n)+1)_{u,t} \neq 0$ AND $INSTM_{u,t} < TECHSTEPQ(f'-n)_{u,t}$</p> <p style="padding-left: 40px;">THEN $INDNP(f'-n)_{u,t} = TECHSTEPP(f'-n)_{u,t}$</p> <p style="padding-left: 40px;">ELSE $INDNP(f'-n)_{u,t} = 0$</p> <p>END LOOP</p>				
Notes: f' from Table 20				

Table No.: 24	Description: calculation of the temporary charge for each part between 1 and f'-1 of the energy quantity that has not been generated by the unit u, following a dispatch instruction for generation decrease, during the dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
The temporary charge for the energy quantity that has been reduced following a Dispatch Instruction and corresponds to the step (f'-n) of the unit u variable cost function.	€	$COFC(f'-n)_{u,t}$	Output calculated	

Energy quantity up to the step ($f'-n$) of the variable cost function of part B of Techno-economic Declaration for unit u for the dispatch period t	MWH	$TECHSTEPQ(f'-n)_{uu}$	Input calculated using the variable cost function on the part B of Techno-Economic Declaration	
Price of the step ($f'-n$) of the Variable cost function corresponding to a decrease in the generation of unit u following a dispatch instruction, during the dispatch period	€/MWH	$INDNP(f'-n)_{uu}$	Price of the step ($f'-n$) of the Variable cost function corresponding to a decrease in the generation of unit u following a dispatch instruction, during the dispatch period t	
Adjusted energy quantity per dispatch period t , during which unit u has been called upon to inject energy in the System following a dispatch instruction issued by the HTSO	MWH	$INSTM_{uu}$	Input calculated on Table 16	
<p>Equation: LOOP $n=1, f'-1$</p> $COFC(f'-n)_{uu} = \min[INDNP(f'-n)_{uu} \times (TECHSTEPQ(f'-n)_{uu} - TECHSTEPQ(f'-n-1)_{uu}), (INDNP(f'-n)_{uu} \times (TECHSTEPQ(f'-n)_{uu} - INSTM_{uu}))]$ <p>END LOOP</p>				
Notes: f' from Table 20				

Table No.: 24A	Description: calculation of the temporary charge for a total quantity of energy that has not been generated by a unit u following a Dispatch Instruction for generation decrease during the dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
The temporary charge for the total quantity of energy that has not been generated by the unit u , following a dispatch instruction for generation decrease, during the dispatch period t	€	$COFC(n)_{uu}$	output calculated	
The temporary charge for the energy quantity that has	€	$COFC(f')_{uu}$	input calculated on Table 22	

been reduced following a Dispatch Instruction and corresponds to the step f' of the unit u variable cost function.				
The temporary charge for the energy quantity that has been reduced following a Dispatch Instruction and corresponds to the step $(f' - n)$ of the unit u variable cost function.	€	$COFC(f' - n)_{ut}$	input calculated on Table 24	
Equation: : $COFC(n)_{ut} = COFC(f')_{ut} + \sum_{n=1}^{f'-1} COFC(n)_{ut}$				
Notes: f' from Table 20				

Table No.: 25	Description: calculation of the additional charge or credit for a unit u that has been received a Dispatch Instruction to reduce its generation during the dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
The additional credit or debit regarding a decrease in the generation of unit u , following a dispatch instruction, for the dispatch period t	€	$COFC_{ut}$	output calculated	
The temporary charge for the total quantity of energy that has not been generated by the unit u , following a dispatch instruction for generation decrease, during the dispatch period t	€	$COFC(n)_{ut}$	input calculated on Table 24A	
Energy quantity corresponding to the energy offer of unit u as this has been included in the DAS Schedule	MWH	$DASQ_{ut}$	Input calculated in DAS. The Generation Loss Factors are not included	
Energy quantity concerning the net production of unit u calculated on the basis of metering data.	MWH	MQ_{ut}	Input calculated in ENERGY QUANTITIES Table 1, calculated using metering data (NP_{ut})	
Adjusted energy quantity per dispatch period t ,	MWH	$INSTM_{ut}$	Input calculated on Table 16	

during which unit u has been called upon to inject energy in the System following a dispatch instruction issued by the HTSO				
Imbalances Marginal Price during the dispatch period t	€/MWH	$EPSMP_t$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
Additional charge or credit in case of System Inter-zonal constraint activation		ΔZ	Output calculated by equation (2)	
Generation Imbalances Marginal Price for operational zone z during the dispatch period t	€/MWH	$EPSMP_{zt}$	Input calculated in Expost Imbalance Pricing procedure in case of system Inter-zonal constraints activation	
Generation Loss Factors for unit u during time period t from ExPIP calculation		TLF_{ut}	Input from the Market System calculated in Expost Imbalance Pricing procedure	
<p>Equation: $COFC_{ut} = COFC(n)_{ut} - (DASQ_{ut} - \max(MQ_{ut}, INSTM_{ut})) \times EPSMP_t + \Delta Z$ (1)</p> $COFC_{ut} = COFC(n)_{ut} - (DASQ_{ut} - \max(MQ_{ut}, INSTM_{ut})) \times EPSMP_t \times TLF_{ut} + \Delta Z$ (1) <p>In case of system inter-zonal constraints activation an additional charge or credit is calculated</p> $-\Delta Z = (DASQ_{ut} - \max(MQ_{ut}, INSTM_{ut})) \times (EPSMP_t - EPSMP_{zt})$ (2) $\Delta Z = (DASQ_{ut} - \max(MQ_{ut}, INSTM_{ut})) \times (EPSMP_t - EPSMP_{zt}) \times TLF_{ut}$ (2) <p>Notes: IF $COFC_{ut} > 0$ it corresponds to a charge for the unit u during the dispatch period t IF $COFC_{ut} < 0$ it corresponds to a credit for the unit u during the dispatch period t</p>				

Table No.: 26	Description: Calculation of the total additional charges or credits due to Instructed and Uninstructed Generation Deviation in case of a Generation Decrease Instruction for all units of producer g, during the dispatch period t			
Rules Ref:				Calculation order:
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
The sum of additional charges for all units of producer g due to Uninstructed Generation Deviation in case of a Generation Decrease	€	$COFC_{gt}$	Output calculated	

Instruction				
Additional charges for unit u due to Uninstructed Generation deviation in case of a Generation Decrease Instruction	€	$COFC_{ut}$	Input calculated on Table 25	
Equation: $COFC_{gt} = \sum_{u=1}^n COFC_{ut}$ <i>n</i> : the number of units of producer g				
Notes: IF $COFC_{gt} > 0$ it corresponds to a charge for all units of the producer g during the dispatch period t IF $COFC_{gt} < 0$ it corresponds to a credit for all units of the producer g, during the dispatch period t				

Table No.: 27	Description: Calculation of the generation remuneration balance for Production License holders for units u during the dispatch period t - daily values			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Generation remuneration balance for producer g during the dispatch period t	€	GEN_BAL_{gt}	Output calculated	
Generation remuneration balance for producer g during the dispatch day d	€	GEN_BAL_{gd}	Output calculated	
Generation Deviation debit or credit concerning a producer g for his units	€	IMP_{gt}	input calculated on Table 3	
The additional charges for all units of producer g due to Uninstructed Generation Deviation in case of a Generation Increase Instruction	€	$CONP_{gt}$	Input calculated on Table 19	
The additional charges or credits for all units of producer g due to Uninstructed Generation Deviation in case of a Generation Decrease Instruction	€	$COFC_{gt}$	Input calculated on Table 26	
Equation: $GEN_BAL_{gt} = IMP_{gt} + CONP_{gt} + COFC_{gt}$				

Daily values : $GEN_BAL_{gd} = \sum_{t=1}^{24} GEN_BAL_{gt}$
Notes:

Table No.: 27A	Description: Calculation of the generation remuneration balance for HTSO who acts as a producer for units U' during the dispatch period t - daily values			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Generation remuneration balance for HTSO who acts as a producer for units U' during the dispatch period t	€	GEN_BAL_{HTSOgt}	Output calculated	
Generation remuneration balance for HTSO for units U' during the dispatch day d	€	GEN_BAL_{HTSOgd}	Output calculated	
Generation Deviation debit or credit concerning units U'	€	IMP_{HTSOgt}	input calculated on Table 3A	
The additional charges for all units U' due to Uninstructed Generation Deviation in case of a Generation Increase Instruction	€	$CONP_{HTSOgt}$	Input calculated on Table 19	
The additional charges or credits for all units U' due to Uninstructed Generation Deviation in case of a Generation Decrease Instruction	€	$COFC_{HTSOgt}$	Input calculated on Table 26	
Equation: $GEN_BAL_{HTSOgt} = IMP_{HTSOgt} + CONP_{HTSOgt} + COFC_{HTSOgt}$				
Daily values : $GEN_BAL_{HTSOgd} = \sum_{t=1}^{24} GEN_BAL_{HTSOgt}$				
Notes:				

Table No.: 28	Description: Daily remuneration for producer g for units u , during the dispatch day d		
Rules Ref:			Calculation order:

Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Energy quantity payment for producer g during dispatch day d	€	EP_{gd}	Output calculated	
Energy quantity charge for producer g during dispatch day d	€	EC_{gd}	Output calculated	
Generation remuneration balance for producer g during the dispatch day d	€	GEN_BAL_{gd}	Input calculated on Table 27	
Equation: IF $GEN_BAL_{gd} < 0$ THEN $EP_{gd} = -GEN_BAL_{gd}$ ELSE $EC_{gd} = GEN_BAL_{gd}$				
Notes: EP_{gd} a credit is calculated concerning the Generation Deviations Account for the producer g for the dispatch day d and a debit is calculated concerning the Generations Deviations, Instructed and Uninstructed Generations Deviations Settlement Account (A-C). EC_{gd} a debit is calculated concerning the Generation Deviations Account for the producer g for the dispatch day d and a credit is calculated concerning the Generations Deviations, Instructed and Uninstructed Generations Deviations Settlement Account (A-C).				

Table No.: 28A	Description: Daily remuneration for HTSO who acts as a producer g for units U', during the dispatch day d			
Rules Ref:	Calculation order:			
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Energy quantity payment for producer g during dispatch day d	€	EP_{HTSOgd}	Output calculated	
Energy quantity charge for producer g during dispatch day d	€	EC_{HTSOgd}	Output calculated	
Generation remuneration balance for producer g during the dispatch day d	€	GEN_BAL_{HTSOgd}	Input calculated on Table 27A	
Equation: IF $GEN_BAL_{HTSOgd} < 0$ THEN $EP_{HTSOgd} = -GEN_BAL_{HTSOgd}$ ELSE $EC_{HTSOgd} = GEN_BAL_{HTSOgd}$				
Notes: EP_{HTSOgd} a credit is calculated concerning the Uplift Account for the provision of Ancillary Services Supplementary Energy Provision, Emergency Imports and Cold Reserve Units (UA-3) for the dispatch day d and a debit is calculated concerning the Generations Deviations, Instructed and Uninstructed Generations Deviations Settlement Account (A-C). EC_{HTSOgd} a debit is calculated concerning the Uplift Account for the provision of Ancillary Services Supplementary Energy Provision, Emergency Imports and				

Cold Reserve Units (UA-3) for the dispatch day d and a credit is calculated concerning the Generations Deviations, Instructed and Uninstructed Generations Deviations Settlement Account (A-C).

Table No.: 29		Description: Calculation of the daily remuneration balance for Load Representative p in respect of his customers in Greece		
Rules Ref:		Calculation order:		
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Supply remuneration balance for Load Representative p during the dispatch day d	€	SUP_BAL_{pd}	Output calculated	
Supply remuneration balance for Load Representative p during the dispatch period t	€	SUP_BAL_{pt}	Output calculated	
Load Deviation charge or credit	€	IMP_{pt}	Input calculated on Table 6	
Equation: $SUP_BAL_{pt} = IMP_{pt}$ $SUP_BAL_{pd} = \sum_{t=1}^{24} SUP_BAL_{pt}$				
Notes:				

Table No.: 30		Description: Daily debits or credits for Load Representative p in respect of his customers in Greece during the dispatch day d		
Rules Ref:		Calculation order:		
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Energy quantity payment for Load Representative p, in respect of his customers in Greece during dispatch day d	€	EP_{pd}	Output calculated	
Energy quantity charge for Load Representative p in respect of his customers in Greece during dispatch day d	€	EC_{pd}	Output calculated	
Supply remuneration balance for Load Representative p during the dispatch day d	€	SUP_BAL_{pd}	Input calculated on Table 27	
Equation: IF $SUP_BAL_{pd} > 0$ THEN $EC_{pd} = SUP_BAL_{pd}$ ELSE $EP_{pd} = -SUP_BAL_{pd}$				
Notes: EP_{pd} a credit is calculated concerning the Generation Deviations Account				

for the Load Representative p for the dispatch day d and a debit is calculated concerning the Generations Deviations, Instructed and Uninstructed Generations Deviations Settlement Account (A-C).

EC_{pd} a debit is calculated concerning the Generation Deviations Account for the Load Representative p for the dispatch day d and a credit is calculated concerning the Generations Deviations, Instructed and Uninstructed Generations Deviations Settlement Account (A-C).

Table No.: 31		Description: Daily debits for Load Representative j in respect of his import deviations through the interconnections the dispatch day d		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total import deviation charge for Load Representative j in respect of his imports through the interconnections the dispatch day d	€	IC_{jd}	Output calculated	
Import Deviation charge for Load Representative j, for import through the interconnection node m during dispatch period t	€	IMP_{jmt}	Input calculated on Table 9	
<p>Equation: $IC_{jd} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{m=1}^n IMP_{jmt}$</p> <p>m = the number of interconnection nodes IC_{jd} is a debit for the Load Representative j</p>				
Notes:				

Table No.: 32		Description: Daily credits for Exporter k in respect of his export deviations through the interconnections the dispatch day d		
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total export deviation credit for exporter k in respect of his exports through the interconnections, the dispatch day d	€	EP_{kd}	Output calculated	
Export Deviation credit for Load Representative k, for export through the interconnection node m during dispatch period t	€	IMP_{kmt}	Input calculated on Table 10	

<p>Equation: $EP_{kd} = \sum_{i=1}^{24} \sum_{m=1}^n IMP_{kmi}$</p> <p>$n =$ the number of interconnection nodes</p> <p>Notes:</p>
--

Table No.: 33	Description: Daily credits for HTSO j in respect of his emergency import deviations through the interconnections the dispatch day d			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total import deviation credit for HTSO who acts as Load Representative j in respect of his emergency imports through the interconnections the dispatch day d	€	IC_{HTSOjd}	Output calculated	
Import Deviation credit for HTSO, for emergency import through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMP_{HTSOjmt}$	Input calculated on Table 9	
<p>Equation: $IC_{HTSOjd} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{m=1}^n IMP_{HTSOjmt}$</p> <p>$m =$ the number of interconnection nodes</p> <p>IC_{HTSOjd} is a credit for the HTSO</p>				
<p>Notes:</p> <p>A credit is calculated concerning the Uplift Account for the provision of Ancillary Services Supplementary Energy Provision, Emergency Imports and Cold Reserve Units (UA-3) for the dispatch day d and a debit is calculated concerning the Generations Deviations, Instructed and Uninstructed Generations Deviations Settlement Account (A-C).</p>				

Table No.: 33 B	Description: Daily credit or debit for HTSO in respect of his import deviations concerning return of emergencies through the interconnections the dispatch day d			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total import deviation credit or debit for HTSO who acts as Load Representative in respect of his imports concerning return of emergencies through the interconnections the dispatch day d	€	$ICREJ_{HTSO.d}$	Output calculated	

Import Deviation credit or debit for HTSO, due to return emergency programs, through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMPREI_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 9B	
Equation: $ICREI_{HTSO,d} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{m=1}^n IMPREI_{HTSO,m,t}$ n = the number of interconnection nodes				
Notes:				

Table No.: 33 C	Description: Daily credit or debit for HTSO in respect of his import deviations concerning return of guarantees of commercial schedules through the interconnections the dispatch day d			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total import deviation credit or debit for HTSO who acts as Load Representative in respect of his imports concerning return of guarantees of commercial schedules through the interconnections the dispatch day d	€	$ICRGI_{HTSO,d}$	Output calculated	
Import Deviation credit or debit for HTSO, due to return of guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMPRGI_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 9C	
Equation: $ICRGI_{HTSO,d} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{m=1}^n IMPRGI_{HTSO,m,t}$ m = the number of interconnection nodes				
Notes:				

Table No.: 33 D	Description: Daily credit or debit for HTSO in respect of his import deviations concerning guarantees of commercial schedules through the interconnections the dispatch day d			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total import deviation credit or debit for HTSO who acts as Load Representative in respect of his imports concerning guarantees of commercial schedules through the	€	$ICGI_{HTSO,d}$	Output calculated	

interconnections the dispatch day d				
Import Deviation credit or debit for HTSO, due to guarantees for commercial schedules, through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMP_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 9D	
Equation: $ICGI_{HTSO,d} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{m=1}^n IMP_{HTSO,m,t}$ m = the number of interconnection nodes				
Notes:				

Table No.: 34	Description: Daily debits for HTSO k in respect of his emergency export deviations through the interconnections the dispatch day d			
Rules Ref:				Calculation order:
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total export deviation credit for HTSO who acts as exporter k in respect of his emergency exports through the interconnections, the dispatch day d	€	$EP_{HTSO,k,d}$	Output calculated	
Export Deviation credit for HTSO k, for emergency export deviation through the interconnection node m during dispatch period t	€	$IMP_{HTSO,km,t}$	Input calculated on Table 10	
Equation: $EP_{HTSO,k,d} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{m=1}^n IMP_{HTSO,km,t}$ n = the number of interconnection nodes				
Notes: $EP_{HTSO,k,d}$ is a debit for the HTSO A debit is calculated concerning the Uplift Account for the provision of Ancillary Services Supplementary Energy Provision, Emergency Imports and Cold Reserve Units (UA-3) for the dispatch day d and a credit is calculated concerning the Generations Deviations, Instructed and Uninstructed Generations Deviations Settlement Account (A-C).				

Table No.: 34B	Description: Daily credits or debits for HTSO in respect of his return of emergency export deviations through the interconnections the dispatch day d			
Rules Ref:				Calculation order:
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision

Total export deviation credit or debit for HTSO who acts as exporter in respect of his return of emergency schedules through the interconnections, the dispatch day d	€	$EPREE_{HTSO,d}$	Output calculated	
Export Deviation quantity due to return emergency programs, concerning the HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	€	$IMPREE_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 10B	
Equation: $EPREE_{HTSO,d} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{m=1}^n IMPREE_{HTSO,m,t}$ <i>n</i> = the number of interconnection nodes				
Notes:				

Table No.: 34C	Description: Daily credits or debits for HTSO in respect of his return of guarantees for commercial schedules export deviations through the interconnections the dispatch day d			
Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total export deviation credit or debit for HTSO who acts as exporter in respect of his return of guarantees for commercial schedules through the interconnections, the dispatch day d	€	$EPRGE_{HTSO,d}$	Output calculated	
Export Deviation quantity due to return of guarantees for commercial schedules, concerning the HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	€	$IMPRGE_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 10C	
Equation: $EPRGE_{HTSO,d} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{m=1}^n IMPRGE_{HTSO,m,t}$ <i>n</i> = the number of interconnection nodes				
Notes:				

Table No.: 34D	Description: Daily credits or debits for HTSO in respect of his guarantees for commercial schedules export deviations through the interconnections the dispatch day d			
-----------------------	--	--	--	--

Rules Ref:			Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Precision
Total export deviation credit or debit for HTSO who acts as exporter in respect of his guarantees for commercial schedules through the interconnections, the dispatch day d	€	$EPGE_{HTSO,d}$	Output calculated	
Export Deviation quantity due to guarantees for commercial schedules, concerning the HTSO who exports electrical energy through the interconnection node m during the dispatch period t	€	$IMPGE_{HTSO,m,t}$	Input calculated on Table 10D	
Equation: $EPGE_{HTSO,d} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{m=1}^n IMPGE_{HTSO,m,t}$				
$n =$ the number of interconnection nodes				
Notes:				

Annex A-Subscript summary list

For the purposes of the Imbalances Settlement Procedure the following symbols are used

Subscript	Meaning
d	Dispatch Day
p	Load Representative
g	Producer. For the purposes of Imbalance Settlement , this symbol is also used for the HTSO who acts as a producer for Units in commissioning operation, contracted units for supplementary system energy, cold reserve units for which the HTSO submits offers
u	Dispatchable Units, units in commissioning operation, contracted units for supplementary system energy, provided that the unit generates energy .
U'	Dispatchable units that are scheduled to operate just for providing reserve , cold reserve units, contracted units for ancillary services in respect of their production.
r	Units under Article 35 of Law 2773/99 (renewable and cogeneration)
k	Load Representatives exporting energy from Greece. Exports corresponding to adjusting schedules for flow deviations at the interconnections for which the HTSO submits Load declarations are included.
j	Load Representatives importing energy into Greece. Imports corresponding to adjusting schedules for flow deviations at the interconnections for which the HTSO submits energy offers are included.
i	The connection point of a Meter to the System
m	The interconnection node for energy imports and exports
t	The Dispatch period
c	Customer category
s	Priced blocks of an Energy Offer corresponding to Unit u
f	The steps of the incremental cost stepwise function of a unit u as described on the table B entitled "Incremental cost parameters" of the Techno-Economic Declaration

z	Operational zone
S	Transmission System

Annex A-Subscript summary list

For the purposes of the Imbalances Settlement Procedure the following symbols are used

Subscript	Meaning
d	Dispatch Day
p	Load Representative
g	Producer. For the purposes of Imbalance Settlement , this symbol is also used for the HTSO who acts as a producer for Units in commissioning operation, contracted units for supplementary system energy, cold reserve units for which the HTSO submits offers
u	Dispatchable Units, units in commissioning operation, contracted units for supplementary system energy, provided that the unit generates energy .
U'	Dispatchable units that are scheduled to operate just for providing reserve , cold reserve units, contracted units for ancillary services in respect of their production.
r	Units under Article 35 of Law 2773/99 (renewable and cogeneration)
k	Load Representatives exporting energy from Greece. Exports corresponding to adjusting schedules for flow deviations at the interconnections for which the HTSO submits Load declarations are included.
j	Load Representatives importing energy into Greece. Imports corresponding to adjusting schedules for flow deviations at the interconnections for which the HTSO submits energy offers are included.
i	The connection point of a Meter to the System
m	The interconnection node for energy imports and exports
t	The Dispatch period
c	Customer category

s	Priced blocks of an Energy Offer corresponding to Unit u
f	The steps of the incremental cost stepwise function of a unit u as described on the table B entitled "Incremental cost parameters" of the Techno-Economic Declaration
z	Operational zone
S	Transmission System

III.4. Recovery Cost Formulation

Table No.: RC1		Description: Total credit/debit during Dispatch Period t for dispatchable unit u (excluding hydro and commissioning units) from DAS and Imbalances Settlement.	
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total credit or debit from DAS and Imbalances of the dispatchable unit u for the dispatch period t	€	$TR_{u,t}$	Output calculated
Total credit or debit from Imbalances corresponding to Instructed Deviations of the dispatchable unit u for the dispatch period t	€	$IR_{u,t}$	Output calculated
Credit amount of the dispatchable unit u for the dispatch period t for its DAS energy quantity	€	$DAER_{u,t}$	Input from DAS Table 1 $DAER_{p,o,t}$
Additional debit or credit of the dispatchable unit u for the dispatch period t related to its DAS energy quantity	€	$DAARP_{u,t}$	Input from DAS Table 3 $DAARP_{p,o,t}$
Generation deviation credit or debit for Unit u	€	$IMP_{u,t}$	Input from Imbalance Table 2
Additional charge for unit u due to Uninstructed Generation deviation in case of a Generation Increase Instruction	€	$CONP_{u,t}$	Input from Imbalance Table 18
Additional credit or debit regarding a decrease in the generation of unit u,	€	$COFC_{u,t}$	Input from Imbalance Table 25

following a dispatch instruction, for the dispatch period t			
Temporary charge for the total quantity of energy that has not been generated by the unit u, following a dispatch instruction for generation decrease, during the dispatch period t	€	$COFCn_{u,t}$	Input from Imbalance Table 24A
Instructed Deviation	MWh	$INSTQ_{u,t}$	Input from Imbalance Table 16
Adjusted energy quantity per dispatch period t, during which unit u has been called upon to inject energy in the System following $INSTu_{t,t}$ instruction issued by HTSO	MWh	$INSTMu_{u,t}$	Input from Imbalance Table 16
Net production of unit u for the dispatch period t	MWh	$NP_{u,t}$	Input calculated in ENERGY QUANTITIES Table 1 (used also in Imbalances (e.g. Table 18))
Energy quantity corresponding to the energy offer of unit u as this has been included in the DAS Schedule	MWh	$DASQ_{u,t}$	Input from DAS xml. The Generation Loss Factors are not taken into account (used in Imbalances (e.g. Table 1)) DASQ_UT
<p>Equation:</p> $IR_{u,t} = IMP_{u,t} + CONP_{u,t} + COFC_{u,t}$ <p>IF $NP_{u,t} < DASQ_{u,t}$ AND $INSTQ_{u,t} \leq 0$ THEN $IR_{u,t} = 0$</p> <p>IF $NP_{u,t} < INSTM_{u,t}$ AND $INSTQ_{u,t} > 0$ THEN $IR_{u,t} = COFCn_{u,t}$</p> $TR_{u,t} = DAER_{u,t} + DAARP_{u,t} - IR_{u,t}$			
<p>Notes:</p> <p>For variables used in DAS settlement positive values correspond to credits and negative values to debits for participants while for variables used in Imbalance settlement positive values correspond to debits and negative values to credits for participants.</p>			

Table No.: RC2		Description: Total unit production cost calculated based on variable cost and charge increase factor (according to article 190 b) during Dispatch Period t for the dispatchable unit u (excluding hydro and commissioning units)	
Rules Ref:		Calculation order:	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total credit of the dispatchable unit u for the dispatch period t for compensation based on the variable cost (Art. 190b)	€	VCRF _{u,t}	Output calculated
Total credit of the dispatchable unit u for the dispatch period t for compensation based on the variable cost and charge increase factor (Art. 190b)	€	VCR _{u,t}	Output calculated
Energy quantity which unit u should have generated during dispatch period t following the dispatch instruction issued by HTSO.	MWh	DINST _{u,t}	Input from the Market
Net production of unit u for the dispatch period t	MWh	NP _{u,t}	Input calculated in ENERGY QUANTITIES Table 1 (used also in Imbalances (e.g. Table 18))
Adjusted energy quantity per dispatch period t, during which unit u has been called upon to inject energy in the System following INST _{u,t} instruction issued by HTSO	MWh	INST _{Mu,t}	Input from Imbalance Table 16
Variable Cost price of the dispatchable unit u when working at a generation level of Q MW	€/MWh	VC _{u(Q)}	New input from the Market System

Charge increase factor (percentage)	%	UP	Input from Recovery Cost SD (Constant)
Equation: IF $INSTMut < NPut$ $VCRF_{u,t} = INSTM_{u,t} \times VC_u(INSTM_{u,t})$ ELSE $VCRF_{u,t} = \min(DINST_{u,t}, NP_{u,t}) \times VC_u(\min(DINST_{u,t}, NP_{u,t}))$ $VCR_{u,t} = VCRF_{u,t} \times (1 + \frac{UP}{100})$			
Notes: UP=10 based on RAE resolution 2258/2010			

Table No.: RC3	Description: Additional remuneration (according to article 190 b) during Cost Recovery Period t for the dispatchable unit u (excluding hydro and commissioning units)		
Rules Ref:			Calculation order:
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type
Total credit of the dispatchable unit u for the Recovery Cost Period j for compensation based on the variable cost and charge increase factor (Art. 190b)	€	$DVC_{u,j}$	Output calculated
Total credit or debit from DAS and Imbalances (the appropriate part participates) of the dispatchable unit u for the dispatch period t	€	$DTR_{u,j}$	Output calculated
Additional credit of the dispatchable unit u for the Recovery Cost Period j for compensation based on the variable cost (Art. 190b)	€	$RC_{u,j}$	Output calculated
The Dispatch Period at which the i interval zone of the j Recovery Cost Period starts		$ts(i,j)$	Input from Recovery Cost SD (Constant)

The Dispatch Period at which the <i>i</i> interval zone of the <i>j</i> Recovery Cost Period ends		$te(i,j)$	Input from Recovery Cost SD (Constant)
Number of Recovery Cost Periods in a Dispatch Day		n	Input from Recovery Cost SD (Constant)
Number of Interval zones in the <i>j</i> Recovery Cost Period. Each interval zone is a time period of sequential Dispatch Periods.		$Z(j)$	Input from Recovery Cost SD (Constant)
Total credit or debit from DAS and Imbalances of the dispatchable unit <i>u</i> for the dispatch period <i>t</i>	€	$TR_{u,t}$	Input from Table RC1
Total credit of the dispatchable unit <i>u</i> for the dispatch period <i>t</i> for compensation based on the variable cost and charge increase factor (Art. 190b)	€	$VCR_{u,t}$	Input from Table RC2
<p>Equation: For each Recovery Cost Period <i>j</i> where <i>j</i> takes values from 1 to n</p> $DVC_{u,j} = \sum_{i=1}^{z(j)} \sum_{t=ts(i,j)}^{te(i,j)} (VCR_{u,t})$ $DTR_{u,j} = \sum_{i=1}^{z(j)} \sum_{t=ts(i,j)}^{te(i,j)} (TR_{u,t})$ $RC_{u,j} = \max(DVC_{u,j} - DTR_{u,j}, 0)$			
Notes:			

Table No.: RC4	Description: Hourly allocation of the Recovery Cost Calculation		
Rules Ref:			Calculation order:
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type

Additional credit of the dispatchable unit u for the Recovery Cost Period j for compensation based on the variable cost (Art. 190b)	€	$RC_{u,j}$	Input from Table RC3
Total credit or debit from DAS and Imbalances of the dispatchable unit u for the dispatch period t	€	$TR_{u,t}$	Input from Table RC1
Total credit of the dispatchable unit u for the dispatch period t for compensation based on the variable cost and charge increase factor (Art. 190b)	€	$VCR_{u,t}$	Input from Table RC2
Recovery Cost for unit u during Dispatch Period t	€	$HRC_{u,t}$	Output calculated
<p>Equation: For each Recovery Cost Period j=1 to n IF $RC_{u,j} > 0$ THEN For i=1 to z(j) For t=ts(i,j) to te(i,j) $HRC_{u,t} = VCR_{u,t} - TR_{u,t}$ ELSE $HRC_{u,t} = 0$</p>			
Notes:			

III.5. Uplift Accounts Formulation

III.5.1. Preliminary Calculations

Table No.: UPP1	Description: Calculation of scheduled net export energy for dispatch period t, for the Load Representative k			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total energy quantity corresponding to scheduled import through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative j. This quantity is already reduced by the appropriate loss factor	MWh	$MQ_{j,m,t}$	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	$MQ_{k,m,t}$	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to scheduled NET export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	$NMQ_{k,t}$	Output	
Equation: $NMQ_{k,t} = \max \left\{ 0, \left[\sum_m MQ_{k,m,t} - \sum_m MQ_{j,m,t} \right]_{k=j} \right\}$				
Line Item: No				
Notes				

Table No.: UPP2	Description: Calculation of scheduled net export energy for month μ , for the Load Representative k			
Rules Ref:			Calculation order:2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total energy quantity corresponding to scheduled NET export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	$NMQ_{k,t}$	Output	
Total energy quantity corresponding to scheduled NET export as this has been realised in real time during the month μ , for the Load Representative k	MWh	$NMQ_{k,\mu}$	Output	

Equation: $NMQ_{k,\mu} = \sum_t NMQ_{k,t}$
Line Item: No
Notes:

III.5.2. DAS financial coverage

Monthly Calculations

Table No.:UP1.1	Description: Measured Energy Quantity for the calendar year y			
Rules Ref:	Calculation order:1			
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, for the calendar year y, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative (from the beginning of the calendar year y to the end of the calculation month)	MWh	MQ _{p,y}	Output	
Equation: $MQ_{p,y} = \sum_{t \in y} MQ_{p,t}$				
Line Item: No				
Notes				

Table No.:UP1.2	Description: Total energy quantity corresponding to a scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the year y, for the Load Representative k			
Rules Ref:	Calculation order:1			
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total energy quantity corresponding to a realized scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	MQ _{k,m,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to a realized scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the year y, for	MWh	MQ _{k,m,y}	Output	

the Load Representative k (from the beginning of the calendar year y to the end of the calculation month)				
Equation: $MQ_{k,m,y} = \sum_{\forall t \in y} MQ_{k,m,t}$				
Line Item: No				
Notes:				

Table No.: UP1.3	Description: Uplift for the Account for DAS Financial Coverage (monthly calculations)			
Rules Ref:			Calculation order: 2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Financial Coverage Cost for month μ	Currency	FCC_{μ}	User Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, for the calendar year y, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative (from the beginning of the calendar year y to the end of the calculation month)	MWh	$MQ_{p,y}$	Calculated input	
Total energy quantity corresponding to a realised scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the year y, for the Load Representative k (from the beginning of the calendar year y to the end of the calculation month)	MWh	$MQ_{k,m,y}$	Calculated input	
Financial Coverage Charges for each participant p month μ	Currency	$FCCH_{p,\mu}$	Output	
Equation: $FCCH_{p,\mu} = \frac{MQ_{p,y} + \sum_{\forall m} MQ_{k,m,y}}{\sum_{\forall p} MQ_{p,y} + \sum_{\forall k} \sum_{\forall m} MQ_{k,m,y}} \times FCC_{\mu}$				
Line Item: Yes				
Credited Account: UA-1				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Semester Calculations

Table No.: UP1.4	Description: Uplift for the Account for DAS Financial Coverage
-------------------------	---

(semester calculations)				
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Balance for Financial Coverage Costs for the Semester	Currency	BFCC _s	User Input	
Relevant Financial Coverage Charges for participant p for semester s		RFCC _{p,s}	User Input	
Semester Financial Coverage Payment (Charge or Credit) for each participant p month μ	Currency	SPTCC _{p,s}	Output	
Equation: $SPTCC_{p,s} = \frac{RFCC_{p,s}}{\sum_p RFCC_{p,s}} \times BFCC_s$				
Line Item: Yes				
Credited Account: UA-1				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Annual Calculations

Table No.:UP1.5	Description: Uplift for the Account for DAS Financial Coverage (annual calculations)			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Fixed Financial Coverage Cost for year y	Currency	FFCC _y	User Input	
Fixed Financial Coverage Cost Unit Price for year y	Currency	FFCCUP _y	User Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, for the calendar year y, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative (from the beginning of the calendar year y to the last available day of the calendar year)	MWh	MQ _{p,y-1}	Calculated input	
Total energy quantity corresponding to a realised scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the year y, for the Load Representative k (from the beginning of the calendar year y to the last available day of the	MWh	MQ _{k,m,y-1}	Calculated input	

calendar year)				
Fixed Charge for Financial Coverage for each participant p and year y	Currency	FCFCC _{p,y}	Output	
Equation: $FCFCC_{p,y} = \frac{MQ_{p,y-1} + \sum_{\forall m} MQ_{k,m,y-1}}{\sum_{\forall p} MQ_{p,y-1} + \sum_{\forall k} \sum_{\forall m} MQ_{k,m,y-1}} \times FFCC_y$				
Line Item: Yes				
Credited Account: UA-1				
Debited Account: Load Representative p				
Notes: In case the date of the calculation is after the end of the calendar year y-1 the total energy quantity corresponds to the whole calendar year y-1.				

III.5.3. Balancing

Table No.:UP2.1		Description: Total Amount for Balancing for Dispatch Period t			
Rules Ref:			Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Exists also in table	Comments
Generation Deviation debit or credit for dispatchable units and Dispatch Period t	Currency	$\Sigma_{du}IMP_{u,t}$	Calculated Input	OV-2	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Additional charges for dispatchable units due to generation deviation in case of a generation increase instruction	Currency	$\Sigma_{du}CONP_{u,t}$	Calculated Input	OV-2	<u>Not in Resid formula</u> In Statement
Additional charges for dispatchable units due to generation deviation in case of a generation decrease instruction	Currency	$\Sigma_{du}COFC_{u,t}$	Calculated Input	OV-2	<u>Not in Resid formula</u> In Statement
Generation Deviation debit or credit for units in commissioning operation and Dispatch Period t	Currency	$\Sigma_{co}IMP_{u,t}$	Calculated Input	OV-2	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Additional charges for units in commissioning operation due to generation deviation in case of a generation increase instruction	Currency	$\Sigma_{co}CONP_{u,t}$	Calculated Input	OV-2	<u>Not in Resid formula</u> In Statement
Additional charges for units in commissioning operation due to generation deviation in case of a generation decrease instruction	Currency	$\Sigma_{co}COFC_{u,t}$	Calculated Input	OV-2	<u>Not in Resid formula</u> In Statement
Generation Deviation debit or credit for contracted units and Dispatch Period t	Currency	$\Sigma_{cu}IMP_{u,t}$	Calculated Input	UP3.1	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Additional charges for contracted units due to	Currency	$\Sigma_{cu}CONP_{u,t}$	Calculated Input	UP3.1	In Resid formula

generation deviation in case of a generation increase instruction					<u>Not in Statement</u>
Additional charges for contracted units due to generation deviation in case of a generation decrease instruction	Currency	$\Sigma_{cu}COFC_{u,t}$	Calculated Input	UP3.1	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Generation Deviation debit or credit for cold reserve units and Dispatch Period t	Currency	$\Sigma_{cr}IMP_{u,t}$	Calculated Input	UP3.1	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Additional charges for cold reserve units due to generation deviation in case of a generation increase instruction	Currency	$\Sigma_{cr}CONP_{u,t}$	Calculated Input	UP3.1	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Additional charges for cold reserve units due to generation deviation in case of a generation decrease instruction	Currency	$\Sigma_{cr}COFC_{u,t}$	Calculated Input	UP3.1	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Generation Deviation credits or debit for all renewable units, during the dispatch period t	Currency	REC_t	Calculated Input		In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Supply payment remuneration balance for Load Representative p and Dispatch Period t	Currency	$SUP_BAL_{p,t}$	Calculated Input	OV-2 & OV-4	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Export Deviation Charge or Credit at Load Representative k who exports energy over the Interconnection Corridor m, during Dispatch Period t	Currency	$IMP_{k,m,t}$	Calculated Input	OV-2 & OV-4	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Import Deviation Charge or Credit at Load Representative j who imports energy over the Interconnection Corridor m, during Dispatch Period t	Currency	$IMP_{j,m,t}$	Calculated Input	OV-4	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Import Deviation Charge or Credit that corresponds to emergency imports submitted by HTSO over the Interconnection Corridor m, during Dispatch Period t	Currency	$IMP_{HTSOj,m,t}$	Calculated Input	UP3.1	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Export Deviation Charge or Credit that corresponds to emergency exports submitted by HTSO energy over the Interconnection Corridor m, during Dispatch Period t	Currency	$IMP_{HTSOk,m,t}$	Calculated Input	UP3.1	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Import Deviation credit or debit for HTSO due to return emergency programs through the interconnection node m during dispatch period t	Currency	$IMPREI_{HTSO,m,t}$	Calculated Input	UP3.1	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Import Deviation credit or debit for HTSO due to return of	Currency	$IMPRGI_{HTSO,m,t}$	Calculated		<u>Not in Resid</u>

guarantees for commercial schedules through the interconnection node m during dispatch period t			Input		<u>formula</u> In Statement
Import Deviation credit or debit for HTSO due to guarantees for commercial schedules through the interconnection node m during dispatch period t	Currency	$IMPGL_{HTSO,m,t}$	Calculated Input		<u>Not in Resid formula</u> In Statement
Export Deviation credit or debit for HTSO due to return emergency programs through the interconnection node m during dispatch period t	Currency	$IMPREE_{HTSO,m,t}$	Calculated Input	UP3.1	In Resid formula <u>Not in Statement</u>
Export Deviation credit or debit for HTSO due to return of guarantees for commercial schedules through the interconnection node m during dispatch period t	Currency	$IMPRGE_{HTSO,m,t}$	Calculated Input		<u>Not in Resid formula</u> In Statement
Export Deviation credit or debit for HTSO due to guarantees for commercial schedules through the interconnection node m during dispatch period t	Currency	$IMPGE_{HTSO,m,t}$	Calculated Input		<u>Not in Resid formula</u> In Statement
Charge or credit corresponding to the total energy deviation quantity at the interconnections during dispatch period t	Currency	$IMPt$	Calculated Input		<u>Not in Resid formula</u> In Statement
Credit amount in DAS for the Energy Offer (import) submitted by HTSO which is included in the DAS schedule and corresponds to the <u>adjusting schedules for flow deviations</u> at the interconnection corridor m for dispatch period t	Currency	$DAERS_{HTSO,os,t} + DAARPS_{HTSO,os,t}$	Calculated Input		In RESID formula In Statement
Debit amount in DAS for Load Declaration (export) submitted by HTSO which is included in the DAS schedule and corresponds to the <u>adjusting schedules for flow deviations</u> at the interconnection corridor m for dispatch period t	Currency	$DAEPD_{HTSO,ld,t}$	Calculated Input		In RESID formula In Statement
Credit in DAS for energy offers corresponding to return of emergency schedules included in DAS	Currency	$DAERRE_{HTSO,re,t} + DAARPRE_{HTSO,re,t}$	Calculated Input	UP3.1	<u>Not in formula</u> <u>Not in Statement</u>
Credit in DAS for energy offers corresponding to return of guarantees of commercial	Currency	$DAERRG_{HTSO,rg,t} +$	Calculated Input		In RESID formula In Statement

schedules for imports included in DAS		DAARPRG _{HTSO,rg,t}			
Credit in DAS for energy offers corresponding to guarantees of commercial schedules for imports included in DAS	Currency	DAERG _{HTSO,gc,t} + DAARPG _{HTSO,gc,t}	Calculated Input		In RESID formula In Statement
Credit in DAS for energy offers corresponding to monthly deviations on the interconnections included in DAS	Currency	DAERB _{HTSO,bi,t} + DAARPB _{HTSO,bi,t}	Calculated Input		In RESID formula In Statement
Debit in DAS for load declaration corresponding to return of emergency schedules included in DAS	Currency	DAEPRE _{HTSO,re,t}	Calculated Input	UP3.1	<u>Not in formula</u> <u>Not in Statement</u>
Debit in DAS for load declaration corresponding to return of guarantees of commercial schedules for imports included in DAS	Currency	DAEPRG _{HTSO,rg,t}	Calculated Input		In RESID formula In Statement
Debit in DAS for load declaration corresponding to guarantees of commercial schedules for imports included in DAS	Currency	DAEPG _{HTSO,gc,t}	Calculated Input		In RESID formula In Statement
Debit in DAS for energy offers corresponding to monthly deviations on the interconnections included in DAS	Currency	DAEPB _{HTSO,bi,t}	Calculated Input		In RESID formula In Statement
Total amount for Balancing for Dispatch Period t	Currency	RESID _t	Output		

$$\begin{aligned}
 \text{RESID}_t = & \left\{ \left(\text{DAERRG}_{\text{HTSO,rg,t}} + \text{DAARPRG}_{\text{HTSO,rg,t}} \right) + \text{DAEPRG}_{\text{HTSO,t}} + \right. \\
 & \left(\text{DAERG}_{\text{HTSO,gc,t}} + \text{DAARPG}_{\text{HTSO,gc,t}} \right) + \text{DAEPG}_{\text{HTSO,t}} + \\
 & \left(\text{DAERS}_{\text{HTSO,os,t}} + \text{DAARPS}_{\text{HTSO,os,t}} \right) + \text{DAEPS}_{\text{HTSO,t}} + \\
 & \left. \left(\text{DAERB}_{\text{HTSO,bi,t}} + \text{DAARPB}_{\text{HTSO,bi,t}} \right) + \text{DAEPB}_{\text{HTSO,t}} \right\} - \\
 \text{Equation: } & \left\{ \sum_{\text{du,co,cu,cr}} (\text{IMP}_{\text{u,t}} + \text{CONP}_{\text{u,t}} + \text{COFC}_{\text{u,t}}) + \text{REC}_t + \sum_{\text{p}} \text{SUP_BAL}_{\text{p,t}} \right. \\
 & + \sum_{\text{k}} \sum_{\text{m}} \text{IMP}_{\text{k,m,t}} + \sum_{\text{j}} \sum_{\text{m}} \text{IMP}_{\text{j,m,t}} + \sum_{\text{m}} \text{IMP}_{\text{HTSOk,m,t}} + \sum_{\text{m}} \text{IMP}_{\text{HTSOj,m,t}} \\
 & \left. + \sum_{\text{m}} \text{IMPRI}_{\text{HTSO,m,t}} + \sum_{\text{m}} \text{IMPREE}_{\text{HTSO,m,t}} \right\}
 \end{aligned}$$

Line Item: No
Notes:

Table No.:UP2.2	Description: Balance for the Imbalances Settlement Procedure for month μ			
Rules Ref:	Calculation order:2			
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total amount for Balancing for Dispatch Period t	Currency	RESID _t	Calculated Input	
Total amount for Balancing for month μ	Currency	RESID _{μ}	Output	
Equation: $RESID_{\mu} = \sum_t RESID_t$				
Line Item: No				
Notes: Monthly sums must be calculated for all variables described in table UP2.1				

Table No.:UP2.3	Description: Total charge to the Uplift Account UA-2 for the Load Representative p for the Dispatch Period t			
Rules Ref:	Calculation order:2			
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to scheduled NET export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	NMQ _{k,t}	Calculated Input	
Charge or credit to the Uplift Account due to deficit or balance for the Imbalances Settlement Procedure for Dispatch Period t	Currency	RESID _t	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-2 for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT2 _{p,t}	Output	
Equation: $UPLIFT2_{p,t} = RESID_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$				
Line Item: No				

Credited Account: UA-2
Debited Account: Load Representative p
Notes:

Table No.:UP2.4	Description: Total charge to the Uplift Account UA-2 for the Load Representative p for the day d			
Rules Ref:			Calculation order:3	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total charge to the Uplift Account UA-2 for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT2 _{p,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-2 for the Load Representative p for the day d	Currency	UPLIFT2 _{p,d}	Output	
Line Item: No				
Credited Account: UA-2				
Debited Account: Load Representative p				
Equation: $UPLIFT2_{p,d} = \sum_{\forall t \in d} UPLIFT2_{p,t}$				
Notes:				

Table No.:UP2.5	Description: Total charge to the Uplift Account UA-2 for the Load Representative p for the month μ			
Rules Ref:			Calculation order:4	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total charge to the Uplift Account UA-2 for the Load Representative p for the day d	Currency	UPLIFT2 _{p,d}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-2 for the Load Representative p for the Month μ	Currency	UPLIFT2 _{p,μ}	Output	
Equation: $UPLIFT2_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} UPLIFT2_{p,d}$				
Line Item: Yes				
Credited Account: UA-2				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Note:

After the end of each calendar year any accounting balance is debited or credited to the participants according to described allocation factors using annual figures.

$$UPLIFT2_{p,y} = AccountingBalance_{UA2,y} \times \frac{\sum_{\forall i \in y} MQ_{p,i} + \sum_{\forall i \in y} NMQ_{k,i}}{\sum_{\forall i \in y} \sum_{\forall p} MQ_{p,i} + \sum_{\forall i \in y} \sum_{\forall k} NMQ_{k,i}}$$

III.5.4. Ancillary services

III.5.5. Preliminary Calculations

Allocation of the reimbursement of the Generation Units for Cost Recovery Mechanism to each dispatch period.

Table No.:UP3.1		Description: Unit Charge for UA3 regarding the Cost Recovery Mechanism for dispatch period t		
Rules Ref:		Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Credit for Dispatchable unit u regarding the Cost Recovery Mechanism for day d	Currency	CRM _{u,d}	Calculated Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to realised NET scheduled export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	NMQ _{k,t}	Calculated Input	
Unit Charge for UA3 regarding the Cost Recovery Mechanism for dispatch period t	Currency/ MWh	CRMUP _t	Output	
Equation:				
$CRMUP_t = \frac{\sum_u CRM_{u,d}}{\sum_{t=1}^{24} \left\{ \left[\sum_{\forall p,k} (MQ_{pt} + NMQ_{kt}) \right]^2 \right\}} \times \sum_{\forall p,k} (MQ_{pt} + NMQ_{kt})$				

Line Item: No
Notes:

Table No.:UP3.2	Description: Total Credit for Dispatchable units regarding the Cost Recovery Mechanism for dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Unit Charge for UA3 regarding the Cost Recovery Mechanism for dispatch period t	Currency/ MWh	CRMUP _t	Calculated Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to realised NET scheduled export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	NMQ _{k,t}	Calculated Input	
Total Credit for Dispatchable units regarding the Cost Recovery Mechanism for Dispatch Period t	Currency	CRM _t	Output	
Equation:				
$CRM_t = CRMUP_t \times \sum_{\forall p,k} (MQ_{p,t} + NMQ_{k,t})$				
Line Item: No				
Notes:				

Allocation of the reimbursement of the Generation Units regarding Desynchronization Cost to each dispatch period.

Table No.:UP3.3	Description: Unit Charge for UA3 regarding the Desynchronization of Generation units for dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Credit for Dispatchable unit u regarding the desynchronization for dispatch period t	Currency	RDS _{u,t}	Input	

Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to realised NET scheduled export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	NMQ _{k,t}	Calculated Input	
Unit Charge for UA3 regarding the desynchronization cost for dispatch period t	Currency/ MWh	RDSUP _t	Output	
Equation:				
$RDSUP_t = \frac{\sum_{\forall u, t \in d} RDS_{ut}}{\sum_{t=1}^{24} \left\{ \left[\sum_{\forall p, k} (MQ_{pt} + NMQ_{kt}) \right]^2 \right\}} \times \sum_{\forall p, k} (MQ_{pt} + NMQ_{kt})$				
Line Item: No				
Notes:				

Table No.:UP3.4	Description: Total Credit for Dispatchable units regarding the Desynchronization of Generation Units for dispatch period t			
Rules Ref:				Calculation order:2
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Unit Charge for UA3 regarding the desynchronization cost for dispatch period t	Currency	RDSUP _t	Calculated Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to realised NET scheduled export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	NMQ _{k,t}	Calculated Input	
Total Credit for Dispatchable units regarding the Desynchronization of	Currency	RDS _t	Output	

Generation Units for dispatch period t				
Equation:				
$RDS_t = RDSUP_t \times \sum_{\forall p,k} (MQ_{pt} + NMQ_{kt})$				
Line Item: No				
Notes:				

Allocation of the reimbursement of the Generation Units regarding “Additional Costs for Natural Gas Supply” to each dispatch period.

Table No.:UP3.5	Description: Cost of “Additional Costs for Natural Gas Supply” for unit u for dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Reimbursement for Dispatchable unit u regarding “Additional Costs for Natural Gas Supply” for month μ	Currency	RNGS _{u,μ}	Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Injection by a producer for his unit u during Dispatch Period t	MWh	MQ _{u,t}	Calculated Input	
Cost of “Additional Costs for Natural Gas Supply” for unit u for dispatch period t	Currency/ MWh	RNGS _{u,t}	Output	
Equation:				
$RNGS_{u,t} = RNGS_{u,\mu} \frac{MQ_{u,t}}{\sum_{t \in \mu} MQ_{u,t}}$				
Line Item: No				
Notes:				

Table No.:UP3.6	Description: Cost of “Additional Costs for Natural Gas Supply” for dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable	Comments

			Type	
Cost of "Additional Costs for Natural Gas Supply" for unit u for dispatch period t	Currency/ MWh	RNGS _{u,t}	Calculated Input	
Cost of "Additional Costs for Natural Gas Supply" for dispatch period t	Currency/ MWh	RNGS _t	Output	
Equation:				
$RNGS_t = \sum_u RNGS_{u,t}$				
Line Item: No				
Notes:				

Calculation of the cost for Cross-Border Trade for each dispatch period.

Table No.:UP3.6	Description: Cost of Cross-Border Trade between countries in the ITC mechanism for dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Monthly amount according to the Settlement Notice from ENTSO-E regarding the ITC agreement for month μ	Currency	ITCSETTL _μ	Input	
Cost of Cross-Border Trade between countries in the ITC mechanism for dispatch period t	Currency	ITCSETTL _t	Output	
Equation:				
$ITCSETTL_t = \frac{ITCSETTL_\mu}{\text{Number of hours in month } \mu}$				
Line Item: No				
Notes: In case the Settlement Notice from ENSO-E regards a period larger than a month then the total amount is allocated to each month according to the number of days of each month.				

Table No.:UP3.7	Description: Cost of Cross-Border Trade with perimeter countries for dispatch period t			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Perimeter fee applicable for month μ	Currency/	PERFEE _μ	Input	

	MWh			
Total energy quantity (before losses) corresponding to a scheduled import through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the importer j or HTSO	MWh	$MQNL_{j,HTSO,m,t}$	Input	
Total energy quantity corresponding to a realized scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k or HTSO	MWh	$MQ_{k,HTSO,m,t}$	Input	
Amount for Cross-Border Trade with perimeter countries for dispatch period t	Currency	$ITCPEP_t$	Output	
Equation:				
$ITCPEP_t = PERFEE_{\mu} \times \left \sum_{j,HTSO} MQNL_{j,HTSO,m,t} - \sum_{k,HTSO} MQ_{k,HTSO,m,t} \right , m = TURKEY$				
Line Item: No				
Notes:				

Table No.:UP3.8	Description: Cost of Cross-Border Trade with perimeter countries for dispatch period t			
Rules Ref:				Calculation order:2
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Amount according to the Settlement Notice from ENTSO-E regarding the ITC agreement for dispatch period t	Currency	$ITCSETTL_t$	Calculated Input	
Amount for Cross-Border Trade with perimeter countries for dispatch period t	Currency	$ITCPEP_t$	Calculated Input	
Total amount for Cross-Border Trade for dispatch period t	Currency	CBT_t	Output	
Equation:				
$CBT_t = ITCSETTL_t + ITCPEP_t$				
Line Item: No				
Notes:				

III.5.6. Calculation for each Participant and dispatch period

Table No.:UP3.9	Description: Total charge to the Uplift Account UA-3 for the provision of
------------------------	--

		Ancillary Services by dispatchable units for the Load Representative p for the Dispatch Period t		
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total Payment for the provision of Ancillary Services by dispatchable units	Currency	ASP _t	Calculated Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to realised NET scheduled export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	NMQ _{k,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-3 for the provision of Ancillary Services by dispatchable units for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT3ASP _{p,t}	Output	
Equation:				
$UPLIFT3ASP_{p,t} = ASP_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$				
Line Item: No				
Credited Account: UA-3				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.:UP3.10	Description: Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding contracted and cold reserve units for the Dispatch Period t			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding contracted and cold reserve units for the Dispatch Period t	Currency	CONTR _t	Calculated Input	
Contractual payment to contracted and cold reserve units for the Dispatch Period t	Currency	PCU _t	Calculated Input	
The Credit Amount for the	Currency	ΣcoDAER _{u,t}	Calculated	

Energy Offer which is included in the DAS schedule and corresponds to the contacted units for dispatch period t.		(DAER _{p,es,t} + DAARP _{p,es,t})	Input	
Generation remuneration balance for a contracted unit included in the DAS Schedule for Dispatch Period t	Currency	ΣcoGEN_BAL _{u,t} (IMP _{u,t} +CONP _{u,t} +COFC _{u,t})	Calculated Input	UP2.1
The Credit Amount for the Energy Offer which is included in the DAS schedule and corresponds to the Cold Reserve units for dispatch period t.	Currency	ΣcrDAER _{u,t} (DAER _{p,es,t} + DAARP _{p,es,t})	Calculated Input	
Generation remuneration balance for Cold Reserve unit included in the DAS Schedule for Dispatch Period t	Currency	ΣcrGEN_BAL _{u,t} (IMP _{u,t} +CONP _{u,t} +COFC _{u,t})	Calculated Input	UP2.1
Equation:				
$CONTR_t = PCU_t - \sum_{co} DAER_{u,t} - \sum_{cr} DAER_{u,t} - \sum_{co} GEN_BAL_{u,t} - \sum_{cr} GEN_BAL_{u,t}$				
Line Item: No				
Credited Account: UA-3				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.:UP3.11	Description: Total charge to the Uplift Account UA-3 for contracted and cold reserve units for the Load Representative p for the Dispatch Period t			
Rules Ref:			Calculation order:2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding contracted and cold reserve units for the Dispatch Period t	Currency	CONTR _t	Calculated Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to realised NET scheduled export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	NMQ _{k,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-3A (Ancillary services except	Currency	UPLIFT3CO	Output	

CRM) for the Load Representative p for the Dispatch Period t		$NTR_{p,t}$		
Equation: $UPLIFT3CONTR_{p,t} = CONTR_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$				
Line Item: No				
Credited Account: UA-3				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.:UP3.12	Description: Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding emergency imports and exports for the Dispatch Period t			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding emergency imports and exports for the Dispatch Period t	Currency	$ESCH_t$	Calculated Input	
Contractual payments for emergency imports for the Dispatch Period t	Currency	PEI_t	User Input	
Contractual payments for emergency exports for the Dispatch Period t	Currency	PEE_t	User Input	
Import Deviation Charge or Credit that corresponds to emergency imports submitted by HTSO over the Interconnection Corridor m, during Dispatch Period t	Currency	$IMP_{HTSOj,m,t}$	Calculated Input	UP2.1
Export Deviation Charge or Credit that corresponds to emergency exports submitted by HTSO energy over the Interconnection Corridor m, during Dispatch Period t	Currency	$IMP_{HTSOk,m,t}$	Calculated Input	UP2.1
Credit in DAS for energy offers corresponding to return of emergency schedules included in DAS	Currency	$DAERRE_{HTSO,re,t}$ + $DAARPRE_{HTSO,re,t}$	Calculated Input	UP2.1
Debit in DAS for load declaration corresponding to return of emergency schedules included in DAS	Currency	$DAEPRE_{HTSO,re,t}$	Calculated Input	UP2.1
Import Deviation credit or debit	Currency	$IMPRES_{HTSO,m,t}$	Calculated	UP2.1

for HTSO due to return emergency programs through the interconnection node m during dispatch period t			Input	
Export Deviation credit or debit for HTSO due to return emergency programs through the interconnection node m during dispatch period t	Currency	IMPREE _{HTSO,m,t}	Calculated Input	UP2.1
Equation:				
$ESCH_t = PEI_t + PEE_t$ $- \sum_m IMP_{HTSO_k,m,t} - \sum_m IMP_{HTSO_j,m,t}$ $- \sum_{re} (DAERRE_{HTSO,re,t} + DAARPRE_{HTSO,re,t}) - DAEPRE_{HTSO,re,t}$ $- \sum_m IMPREI_{HTSO,m,t} - \sum_m IMPREE_{HTSO,m,t}$				
Line Item: No				
Credited Account: UA-3				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.:UP3.13	Description: Total charge to the Uplift Account UA-3 for contracted and cold reserve units for the Load Representative p for the Dispatch Period t			
Rules Ref:			Calculation order:2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding contracted and cold reserve units for the Dispatch Period t	Currency	ESCH _t	Calculated Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to realised NET scheduled export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	NMQ _{k,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-3 for contracted and cold reserve units for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT3ES CH _{p,t}	Output	

Equation: $UPLIFT3ESCH_{p,t} = ESCH_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$
Line Item: No
Credited Account: UA-3
Debited Account: Load Representative p
Notes:

Table No.:UP3.14	Description: Total charge to the Uplift Account UA-3 for Cross-Border Trade for the Load Representative p for the Dispatch Period t			
Rules Ref:	Calculation order:1			
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding contracted and cold reserve units for the Dispatch Period t	Currency	CBT _t	Calculated Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to realised NET scheduled export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	NMQ _{k,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account 3 for Cross-Border Trade for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT3CBT _{p,t}	Output	
Equation: $UPLIFT3CBT_{p,t} = CBT_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$				
Line Item: No				
Credited Account: UA-3				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.:UP3.15	Description: Total charge to the Uplift Account UA-3 for Cost Recovery Mechanism for the Load Representative p for the Dispatch Period t			
Rules Ref:	Calculation order:1			

Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding Cost Recovery Mechanism for the Dispatch Period t	Currency	CRM _t	Calculated Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to realised NET scheduled export as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	NMQ _{k,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account 3 Cost Recovery Mechanism for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT3CR M _{p,t}	Output	
Equation: $UPLIFT3CRM_{p,t} = CRM_t \times \frac{MQ_{p,t} + NMQ_{k,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k NMQ_{k,t}}$				
Line Item: No				
Credited Account: UA-3				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.:UP3.16		Description: Total cost for Uplift Account 3 for dispatch period t		
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Sum of the payments to all the units providing Ancillary Services during Dispatch Period t	Currency	ASP _t	Calculated Input	
Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding contracted and cold reserve units for the Dispatch Period t	Currency	CONTR _t	Calculated Input	
Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding emergency imports and exports for the Dispatch Period t	Currency	ESCH _t	Calculated Input	
Total amount for Cross-Border Trade for dispatch period t	Currency	CBT _t	Output	
Amount to be recovered by Uplift Account 3 regarding Cost Recovery Mechanism for the Dispatch Period t	Currency	CRM _t	Calculated Input	
Total cost for Uplift Account 3 for dispatch period t	Currency	ANSCC _t	Output	
Equation: $ANSCC_t = ASP_t + CONTR_t + ESCH_t + CBT_t + CRM_t$				
Line Item: No				
Notes:				

TableNo.: UP3.17		Description: Total Payment for the provision of Ancillary Services for month μ		
Rules Ref:			Calculation order:2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total Payment for the provision of Ancillary Services for dispatch period t	Currency	ANSCC _t	Calculated input	
Total Payment for the provision of Ancillary Services for month μ	Currency	ANSCC _μ	Output	
Equation: $ANSCC_{\mu} = \sum_t ANSCC_t$				
Line Item: No				
Notes: Monthly sums must be calculated for all variables described in table UP3.16				

Table No.:UP3.18	Description: Total charge to the Uplift Account UA-3 for the Load Representative p for the day d			
Rules Ref:			Calculation order:3	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total charge to the Uplift Account UA-3 for the provision of Ancillary Services by dispatchable units for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT3ASP _{p,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-3A (Ancillary services except CRM) for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT3CONTR _{p,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-3 for contracted and cold reserve units for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT3ESCH _{p,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account 3 for Cross-Border Trade for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT3CBT _{p,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account 3 Cost Recovery Mechanism for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT3CRM _{p,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-3 for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	UPLIFT3 _{p,t}	Output	
Equation:				
$UPLIFT3_{p,t} = UPLIFT3ASP_{p,t} + UPLIFT3CONTR_{p,t} + UPLIFT3ESCH_{p,t} + UPLIFT3CBT_{p,t} + UPLIFT3CRM_{p,t}$				
Line Item: No				
Credited Account: UA-3				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.:UP3.19	Description: Total charge to the Uplift Account UA-3 for the Load Representative p for the Month μ			
Rules Ref:			Calculation order:4	
Variable Description	Unit	Variable	Variable	Comments

			Type	
Total charge to the Uplift Account UA-3 for the Load Representative p for the day t	Currency	UPLIFT3 _{p,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-3 for the Load Representative p for the day d	Currency	UPLIFT3 _{p,d}	Output	
Equation: $UPLIFT3_{p,d} = \sum_{\forall t \in d} UPLIFT3_t$				
Line Item: Yes				
Credited Account: UA-3				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.:UP3.20	Description: Total charge to the Uplift Account UA-3 for the Load Representative p for the Month μ			
Rules Ref:	Calculation order:5			
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total charge to the Uplift Account UA-3 for the Load Representative p for the day d	Currency	UPLIFT3 _{p,d}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-3 for the Load Representative p for the Month μ	Currency	UPLIFT3 _{p,μ}	Output	
Equation: $UPLIFT3_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} UPLIFT3_{p,d}$				
Line Item: Yes				
Credited Account: UA-3				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Note:

After the end of each calendar year any accounting balance is debited or credited to the participants according to described allocation factors using annual figures.

$$UPLIFT3_{p,y} = AccountingBalance_{UA3,y} \times \frac{\sum_{l \in y} MQ_{p,l} + \sum_{l \in y} NMQ_{k,l}}{\sum_{l \in y} \sum_p MQ_{p,l} + \sum_{l \in y} \sum_k NMQ_{k,l}}$$

III.5.7. Fund reserve

Table No.:UP4.1		Description: Calculation of total monthly cost of Fund Reserve		
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Financial Cost related to the keeping by the HTSO of the Reserve Fund Account for the month μ	Currency	LOANFC $_{\mu}$	User Input	
Extraordinary expenses that arise due to failure to restore deficits in the Reserve Fund Account due to failure on the part of Participants to pay their debts for the month μ	Currency	LOANEE $_{\mu}$	User Input	
Financial Cost related to the keeping by the HTSO of the Reserve Fund Account, as well as extraordinary expenses that arise due to failure to restore deficits in the Reserve Fund Account due to failure on the part of Participants to pay their debts for the month μ	Currency	LOANC $_{\mu}$	Output	
Equation: $LOANC_{\mu} = LOANFC_{\mu} + LOANEE_{\mu}$				
Line Item: NO				
Notes:				

Table No.:UP4.2		Description: Total charge to the Uplift Account UA-4 for the Load Representative p or Producer g for the Month μ		
Rules Ref:			Calculation order:2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total charge to the Uplift Account UA-1 for the Load Representative p for the Month μ	Currency	UPLIFT1 $_{p,\mu}$	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-2 for the Load Representative p for the Month μ	Currency	UPLIFT2 $_{p,\mu}$	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-3 for the Load Representative p for the Month μ	Currency	UPLIFT3 $_{p,\mu}$	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-5 for the Load Representative p for the Month μ	Currency	UPLIFT5 $_{p,\mu}$	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-6 for the Load Representative p for the Month μ	Currency	UPLIFT6 $_{p,\mu}$	Calculated Input	

Total charge to the Uplift Account UA-7 for the Load Representative p or Producer g for the Month μ	Currency	UPLIFT7 _{pg,μ}	Calculated Input	
Total charge for Special Fee under article 40 of Law 2773/1999 for load representative p for month μ after taking into account the excess over maximum charge	Currency	ADJRENPAY _{p,μ}	Calculated Input	
Total charge for Public Services Obligations for load representative p for month μ after taking into account the excess over maximum charge	Currency	ADJPSO _{p,μ}	Calculated Input	
Total charge for Cross Border Trade corresponding to Load Representative p for month μ	Currency	CBTC _{p,μ}	Calculated Input	
Generation Deviation debit or credit for dispatchable units and Dispatch Period t	Currency	$\sum_{du,co} IMP_{u,t}$	Calculated Input	
Supply payment remuneration balance for Load Representative p and Dispatch Period t	Currency	SUP_BAL _{p,t}	Calculated Input	
Export Deviation Charge or Credit at Load Representative k who exports energy over the Interconnection Corridor m, during Dispatch Period t	Currency	IMP _{k,m,t}	Calculated Input	
Import Deviation Charge or Credit at Load Representative j who imports energy over the Interconnection Corridor m, during Dispatch Period t	Currency	IMP _{j,m,t}	Calculated Input	
Monthly Charge (not including DAS and uplift account 4) for Load representative p during the month, μ (not taken into account if the total for the month is a credit)	Currency	MONCHRG _{p,μ}	Output	
$MONCHRG_{pg,\mu} = \max\left\{0, UPLIFT1_{p,\mu} + UPLIFT2_{p,\mu} + UPLIFT3_{p,\mu} + UPLIFT5_{p,\mu} + UPLIFT6_{p,\mu} + UPLIFT7_{p,\mu} + ADJRENPAY_{p,\mu} + ADJPSO_{p,\mu} + CBTC_{p,\mu} + \sum_{t \in \mu} SUP_BAL_{p,t} + \sum_{t \in \mu} IMP_{j,m,t} + \sum_{t \in \mu} IMP_{k,m,t} + \sum_{du,co,t \in \mu} IMP_{u,t} \right\}$				
Line Item: No				
Credited Account:				
Debited Account:				
Notes:				

Table No.:UP4.3	Description: Total charge to the Uplift Account UA-4 for the Load Representative p or Producer g for the Month μ
------------------------	---

Rules Ref:			Calculation order:2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Monthly Charge (not including DAS and uplift account 4) for Load representative p during the month, μ (not taken into account if the total for the month is a credit)	Currency	MONCHRG _{p,μ}	Calculated Input	
Financial Cost related to the keeping by the HTSO of the Reserve Fund Account , as well as extraordinary expenses that arise due to failure to restore deficits in the Reserve Fund Account due to failure on the part of Participants to pay their debts for the month μ	Currency	LOANC _μ	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-4 for the Load Representative p or Producer g for the Month μ	Currency	UPLIFT4 _{pg,μ}	Output	
$\text{Equation: } \text{UPLIFT4}_{g,\mu} = \frac{\text{MONCHRG}_{g,\mu}}{\sum_{\forall g} \text{MONCHRG}_{g,\mu} + \sum_{\forall p} \text{MONCHRG}_{p,\mu}} \times \text{LOANC}_{\mu}$ $\text{UPLIFT4}_{p,\mu} = \frac{\text{MONCHRG}_{p,\mu}}{\sum_{\forall g} \text{MONCHRG}_{g,\mu} + \sum_{\forall p} \text{MONCHRG}_{p,\mu}} \times \text{LOANC}_{\mu}$				
Line Item: Yes				
Credited Account: UA-4				
Debited Account: Load Representative p or Producer g				
Notes:				

Note:

After the end of each calendar year any accounting balance is debited or credited to the participants according to the described allocation factors using annual figures.

$$\text{UPLIFT4}_{p,y} = \text{AccountingBalance}_{\text{UA4},y} \times \frac{\sum_{\forall \mu \in y} \text{MONCHRG}_{g,\mu} + \sum_{\forall \mu \in y} \text{MONCHRG}_{p,\mu}}{\sum_{\forall \mu \in y} \sum_{\forall g} \text{MONCHRG}_{g,\mu} + \sum_{\forall \mu \in y} \sum_{\forall p} \text{MONCHRG}_{p,\mu}}$$

III.5.8. Capacity Assurance Mechanism Financial Agreements

Table No.: UP5.1	Description: Total charge to the Uplift Account UA-5 for the Load Representative p for the Month μ			
Rules Ref:			Calculation order: 1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Yearly (Reliability Year) Expenses incurred from Financial Agreement for Guaranteed Revenues entered into by the HTSO for unit CACs for the Reliability Year that just ended.	Currency	GRAP _(ry-1)	User Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to a realized scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	MQ _{k,m,t}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-5 for the Load Representative p for the Month μ	Currency	UPLIFT5 _{p,μ}	Output	
Equation:				
$UPLIFT5_{p,\mu} = \frac{1}{12} \times GRAP_{ry-1} \times \frac{\sum_{\forall t \in \mu} MQ_{p,t} + \sum_{\forall m} \sum_{\forall t \in \mu} MQ_{k,m,t}}{\sum_{\forall p} \sum_{\forall t \in \mu} MQ_{p,t} + \sum_{\forall k} \sum_{\forall m} \sum_{\forall t \in \mu} MQ_{k,m,t}}$				
Line Item: Yes				
Credited Account: UA-5				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				
At the end of each Reliability Year and until the end of the calendar year the Transmission System Operator shall calculate all debts to the Producer in accordance with the Financial Agreements for Guaranteed DAS Revenues for the previous Reliability Year and charge the secondary account (UA-5) of the Uplift Account for the following calendar year. The annual debt shall be divided into 12 instalments for the same sum each which shall be paid on a monthly basis to the Producer during the calendar year following the reliability year when the debt was generated.				
<u>Example:</u>				
The charges of the months μ of the calendar year 2007 are calculated using Yearly Expenses				

incurred from Financial Agreement for Guaranteed Revenues of Reliability year (ry-1) which ends in calendar year 2006

Note:

After the end of each calendar year any accounting balance is debited or credited to the participants according to described allocation factors using annual figures.

$$UPLIFT5_{p,y} = \text{AccountingBalance}_{UA5,y} \times \frac{\sum_{\forall t \in y} MQ_{p,t} + \sum_{\forall t \in y} \sum_{\forall m} MQ_{k,m,t}}{\sum_{\forall t \in y} \sum_{\forall p} MQ_{p,t} + \sum_{\forall t \in y} \sum_{\forall k} \sum_{\forall m} MQ_{k,m,t}}$$

III.5.9. Use of system charge for RES units

Table No.:UP6.1		Description: Total charge to the Uplift Account UA-6 for the Load Representative p for the Month μ		
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Monthly Use Of System Charge for RES units	Currency	TSRES $_{\mu}$	User Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative	MWh	MQ $_{p,t}$	Calculated Input	
Total energy quantity corresponding to a realized scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	MQ $_{k,m,t}$	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-6 for the Load Representative p for the Month μ	Currency	UPLIFT6 $_{p,\mu}$	Output	
Equation:				
$UPLIFT6_{p,\mu} = TSRES_{\mu} \times \frac{\sum_{t \in \mu} MQ_{p,t} + \sum_m \sum_{t \in \mu} MQ_{k,m,t}}{\sum_p \sum_{t \in \mu} MQ_{p,t} + \sum_k \sum_m \sum_{t \in \mu} MQ_{k,m,t}}$				
Line Item: Yes				
Credited Account: UA-5				

Debited Account: Load Representative p
Notes:

Note:

After the end of each calendar year any accounting balance is debited or credited to the participants according to described allocation factors using annual figures.

$$UPLIFT6_{p,y} = AccountingBalance_{UA6,y} \times \frac{\sum_{t \in y} MQ_{p,t} + \sum_{t \in y} \sum_m MQ_{k,m,t}}{\sum_{t \in y} \sum_p MQ_{p,t} + \sum_{t \in y} \sum_k \sum_m MQ_{k,m,t}}$$

III.5.10. HTSO administrative expenses

Table No.:UP7.1	Description: HTSO administrative expenses for month μ			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
HTSO administrative expenses for year y	Currency	HTSOC _y	User Input	
Total number of hours in the current year	hours	H _y	Calculated Input	
Total number of hours in the current month	hours	H _{μ,y}	Calculated Input	
HTSO administrative expenses for month μ	Currency	HTSOC _{μ}	Output	
Equation: $HTSOC_{\mu} = \frac{HTSOC_y}{H_y} \times H_{\mu,y}$				
Line Item: No				
Notes:				

Table No.:UP7.2	Description: Total charge to the Uplift Account UA-7 for the Load Representative p for the Dispatch Period t			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
HTSO administrative expenses for year y	Currency	HTSOC _y	User Input	
Measured Energy Quantity, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during	MWh	MQ _{p,t}	Calculated Input	

Dispatch Period t, as has been measured by the total number of Meters represented by the Load Representative				
Total energy quantity corresponding to a scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the dispatch period t, for the Load Representative k	MWh	$MQ_{k,m,t}$	Calculated Input	
Total number of hours in the current year	hours	H_y	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-10 for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	$UPLIFT7_{p,t}$	Output	
Equation: $UPLIFT7_{p,t} = \frac{MQ_{p,t} + \sum_m MQ_{k,m,t}}{\sum_p MQ_{p,t} + \sum_k \sum_m MQ_{k,m,t}} \times \frac{HTSOC_y}{H_y}$				
Line Item: No				
Credited Account: UA-7				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.: UP7.3	Description: Total charge to the Uplift Account UA-7 for the Load Representative p for the day d			
Rules Ref:			Calculation order: 2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total charge to the Uplift Account UA-8 for the Load Representative p for the Dispatch Period t	Currency	$UPLIFT7_{p,t}$	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-8 for the Load Representative p for the day d	Currency	$UPLIFT7_{p,d}$	Output	
Equation: $UPLIFT7_{p,d} = \sum_{\forall t \in d} UPLIFT7_{p,t}$				
Line Item: No				
Credited Account: UA-7				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.: UP7.4	Description: Total charge to the Uplift Account UA-7 for the Load Representative p for the month μ			
Rules Ref:			Calculation order: 3	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total charge to the Uplift Account UA-8 for the Load Representative p for the day d	Currency	UPLIFT7 _{p,d}	Calculated Input	
Total charge to the Uplift Account UA-8 for the Load Representative p for the Month μ	Currency	UPLIFT7 _{p,μ}	Output	
Equation: $UPLIFT7_{p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} UPLIFT7_{p,d}$				
Line Item: Yes				
Credited Account: UA-7				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Note:

After the end of each calendar year any accounting balance is debited or credited to the participants according to described allocation factors using annual figures.

$$UPLIFT7_{p,y} = \text{AccountingBalance}_{UA7,y} \times \frac{\sum_{t \in y} MQ_{p,t} + \sum_{t \in y} \sum_m MQ_{k,m,t}}{\sum_{t \in y} \sum_p MQ_{p,t} + \sum_{t \in y} \sum_k \sum_m MQ_{k,m,t}}$$

III.5.11. Obligations for the units under articles 35 and 36 of law 2773/1999

MONTHLY CALCULATIONS FOR LOAD REPRESENTATIVES

Table No.: A-I.1	Description: Payment for High Voltage (HV) Customer c and Load Representative p for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for day d			
Rules Ref:			Calculation order: 1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Special fee under article 40, par. 3c of Law 2773/1999 applicable for day d, for High Voltage customers	Currency/ MWh	RENFEE _{d,HV}	User Input	
The quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of a HV customer c during day d	MWh	CON _{cpd}	Calculated Input	

Payment for HV Customer c for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for Load Representative p for day d	Currency	RENPAY _{cpd}	Output	
Equation: $RENPAY_{c,p,d} = RENFEE_{d,HV} \times CON_{c,p,d}$				

Table No.: A-I.2	Description: Payment for High Voltage (HV) Customer c and load representative p for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for month μ			
Rules Ref:			Calculation order: 2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Payment for HV Customer c and load representative p for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for day d	Currency	RENPAY _{c,p,d}	Calculated Input	
Payment for HV Customer c and load representative p for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for month μ	Currency	RENPAY _{c,p,μ}	Output	
Equation: $RENPAY_{c,p,\mu} = \sum_{\forall d \in \mu} RENPAY_{c,p,d}$				

Table No.: A.I.3	Description: Total charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for Load Representative p for month μ			
Rules Ref:			Calculation order: 3	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Payment for HV Customer c and load representative p for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for month μ	Currency	RENPAY _{c,p,μ}	Calculated input	
Total charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for Distribution Network Customers of category rc, for load representative p for month μ	Currency	RENPAY _{DN,rc,p,μ}	Calculated input from excel files	
Total charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for Non-Interconnected Islands in area ISLi, of category rc, for load	Currency	RENPAY _{ISLi,rc,p,μ}	Calculated input from excel files	

representative p for month μ				
Total charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for load representative p for month μ	Currency	RENPAY _{p,μ}	Output	
Equation: $RENPAY_{p,\mu} = \sum_c RENPAY_{c,p,\mu} + \sum_{rc} RENPAY_{DN,rc,p,\mu} + \sum_{rc,isl} RENPAY_{ISLi,rc,p,\mu}$				
Line Item: No				
Credited Account:				
Debited Account:				
Notes:				

Table No.: A.I.4	Description: Payment for HV Customer c for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 Year to Date (YTD)			
Rules Ref:			Calculation order:4	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Payment for HV Customer c and load representative p for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for month μ	Currency	RENPAY _{c,p,μ}	Calculated input	
Payment for HV Customer c for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 Year to Date (YTD)	Currency	RENPAY _{c,YTD}	Output	
Equation: $RENPAY_{c,YTD} = \sum_{p,\mu} RENPAY_{c,p,\mu}$				
Line Item: No				
Credited Account:				
Debited Account:				
Notes:				

Table No.: A.I.5	Description: Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for month μ for High Voltage Customer c YTD			
Rules Ref:			Calculation order:5	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Maximum Expense for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for Customers	Currency	MAXRENPAY _{μ}	USER INPUT (monthly)	

Payment for HV Customer c for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 Year to Date (YTD)	Currency	RENPAY _{c,YTD}	Calculated input	
Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for High Voltage Customer c Year to Date (YTD)	Currency	EXCRES _{c,YTD}	Output	
Equation: $EXCRES_{c,YTD} = \max[0, RENPAY_{c,YTD} - MAXRENPAY_{\mu}]$				
Line Item: No				
Credited Account:				
Debited Account:				
Notes:				

Table No.: A.I.6	Description: Total Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for month μ for High Voltage Customer c for Load Representative p			
Rules Ref:			Calculation order: 7	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for High Voltage Customer c Year to Date (YTD)	Currency	EXCRES _{c,YTD}	Calculated input	
The quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of a HV customer c YTD	MWh	CON _{c,p,YTD}	Calculated input	
The quantity of electrical energy absorbed by an HV customer c YTD	MWh	CON _{c,YTD}	Calculated input	
Total Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for Load Representative p for month μ for High Voltage Customer c	Currency	EXCRES _{c,p,\mu}	Output	
Equation: $EXCRES_{c,p,\mu} = EXCRES_{c,YTD} \times \frac{CON_{c,p,YTD}}{CON_{c,YTD}} - \sum_1^{\mu-1} EXCRES_{c,p,\mu}$				
Line Item: No				
Credited Account:				
Debited Account:				

Table No.: A.I.7		Description: Total Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for month μ for Load Representative p		
Rules Ref:			Calculation order: 9	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Total Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for Load Representative p for month μ for High Voltage Customer c	Currency	EXCRES _{c,p,μ}	Output	
Total Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for Load Representative p for month μ	Currency	EXCRES _{p,HV,μ}	Output	
Equation: $EXCRES_{p,HV,\mu} = \sum_c EXCRES_{c,p,\mu}$				
Line Item: No				
Credited Account:				
Debited Account:				

Table No.: A.I.8		Description: Total charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for load representative p for month μ after taking into account excess over maximum charge		
Rules Ref:			Calculation order: 10	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Total charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for load representative p for month μ	Currency	RENPAY _{p,μ}	Calculated Input	
Total Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for Load Representative p for HV customers for month μ	Currency	EXCRES _{p,HV,μ}	Calculated Input	
Total Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for Load Representative p for Distribution Network customers for month μ	Currency	EXCRES _{p,DN,μ}	Input from Excel files	
Total Excess over Maximum Charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for	Currency	EXCRES _{p,ISL,μ}	Input from Excel files	

Load Representative p for Non-Interconnected Islands for month μ				
Total charge for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 for load representative p for month μ after taking into account excess over maximum charge	Currency	ADJRENPAY _{p,μ}	Output	
Equation: $ADJRENPAY_{p,\mu} = RENPAY_{p,\mu} - EXCRES_{p,HV,\mu} - EXCRES_{p,DN,\mu} - EXCRES_{p,ISL,\mu}$				
Line Item: Yes				
Credited Account: A-I				
Debited Account: Load Representative p				

YEARLY CALCULATIONS

Yearly calculations are performed when Distribution Network Operators notify to HTSO the final annual customers' consumption.

MONTHLY CALCULATIONS FOR NON-INTERCONNECTED ISLANDS OPERATOR

Table No.: A-I.11	Description: Production cost avoided by PPC in the non-interconnected islands			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Average variable cost of production for PPC in the non-Interconnected islands for month μ	Currency/ MWh	AVCPPCISL _{μ}	User Input	
Energy Quantity Generated by Renewable Energy units (not belonging to PPC) located in area isl _i at Non-Interconnected System during month μ	MWh	GPRIR _{isl_i,μ}	User Input	Also in table EAMQ.3
Production cost avoided by PPC in the non-interconnected islands for month μ	Currency	CAPPC _{μ}	Output	
Equation: $CAPPC_{\mu} = ACPPCISL_{\mu} \times \sum_{isl_i} GPRIG_{isl_i,\mu}$				
Line Item: No				
Notes:				

Table No.: A-I.112	Description: Payment for the non-interconnected system operator pursuant to article 40 of law 2773/1999
---------------------------	--

Rules Ref:			Calculation order:2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Production cost avoided by PPC in the non-interconnected islands for month μ	Currency	CAPPC $_{\mu}$	Calculated input	
Monthly remuneration for units pursuant to article 36 of law 2773/1999 (not belonging to PPC) during month μ	Currency	MRRESISL $_{isli,\mu}$	User Input	
Debit/credit in the context of article 40 of law 2773/1999 for non-interconnected islands operator	Currency	ISLOP $_{\mu}$	Output	
Equation: $ISLOP_{\mu} = CAPPC_{\mu} - \sum_{isli} MRRESISL_{isli,\mu}$				
Line Item: No				
Credited Account: U-I				
Debited Account: Non-Interconnected Islands Operator				
Notes:				

YEARLY CALCULATIONS

Yearly calculations are performed when the final Average variable cost of production for PPC in the non-Interconnected islands is announced.

III.5.12. Public services obligations**MONTHLY CALCULATIONS**

Table No.:A-K.1	Description: Charge for Public Services Obligations for High Voltage Customer c and Load Representative p for day d			
Rules Ref:			Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Unit price for Public Services Obligation applicable for day d for High Voltage Customers	Currency/ MWh	UPPSO $_{d,HV}$	User Input	
Measured Energy Quantity for High Voltage Customer c corresponding to Load Representative p for Dispatch Period t	MWh	CON $_{c,p,d}$	Calculated Input	
Total charge for Public Services Obligations for High Voltage Customer c and load	Currency	PSO $_{c,p,d}$	Output	

representative p for day d				
Equation: $PSO_{c,p,d} = UPPSO_{d,HV} \times CON_{c,p,d}$				
Line Item: No				

Table No.: A-K.2	Description: Charge for Public Services Obligations for High Voltage Customer c and Load Representative p for month μ			
Rules Ref:			Calculation order: 1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Total charge for Public Services Obligations for High Voltage Customer c and load representative p for day d	Currency	$PSO_{c,p,d}$	Calculated Input	
Total charge for Public Services Obligations for High Voltage Customer c and load representative p for month μ	Currency	$PSO_{c,p,\mu}$	Output	
Equation: $PSO_{c,p,\mu} = \sum_d PSO_{c,p,d}$				
Line Item: No				

Table No.: A-K.3	Description: Total charge for Public Services Obligations for Load Representative p for month μ			
Rules Ref:			Calculation order: 3	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Total charge for Public Services Obligations for High Voltage Customer c and load representative p for month μ	Currency	$PSO_{c,p,\mu}$	Calculated input	
Total charge for Public Services Obligations for Distribution Network Customers for category psoc, for load representative p for month μ	Currency	$PSO_{DN,psoc,p,\mu}$	Calculated input from excel files	
Total charge for Public Services Obligations for Non Interconnected Islands in area ISLi, for category psoc, for load representative p for month μ	Currency	$PSO_{ISLi,psoc,p,\mu}$	Calculated input from excel files	

Total charge for Public Services Obligations for load representative p for month μ	Currency	$PSO_{p,\mu}$	Output	
Equation: $PSO_{p,\mu} = \sum_c PSO_{c,p,\mu} + \sum_{ps0} PSO_{DN,ps0,p,\mu} + \sum_{ISLi,ps0} PSO_{ISLi,ps0,p,\mu}$ formula changed				
Line Item: No				
Credited Account: U-K				
Debited Account: Load Representative p				
Notes:				

Table No.: A.K.4	Description: Payment for HV Customer c for Public Services Obligations Year to Date (YTD)			
Rules Ref:			Calculation order:4	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Payment for HV Customer c and load representative p for Public Services Obligations for month μ	Currency	$PSO_{c,p,\mu}$	Calculated input	
Payment for HV Customer c for Special fee under article 40 of Law 2773/1999 Year to Date (YTD)	Currency	$PSO_{c,YTD}$	Output	
Equation: $PSO_{c,YTD} = \sum_{p,\mu} PSO_{c,p,\mu}$				
Line Item: No				
Credited Account:				
Debited Account:				
Notes:				

Table No.: A.K.5	Description: Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for month μ for High Voltage Customer c YTD			
Rules Ref:			Calculation order:5	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Maximum Expense for Public Services Obligations for Customers	Currency	MAXPSO μ	USER INPUT (monthly)	
Payment for HV Customer c for Public Services Obligations Year to Date (YTD)	Currency	$PSO_{c,YTD}$	Calculated input	

Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for High Voltage Customer c Year to Date (YTD)	Currency	EXCPSO _{c,YTD}	Output	
Equation: $EXCPSO_{c,YTD} = \max[0, PSO_{c,YTD} - MAXSPO_{\mu}]$				
Line Item: No				
Credited Account:				
Debited Account:				
Notes:				

Table No.: A.K.6	Description: Total Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for month μ for High Voltage Customer c for Load Representative p			
Rules Ref:			Calculation order:7	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments
Line Item: No				
Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for month μ for High Voltage Customer c	Currency	EXCPSO _{c,μ}	Calculated input	
The quantity of electrical energy absorbed by a Load Representative p in respect of a HV customer c YTD	MWh	CON _{c,p,YTD}	Calculated input	
Total Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for Load Representative p for month μ for High Voltage Customer c	Currency	EXCPSO _{c,p,μ}	Output	
Equation: $EXCPSO_{c,p,\mu} = EXCPSO_{c,YTD} \times \frac{CON_{c,p,YTD}}{CON_{c,YTD}} - \sum_1^{\mu-1} EXCPSO_{c,p,\mu}$				
Line Item: No				
Credited Account:				
Debited Account:				

Table No.: A.K.7	Description: Total Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for month μ for Load Representative p			
Rules Ref:			Calculation order:9	
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments

Line Item: No					
Total Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for Load Representative p for month μ for High Voltage Customer c	Currency	EXCPSO _{c,p,μ}	Calculated Input		
Total Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for Load Representative p for HV customers for month μ	Currency	EXCPSO _{p,HV,μ}	Output		
Equation: $EXCPSO_{p,HV,\mu} = \sum_c EXCPSO_{c,p,\mu}$					
Line Item: No					
Credited Account:					
Debited Account:					

Table No.: A.K.8	Description: Total charge for Public Services Obligations for load representative p for month μ after taking into account excess over maximum charge				
Rules Ref:			Calculation order:10		
Variable Description	Unit	Variable	Variable Type	Comments	
Total charge for Public Services Obligations for load representative p for month μ	Currency	PSO _{p,μ}	Calculated Input		
Total Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for Load Representative p for HV customers for month μ	Currency	EXCPSO _{p,HV,μ}	Calculated Input		
Total Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for Load Representative p for Distribution Network customers for month μ	Currency	EXCPSO _{p,DN,μ}	Input from Excel files		
Total Excess over Maximum Charge for Public Services Obligations for Load Representative p for Non-Interconnected Islands for month μ	Currency	EXCPSO _{p,ISL,μ}	Input from Excel files		
Total charge for Public Services Obligations for load representative p for month μ after taking into account excess over maximum charge	Currency	ADJPSO _{p,μ}	Output		

Equation: $ADJPSO_{p,\mu} = PSO_{p,\mu} - EXCPSO_{p,HV,\mu} - EXCPSO_{p,DN,\mu} - EXCPSO_{p,ISL,\mu}$
Line Item: Yes
Credited Account: A-K
Debited Account: Load Representative p

YEARLY CALCULATIONS

Yearly calculations are performed when Distribution Network Operators notify to HTSO the final annual customers' consumption.

III.6. Formulation for the remuneration for ancillary services

The statements to be produced every month by the Software System should contain relevant information analyzed into two levels as follows:

Monthly Ancillary Services Quantities and Charge/Credit Analysis per Participant for the total of the Ancillary Services.

Monthly Ancillary Service Quantity and Charge/Credit Analysis per Participant separately for each Ancillary Service.

In addition to the above information the statements should include the Participant's Details.

III.6.1. Primary control reserve

Table No.: 1.1.1AS			
Description: Calculation of Primary Control Reserve provided by a Unit during a Dispatch Period			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Primary Energy Control to be provided by a Unit u during a Dispatch Period t according to the most recently issued relevant Dispatch Instruction.	MW	PR _{u,t}	Input
Part of a Dispatch Period t during which a Unit u provided Primary Reserve service.	%	TPR _{u,t}	Calculated Input
The Primary Control Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t	MW	PCR _{u,t}	Output
Equation: $PCR_{u,t} = PR_{u,t} * TPR_{u,t}$			
Credited Account: n/a			
Debited Account: n/a			
Notes:			

Table No.: 1.1.2AS			
Description: Calculation of Remuneration for Primary Control Reserve provided by a Unit during a Dispatch Period			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Standby Unit Remuneration Rate for Primary Control Reserve (PR) as resulted from the DAS	€/MW	PRMP _t	Calculated Input

Schedule for Dispatch Period t			
The Primary Control Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t	MW	PCR _{u,t}	Calculated Input
The Remuneration for Primary Control Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t	€	RPR _{u,t}	Output
Equation: $RPR_{u,t} = PRMP_t * PCR_{u,t}$			
Credited Account: n/a			
Debited Account: n/a			
Notes:			

Table No.: 1.1.3AS			
Description: Calculation of Hourly Remuneration for a Generator owing Units that provided Primary Control Reserve during a Dispatch Period			
Rules Ref:		Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for Primary Control Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t.	€	RPR _{u,t}	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Primary Control Reserve during a Dispatch Period t.	€	RPR _{g,t}	Output
Equation:			
$RPR_{g,t} = \sum_{\forall u \in U_{PR,g}} RPR_{u,t}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			

Notes: UPR,t is the subset of the Dispatchable Units that provided Primary Control Reserve during a Dispatch Period t.

UPR,t,g is the subset of the set of Units UPR,t that are owned by a certain generator g.

Table No.: 1.1.4AS

Description: Calculation of Daily Remuneration for a Generator owing Units that provided Primary Control Reserve during a Dispatch Day

Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Primary Control Reserve during a Dispatch Period t.	€	RPR _{g,t}	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Primary Control Reserve during a Dispatch Day d.	€	RPR _{g,d}	Output
Equation:			
$RPR_{g,d} = \sum_{\forall t \in d} RPR_{g,t}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes:			

Table No.: 1.1.5AS

Description: Calculation of Monthly Remuneration for a Generator owing Units that provided Primary Control Reserve during a calendar month

Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable

			type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Primary Control Reserve during a Dispatch Day d.	€	RPR _{g,d}	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Primary Control Reserve during a calendar month m.	€	RPR _{g,m}	Output
Equation:			
$RPR_{g,m} = \sum_{\forall d \in m} RPR_{g,d}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes:			

III.6.2. Secondary control reserve

Table No.: 1.2.1AS			
Description: Calculation of Secondary Control Reserve provided by a Unit during a Dispatch Period			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Secondary Reserve Range for a Unit u that is calculated as the average of the differences ($LFC_{max} - LFC_{min}$) corresponding to this Unit for each 5 minutes interval during a Dispatch Period t .	MW	$RA_{u,t}$	Input
A constant that diminishes the Secondary Reserve Range by taking away any Forbidden Zones of constant operation due to oscillations. The Forbidden Zones are established in accordance with a Unit's Declared Characteristics. The constant CFZ for a Unit u is calculated as the ratio of the difference between the Registered Secondary Reserve Range and the sum of the Prohibited Zones of constant operation over the Registered Secondary Reserve Range. The above parameters are all established according to the Unit's Registered Characteristics.	Pure number	CFZ $_u$	Calculated Input
The Ramp Rate of the Unit u under AGC operation as established according to the Unit's Registered Characteristics and verified by HTSO by conducting certain measurements of the Unit's response under AGC	MW/min	RRAGC, u	Calculated Input

operation and for power output increases / decreases of the order of 50 MW.			
The expected Ramp Rate under AGC for the Unit's technology.	MW/min	NRtechnology of Unit u	Input
Part of a Dispatch Period t during which a Unit u provided Secondary Control Reserve service.	%	TSC,u,t	Calculated Input
The Secondary Control Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t	MW	SCu,t	Output
Equation: $SC_{u,t} = RA_{u,t} * CFZ_u * (RRAGC_{u,t} / NR_u) * TSC_{u,t}$			
Credited Account: n/a			
Debited Account: n/a			
Notes:			

Table No.: 1.2.2AS			
Description: Calculation of Remuneration for Secondary Control Reserve provided by a Unit during a Dispatch Period			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Standby Unit Remuneration Rate for Secondary Control Reserve (SC) as resulted from the DAS Schedule for Dispatch Period t	€/MW	SRMPt	Calculated Input
The Secondary Control Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t	MW	SCu,t	Calculated Input
The Remuneration for Secondary Control Reserve	€	RSCu,t	Output

provided by a Unit u during a Dispatch Period t			
Equation: $RSC_{u,t} = SRMP_t * SC_{u,t}$			
Credited Account: n/a			
Debited Account: n/a			
Notes:			

Table No.: 1.2.3AS			
Description: Calculation of Hourly Remuneration for a Generator owing Units that provided Secondary Control Reserve during a Dispatch Period			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for Secondary Control Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t.	€	RSC _{u,t}	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Secondary Control Reserve during a Dispatch Period t.	€	RSC _{g,t}	Output
Equation:			
$RSC_{g,t} = \sum_{\forall u \in USC_{t,g}} RSC_{u,t}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes: USC _t is the subset of the Dispatchable Units that provided Secondary Control Reserve during a Dispatch Period t. USC _{t,g} is the subset of the set of Units USC _t that are owned by a certain generator g.			

Table No.: 1.2.4AS			
Description: Calculation of Daily Remuneration for a Generator owing Units that provided Secondary Control Reserve during a Dispatch Day			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Secondary Control Reserve during a Dispatch Period t.	€	RSCg,t	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Secondary Control Reserve during a Dispatch Day d.	€	RSCg,d	Output
Equation:			
$RSC_{g,d} = \sum_{\forall t \in d} RSC_{g,t}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes:			

Table No.: 1.2.5AS			
Description: Calculation of Monthly Remuneration for a Generator owing Units that provided Secondary Control Reserve during a calendar month			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Secondary Control Reserve during a Dispatch Day d.	€	RSCg,d	Calculated Input

The Remuneration for a Generator <i>g</i> owing Units that provided Secondary Control Reserve during a calendar month <i>m</i> .	€	RSC _{g,m}	Output
Equation: $RSC_{g,m} = \sum_{\forall d \in m} RSC_{g,d}$			
Credited Account: Account of Generator <i>g</i>			
Debited Account: A-D			
Notes:			

III.6.3. Tertiary non spinning reserve

Table No.: 1.3.1AS			
Description: Calculation of Remuneration for Tertiary Non-Spinning Reserve provided by a Unit during a Dispatch Period			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The fuel cost for keeping a Unit u in standby mode when not generating for providing Tertiary Non-Spinning Reserve during Dispatch Period t, as such information is established in the respective Techno-Economic Declaration.	€	FCTNSR,u,t	Input
The O&M cost, for keeping a Unit u in standby mode when not generating for providing Tertiary Non-Spinning Reserve during Dispatch Period t, as such information is established in the respective Techno-Economic Declaration.	€	OMTNSR,u,t	Input
The Remuneration for Tertiary Non-Spinning Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t.	€	RTNSRu,t	Output
Equation: $RTNSRu,t = FCTNSR,u,t + OMTNSR,u,t$			
Credited Account: n/a			
Debited Account: n/a			
Notes:			

Table No.: 1.3.2AS
Description: Calculation of Hourly Remuneration for a Generator owing Units that provided Tertiary Non-Spinning Reserve during a Dispatch Period

Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for Tertiary Non-Spinning Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t.	€	RTNSRu,t	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Tertiary Non-Spinning Reserve during a Dispatch Period t.	€	RTNSRg,t	Output
Equation: $RTNSR_{g,t} = \sum_{\forall u \in U_{TNSR,t,g}} RTNSR_{u,t}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes: UTNSR,t is the subset of the Dispatchable Units that provided Tertiary Non-Spinning Reserve during a Dispatch Period t. UTNSR,t,g is the subset of the set of Units UTNSR,t that are owned by a certain generator g.			

Table No.: 1.3.3AS			
Description: Calculation of Daily Remuneration for a Generator owing Units that provided Tertiary Non-Spinning Reserve during a Dispatch Day			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Tertiary Non-Spinning Reserve during a Dispatch Period t.	€	RTNSRg,t	Calculated Input

The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Tertiary Non-Spinning Reserve during a Dispatch Day d.	€	RTNSR _{g,d}	Output
Equation:			
$RTNSR_{g,d} = \sum_{\forall t \in d} RTNSR_{g,t}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes:			

Table No.: 1.3.4AS			
Description: Calculation of Monthly Remuneration for a Generator owing Units that provided Tertiary Non-Spinning Reserve during a calendar month			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Tertiary Non-Spinning Reserve during a Dispatch Day d.	€	RTNSR _{g,d}	
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Tertiary Non-Spinning Reserve during a calendar month m.	€	RTNSR _{g,m}	
Equation:			
$RTNSR_{g,m} = \sum_{\forall d \in m} RTNSR_{g,d}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			

Notes:

III.6.4. Standing reserve

Table No.: 1.4.1AS			
Description: Calculation of Remuneration for Standing Reserve provided by a Unit during a Dispatch Period			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The fuel cost for keeping a Unit u in standby mode when not generating for providing Standing Reserve during Dispatch Period t, as such information is established in the respective Techno-Economic Declaration.	€	FCSTR,u,t	Input
The O&M cost, for keeping a Unit u in standby mode when not generating for providing Standing Reserve during Dispatch Period t, as such information is established in the respective Techno-Economic Declaration.	€	OMSTR,u,t	Input
The Remuneration for Standing Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t.	€	RSTRu,t	Output
Equation: $RSTR_{u,t} = FCSTR_{u,t} + OMSTR_{u,t}$			
Credited Account: n/a			
Debited Account: n/a			
Notes:			

Table No.: 1.4.2AS

Description: Calculation of Hourly Remuneration for a Generator owing Units that provided Standing Reserve during a Dispatch Period

Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for Standing Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t.	€	RSTR _{u,t}	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Standing Reserve during a Dispatch Period t.	€	RSTR _{g,t}	Output
Equation: $RSTR_{g,t} = \sum_{\forall u \in U_{STR,t,g}} RSTR_{u,t}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes: USTR,t is the subset of the Dispatchable Units that provided Standing Reserve during a Dispatch Period t. USTR,t,g is the subset of the set of Units USTR,t that are owned by a certain generator g.			

Table No.: 1.4.3AS			
Description: Calculation of Daily Remuneration for a Generator owing Units that provided Standing Reserve during a Dispatch Day			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Standing Reserve during a Dispatch Period t.	€	RSTR _{g,t}	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Standing Reserve	€	RSTR _{g,d}	Output

during a Dispatch Day d.			
Equation:			
$RSTR_{g,d} = \sum_{\forall i \in d} RSTR_{g,i}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes:			

Table No.: 1.4.4AS			
Description: Calculation of Monthly Remuneration for a Generator owing Units that provided Standing Reserve during a calendar month			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Standing Reserve during a Dispatch Day d.	€	RSTR _{g,d}	
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Standing Reserve during a calendar month m.	€	RSTR _{g,m}	
Equation:			
$RSTR_{g,m} = \sum_{\forall d \in m} RSTR_{g,d}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes:			

III.6.5. De-Synchronization Service

Table No.: 1.5.1AS			
Description: Calculation of Remuneration for De-Synchronization Service provided by a Unit during a Dispatch Day			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The De-Synchronization cost of the Unit u that is valid for Dispatch Day d which is taken to be equal to the cost of its synchronization as such information is established in the respective Techno-Economic Declaration for warm standby.	€	DSCu,d	Input
The number of De-Synchronization operations carried out by a unit according to relevant dispatch instructions issued by HTSO during the Dispatch Day d.	€	NDSu,d	Input
The Remuneration for De-Synchronization Service provided by a Unit u during a Dispatch Day d.	€	RDSu,d	Output
Equation: $RDSu,d = DSCu,d * NDSu,d$			
Credited Account: n/a			
Debited Account: n/a			
Notes:			

Table No.: 1.5.2AS	
Description: Calculation of Remuneration for De-Synchronization Service provided by a Unit during a Dispatch Period	
Rules Ref:	Calculation order:1

Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for De-Synchronization Service provided by a Unit u during a Dispatch Day d.	€	RDSu,d	Calculated Input
The Remuneration for De-Synchronization Service provided by a Unit u during a Dispatch Day d.	€	RDSu,t	Output
Equation: $RDS_{u,t} = RDS_{u,d} / 24$			
Credited Account: n/a			
Debited Account: n/a			
Notes:			

Table No.: 1.5.3AS			
Description: Calculation of Hourly Remuneration for a Generator owing Units that provided De-Synchronization Service during a Dispatch Day			
Rules Ref:		Calculation order:1	
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for De-Synchronization Service provided by a Unit u during a Dispatch Day d.	€	RDSu,d	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided De-Synchronization Service during a Dispatch Day d.	€	RDSg,d	Output
Equation:			
$RDS_{g,d} = \sum_{\forall u \in U_{DS,g}} RDS_{u,d}$			

Credited Account: Account of Generator g
Debited Account: A-D
Notes: UDS,t is the subset of the Dispatchable Units that provided De-Synchronization Service during a Dispatch Day d. UDS,t,g is the subset of the set of Units UDS,t that are owned by a certain generator g.

Table No.: 1.5.4AS			
Description: Calculation of Monthly Remuneration for a Generator owing Units that provided De-Synchronization Service during a calendar month			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided De-Synchronization Service during a Dispatch Day d.	€	RDSg,d	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided De-Synchronization Service during a calendar month m.	€	RDSg,m	Output
Equation:			
$RDS_{g,m} = \sum_{\forall d \in m} RDS_{g,d}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes:			

III.6.6. Black Start Service

Table No.: 1.6.1AS			
Description: Calculation of Remuneration for Black Start Service provided by a Unit during a Dispatch Period			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Energy injected into Black Start Service by a Unit u during a Dispatch Period t.	MWh	EBSu,t	Input
The Administratively Specified System Marginal Price for Dispatch Period t in case Black Start Service was provided.	€/MWh	ASSMPt	Input
The Remuneration for Black Start Service provided by a Unit u during a Dispatch Period t.	€	RBSu,t	Output
Equation: $RBSu,t = EBSu,t * ASSMPt$			
Credited Account: n/a			
Debited Account: n/a			
Notes:			

Table No.: 1.6.2AS			
Description: Calculation of Hourly Remuneration for a Generator owing Units that provided Black Start Service during a Dispatch Period			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for Black Start Service provided by a Unit u during a Dispatch	€	RBSu,t	Calculated Input

Period t.			
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Black Start Service during a Dispatch Period t.	€	RBSg,t	Output
Equation:			
$RBS_{g,t} = \sum_{\forall u \in U_{BS,t,g}} RBS_{u,t}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes: UBS,t is the subset of the Dispatchable Units that provided Black Start Service during a Dispatch Period t. UBS,t,g is the subset of the set of Units UBS,t that are owned by a certain generator g.			

Table No.: 1.6.3AS			
Description: Calculation of Daily Remuneration for a Generator owing Units that provided Black Start Service during a Dispatch Day			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Black Start Service during a Dispatch Period t.	€	PRMPt	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Black Start Service during a Dispatch Day d.	€	RBSg,d	Output
Equation:			
$RBS_{g,d} = \sum_{\forall t \in d} RBS_{g,t}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			

Notes:

Table No.: 1.6.4AS

Description: Calculation of Monthly Remuneration for a Generator owing Units that provided Black Start Service during a calendar month

Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Black Start Service during a Dispatch Day d.	€	RBSg,d	Calculated Input
The Remuneration for a Generator g owing Units that provided Black Start Service during a calendar month m.	€	RBSg,m	Output
Equation:			
$RBS_{g,m} = \sum_{\forall d \in m} RBS_{g,d}$			
Credited Account: Account of Generator g			
Debited Account: A-D			
Notes:			

III.6.7. Charge for Non-Compliance with ancillary service Dispatch Instructions

Table No.: 1.7.1AS			
Description: Calculation of Penalty for Non-Compliance with Primary Control Reserve relevant Dispatch Instructions by Dispatchable Units			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Unit Remuneration Rate for the Primary Control Reserve as this rate applies to Dispatch Period t.	€/MW	PRMPt	Calculated Input
The Primary Control Reserve quantity that the Unit u has been unable to provide despite the relevant Dispatch Instructions during Dispatch Period t, which shall be calculated based on the implementation details established in the Dispatch Manual.	MW	QANC_GPR,u,t	Calculated Input
The Charge Increase Factor established for each calendar year by decision of the HTSO which is subject to approval by RAE.	Pure number	ANC_G	Input
The total number of Dispatch Days in the current calendar month m during which the Unit u has failed to provide the instructed Primary Control Reserve.	Pure number	NPR,u,m	Calculated Input
The Penalty for Non-Compliance with Primary Control Reserve Dispatch Instructions issued for Dispatchable Unit u in the calendar month m.	€	NANC_GPR,u,m	Output

Equation: $\text{NANC_GPR}_{u,m} = \sum_{t \in m} (\text{PRMPt} \times \text{QANC_GPR}_{u,t}) \times (1 + \text{ANC_G}) \times \text{NPR}_{u,m}$
Credited Account: n/a
Debited Account: n/a
Notes:

Table No.: 1.7.2AS			
Description: Calculation of Penalty for Non-Compliance with Secondary Control Reserve Dispatch Instructions by Dispatchable Units			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Unit Remuneration Rate for the Secondary Control Reserve as this rate applies to Dispatch Period t.	€/MW	SRMPt	Calculated Input
The Secondary Control Reserve quantity that the Unit u has been unable to provide despite the relevant Dispatch Instructions during Dispatch Period t, which shall be calculated based on the implementation details established in the Dispatch Manual.	MW	QANC_GSC,u,t	Calculated Input
The Charge Increase Factor established for each calendar year by decision of the HTSO which is subject to approval by RAE.	Pure number	ANC_G	Input
The total number of Dispatch Days in the current calendar month m during which the Unit u has failed to provide the	Pure number	NSC,u,m	Calculated Input

instructed Secondary Control Reserve.			
The Penalty for Non-Compliance with Secondary Control Reserve Dispatch Instructions issued for Dispatchable Unit u in the calendar month m.	€	NANC_GSC,u,m	Output
Equation:			
$NANC_GSC_{u,m} = \sum_{t \in m} (SRMP_t \times QANC_GSC_{u,t}) \times (1 + ANC_G) \times NSC_{u,m}$			
Credited Account: n/a			
Debited Account: n/a			
Notes:			

Table No.: 1.7.3AS

Description: Calculation of Penalty for Non-Compliance with Primary Control Reserve, Secondary Control Reserve and Voltage Control Service Dispatch Instructions issued for Dispatchable Unit u in the calendar month m

Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Penalty for Non-Compliance with Primary Control Reserve Dispatch Instructions issued for Dispatchable Unit u in the calendar month m.	€	NANC_GPR,u,m	Calculated Input
The Penalty for Non-Compliance with Secondary Control Reserve Dispatch Instructions issued for Dispatchable Unit u in the calendar month m.	€	NANC_GSC,u,m	Calculated Input
The Penalty for Non-Compliance with Primary	€	NANC_Gu,m	Output

Control Reserve, and Secondary Control Reserve Dispatch Instructions issued for Dispatchable Unit u in the calendar month m.			
Equation:	$NANC_{Gu,m} = NANC_{GPR,u,m} + NANC_{GSC,u,m}$		
Credited Account:	n/a		
Debited Account:	n/a		
Notes:			

Table No.: 1.7.4AS

Description: Calculation of Penalty for Non-Compliance with Ancillary Service Dispatch Instructions for a Generator owing Units that did not comply with relevant Ancillary Service Dispatch Instructions during a calendar month

Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Penalty for Non-Compliance with Ancillary Service Dispatch Instructions issued for Dispatchable Unit u in the calendar month m.	€	$NANC_{Gu,m}$	Calculated Input
The Penalty for Non-Compliance with Ancillary Service Dispatch Instructions issued for Units, owned by a Generator g, that did not comply with relevant Ancillary Service Dispatch Instructions during a calendar month m.	€	$NANC_{Gg,m}$	Output
Equation:	$NANC_{Gg,m} = \sum_{\forall u \in UD,g} NANC_{Gu,m}$		
Credited Account:	Account of Generator g		
Debited Account:	A-D		
Notes:	UD,g is the subset of the Dispatchable Units (UD) that are owned by a certain generator g.		

III.6.8. Calculation of the sum of the payments to all of the Units provided Ancillary Services

Table No.: 1.8.1AS			
Description: Calculation of the sum of the payments to all of the Units provided Ancillary Services during Dispatch Period			
Rules Ref:	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The Remuneration for Primary Control Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t	€	$RPR_{u,t}$	Calculated Input
The Remuneration for Secondary Control Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t	€	$RSC_{u,t}$	Calculated Input
The Remuneration for Tertiary Non-Spinning Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t .	€	$RTNSR_{u,t}$	Calculated Input
The Remuneration for Standing Reserve provided by a Unit u during a Dispatch Period t .	€	$RSTR_{u,t}$	Calculated Input
The Remuneration for De-Synchronization Service provided by a Unit u during a Dispatch Period t .	€	$RDS_{u,t}$	Calculated Input
The Remuneration for Black Start Service provided by a Unit u during a Dispatch Period t .	€	$RBS_{u,t}$	Calculated Input
The Remuneration for Additional Costs for Natural Gas Supply for a Unit u during a Dispatch Period t .	€	$RNGS_{u,t}$	Input
The sum of the payments: for	€	$ASPt$	Output

all Dispatchable Units providing Ancillary Services, for all Contracted Units (including Cold Reserve Units) providing Ancillary Services and / or Supplementary System Energy and for Emergency Imports during Dispatch Period t.			
<p>Equation:</p> $ASP_t = \sum_{\forall u} RPR_{u,t} + \sum_{\forall u} RSC_{u,t} + \sum_{\forall u} RVC_{u,t} + \sum_{\forall u} RTNSR_{u,t}$ $+ \sum_{\forall u} RSTR_{u,t} + \sum_{\forall u} RDS_{u,t} + \sum_{\forall u} RBS_{u,t} + \sum_{\forall u} RNGS_{u,t}$			
<p>Credited Account: Accounts of Various generators g or TSOs</p>			
<p>Debited Account: A-D</p>			
<p>Notes:</p>			

III.7. Formulation of the charges due to non-compliance

III.7.1. Introduction

This document specifies the formulation of the charges due to non-compliance with Dispatch Instructions and due to unlawful Offers and Declarations. This document refers to Article 73 (paragraph 1) of the Grid Control and Power Exchange Code for Electricity (GCPECE), constituting of the charges described in Articles 21, 32, 38, 40, 46, 92 and 148. The charge described in Article 224 is included in the Capacity Assurance Mechanism manual. The formulation has been written by HTSO. The formulation has been implemented through the development of relevant software in HTSO.

III.7.2. Charges due to non-compliance to Dispatch Instructions and due to unlawful Offers and Declarations

The following subscripts are used in the whole document:

Subscripts	
t	Dispatch Period
d	Dispatch Day
m	Calendar month
y	Calendar Year
p	Participant
u	Generating unit
n	Interconnection Node

Concerning the variables, used in the equations of the document, capacity quantities are in MW, energy quantities in MWh, prices in €/ MWh, and costs, payments, and charges in €.

III.7.2.1. *Unlawful Load Declarations for Energy Exports*

Table: No. 1

Figures calculated:

a) Energy Quantity Deviation from Load Declaration for Exports of Participant p from its minimum value according to Article 17 of the GCPECE and

b) Charge for the offending Participant p for unlawful Load Declarations for Energy Exports in Dispatch Day d

c) Sum of the Charges for the offending Participant p for unlawful Load Declarations for Energy Exports over a calendar month m

Rules Ref: Article 21 Paragraph 2	Calculation order:1		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
Deviation between the total amount of energy a Participant p , acting as Load Representative, has declared in a Load Declaration for Exports for Interconnection Node n in Dispatch Period t and its minimum or maximum acceptable value according to Article 17 of the GCPECE	MWh	$EI_{p,n,t}$	Output
Deviation between the total amount of energy a Participant p , acting as Load Representative, has declared in a Load Declaration for Exports for Interconnection Node n in Dispatch Day d and its minimum or maximum acceptable value according to Article 17 paragraph (3) of the GCPECE	MWh	$EI_{p,n,d}$	Output
Long-Term matched capacity rights for Exports for Interconnection Node n in Dispatch Period t for a Participant p , acting as Load Representative	MWh	$ExRightsLL_{p,n,t}$	Input
Total quantity of energy from Load Declaration for Exports for Interconnection Node n in Dispatch Period t for a Participant p , acting	MWh	$ExQty_{p,n,t}$	Input

as Load Representative			
Flag showing if a Participant p , acting as Load Representative, failed to submit valid load declarations for Exports by the Participant Submission Gate Closure in a Dispatch Day d . 1 means that the declaration is invalid and 0 that is correct.		$NER_{p,d}.A$	Output
Counter of Dispatch Periods in a Dispatch Day d when a Participant p , acting as Load Representative, failed to submit valid Load Declarations for Exports by the Participant Submission Gate Closure		$NER_{p,d}.B$	Output
Running counter of the Dispatch Days in the current calendar month m until the Dispatch Day d when a Participant p , acting as Load Representative, failed to submit valid Load Declarations for Exports by the Participant Submission Gate Closure		$NER_{p,m,d}$	Output
Imbalance Marginal Price , acting as Load Representatives, for failing to submit valid Load Declarations for Exports by the Participant Submission Gate Closure	€/ MWh	$UNCER_S$	Input
Imbalance Marginal price in Dispatch Period t	€/ MWh	$EPSPM_t$	Input
Charge increase factor for non-compliance charges to Participants, acting as Load Representatives, for failing to submit valid Load Declarations for Exports by the Participant Submission Gate Closure		A_E	Input
Non-compliance charge to a Participant p , acting as a Load Representative, for failing to submit valid Load Declarations for Exports	€	$NCER_S_{p,n,d}$	Output

for Interconnection Node n by the Participant Submission Gate Closure in a Dispatch Day d			
Non-compliance charge to a Participant p, acting as a Load Representative, for failing to submit valid Load Declarations for Exports by the Participant Submission Gate Closure in a Dispatch Day d	€	$NCER_{S_{p,d}}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p, acting as a Load Representative, for failing to submit valid Load Declarations for Exports by the Participant Submission Gate Closure in the Dispatch Days within a calendar month m	€	$NCER_{S_{p,m}}$	Output
<p>a) Calculation of the deviation of the energy exports' load declarations from its minimum acceptable values</p> <p>$NER_{p,d} \cdot A = 0, NER_{p,d} \cdot B = 0$</p> <p>$\forall t \in d$ LOOP</p> <p>IF $ExRightsLL_{p,n,t} \leq ExQty_{p,n,t}$ then $EI_{p,n,t} = 0$ END IF</p> <p>IF $ExQty_{p,n,t} < ExRightsLL_{p,n,t}$ then $EI_{p,n,t} = ExRightsLL_{p,n,t} - ExQty_{p,n,t}$ and $NER_{p,d} \cdot A = 1$ and $NER_{p,d} \cdot B = NER_{p,d} \cdot B + 1$ END IF</p> <p>END LOOP</p> <p>$\forall t \in d$ LOOP</p> <p>$EI_{p,n,d} = \sum_{t \in d} EI_{p,n,t}$</p> <p>END LOOP</p> <p>b) Calculation of the charge in a Dispatch Day</p>			

$$NER_{p,y,d} = 0$$

(($\forall d \in m$) AND ($\forall d \leq \text{examined date}$)) LOOP

$$NER_{p,m,d} = \sum_{d \in m} NER_{p,d} \cdot A$$

END LOOP

$\forall t \in d$ LOOP

$$UNCER_S = EPSMP_t$$

IF $NER_{p,m,d} > 1$ then:

$$NCER_S_{p,n,t} = UNCER_S \cdot (1 + A_E) \cdot (NER_{p,m,d} - 1) \cdot EI_{p,n,t}$$

ENDIF

IF $NER_{p,y,d} \leq 1$ then:

$$NCER_S_{p,n,t} = 0$$

ENDIF

END LOOP

$\forall t \in d$ LOOP

$$NCER_S_{p,n,d} = \sum_{t \in d} NCER_S_{p,n,t}$$

END LOOP

$$NCER_S_{p,d} = \sum_{\forall n} NCER_S_{p,n,d}$$

c) Calculation of the charge over a calendar month

$\forall d \in m$ LOOP

$$NCER_S_{p,m} = \sum_{d \in m} NCER_S_{p,d}$$

END LOOP

III.7.2.2. Significant Load Deviations

Table: No. 2			
Figures calculated:			
a) Charge for the offending Load Representative p for significant load deviations in Dispatch Day d			
b) Sum of the Charges for the offending Participant p for significant load deviations over a calendar month m			
Rules Ref: Article 21, Paragraph 4		Calculation Order: 2	
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
Measured Energy Quantity in Dispatch Period t for the loads of a Participant p , acting as Load Representative	MWh	$MQ_{p,t}$	Input
Day-ahead energy schedule in Dispatch Period t for the loads of Participant p , acting as Load Representative	MWh	$DASQ_{p,t}$	Input
Flag showing if a Participant p , acting as Load Representative, had significant Load Deviations in its lawful Load Declaration in Dispatch Period t of Calendar Month m . 1 means that the energy offer had significant load deviations and 0 that it has not.		$NBAL_{p,t,m}.A$	Output
Running Counter of Dispatch Periods in until Dispatch Period t of Calendar Month m when a Participant p , acting as Load Representative, had significant Load Deviations in its lawful Load Declaration		$NBAL_{p,t,m}.B$	Output
Running counter of the Dispatch Periods in the current Calendar Month m until the Dispatch Period t when a Participant p , acting as Load		$NBAL_{p,m,t}$	Output

Representative, has significant Load Deviations in its lawful Load Declarations			
Number of Dispatch Periods in a calendar month for which the offending -for significant Load Deviations- Participants, acting as Load Representatives, are forgiven		ND	Input
Imbalances energy tolerance for Load Deviations		BAL_TOL	Input
Unit charge for non-compliance charges to offending -for significant Load Deviations- Participants, acting as Load Representatives	€/MWh	BAL_S	Input
Charge increase factor for non-compliance charges to offending -for significant Load Deviations- Participants, acting as Load Representatives		A_B	Input
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Load Representative, for significant Load Deviations in Dispatch Period t	€	$NCBAL_S_{p,t}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Load Representative, for significant Load Deviations in Dispatch Day d	€	$NCBAL_S_{p,d}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Load Representative, for significant Load Deviations in the Dispatch Days within a calendar month m	€	$NCBAL_S_{p,m}$	Output
a) Calculation of the charge in a Dispatch Day d			
$NBAL_{p,t,m} \cdot A = 0, NBAL_{p,t,m} \cdot B = 0$			

$\forall t \in m$ LOOP

IF $|MQ_{p,t} - DASQ_{p,t}| - BAL_{TOL} \cdot MQ_{p,t} > 0$, then:

$NBAL_{p,t,m} \cdot B = NBAL_{p,t,m} \cdot B + 1$,

$NBAL_{p,t,m} \cdot A = 1$

END IF

END LOOP

$NBAL_{p,m,t} = 0$

$((\forall t \in m) \text{ AND } (\forall t \leq \text{examined dispatch period}))$ LOOP

$NBAL_{p,m,t} = \sum_{d \in m} NBAL_{p,t,m} \cdot A$

END LOOP

$\forall t \in d$ LOOP

IF $NBAL_{p,m,t} \leq ND$, then $NCBAL_{S_{p,t}} = 0$ ENDIF

IF $((NBAL_{p,m,t} > ND) \text{ AND } (|MQ_{p,t} - DASQ_{p,t}| - BAL_{TOL} \cdot MQ_{p,t} > 0))$, then

$NCBAL_{S_{p,t}} = BAL_{S_{p,t}} \cdot (1 + A \cdot B) \cdot (NBAL_{p,m,t} - ND) \cdot (|MQ_{p,t} - DASQ_{p,t}| - BAL_{TOL} \cdot MQ_{p,t})$

ENDIF

END LOOP

$\forall t \in d$ LOOP

$NCBAL_{S_{p,d}} = \sum_{t \in d} NCBAL_{S_{p,t}}$

END LOOP

b) Calculation of the charge over a calendar month m

$\forall d \in m$ LOOP

$NCBAL_{S_{p,m}} = \sum_{d \in m} NCBAL_{S_{p,d}}$

END LOOP

Notes:

Significant load deviation exists when:
 $|MQ_{p,t} - DASQ_{p,t}| - BAL_{TOL} \cdot DASQ_{p,t} > 0$, where the value of the tolerance (BAL_{TOL}) is equal to 6%, according to the Article 335 (paragraph 2) of the GCPECE.

According to the provisions of the Article 335 (paragraph 1) of the GCPECE, the charge is not applied to Load Representatives with peak load, in the loads they represent, less that 100 MW.

Unlawful Load Declaration exists according to the Article 19 (paragraph 4) of the GCPECE, when a Load Declaration has been submitted after the Participant Submission Gate Closure or have not submitted at all in case it is obligatory. It also exists according to the Article 335 (paragraph 21) of the GCPECE, when there is no credit guarantee for a Load Declaration.

III.7.2.3. *Unlawful Offer for Energy Imports*

Table: No. 3			
Figures calculated:			
a) Energy Quantity Deviation from Energy Offer for Imports of Participant p from its minimum value according to Article 27 paragraph (1) of the GCPECE			
b) Charge for the offending Participant p who failed to submit a valid Energy Offer for Imports			
c) Sum of the Charges for the offending Participant p for unlawful Energy Offers for Imports over a calendar month m			
Rules Ref: Article 32, Paragraph 1	Calculation order:3		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
Deviation between the total amount of energy a Participant p , acting as Supply License holder or Self-Supplying customer, has offered in an Energy Offer for imports for Interconnection Node n in Dispatch Period t and its minimum or maximum acceptable value according to Article 27 paragraph (1) of the GCPECE	MWh	$II_{s,n,t}$	Output
Deviation between the total amount of energy a Participant p , acting as Supply License holder or Self-Supplying customer, has offered in an Energy Offer for imports for Interconnection Node n in Dispatch Day d and its minimum or maximum acceptable value according to Article 27 paragraph (1) of the GCPECE	MWh	$II_{s,n,d}$	Output
Long-Term matched capacity rights for imports for Interconnection Node n in	MWh	$IMRightsLL_{s,n,t}$	Input

Dispatch Period t for a Participant p , acting as Supply License holder or Self-Supplying customer			
Total quantity of energy from Load Declaration for imports for Interconnection Node n in Dispatch Period t for a Participant p , acting as Supply License holder or Self-Supplying customer	MWh	$IMQty_{s,n,t}$	Input
Flag showing if a Participant p , acting as Supply License holder or Self-Supplying customer, failed to submit valid Energy Offers for Imports by the Participant Submission Gate Closure in a Dispatch Day d . 1 means that the declaration is invalid and 0 that is correct.		$NIR_{p,d} \cdot A$	Output
Counter of Dispatch Periods in a Dispatch Day d when a Participant p , acting as Supply License holder or Self-Supplying customer, failed to submit valid Energy Offers for Imports by the Participant Submission Gate Closure		$NIR_{p,d} \cdot B$	Output
Running counter of the Dispatch Days in the current calendar year m until the Dispatch Day d when a Participant p , acting as Supply License holder or Self-Supplying customer, failed to submit valid Energy Offers for Imports by the Participant Submission Gate Closure		$NIR_{p,m,d}$	Output
Unit charge for non-compliance charges to Participants, acting as Supply License holders or Self-Supplying customers, for failing to submit valid Energy Offers for Imports by the	€/MWh	$UNCIR_S$	Input

Participant Submission Gate Closure			
Imbalance Marginal price in Dispatch Period t	€/MWh	$EPSPM_t$	Input
Charge increase factor for non-compliance charges to Participants, acting as Supply License holders or Self-Supplying customers, for failing to submit valid Energy Offers for Imports by the Participant Submission Gate Closure		A_I	Input
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Supply License holders or Self-Supplying customers, for failing to submit valid Energy Offers for Imports for Interconnection Node n by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d	€	$NCIR_{S_{s,n,d}}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Supply License holders or Self-Supplying customers, for failing to submit valid Energy Offers for Imports in Dispatch Day d by the Participant Submission Gate Closure	€	$NCIR_{S_{s,d}}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Supply License holders or Self-Supplying customers, for failing to submit valid Energy Offers for Imports by the Participant Submission Gate Closure in the Dispatch Days within a calendar month m	€	$NCIR_{S_{s,m}}$	Output
<p>a) Calculation of the deviation of the energy imports' energy offers from its minimum and maximum acceptable values</p> <p>$NIR_{p,d} \cdot A = 0, NIR_{p,d} \cdot B = 0$</p>			

```

∀t ∈ d LOOP
  IF  $IMRightsLL_{p,n,t} \leq IMQty_{p,n,t}$ 
  then  $II_{p,n,t} = 0$ 
  END IF
  IF  $IMQty_{p,n,t} < IMRightsLL_{p,n,t}$ 
  then  $II_{p,n,t} = IMRightsLL_{p,n,t} - IMQty_{p,n,t}$ 
  and  $NIR_{p,d}.A = 1$ 
  and  $NIR_{p,d}.B = NIR_{p,d}.B + 1$ 
  END IF
END LOOP

```

```

∀t ∈ d LOOP
 $II_{p,n,d} = \sum_{t \in d} II_{p,n,t}$ 
END LOOP

```

b) Calculation of the charge in a Dispatch Day

```

 $NIR_{p,m,d} = 0$ 
 $((\forall d \in y) \text{ AND } (\forall d \leq \text{examined date})) \text{ LOOP}$ 
 $NIR_{p,m,d} = COUNT(NIR_{p,d}.A)$ 
END LOOP

∀t ∈ d LOOP
 $UNSIR\_S = EPSMP_t$ 
  IF  $NIR_{p,m,d} > 1$  then:
 $NCIR\_S_{p,n,t} = UNCIR\_S \cdot (1 + A\_I) \cdot (NIR_{p,m,d} - 1) \cdot II_{p,n,t}$ 
  ENDIF
  IF  $NIR_{p,y,d} \leq 1$  then:
 $NCIR\_S_{p,n,t} = 0$ 
  ENDIF
END LOOP

```


$\forall t \in d$ LOOP

$$NCIR_{p,n,d} = \sum_{i \in d} NCIR_{p,n,i}$$

END LOOP

$$NCIR_{p,d} = \sum_{\forall n} NCIR_{p,n,d}$$

c) Calculation of the charge over a calendar month

$\forall d \in m$ LOOP

$$NCIR_{p,m} = \sum_{d \in m} NCIR_{p,d}$$

END LOOP

III.7.2.4. Unlawful Energy Offers

Table: No. 4			
Figures calculated:			
a) Charge for the offending Participant p for its generating units u with unlawful energy offers in Dispatch Day d			
b) Sum of the Charges for the offending Participant p for its generating units u with unlawful energy offers over calendar month m			
Rules Ref: Article 32, Paragraph 3	Calculation Order: 4		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
Registered net capacity of a generating unit u of Participant p , acting as a Producer	MW	$NCAP_{p,u}$	Input
Flag showing if a Participant p , acting as a Producer, failed to submit valid energy offers for its generating unit u by the Participant Submission Gate. Closure in Dispatch Day d . 1 means the Participant has submitted unlawful Energy Offers and 0 it has not.		$NIO_{p,u,d}$	Input
Flag showing if a Participant p , acting as a Producer, failed to submit valid energy offers for its generating units by the Participant Submission Gate. Closure in Dispatch Day d . 1 means the Participant has submitted unlawful Energy Offers and 0 it has not.		$NIO_{p,d}.A$	Output
Number of generating units of Participant p , acting as a Producer, for which the participant failed to submit valid energy offers by the Participant Submission Gate. Closure in Dispatch Day d .		$NIO_{p,d}.B$	Output
Running counter of the Dispatch Days in the current Calendar Year y until the Dispatch Day d when a Participant p , acting as a Producer,		$NIO_{p,y,d}$	Output

failed to submit valid energy offers for its generating units by the Participant Submission Gate Closure			
Unit charge for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for failing to submit valid energy offers for their generating units by the Participant Submission Gate Closure	€/MWh	$UNCIO_G$	Input
Charge increase factor for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for failing to submit valid energy offers for their generating units by the Participant Submission Gate Closure		A_G	Input
Non-compliance charge to a Participant p , acting as a Producer, for failing to submit valid energy offers for its generating unit u by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d	€	$NCIO_G_{p,u,d}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as a Producer, for failing to submit valid energy offers for its generating units by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d	€	$NCIO_G_{p,d}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as a Producer, for failing to submit valid energy offers for its generating units by the Participant Submission Gate Closure in the Dispatch Days within a calendar month m	€	$NCIO_G_{p,m}$	Output
<p>a) Calculation of the charge in a Dispatch Day d</p> <p>$NIO_{p,d} \cdot A = 0, NIO_{p,d} \cdot B = 0$</p> <p>$\forall u \in p \text{ LOOP}$</p>			

$$NIO_{p,d} \cdot B = \sum_{u \in p} NIO_{p,u,d}$$

IF $NIO_{p,d} \cdot B \geq 1$, then: $NIO_{p,d} \cdot A = 1$ END IF

END LOOP

$$NIO_{p,y,d} = 0$$

$\forall d \in y$ AND $\forall d \leq \text{examined date}$ LOOP

$$NIO_{p,y,d} = \sum_d NIO_{p,d} \cdot A$$

END LOOP

$\forall u \in p$ LOOP

IF $NIO_{p,y,d} > 1$, then: $NCIO_G_{p,u,d} = UNCIO_G \cdot (1 + A_G) \cdot (NIO_{p,y,d} - 1) \cdot NCAP_{p,u}$

ENDIF

IF $NIO_{p,y,d} \leq 1$, then: $NCIO_G_{p,u,d} = 0$ END IF

END LOOP

$\forall u \in p$ LOOP

$$NCIO_G_{p,d} = \sum_{u \in p} NCIO_G_{p,u,d}$$

END LOOP

b) Calculation of the charge over calendar month m

$\forall d \in m$ LOOP

$$NCIO_G_{p,m} = \sum_{d \in m} NCIO_G_{p,d}$$

END LOOP

Notes: Within a calendar year y , there is a charge for a participant p in dispatch day d when: $NIO_{p,y,d} > 1$.

Unlawful energy offer exists when the offer was not submitted by the Participant Submission Gate Closure or it has been resubmitted for more than 5 times by the Participant Submission Gate Closure, according to the provisions of the Articles 30 (paragraph 1) and 31 (paragraph 1) of the GCPECE.

III.7.2.5. Unlawful Reserve Offers

Table: No. 5			
Figures calculated:			
a) Charge for the offending Participant p for its generating units u with unlawful reserve offers in Dispatch Day d			
b) Sum of the Charges for the offending Participant p for its generating units u with unlawful reserve offers over calendar month m			
Rules Ref: Article 38, Paragraph 1	Calculation Order: 5		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
Primary reserve capability of generating unit u of Participant p , acting as Producer, according to the unit's techno-economic declaration	MW	$RCAP_{P_{p,u}}$	Input
Secondary reserve capability of generating unit u of Participant p , acting as Producer, according to the unit's techno-economic declaration	MW	$RCAP_{S_{p,u}}$	Input
Flag showing if a Participant p , acting as Producer, failed to submit valid reserve offers for its generating unit u by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d . 1 means the Participant has submitted invalid reserve offer for its generating unit u and 0 means it has not.		$NRO_{p,u,d}$	Input
Flag showing if a Participant p , acting as Producer, failed to submit valid reserve offers for its generating units by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d . 1 means the Participant has submitted invalid reserve offer got its generating units and 0 means it has not.		$NRO_{p,d} \cdot A$	Output

Number of generating units of Participant p , acting as a Producer, for which the participant failed to submit valid reserve offers by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d .		$NRO_{p,d} \cdot B$	Output
Running counter of the Dispatch Days in the current Calendar Year y until the Dispatch Day d when a Participant p , acting as Producer, failed to submit valid reserve offers for its generating units by the Participant Submission Gate Closure		$NRO_{p,y,d}$	Output
Unit charge for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for failing to submit valid reserve offers for their generating units by the Participant Submission Gate Closure	€/MWh	$UNCRO_G$	Input
Charge increase factor for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for failing to submit valid reserve offers for their generating units by the Participant Submission Gate Closure		AR_G	Input
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to submit valid reserve offers for its generating unit u by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d	€	$NCRO_G_{p,u,d}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to submit valid reserve offers for its generating units by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d	€	$NCRO_G_{p,d}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to submit valid reserve offers for its generating units by	€	$NCRO_G_{p,m}$	Output

the Participant Submission Gate Closure in the Dispatch Days within a calendar month m			
--	--	--	--

a) Calculation of the charge in Dispatch Day d

$$NRO_{p,d} \cdot A = 0, NRO_{p,d} \cdot B = 0$$

$\forall u \in p$ LOOP

$$NRO_{p,d} \cdot B = \sum_{u \in p} NRO_{p,u,d}$$

IF $NRO_{p,d} \cdot B \geq 1$, then: $NRO_{p,d} \cdot A = 1$ END IF

END LOOP

$$NRO_{p,y,d} = 0$$

(($\forall d \in y$) AND ($\forall d \leq$ examined date)) LOOP

$$NRO_{p,y,d} = \sum_d NRO_{p,d} \cdot A$$

END LOOP

$\forall u \in p$ LOOP

IF $NRO_{p,y,d} > 1$, then:

$$NCIO_G_{p,u,d} = UNCRO_G \cdot (1 + AR_G) \cdot (NRO_{p,y,d} - 1) \cdot (RCAP_P_{p,u,d} + RCAP_S_{p,u,d})$$

END IF

IF $NRO_{p,y,d} \leq 1$, then: $NCRO_G_{p,u,d} = 0$ END IF

END LOOP

$\forall u \in p$ LOOP

$$NCRO_G_{p,d} = \sum_{u \in p} NCRO_G_{p,u,d}$$

END LOOP

b) Calculation of the charge over calendar month m

$\forall d \in m$ LOOP

$$NCRO_G_{p,m} = \sum_{d \in m} NCRO_G_{p,d}$$

END LOOP

Notes: Within a calendar year y , there is a charge for a participant p in dispatch day d when: $NRO_{p,y,d} > 1$.

Unlawful reserve offer exists when the offer was not submitted by the Participant Submission Gate Closure or it has been resubmitted for more than 5 times by the Participant Submission Gate Closure, according to the provisions of the Articles 36 and 37 (paragraph 1) of the GCPECE.

III.7.2.6. *Unlawful Non-Availability Declarations*

Table: No. 6			
Figures calculated:			
a) Charge for the offending Participant p for its generating units u with unlawful non-availability declarations in Dispatch Day d			
b) Sum of the Charges for the offending Participant p for its generating units u with unlawful non-availability declarations over calendar month m			
Rules Ref: Article 40, Paragraph 3	Calculation Order: 6		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
Registered net capacity of a generating unit u of Participant p , acting as a Producer	MW	$NCAP_{p,u}$	Input
Flag showing if a Participant p , acting as Producer, failed to submit valid non-availability declarations for its generating unit u by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d . 1 means the Participant has submitted invalid non-availability declarations for its generating unit u and 0 means it has not.		$NNAD_{p,u,d}$	Input
Flag showing if a Participant p , acting as Producer, failed to submit valid non-availability declarations for its generating units by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d . 1 means the Participant has submitted invalid non-availability declarations for its generating units and 0 means it has not.		$NNAD_{p,d}.A$	Output
Number of generating units of Participant p , acting as a Producer, for which the participant failed to submit valid non-availability declarations for Dispatch Day d .		$NNAD_{p,d}.B$	Output

Running counter of the Dispatch Days in the current Calendar Year y until Dispatch Day d when a Participant p , acting as Producer, failed to submit valid non-availability declarations for its generating units		$NNAD_{p,y,d}$	Output
Unit charge for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for failing to submit valid non-availability declarations for their generating units	€/MWh	$UNCNAD_G$	Input
Charge increase factor for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for failing to submit valid non-availability declarations for their generating units		A_D	Input
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to submit valid non-availability declarations for its generating unit u for Dispatch Day d	€	$NCNAD_G_{p,u,d}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to submit valid non-availability declarations for its generating units for Dispatch Day d	€	$NCNAD_G_{p,d}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to submit valid non-availability declarations for its generating units for the Dispatch Days within a calendar month m	€	$NCNAD_G_{p,m}$	Output
a) Calculation of the charge in Dispatch Day d $NNAD_{p,d}.A=0, NNAD_{p,d}.B=0$ $\forall u \in p \text{ LOOP}$			

$$NNAD_{p,d} \cdot B = \sum_{u \in p} NRO_{p,u,d}$$

IF $NNAD_{p,d} \cdot B \geq 1$, then: $NNAD_{p,d} \cdot A = 1$ END IF

END LOOP

$$NNAD_{p,y,d} = 0$$

(($\forall d \in y$) AND ($\forall d \leq \text{examined date}$)) LOOP

$$NNAD_{p,y,d} = \sum_d NNAD_{p,d} \cdot A$$

END LOOP

$\forall u \in p$ LOOP

IF $NNAD_{p,y,d} > 1$, then:

$$NCNAD_G_{p,u,d} = UNCNAD_G \cdot (1 + A_D) \cdot (NNAD_{p,y,d} - 1) \cdot NCAP_{p,u}$$

END IF

IF $NNAD_{p,y,d} \leq 1$, then: $NCNAD_G_{p,u,d} = 0$ END IF

END LOOP

$\forall u \in p$ LOOP

$$NCNAD_G_{p,d} = \sum_{u \in p} NCNAD_G_{p,u,d}$$

END LOOP

b) Calculation of the charge over calendar month m

$\forall d \in m$ LOOP

$$NCNAD_G_{p,m} = \sum_{d \in m} NCNAD_G_{p,d}$$

END LOOP

Notes: Within a calendar year y, there is a charge for a participant p in dispatch day d when: $NNAD_{p,y,d} > 1$.

The HTSO S.A., considering the provisions of the Article 40 (paragraphs 1&2) of the GCPECE judges if a non-availability declaration is Unlawful or not.

III.7.2.7. *Invalid Techno-Economic Declarations*

Table: No. 7			
Figures calculated:			
a) Charge for the offending Participant p for its generating units u with invalid techno-economic declarations in Dispatch Day d			
b) Sum of the Charges for the offending Participant p for its generating units u with invalid techno-economic declarations over calendar month m			
Rules Ref: Article 46, Paragraph 4	Calculation Order: 7		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
Registered net capacity of a generating unit u of Participant p , acting as a Producer	MW	$NCAP_{p,u}$	Input
Flag showing if a Participant p , acting as Producer, failed to submit valid techno-economic declarations for its generating unit u by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d . 1 means the Participant has submitted invalid techno-economic declarations for its generating unit u and 0 means it has not.		$NTED_{p,u,d}$	Input
Flag showing if a Participant p , acting as Producer, failed to submit valid techno-economic declarations for its generating units by the Participant Submission Gate Closure in Dispatch Day d . 1 means the Participant has submitted invalid techno-economic declarations for its generating units and 0 means it has not.		$NTED_{p,d}.A$	Output
Number of generating units of Participant p , acting as a Producer, for which the participant failed to submit valid techno-economic declarations in Dispatch Day d . by		$NTED_{p,d}.B$	Output

the Participant Submission Gate Closure			
Running counter of the Dispatch Days in the current Calendar Month m until Dispatch Day d when a Participant p , acting as Producer, failed to submit valid techno-economic declarations for its generating units by the Participant Submission Gate Closure		$NTED_{p,m,d}$	Output
Unit charge for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for failing to submit valid techno-economic declarations for their generating units by the Participant Submission Gate Closure	€/MWh	$UNCTED_G$	Input
Charge increase factor for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for failing to submit valid techno-economic declarations for their generating units by the Participant Submission Gate Closure		A_{TD}	Input
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to submit valid techno-economic declarations for its generating unit u in Dispatch Day d by the Participant Submission Gate Closure		$NCTED_{G_{p,u,d}}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to submit valid techno-economic declarations for its generating units in Dispatch Day d by the Participant Submission Gate Closure		$NCTED_{G_{p,d}}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to submit valid techno-economic declarations for its	€	$NCTED_{p,m}$	Output

generating units by the Participant Submission Gate Closure in the Dispatch Days within a calendar month m			
--	--	--	--

a) Calculation of the charge in Dispatch Day d

$$NTED_{p,d} \cdot A = 0, NTED_{p,d} \cdot B = 0$$

$\forall u \in p$ LOOP

$$NTED_{p,d} \cdot B = \sum_{u \in p} NTED_{p,u,d}$$

IF $NTED_{p,d} \cdot B \geq 1$, then: $NTED_{p,d} \cdot A = 1$ END IF

END LOOP

$$NTED_{p,m,d} = 0$$

(($\forall d \in m$) AND ($\forall d \leq \text{examined date}$)) LOOP

$$NTED_{p,m,d} = \sum_d NTED_{p,d} \cdot A$$

END LOOP

$\forall u \in p$ LOOP

IF $NTED_{p,m,d} > 1$, then:

$$NCTED_G_{p,u,d} = UNCTED_G \cdot (1 + A_TD) \cdot (NTED_{p,m,d} - 1) \cdot NCAP_{p,u}$$

END IF

IF $NTED_{p,m,d} \leq 1$, then: $NCTED_G_{p,u,d} = 0$ END IF

END LOOP

$\forall u \in p$ LOOP

$$NCTED_G_{p,d} = \sum_{u \in p} NCTED_G_{p,u,d}$$

END LOOP

b) Calculation of the charge over calendar month m

$\forall d \in m$ LOOP

$$NCTED_G_{p,m} = \sum_{d \in m} NCTED_G_{p,d}$$

END LOOP

Notes: Within a calendar month m , there is a charge for a participant p in dispatch day d when: $NTED_{p,m,d} > 1$.

The HTSO S.A., considering the provisions of the Article 46 (paragraphs 1, 2 & 3) of the GCPECE judges if a techno-economic declaration is Invalid or not.

III.7.2.8. *Non-Compliance with Dispatch Instructions*

Table: No. 8			
Figures calculated:			
a) Charge for Participant p for its generating units not-complying with active or reactive power dispatch instructions in calendar month m			
Rules Ref: Article 92, Paragraph 2		Calculation Order: 8	
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
Measured Energy Quantity in Dispatch Period t for the energy produced from the generating unit u of a Participant p , acting as Producer	MWh	$MQ_{p,u,t}$	Input
Registered net capacity of a generating unit u of Participant p in month m , acting as a Producer	MW	$NCAP_{p,u,m}$	Input
Monthly absolute weighted average of the active power generation deviations of a generating unit u of a Participant p , acting as Producer, from the respective dispatch instructions, for all dispatch instructions issued to that unit during the relevant month m	MW	$PDM_G_{p,u,m}$	Output
Flag (taking values 1 or 0) showing if the generating units of Participant p , acting as Producer, have exceeded the limits of the average monthly generation deviations in the active or reactive power dispatch instructions in calendar Month m		$NDO_{p,m}.A$	Output
Number of the generating units of a Participant p , acting as Producer, that have exceeded the limits of the average monthly generation deviations in the active or reactive power dispatch instructions in		$NDO_{p,m}.B$	Output

calendar Month m			
Running counter of the Dispatch Periods in current calendar month when the generating unit u of a Participant p , acting as Producer, has injected energy in the system		$H_G_{p,u,m}$	Output
Charge increase factor for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for failing to follow active or reactive dispatch instructions for their generating units		AD_G	Input
Day-ahead System Marginal Price in Dispatch Period	€/MWh	$DASMP_t$	Input
Mean System Marginal Price in Calendar Month m , for the Dispatch Periods where a Generating Unit u of Participant p , acting as Producer, produced energy	€/MWh	$SMPM_{p,u,m}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to follow active or reactive power dispatch instructions for its generating unit u in Calendar Month m	€	$NCDO_{p,u,m}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to follow active or reactive power dispatch instructions for its generating units in Calendar Month m	€	$NCDO_{p,m}$	Output
<p>a) Calculation of the charge over calendar month m</p> $H_G_{p,u,m} = 0,$ $SMPM_{p,u,m} = 0$ $\forall t \in m \text{ LOOP}$ $\text{IF } MQ_{p,u,t} > 0, \text{ then: } \begin{cases} H_G_{p,u,m} = H_G_{p,u,m} + 1 \\ SMPM_{p,u,m} = SMPM_{p,u,m} + DASMP_t \end{cases}$ END LOOP			

$$SMPM_{p,u,m} = \frac{SMPM_{p,u,m}}{H_G_{p,u,m}}$$

$$NDO_{p,m} = 0$$

$\forall u \in p$ LOOP

IF ($PDM_G_{p,u,m} > BAL_TOL_1 * NCAP$) then :

$$NDO_{p,m}.B = NDO_{p,m}.B + 1$$

$$NDO_{p,m}.A = 1$$

END IF

END LOOP

$$NCDO_{p,u,m} = H_G_{p,u,m} \cdot SMPM_{p,u,m} \cdot (1_AD_G) \cdot (PDM_G_{p,u,m} - BAL_TOL_1 \cdot NCAP_{p,u,m})$$

$\forall u \in p$ LOOP

$$NCDO_{p,m} = \sum_{u \in p} NCDO_{p,u,m}$$

END LOOP

III.7.2.9. Significant Unfavorable Deviation in Technical Characteristics

Table: No. 8

Figures calculated:

a) Charge for Participant p for its generating units having significant unfavourable deviation in their technical characteristics in calendar month m

RAE has approved, following HTSO suggestion, the following technical characteristics:

- the maximum technical available power and
- the minimum technical production

Rules Ref: Article 92, Paragraph 6		Calculation Order: 9		
Variable Description	Unit	Variable	Variable type	
Initial Declared Maximum Technical Available Power of a Unit u of Participant p in Dispatch Period t	MW	$MAX_IN_{p,u,t}$	Input	
Initial Declared Minimum Technical Production of a Unit u of Participant p in Dispatch Period t	MWh	$MIN_IN_{p,u,t}$	Input	
Final Estimated by HTSO Maximum Technical Available Power of a Unit u of Participant p in Dispatch Period t	MW	$MAX_FI_{p,u,t}$	Input	
Final Estimated by HTSO Minimum Technical Production of a Unit u of Participant p in Dispatch Period t	MW	$MIN_FI_{p,u,t}$	Input	
Registered net capacity of a generating unit u of Participant p in Dispatch Period t , acting as a Producer	MW	$NCAP_{p,u,t}$	Input	
Unit charge for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, having significant unfavourable deviation in the	€/MWh	DC_S	Input	

technical characteristics of their generating units			
Charge increase factor for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for having significant unfavourable deviation in the technical characteristics of their generating units		A_{DC}	Input
Number of Dispatch Days in a calendar month for which the offending Participants -for having significant unfavourable deviation in the technical characteristics of their generating units- are forgiven		NDC	Input
Tolerance on net Capacity for units deviating from their maximum technical available power	%	DC_TOL_MAX	Input
Tolerance on net Capacity for units deviating from their minimum technical production	%	DC_TOL_MIN	Input
Ratio of absolute unfavourable deviation between final and initial maximum available power of a Unit u of Participant p in Dispatch Period t	%	$DC_MAX_{p,u,t}$	Output
Ratio of absolute unfavourable deviation between final and initial minimum technical production of a Unit u of Participant p in Dispatch Period t	%	$DC_MIN_{p,u,t}$	Output
Counter of Dispatch Periods in the Dispatch Day d with violations on Maximum Available Power of a Unit u		$NDC_MAX_{p,u,d}$	Output
Counter of Dispatch Periods in the Dispatch Day d with violations on Minimum Technica Production of a Unit u		$NDC_MIN_{p,u,d}$	Output
Running Counter of Dispatch Days		$NDC_MAX_R_{p,u,d}$	Output

in a Calendar Month m until the Dispatch Day d with violations on Maximum Available Power of a Unit u			
Running Counter of Dispatch Days in a Calendar Month m until the Dispatch Day d with violations on Minimum Technical Production of a Unit u		$NDC_MIN_R_{p,u,d}$	Output
Charge for violating tolerance in Declared Maximum Available Power of a Unit u of Participant p in Dispatch Day d	€	$NCDC_S_MAX_{p,u,d}$	Output
Charge for violating tolerance in Declared Minimum Technical Production of a Unit u of Participant p in Dispatch Day d	€	$NCDC_S_MIN_{p,u,d}$	Output
Charge for violating tolerances in Declared Maximum Available Power and Minimum Technical Production of a Unit u of Participant p in Dispatch Day d	€	$NCDC_S_{p,u,d}$	Output
Charge for violating tolerances in Declared Maximum Available Power and Minimum Technical Production of Participant p in each Dispatch Day d	€	$NCDC_S_{p,d}$	Output
Charge for violating tolerances in Declared Maximum Available Power and Minimum Technical Production of Participant p in each Calendar Month m	€	$NCDC_S_{p,m}$	Output
<p>a) Calculation of the charge over calendar month m</p> <p><i>IF</i> ($MAX_FI_{p,u,t} < MAX_IN_{p,u,t}$) <i>AND</i> $MAX_IN_{p,u,t} > 0$, <i>then</i></p> $DC_MAX_{p,u,t} = \frac{(MAX_FI_{p,u,t} - MAX_IN_{p,u,t})}{MAX_IN_{p,u,t}}$ <p><i>IF</i> ($DC_MAX_{p,u,t} > DC_TOL_MAX$) ,<i>then</i></p> $NDC_MAX_{p,u,t} = 1$			

$\forall t \in d$ LOOP

$$NDC_MAX_{p,u,d} = \sum_{t \in d} NDC_MAX_{p,u,t}$$

IF $NDC_MAX_{p,u,d} > 0$, then $NDC_MAX_{p,u,d} = 1$

END LOOP

IF $(MIN_FI_{p,u,t} > MIN_IN_{p,u,t})$ AND $MIN_IN_{p,u,t} > 0$, then

$$DC_MIN_{p,u,t} = \frac{(MIN_FI_{p,u,t} - MIN_IN_{p,u,t})}{MIN_IN_{p,u,t}}$$

IF $(DC_MIN_{p,u,t} > DC_TOL_MIN)$, then

$$NDC_MIN_{p,u,t} = 1$$

$\forall t \in d$ LOOP

$$NDC_MIN_{p,u,d} = \sum_{t \in d} NDC_MIN_{p,u,t}$$

IF $NDC_MIN_{p,u,d} > 0$, then $NDC_MIN_{p,u,d} = 1$

END LOOP

$((\forall d \in m)$ AND $(\forall d \leq \text{examined date}))$ LOOP

$$NDC_MAX_R_{p,u,d} = \sum_{d \in m} NDC_MAX_{p,u,d}$$

$$NDC_MIN_R_{p,u,d} = \sum_{d \in m} NDC_MIN_{p,u,d}$$

END LOOP

IF $(NDC_MAX_R_{p,u,d} - NDC > 0)$ AND $(NDC_MAX_R_{p,u,d} - 2 \cdot NDC > 0)$, then

$$NCDC_S_MAX_{p,u,t} = DC_S \cdot NCAP_{p,u,t} \cdot NDC \cdot$$

$$\cdot \text{MAX}(DC_MAX_{p,u,t} - DC_TOL_MAX, 0)$$

END IF

IF $(NDC_MAX_R_{p,u,d} - NDC > 0)$ AND $(NDC_MAX_R_{p,u,d} - 2 \cdot NDC \leq 0)$, then

$$NCDC_S_MAX_{p,u,t} = DC_S \cdot NCAP_{p,u,t} \cdot (NDC_MAX_R_{p,u,d} - 2 \cdot NDC) \cdot$$

$$\cdot \text{MAX}(DC_MAX_{p,u,t} - DC_TOL_MAX, 0)$$

END IF

IF ($NDC_MAX_R_{p,u,d} - NDC \geq 0$) , *then*

$NCDC_S_MAX_{p,u,t} = 0$

END IF

IF ($NDC_MIN_R_{p,u,d} - NDC > 0$) *AND* ($NDC_MIN_R_{p,u,d} - 2 \cdot NDC > 0$), *then*

$NCDC_S_MIN_{p,u,t} = DC_S \cdot NCAP_{p,u,t} \cdot NDC \cdot$

$\cdot MAX(DC_MIN_{p,u,t} - DC_TOL_MIN, 0)$

ENDIF

IF ($NDC_MIN_R_{p,u,d} - NDC > 0$) *AND* ($NDC_MIN_R_{p,u,d} - 2 \cdot NDC \leq 0$), *then*

$NCDC_S_MIN_{p,u,t} = DC_S \cdot NCAP_{p,u,t} \cdot (NDC_MIN_R_{p,u,d} - 2 \cdot NDC) \cdot$

$\cdot MAX(DC_MIN_{p,u,t} - DC_TOL_MIN, 0)$

END IF

IF ($NDC_MIN_R_{p,u,d} - NDC \geq 0$) , *then*

$NCDC_S_MIN_{p,u,t} = 0$

END IF

$\forall u \in p$ *LOOP*

$NCDC_S_{p,d} = \sum_{u \in p} NCDC_S_MAX_{p,u,d} + \sum_{u \in p} NCDC_S_MIN_{p,u,d}$

END LOOP

$\forall d \in m$ *LOOP*

$NCDC_S_{p,m} = \sum_{d \in m} NCDC_S_{p,d}$

END LOOP

III.7.2.10. *Non-Compliance with Ancillary Services Dispatch Instructions*

Table: No. 10 Description: a) Charge for Participant p for its generating units non-complying with ancillary services dispatch instructions in Dispatch Day d b) Sum of the charges for Participant p for its generating units non-complying with ancillary services dispatch instructions over calendar month m			
Rules Ref:	Article	148,	Calculation Order: 10
Paragraph 1			
Variable Description	Unit	Variable	Variable type
The price of Ancillary Services that the generating unit u of a Participant p , acting as Producer, failed to provide in compliance with the relevant Dispatch Instructions in Dispatch Period t	€/MWh	$PANC_{p,u,t}$	Input
The quantity of Ancillary Services that the generating unit u of a Participant p , acting as Producer, failed to provide in compliance with the relevant Dispatch Instructions in Dispatch Period t	MWh	$QANC_G_{p,u,t}$	Input
Flag (taking values 1 or 0) showing if the generating units of Participant p , acting as Producer, have exceeded the limits of the average monthly generation deviations in the ancillary services dispatch instructions in Dispatch Day d		$NNC_{p,d}.A$	Output
Number of the generating units of a Participant p , acting as Producer, that have exceeded the limits of the average monthly generation deviations in the ancillary services dispatch instructions in Dispatch Day d		$NNC_{p,d}.B$	Output

Running counter of the Dispatch Days in current Calendar Month m until the Dispatch Day d when a Participant p , acting as Producer, did not comply with ancillary services dispatch instructions given for its generating units		$NNC_{p,m,d}$	Output
Charge increase factor for non-compliance charges to Participants, acting as Producers, for failing to follow ancillary services dispatch instructions for their generating units		ANC_G	Input
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to follow ancillary services dispatch instructions for its generating unit u in Dispatch Period t	€	$NANC_{G_{p,u,t}}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to follow ancillary services dispatch instructions for its generating unit u in Dispatch Day d	€	$NANC_{G_{p,u,d}}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to follow ancillary services dispatch instructions for its generating units in Dispatch Day d	€	$NANC_{G_{p,m}}$	Output
Non-compliance charge to a Participant p , acting as Producer, for failing to follow ancillary services dispatch instructions for its generating units in the Dispatch Days within a Calendar Month m	€	$NANC_{G_{p,m}}$	Output
a) Calculation of the charge in Dispatch Day d			
$NNC_{p,d} \cdot A = 0, NNC_{p,d} \cdot B = 0$			

```

 $\forall u \in p$  LOOP
  IF ( $QANC\_G_{p,u,t} > 0$ ) then :
     $NNC_{p,d} \cdot B = NNC_{p,d} \cdot B + 1$ 
     $NNC_{p,d} \cdot A = 1$ 
  END IF
END LOOP

 $NNC_{p,m,d} = 0$ 
(( $\forall d \in m$ ) AND ( $d > examined\ date$ )) LOOP
 $NNC_{p,m,d} = \sum_d NNC_{p,d} \cdot A$ 
END LOOP

 $\forall t \in d$  LOOP
 $NANC\_G_{p,u,t} = NNC_{p,m,d} \cdot (1\_ANC\_G) \cdot PANC_{p,u,t} \cdot QANC\_G_{p,u,t}$ 
END LOOP

 $\forall t \in d$  LOOP
 $NANC\_G_{p,u,d} = \sum_{t \in d} NANC\_G_{p,u,t}$ 
END LOOP

 $\forall u \in p$  LOOP
 $NANC\_G_{p,d} = \sum_{u \in p} NANC\_G_{p,u,d}$ 
END LOOP

```

b) Calculation of the charge over calendar month m

```




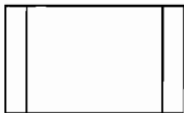
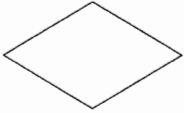
 $\forall d \in m$  LOOP
 $NANC\_G_{p,m} = \sum_{d \in m} NANC\_G_{p,d}$ 
END LOOP

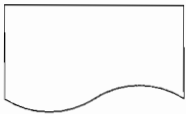

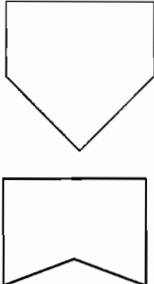

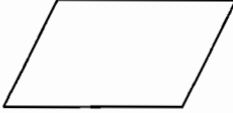


```


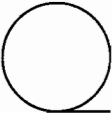
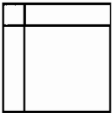


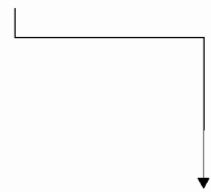
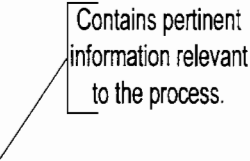
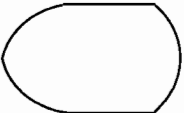
Notes: The ancillary services for which a producer may take dispatch instructions are described in Section 6.4 of this document. For the time being, those dispatch instructions are not recorded and therefore the charge is calculated to be 0.

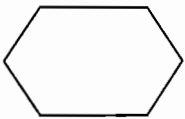
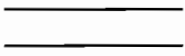

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV**ΟΡΙΣΜΟΙ ΣΧΗΜΑΤΩΝ VISIO**

Το παρόν Παράρτημα παρέχει τον ορισμό των σχημάτων που χρησιμοποιούνται κατά την ανάπτυξη των Διαγραμμάτων Ροής. Τα Διαγράμματα Ροής απεικονίζουν τις βασικές Επιχειρησιακές Διαδικασίες των διαφόρων δραστηριοτήτων της αγοράς που διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος. Τα Διαγράμματα Ροής ενσωματώνονται στις ενότητες του παρόντος Εγχειριδίου.

Σύμβολο	Ορισμός
	Σύνολο Διαδικασιών – το σχήμα αυτό αντιπροσωπεύει μία συλλογή από διαδικασίες και δείχνει την σχέση της μίας διαδικασίας με την άλλη.
	Κύρια Διαδικασία – το σχήμα αυτό περιέχει μία συνοπτική περιγραφή της διαδικασίας που θα περιγραφεί στην συνέχεια με λεπτομέρεια.
	Τεμάχιο Διαδικασίας – το σχήμα αυτό περιγράφει «διαδικασίες» οι οποίες μπορούν να ορισθούν ως εκτέλεση συγκεκριμένων ενεργειών. Αποτελεί το συστατικό στοιχείο των διαγραμμάτων ροής Visio.
	Προκαθορισμένη Διαδικασία - το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για ένα σύνολο βημάτων που συνδυάζονται ώστε να δημιουργηθεί μία υπο-διαδικασία που ορίζεται κάπου αλλού, συχνά σε άλλη σελίδα του ίδιου διαγράμματος.
	Σύμβολο Απόφασης – όπως υπονοεί το όνομα, το σχήμα αυτό διακλαδίζει το διάγραμμα ροής με βάση την απόφαση που επιλέγεται. Το σχήμα λειτουργεί ως "If" δήλωση. Υπάρχουν δύο βασικοί τρόποι χρήσης του συμβόλου: <ul style="list-style-type: none"> • Yes/No Path – Έχει δύο εξόδους, Yes or No. • Multiple Path – Η ροή μπορεί να ακολουθήσει πολλαπλούς δρόμους που βασίζονται στις εξόδους. <p>Το σημαντικό εδώ είναι κάθε μονοπάτι να είναι σωστά χαρακτηρισμένο, ακόμα και στην περίπτωση του "Yes" ή του "No". Αλλιώς, καθίσταται δύσκολη η συνέχιση της πορείας στο διάγραμμα.</p>

Σύμβολο	Ορισμός
	<p>Σύμβολο Εγγράφου – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για να αναπαραστήσει ένα έγγραφο στο Διάγραμμα Ροής. Για παράδειγμα, εάν η είσοδος στην διαδικασία είναι ένα αρχείο, μπορεί να αναπαρασταθεί με το σύμβολο αυτό. Ένα άλλο παράδειγμα είναι εάν η έξοδος μίας διαδικασίας είναι ένα αρχείο.</p>
	<p>Σύμβολο Τερματισμού – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για να ξεκινήσει ή να τερματισθεί ένα διάγραμμα. Κατά κανόνα, κάθε Διάγραμμα Ροής έχει το σχήμα αυτό στην αρχή χαρακτηρισμένο ως «Εκκίνηση της (διαδικασίας)» και ένα στο τέλος ως «Τερματισμός της (διαδικασίας)». Ωστόσο, εάν το διάγραμμα καταλήγει σε πολλά σημεία, θα πρέπει να τοποθετηθεί και από ένα σύμβολο τερματισμού σε κάθε σημείο. Αυτό επίσης συμβαίνει και εάν το διάγραμμα έχει πολλαπλά σημεία εκκίνησης, κάτι που είναι πιο σπάνιο.</p>
	<p>Αναφορά εκτός σελίδας – τα σύμβολα αυτά χρησιμοποιούνται όταν κάτι που αναφέρεται βρίσκεται σε διαφορετική σελίδα. Τα σύμβολα αυτά είναι χρήσιμα γιατί αποφεύγεται η επανάληψη του ίδιου συνόλου συμβόλων πολλές φορές σε ένα διάγραμμα.</p>
	<p>Αναφορά εντός σελίδας – Ο μικρός αυτός κύκλος υποδηλώνει ότι το επόμενο (ή προηγούμενο) βήμα είναι κάπου αλλού στο διάγραμμα.</p>
	<p>Δεδομένα - το σχήμα αυτό υποδηλώνει πως η πληροφορία εισέρχεται στην διαδικασία από έξω, ή αφήνει την διαδικασία. Το σχήμα αυτό μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για να δηλώσει συστατικά και μερικές φορές ονομάζεται και σχήμα Εισόδου/Εξόδου.</p>
	<p>Σύμβολο Βάσης Δεδομένων – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται συχνά όταν σχεδιάζονται software διαδικασίες, και παριστάνει μία σύνδεση σε βάση δεδομένων ή πιο ειδικά έναν πίνακα της βάσης.</p>
	<p>Αποθηκευμένα Δεδομένα – το στοιχείο αυτό δείχνει ποιες πληροφορίες που είναι τα αποτελέσματα της διαδικασίας αποθηκεύονται.</p>

Σύμβολο	Ορισμός
	<p>Απευθείας δεδομένα - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία αποθηκευμένη έτσι ώστε μία απλή εγγραφή μπορεί να προσπελασθεί απευθείας. Το σχήμα αυτό αναπαριστά πως ένα σκληρός δίσκος υπολογιστή αποθηκεύει δεδομένα.</p>
	<p>Διαδοχικά δεδομένα - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία που αποθηκεύεται σε διαδοχική σειρά, όπως τα δεδομένα σε μαγνητική ταινία. Όταν τα δεδομένα αποθηκεύονται διαδοχικά, πρέπει και να ανακτηθούν διαδοχικά. Για παράδειγμα, για να υπάρχει πρόσβαση στην εγγραφή 7 πρέπει κάποιος πρώτα να πάει στις εγγραφές 1 έως 6.</p>
	<p>Εσωτερική αποθήκευση - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία αποθηκευμένη σε έναν υπολογιστή.</p>
	<p>Χειροκίνητη είσοδος – Πρόκειται για ένα βήμα όπου κάποιος χειριστής παρέχει πληροφορίες στην διαδικασία.</p>
	<p>Χειροκίνητη λειτουργία – Πρόκειται για ένα βήμα που πρέπει να εκτελεσθεί από χειριστή.</p>
	<p>Δυναμικός σύνδεσμος – το εργαλείο αυτό συνδέει ένα στοιχείο με άλλο και δηλώνει την κατεύθυνση της ροής της διαδικασίας. Οι σύνδεσμοι αυτοί δύναται να δείχνουν την σύνδεση μίας διαδικασίας ή συνόλου δεδομένων ή κάτι άλλου ή μπορεί να καταλήγουν σε ένα «Σύμβολο Απόφασης» και χαρακτηρίζονται με μία "Yes" ή "No" απόφαση και την επακόλουθη διαδικασία.</p>
	<p>Σχολιασμός – το κουτί κειμένου στις αγκύλες χρησιμοποιείται για να προστεθούν σχόλια για τα σχήματα του διαγράμματος ροής.</p>
	<p>Απεικόνιση - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία που απεικονίζεται σε χειριστή, συνήθως σε οθόνη υπολογιστή.</p>

Σύμβολο	Ορισμός
	Προπαρασκευή - το σχήμα αυτό δείχνει σε ποιο σημείο οι μεταβλητές αρχικοποιούνται στην προετοιμασία για μία διαδικασία.
	Παράλληλη κατάσταση - το σχήμα αυτό δείχνει που δύο διαφορετικές διαδικασίες μπορούν να λειτουργούν ταυτόχρονα.
	Όριο βρόχου - το σχήμα αυτό σημειώνει τον μέγιστο αριθμό των επαναλήψεων που πρέπει να τρέξουν σε ένα βρόχο προτού προχωρήσει στο επόμενο βήμα.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V

ΣΗΜΕΙΑ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗΣ ΔΕΣΜΗΕ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται τα σημεία εξυπηρέτησης του ΔΕΣΜΗΕ για διάφορες διαδικασίες που περιγράφονται στο Εγχειρίδιο αυτό.

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Κάστορος 72

18545 Πειραιάς

Τηλ: +30 210 9466712

ΦΑΞ: +30 210 9466901

e-mail: htso_settlement@desmie.gr

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Ρυθμίσεων & Εμπορικών Θεμάτων

Κάστορος 72

18545 Πειραιάς

Τηλ: +30 210 9468881, +30 210 9468888

ΦΑΞ: +30 210 9466880

e-mail: ikanavos@desmie.gr, kpetsinis@desmie.gr

Οικονομικά θέματα – πληρωμές

Διεύθυνση Οικονομικού

Κάστορος 72

18545 Πειραιάς

Τηλ: +30 210 9466716, -6717

ΦΑΞ: +30 210 9466841

Θέματα Πληροφορικής

Διεύθυνση Πληροφορικής

Κάστορος 72

18545 Πειραιάς

Τηλ: +30 210 9466777, +30 210 9466801

ΦΑΞ: +30 210 9466822

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI

ΙΣΤΟΣΕΛΙΔΕΣ ΔΕΣΜΗΕ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται οι ιστοσελίδες που αναφέρονται στο Εγχειρίδιο αυτό και χρησιμοποιούνται από τους Συμμετέχοντες για τις διαδικασίες της Εκκαθάρισης της Αγοράς.

Ιστοσελίδα ΔΕΣΜΗΕ: www.desmie.gr

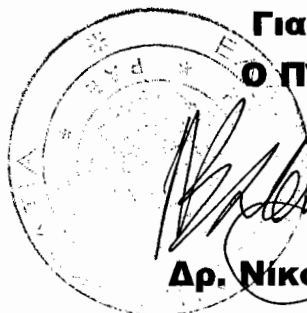
Ιστοσελίδα Πληροφοριακού Συστήματος Εκκαθάρισης Αγοράς:

<https://mmspa.desmie.gr/mms-pa-app/> με επιλογή Publishing και στη συνέχεια Settlement Reports

Αθήνα, 21/12/ 2011

Για τη ΡΑΕ

Ο Πρόεδρος



Δρ. Νίκος Βασιλάκος

Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

Έκδοση 2.1



Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.

21 Οκτωβρίου 2011

ΡΗΤΡΑ ΕΠΙΦΥΛΑΞΗΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ

Κάθε είδους πληροφορία που περιλαμβάνεται στο παρόν Εγχειρίδιο, παρέχεται από τον Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) με στόχο την ευρύτερη συζήτηση και τη γενικότερη ενημέρωση και μόνον. Για το λόγο αυτό, ο ΔΕΣΜΗΕ δεν εγγυάται την ακρίβεια, πληρότητα ή την καταλληλότητα των πληροφοριών αυτών κατά τη χρησιμοποίησή τους για οποιοδήποτε σκοπό, αρνούμενος συγχρόνως κάθε ευθύνη για οιαδήποτε ζημία τυχόν προκύψει από την παντός είδους χρήση τους. Οι πληροφορίες που περιέχονται στο Εγχειρίδιο θεωρούνται σύμφωνες με τον Ελληνικό Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (χάριν συντομίας «ΚΔΣ&ΣΗΕ») και δίδονται μαζί με επιπρόσθετες λεπτομέρειες, διευκρινήσεις και στοιχεία, ώστε να εξηγηθούν οι διάφορες έννοιες και οι διαδικασίες. Αναφορές (ή παραπομπές) στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στα υπόλοιπα υποστηρικτικά έγγραφα γίνονται απ' αρχής μέχρι τέλους του Εγχειριδίου. Το Εγχειρίδιο θα αναθεωρείται περιοδικά από τον ΔΕΣΜΗΕ, ώστε να αντανakλά νεώτερα ή αναθεωρημένα στοιχεία που αναδύονται κατά την εξέλιξη των κανόνων της αγοράς. Ο ΔΕΣΜΗΕ αρνείται κάθε ευθύνη για τις συνέπειες που τυχόν επέλθουν εξαιτίας λαθών ή παραλείψεων κατά τη διαδικασία αυτή. Ο ΔΕΣΜΗΕ επιφυλάσσει του δικαιώματος να αναθεωρεί ή να ανακαλεί, κατά τη διακριτική του ευχέρεια, το σύνολο ή μέρος των πληροφοριών που περιέχονται στο παρόν Εγχειρίδιο, οποιαδήποτε στιγμή και χωρίς προηγούμενη ειδοποίηση.

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ

Έκδοση	Ημερομηνία	Περιγραφή
V 1.0	11/03/2010	Έγκριση ΡΑΕ
V 2.0	08/09/2010	Ενσωμάτωση παρατηρήσεων ΡΑΕ
V 2.1	21/10/2011	Επικαιροποίηση βάσει πρόσφατων τροποποιήσεων του ΚΔΣ&ΣΗΕ

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ	ii
ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ	
ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ	viii
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ	
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΒΑΣΙΚΩΝ ΟΡΩΝ	
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ	xii
ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ	xiv
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
ΚΕ Φ Α Λ Α Ι Ο 1	Ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.....
1.1	Γενικά
1.2	Ο ρόλος των Συμμετεχόντων στο Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
1.2.1	Διαχειριστής του Συστήματος
1.2.2	Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής.....
1.2.3	Εκπρόσωποι Φορτίου
1.3	Χρονοδιάγραμμα Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
1.3.1	Σημεία στο ημερολόγιο
1.3.2	Σημεία σε σχέση με συγκεκριμένα γεγονότα
1.3.2.1	Περιεχόμενο Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος
1.3.2.2	Μητρώα ΑΔΙ και ΣΔΙ.....
1.3.2.3	Δημοπρασίες.....
1.4	Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
ΚΕ Φ Α Λ Α Ι Ο 2	Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ), Διαθέσιμη Ισχύς και Κάτοχοι Αδειών Παραγωγής.....
2.1	Γενικά
2.2	Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ).....
2.3	Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής.....
2.3.1	Κάτοχοι Αδειών Παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες
2.3.2	Κάτοχοι Αδειών Παραγωγής για λοιπές Μονάδες Παραγωγής
2.3.3	Κάτοχοι Αδειών Παραγωγής για νέες Μονάδες Παραγωγής.....
2.3.4	Αυτοπαραγωγοί
2.4	Μητρώο ΑΔΙ.....
2.4.1	Καταχώριση ΑΔΙ.....
2.4.2	Τροποποίηση ΑΔΙ.....
2.4.3	Διαγραφή ΑΔΙ
2.4.4	Αναστολή ΑΔΙ.....
2.5	Αντιστοίχιση Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος και ΑΔΙ.....
2.6	Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος
2.6.1	Καθαρή Ισχύς Μονάδας Παραγωγής (NCAP)

4.4.1.1.2	Μετρήσεις κατανάλωσης για ποσοστό των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N μικρότερο του 20% 58
4.4.1.2	Μετρητές Δικτύου
4.4.1.3	Παρατηρήσεις.....
4.4.2	Υπολογισμός Φορτίου Αιχμής Εκπροσώπου Φορτίου.....
4.4.2.1	Εκπρόσωποι Φορτίου εκτός από τη ΔΕΗ Προμήθεια.....
4.4.2.2	Εκπρόσωπος Φορτίου ΔΕΗ Προμήθεια
4.4.3	Υπολογισμός Οριστικής Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος
4.4.4	Έλεγχος Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος και Χρεώσεις Εκπροσώπων Φορτίου.....
4.5	Πίνακας Εκπροσώπησης Μετρητών-Εκπροσώπων Φορτίου.....
4.5.1	Μετρητές Φορτίου.....
4.5.2	Μετρητές Δικτύου
4.6	Ειδικά θέματα υπολογισμού της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος....
4.6.1	Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου.....
4.6.2	Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 Διαχείριση Πλεονάσματος Λογαριασμού Λ-Z.....	
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 Δημοπρασίες ΑΔΙ.....	
6.1	Γενικά
6.2	Διευθετήσεις Δημοπρασιών ΑΔΙ.....
6.2.1	Χρονοδιάγραμμα Ενεργειών Δημοπρασιών ΑΔΙ.....
6.2.2	Όροι και προϋποθέσεις.....
6.3	Διαδικασίες Δημοπρασιών ΑΔΙ
6.3.1	Δημοπρασίες ΑΔΙ με Τιμή
6.3.1.1	Δημοπρασίες ΑΔΙ με Τιμή – Διαδικασία Επίλυσης.....
6.3.2	Δημοπρασίες ΑΔΙ με Οικονομική Συμφωνία.....
6.4	Καταβολή τιμήματος των Δημοπρασιών ΑΔΙ.....
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 Διαγωνισμοί για σύναψη ΣΔΙ Νέων Μονάδων Παραγωγής.....	
7.1	Γενικά
7.2	Σύναψη Συμβάσεων για Νέες Μονάδες Παραγωγής
7.2.1	Συμβατικές Διευθετήσεις.....
7.2.2	Μεταβίβαση των ΣΔΙ
7.3	Τρόπος Εξόφλησης.....
7.3.1	Έσοδο Νέων Μονάδων Παραγωγής.....
7.3.2	Ανάκτηση Δαπανών από τον Διαχειριστή του Συστήματος.....
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.....	
8.1	Γενικά
8.2	Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής.....
8.3	Πιστώσεις Κάτοχων Άδειας Παραγωγής
8.4	Εκπρόσωποι Φορτίου
8.5	Χρεώσεις Εκπροσώπων Φορτίου
8.5.1	Μηνιαίες Χρεώσεις (ex ante) Εκπροσώπων Φορτίου
8.5.2	Ετήσιες Χρεώσεις (ex post) Εκπροσώπων Φορτίου

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9	Μελέτη Επάρκειας Ισχύος
9.1	Γενικά
9.2	Σκοπός και Μεθοδολογία
9.2.1	Πιθανοτική θεώρηση
9.2.2	Κριτήριο Αξιοπιστίας
9.2.3	Διαμόρφωση σεναρίων
9.2.3.1	Εξέλιξη φορτίων
9.2.3.2	Ένταξη θερμικών μονάδων
9.2.3.3	Παραγωγή υδροηλεκτρικών μονάδων
9.2.3.4	Παραγωγή μονάδων ΑΠΕ
9.2.3.5	Συνεισφορά διεθνών διασυνδέσεων
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10	Μεσοπρόθεσμος Προγραμματισμός Επικουρικών Υπηρεσιών και Διαθεσιμότητας Συμπληρωματικής Ενέργειας του Συστήματος
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι	Αριθμητικό παράδειγμα εφαρμογής του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
I.1	Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος
I.1.1	Υπολογισμός συντελεστών ΕFOR _D για Θερμικές Κατανεμόμενες Μονάδες
I.1.2	Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος για το Έτος Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007
I.2	Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής
I.3	Ωρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου
I.4	Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος
I.4.1	Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος
I.4.2	Φορτίο Αιχμής Εκπροσώπου Φορτίου
I.4.3	Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος Εκπροσώπου Φορτίου
I.4.4	Έλεγχος Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος και Χρεώσεις Εκπροσώπου Φορτίου
I.5	Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ	Περιεχόμενο ΣΔΙ
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ	Πρότυπα έντυπα αιτήσεων
III.1	Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής
III.1.1	Αίτηση καταχώρισης ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ
III.1.2	Αίτηση τροποποίησης ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ
III.1.3	Αίτηση τροποποίησης κατόχου ΑΔΙ
III.1.4	Αίτηση καταχώρισης ΑΔΙ στο Ειδικό Τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ
III.2	Εκπρόσωποι Φορτίου
III.2.1	Αίτηση καταχώρισης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ
III.2.2	Αίτηση μεταβίβασης ΣΔΙ
III.2.3	Δήλωση Συμμετοχής στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
III.3	Υπεύθυνη Δήλωση Συμμετέχοντα
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙV	Ορισμοί Διαγραμμάτων Ροής

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V	Συνοπτική Περιγραφή του Πιθανοτικού Μοντέλου Προσομοίωσης PROSIM
V.1	Εισαγωγή
V.2	Μεθοδολογία
V.3	Απαιτήσεις μοντέλου.....
V.4	Βασικά βήματα προγράμματος PROSIM.....
V.5	Αρχικές Προετοιμασίες
V.6	Ετήσιες Προετοιμασίες.....
V.7	Προγραμματισμός Συντήρησης.....
V.8	Προετοιμασίες Εβδομάδας
V.9	Ένταξη Μονάδων
V.10	Αλγόριθμος Προσομοίωσης
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI	Σημεία εξυπηρέτησης ΔΕΣΜΗΕ
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII	Ιστοσελίδες ΔΕΣΜΗΕ.....
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII	Πίνακας Αντιστοίχισης Αναφορών ΚΔΣ&ΣΗΕ με Εγχειρίδιο

ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ

- [1] Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, http://www.rae.gr/cases/C15/FEK655_B_17-05-2005.pdf.
- [2] 1η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Α΄ 309/22-12-2005
- [3] 2η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 501/19-04-2006
- [4] 3η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 793/30-06-2006
- [5] 4η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 45/22-01-2007
- [6] 5η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 440/30-03-2007
- [7] 6η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 1789/06-09-2007
- [8] 7η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 2654/23-01-2008
- [9] 8η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 937/21-05-2008
- [10] 9η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 852/07-05-2009
- [11] 10η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 2564/30-12-2009
- [12] 11η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 296/22-03-2010
- [13] 12η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 569/30-04-2010
- [14] 13η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 985/30-06-2010
- [15] 14η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 1557/22-09-2010
- [16] 15η Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ΦΕΚ Β΄ 1585/29-09-2010
- [17] Νόμος 2773/1999, http://www.desmie.gr/up/files/2773_99.pdf
- [18] Κανονισμοί Δημοπρασιών στις Βόρειες Διασυνδέσεις για το έτος 2009, http://www.desmie.gr/up/files/ARs_2009_north_interconnections_final.pdf.
- [19] ‘Least Cost Electric Utility Planning’ H.G. Stoll, 1988
- [20] UCTE Operation Handbook, Policy 1. Load – Frequency Control and Performance, 19.03.09, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

- ΣΧ.1. ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
- ΣΧ.2. ΈΚΔΟΣΗ ΑΔΙ ΚΑΙ ΚΑΤΑΧΩΡΙΣΗ ΣΤΟ ΜΗΤΡΩΟ ΑΔΙ
- ΣΧ.3. ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΤΡΟΠΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗΣ ΙΣΧΥΟΣ
- ΣΧ.4. ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΕΣ ΑΔΙ ΜΕ ΤΙΜΗ
- ΣΧ.5. ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΕΣ ΑΔΙ ΜΕ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΣΥΜΦΩΝΙΑ
- ΣΧ.6. ΔΙΑΓΩΝΙΣΜΟΣ ΣΔΙ ΓΙΑ ΝΕΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
- ΣΧ.7. ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΣ ΑΝΑΚΤΗΣΗΣ ΔΑΠΑΝΩΝ ΤΟΥ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ
- ΣΧ.8. ΣΥΝΟΠΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ ΤΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ PROSIM

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΒΑΣΙΚΩΝ ΟΡΩΝ

ΈΤΟΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ

ΑΠΟΔΕΙΚΤΙΚΑ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ (ΑΔΙ)

ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (NCAP)

ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (UCAP)

ΟΛΙΚΗ ΑΠΡΟΒΛΕΠΤΗ ΜΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑ

ΜΕΡΙΚΗ ΑΠΡΟΒΛΕΠΤΗ ΜΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑ

ΜΕΙΖΩΝ ΒΛΑΒΗ

ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ (ΣΔΙ)

ΏΡΕΣ ΑΥΞΗΜΕΝΗΣ ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΑΣ ΑΠΩΛΕΙΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

- ΠΙΝ.1. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΠΙΝΑΚΑ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗΣ ΙΣΧΥΟΣ (ΕΤΗΣΙΟΣ [218])
- ΠΙΝ.2. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΥ ΔΙΑΣΦΑΛΙΣΗΣ ΕΠΑΡΚΟΥΣ ΙΣΧΥΟΣ [224]
- ΠΙΝ.3. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΜΕΙΩΣΗΣ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕ ΠΡΩΤΟΒΟΥΛΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΟΥ [229 5.2]
- ΠΙΝ.4. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΜΕΙΩΣΗΣ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕ ΠΡΩΤΟΒΟΥΛΙΑ ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ [229 5.3]
- ΠΙΝ.5. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΦΙΛΙΚΟΥ ΔΙΑΚΑΝΟΝΙΣΜΟΥ ΣΔΙ [229 12.1]
- ΠΙΝ.6. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΑΙΤΗΣΕΩΝ ΠΟΥ ΑΦΟΡΟΥΝ ΣΤΑ ΜΗΤΡΩΑ ΑΔΙ ΚΑΙ ΣΔΙ [234]
- ΠΙΝ.7. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΠΡΟΕΤΟΙΜΑΣΙΑΣ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΑΣ – ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΕΙΣ [238]
- ΠΙΝ.8. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΛΕΠΤΟΜΕΡΕΙΩΝ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΑΣ [238]
- ΠΙΝ.9. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΚΑΤΑΒΟΛΗΣ ΤΙΜΗΜΑΤΟΣ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΑΣ [242]
- ΠΙΝ.10. ΑΝΑΚΤΗΣΗ ΔΑΠΑΝΩΝ ΠΟΥ ΑΠΟΡΡΕΟΥΝ ΑΠΟ ΤΙΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΣΥΜΦΩΝΙΕΣ ΕΓΓΥΗΣΗΣ ΕΣΟΔΩΝ ΑΠΟ ΤΟΝ ΗΕΠ ΠΟΥ ΣΥΝΑΠΤΟΝΤΑΙ ΓΙΑ ΣΔΙ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ [246]
- ΠΙΝ.11. ΠΙΝΑΚΑΣ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΤΟ ΈΤΟΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2006 – ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ 2007
- ΠΙΝ.12. ΜΗΝΙΑΙΑ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ
- ΠΙΝ.13. ΏΡΕΣ ΑΥΞΗΜΕΝΗΣ ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΑΣ ΑΠΩΛΕΙΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΓΙΑ ΤΟ ΈΤΟΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2006 – ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ 2007
- ΠΙΝ.14. ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΡΗ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΏΡΑ ΑΥΞΗΜΕΝΗΣ ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΑΣ ΑΠΩΛΕΙΑΣ ΤΟΥ ΈΤΟΥΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2006 – ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ 2007
- ΠΙΝ.15. ΏΡΕΣ ΑΥΞΗΜΕΝΗΣ ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΑΣ ΑΠΩΛΕΙΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΓΙΑ ΤΟ ΈΤΟΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ N-1 ΚΑΙ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΤΩΝ ΔΥΟ ΜΕΤΡΗΤΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ.
- ΠΙΝ.16. ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΗΣΗ ΑΝΑΦΟΡΩΝ ΚΔΣ&ΣΗΕ ΜΕ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

Ακρωνύμιο	Πλήρες όνομα - Ερμηνεία
CEFOR _D	Εκτιμώμενος Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου για κατηγορία Μονάδων
EEFOR _D	Ενεργός Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου
EFOR _D	Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου
LOLP	Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου (Loss of Load Probability)
NCAP	Καθαρή Ισχύς Μονάδας (Net Capacity)
RUCAP	Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς
UCAP	Διαθέσιμη Ισχύς Μονάδας (Unforced Capacity)
ΑΔΙ	Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΦ	Εκπρόσωπος Φορτίου
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
ΚΔΣ&ΣΗΕ	Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΜΔΕΙ	Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
ΜΜΔΕΙ	Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
ΜΦΑΣ	Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος
ΟΤΔ	Οριακή Τιμή Δημοπρασίας
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΔΙ	Σύμβαση Διαθεσιμότητα Ισχύος
ΥΕΙ	Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος
ΦΑ	Φορτίο Αιχμής

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός του παρόντος Εγχειριδίου είναι η περιγραφή των λεπτομερειών εφαρμογής των διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (εφεξής ΚΔΣ&ΣΗΕ) [1], όπως αυτός έχει τροποποιηθεί [2]-[12], σχετικά με το Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 επιχειρείται μια γενική παρουσίαση του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος (ΜΔΕΙ), δηλαδή της Ελληνικής Αγοράς Ισχύος. Αρχικά, γίνεται αναφορά στο ρόλο των διαφόρων συμμετεχόντων στο ΜΔΕΙ, ενώ στη συνέχεια παρουσιάζονται χρονοδιαγράμματα που αφορούν κάποιες κύριες διαδικασίες του Μηχανισμού. Τέλος, γίνεται αναφορά στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 παρουσιάζονται τα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ), τα οποία και αποτελούν τη βάση για τη λήψη πληρωμών από τους Κατόχους Άδειας Παραγωγής, καθώς και όλες οι διαδικασίες που αφορούν τα ΑΔΙ, από την έκδοσή τους και την καταχώρισή τους στο Μητρώο ΑΔΙ, μέχρι την επικαιροποίηση οποιασδήποτε μεταβολής αυτών. Επιπλέον, στο Κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται αναλυτικά η μεθοδολογία υπολογισμού της Διαθέσιμης Ισχύος κάθε Μονάδας από τον Διαχειριστή του Συστήματος, η οποία επιμερίζεται στα αντίστοιχα ΑΔΙ.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 περιγράφονται οι Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) που συνάπτουν οι Εκπρόσωποι Φορτίου με τους Κατόχους Άδειας Παραγωγής με στόχο την εκπλήρωση της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος τους, καθώς και όλες οι διαδικασίες που αφορούν το Μητρώο ΣΔΙ που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος.

Το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 περιγράφει λεπτομερώς τις εκ των προτέρων (ex-ante) και εκ των υστέρων (ex-post) διαδικασίες για τον υπολογισμό της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου, καθώς και τις διαδικασίες παρακολούθησης της συμμόρφωσής τους με αυτήν. Επιπλέον, στο Κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται ο αλγόριθμος για τον υπολογισμό των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου και η μεθοδολογία για τον υπολογισμό του Συντελεστή Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής, μεγέθη που προσδιορίζονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος και απαιτούνται για τον προσδιορισμό της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου.

Το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 παρουσιάζει τη διαχείριση τυχόν πλεονάσματος του Λογαριασμού Λ-Z.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 παρουσιάζονται οι διαδικασίες των Δημοπρασιών ΑΔΙ που δύναται να πραγματοποιεί ο Διαχειριστής του Συστήματος με στόχο τη διευκόλυνση σύναψης ΣΔΙ μεταξύ των κατόχων άδειας παραγωγής και Εκπροσώπων Φορτίου.

Το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 παρουσιάζει τις γενικές αρχές και τη διαδικασία με την οποία ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να προκηρύσσει Διαγωνισμούς ΣΔΙ για νέες Μονάδες Παραγωγής, όταν κρίνει ότι η δυναμική της αγοράς δεν εξασφαλίζει μακροπρόθεσμη επάρκεια ισχύος.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 παρουσιάζεται αναλυτικά ο Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, όπως αυτός ισχύει μέχρι 30/9/2011.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9 παρουσιάζονται οι βασικές αρχές της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος καθώς και η μεθοδολογία εκπόνησής της.

Το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10 περιγράφει το μεσοπρόθεσμο προγραμματισμό των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Διαθεσιμότητας Συμπληρωματικής Ενέργειας στο Σύστημα.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ I παρουσιάζεται ένα αριθμητικό παράδειγμα εφαρμογής του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος για την πληρέστερη κατανόησή του.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ II δίνεται ο τύπος και το περιεχόμενο των ΣΔΙ, όπως ορίζεται στο Άρθρο 229 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ III δίνονται τα πρότυπα έντυπα αιτήσεων που οφείλουν να καταθέτουν οι Συμμετέχοντες στα πλαίσια τήρησης των Μητρώων ΑΔΙ και ΣΔΙ.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV δίνονται οι ορισμοί των βασικών σχημάτων που χρησιμοποιούνται στα Διαγράμματα Ροής.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V δίνεται συνοπτική περιγραφή του πιθανοτικού μοντέλου προσομοίωσης συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας PROSIM, το οποίο χρησιμοποιείται από το Διαχειριστή του Συστήματος, τόσο κατά την εκπόνηση της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος, όσο και για τον υπολογισμό του Συντελεστή Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI παρουσιάζονται τα σημεία εξυπηρέτησης του ΔΕΣΜΗΕ για διάφορες διαδικασίες που περιγράφονται στο Εγχειρίδιο αυτό.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII παρουσιάζονται οι ηλεκτρονικές διευθύνσεις που αναφέρονται στο Εγχειρίδιο αυτό και στις οποίες ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει πληροφορίες και δεδομένα σχετικά με το Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII παρουσιάζεται ένας πίνακας με την αντιστοίχιση των αναφορών του ΚΔΣ&ΣΗΕ στο Εγχειρίδιο αυτό με τις σχετικές παραγράφους του Εγχειριδίου αυτού.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

Ο ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΣ ΔΙΑΣΦΑΛΙΣΗΣ ΕΠΑΡΚΟΥΣ ΙΣΧΥΟΣ

1.1 Γενικά

Ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος αποσκοπεί στη διασφάλιση μακροχρόνιας διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και υποδιαιρείται σε δύο κύρια μέρη:

- ένα μηχανισμό ελεύθερης εισαγωγής, ο οποίος σχεδιάζεται ώστε να εξασφαλίσει την απρόσκοπτη είσοδο στην αγορά νέου παραγωγικού δυναμικού σύμφωνα με τη συνεχόμενη αύξηση της αναμενόμενης ζήτησης με το πέρασμα του χρόνου και
- ένα μηχανισμό υποχρεωτικής εισαγωγής, ο οποίος σχεδιάζεται με σκοπό τη διασφάλιση της δέσμευσης των νέων παραγωγών αναφορικά με την έναρξη στον κατάλληλο χρόνο της εμπορικής λειτουργίας των νέων μονάδων παραγωγής.

Ο μηχανισμός ελεύθερης εισαγωγής βασίζεται στους ελέγχους των συμβάσεων ισχύος που συνάπτονται μεταξύ των Εκπροσώπων Φορτίου και των Κατόχων Άδειας Παραγωγής. Εν συντομία, οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να εξασφαλίζουν επαρκείς συμβάσεις (Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος) με τους Κατόχους Άδειας Παραγωγής, ώστε να ικανοποιούν το αναμενόμενο φορτίο καθώς και ένα επιθυμητό επίπεδο εφεδρείας. Οι Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής προκειμένου να συνάψουν συμβάσεις με Εκπρόσωπους Φορτίου θέτουν σε εμπορική λειτουργία νέες Μονάδες ώστε να είναι σε θέση να προσφέρουν την ισχύ που έχουν συμβολαιοποιήσει.

Αναφορικά με το μηχανισμό υποχρεωτικής εισαγωγής, αυτός εισάγεται προκειμένου να αντιμετωπιστεί η επείγουσα ανάγκη για νέο παραγωγικό δυναμικό. Συγκεκριμένα, αντί να στηριχθεί άμεσα στους Εκπρόσωπους Φορτίου για να συνάψουν συμβάσεις με Κατόχους Άδειας Παραγωγής (νέες μονάδες), ως μεταβατική φάση, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενεργεί ως μεσάζων μεταξύ των Κατόχων Άδειας Παραγωγής με νέες μονάδες και των υπαρχόντων / νέων Εκπροσώπων Φορτίου.

1.2 Ο ρόλος των Συμμετεχόντων στο Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

1.2.1 Διαχειριστής του Συστήματος

Στο πλαίσιο του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, ο Διαχειριστής του Συστήματος:

- 1) Ελέγχει την έκδοση Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) από τους κατόχους άδειας παραγωγής και την τήρηση των λοιπών υποχρεώσεων τους στο πλαίσιο του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.
- 2) Ελέγχει τη συμμόρφωση των Εκπροσώπων Φορτίου με την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος.
- 3) Τηρεί το Μητρώο ΑΔΙ και το Μητρώο Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) σύμφωνα με τις διατάξεις του Κεφαλαίου 45 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- 4) Εκπονεί τη Μελέτη Επάρκειας Ισχύος, σύμφωνα με τη διάταξη της παραγράφου 4 του άρθρου 15 του Νόμου 2773/1999.
- 5) Συντάσσει εκθέσεις σχετικά με την εφαρμογή του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος και τα αποτελέσματά του.
- 6) Μεριμνά για τη διαφάνεια σχετικά με τη λειτουργία του Μηχανισμού Διασφάλισης Ισχύος και παρέχει σχετικές πληροφορίες σε ενδιαφερόμενους.
- 7) Διεξάγει διαγωνισμούς για τη σύναψη ΣΔΙ νέων Μονάδων Παραγωγής σύμφωνα με τις διατάξεις του Κεφαλαίου 47 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- 8) Διενεργεί δημοπρασίες για τη διευκόλυνση της σύναψης ΣΔΙ μεταξύ κατόχων άδειας παραγωγής και Εκπροσώπων Φορτίου σύμφωνα με τις διατάξεις του Κεφαλαίου 46 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- 9) Εκδίδει το Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, το οποίο εγκρίνεται από τη ΡΑΕ.

1.2.2 Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής για Μονάδες που είναι εγγεγραμμένες στο Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων οφείλουν να εκδίδουν και να καταθέτουν στο Μητρώο Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος, ΑΔΙ, για το σύνολο της Καθαρής Ισχύος κάθε Μονάδας Παραγωγής και για κάθε ένα από το τρέχον και τα τέσσερα επόμενα Έτη Αξιοπιστίας κατ' ελάχιστο, ή έως τη λήξη της άδειας παραγωγής της Μονάδας, εφόσον αυτή επέρχεται εντός της προαναφερόμενης πενταετίας. Ο συνολικός αριθμός των ΑΔΙ, που έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς και αφορούν την ίδια Μονάδα Παραγωγής, δεν επιτρέπεται να υπερβαίνει το μέγεθος της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας.

Το ΑΔΙ ενσωματώνει δήλωση για τη διατήρηση συγκεκριμένου επιπέδου τεχνικής διαθεσιμότητας της Μονάδας Παραγωγής σε μελλοντικό χρόνο. Το ΑΔΙ έχει άυλο τύπο, αναφέρεται σε μέρος της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας ΑΔΙ και συγκεκριμένα σε ισχύ ενός (1) MW.

Με την κατάθεση ΑΔΙ στο Μητρώο, ο κάτοχος άδειας παραγωγής αποδέχεται ότι είναι υποχρεωμένος να εκπληρώνει κατά τρόπο ισότιμο τις υποσχέσεις που περιλαμβάνουν όλα τα ΑΔΙ, τα οποία αναφέρονται στην ίδια Μονάδα Παραγωγής και έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς.

Τα ΑΔΙ που έχουν κατατεθεί στο Μητρώο αποτελούν πρόταση για τη σύναψη Σύμβασης Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) με Εκπροσώπους Φορτίου.

1.2.3 Εκπρόσωποι Φορτίου

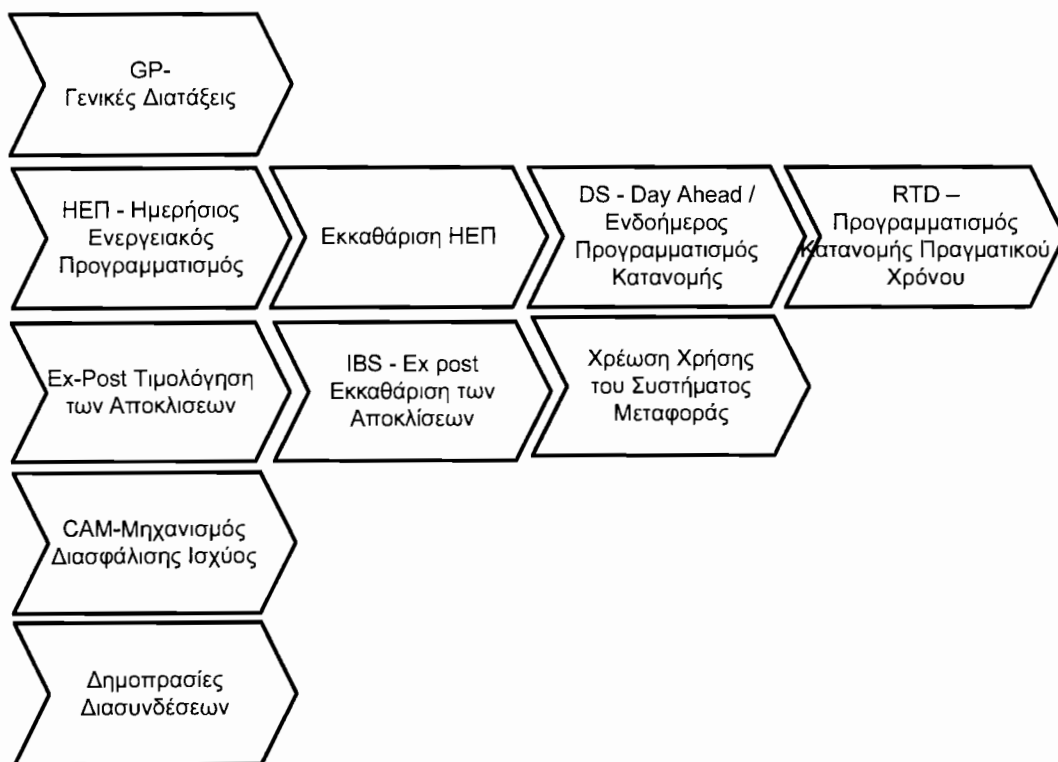
Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν κατά την άσκηση της δραστηριότητάς τους να προσκομίζουν ικανοποιητικές μακροχρόνιες εγγυήσεις για την εξασφάλιση διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το Σύστημα. Για το σκοπό αυτό απαιτείται να προσκομίζουν εγγυήσεις διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος για κάθε Ώρα Κατανομής για την οποία εκπροσωπούν ολικά ή μερικά Μετρητή, σύμφωνα με τον «Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου» που ισχύει για την Ημέρα Κατανομής.

Ως εγγυήσεις διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος νοούνται οι Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) που συνάπτουν οι Εκπρόσωποι Φορτίου με τους κατόχους άδειας παραγωγής και οι οποίες κατατίθενται στο Μητρώο ΣΔΙ που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος. Το πλήθος των ΣΔΙ που οφείλει να προσκομίσει κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου για κάθε Ώρα Κατανομής καθορίζεται από την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του, η οποία υπολογίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Πιο συγκεκριμένα, η Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που αντιστοιχεί σε κάθε Μετρητή προϋπολογίζεται (εκ των προτέρων Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος), λαμβάνοντας υπόψη τη συμπεριφορά του κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του περασμένου Έτους Αξιοπιστίας και στη συνέχεια εκκαθαρίζεται (οριστική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος) μετά το πέρας του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας.

Εκπρόσωπος Φορτίου που δεν έχει προσκομίσει επαρκείς εγγυήσεις αναφορικά με την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του (εκ των προτέρων ή/και οριστική) για κάθε Ημέρα Κατανομής, χρεώνεται με τη Χρέωση Μη-Συμμόρφωσης η οποία υπολογίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

1.3 Χρονοδιάγραμμα Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

Στην παρούσα ενότητα απεικονίζεται ένα γενικού επιπέδου Διάγραμμα Ροής Επιχειρησιακών Διαδικασιών των σημαντικών μηχανισμών της αγοράς που διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος. Τα σημαντικότερα τμήματα της Ελληνικής αγοράς είναι ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ, Day Ahead Scheduling, DAS), μαζί με το Σύστημα Δημοπρασιών για τις Διασυνδέσεις, ο Προγραμματισμός Κατανομής (Dispatch Scheduling, DS), η Κατανομή σε Πραγματικό Χρόνο (Real-Time Dispatch, RTD), η εκ των υστέρων Τιμολόγηση των Αποκλίσεων (Ex-Post Imbalance Pricing, ExPIP) και ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Όλα τα λεπτομερή Διαγράμματα Ροής που απεικονίζουν επιμέρους διαδικασίες του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος παρουσιάζονται σε επόμενες σχετικές ενότητες του παρόντος Εγχειριδίου.



Σχ.1. Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Επίσης, στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται με λεπτομέρεια ένα ολοκληρωμένο χρονοδιάγραμμα του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Στον πίνακα του χρονοδιαγράμματος περιλαμβάνονται 3 οντότητες, ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), οι Συμμετέχοντες στην Αγορά και η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ). Μία κενή θέση δηλώνει καμία ενέργεια για την οντότητα που αντιστοιχεί σε αυτό. Οι αναφορές [σε αγκύλες] παραπέμπουν στον ΚΔΣ&ΣΗΕ όπως τροποποιήθηκε και ισχύει. Οι εγγραφές στο χρονοδιάγραμμα αναφέρονται σε δύο κατηγορίες:

- Ημερολογίου – σε σχέση με ένα ετήσιο ημερολόγιο, και
- Έμμεσες – σε περίπτωση που η χρονική συγκυρία έχει σχέση με συγκεκριμένα γεγονότα.

1.3.1 Σημεία στο ημερολόγιο

Έτος Αξιοπιστίας

Ως Έτος Αξιοπιστίας [215] ορίζεται η χρονική περίοδος από την 1^η Οκτωβρίου του ημερολογιακού έτους N έως την 30^η Σεπτεμβρίου του ημερολογιακού έτους $N+1$

Πιν.1. Χρονοδιάγραμμα Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος (ετήσιος) [218]

Χρόνος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχοντες στην Αγορά	ΡΑΕ
Τουλάχιστον 6 μήνες προ της έναρξης εκάστου Έτους Αξιοπιστίας (από 1 Απριλίου με βάση την έναρξη του Έτους Αξιοπιστίας την 1 Οκτωβρίου)	Ο ΔΕΣΜΗΕ ενημερώνει τις αριθμητικές τιμές στον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος		
Εντός 15 ημερών από την ημερομηνία της δημοσίευσης του Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος		Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής δύναται να υποβάλει ενστάσεις όσον αφορά στοιχεία της Διαθέσιμης Ισχύος της Μονάδας του έναντι του ΔΕΣΜΗΕ	
Εντός 15 ημερών από την εν λόγω καταγγελία	Ο ΔΕΣΜΗΕ αποφασίζει σχετικά με την ανωτέρω ένσταση		

Πιν.2. Χρονοδιάγραμμα Εκκαθάρισης Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος [224]

Χρόνος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχοντες στην Αγορά	ΡΑΕ
Μετά το τέλος κάθε μήνα	Ο ΔΕΣΜΗΕ ελέγχει για κάθε Περίοδο Κατανομής εάν οι Εκπρόσωποι Φορτίου (ΕΦ) παρέχουν τις εγγυήσεις που αντιστοιχούν στην εκ των προτέρων υπολογιζόμενη Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος (ΥΕΙ) που φέρουν και τους χρεώνει ανάλογα.		
Μετά τη λήξη του Έτους Αξιοπιστίας	Ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει την Οριστική ΥΕΙ των ΕΦ		
Μετά τον εκ των υστέρων υπολογισμό της καταλογιζόμενης σε κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ενέργειας κατά το Εγχειρίδιο	Ο ΔΕΣΜΗΕ δημοσιοποιεί τις εκ των υστέρων υπολογιζόμενες Οριστικές ΥΕΙ των ΕΦ		Η ΡΑΕ ορίζει την Ημέρα Ελέγχου Εκπλήρωσης Υποχρεώσεων Επαρκούς Ισχύος μεταξύ της 25 ^{ης} και

Διαχείρισης Μετρήσεων και Περιοδικής Εκκαθάρισης Προμηθευτών Δικτύου			της 35 ^{ης} επόμενης ημέρας από την ημέρα δημοσιοποίησης των Οριστικών ΥΕΙ
Εντός επτά (7) ημερών από την ως άνω δημοσιοποίηση		Ο ΕΦ δύναται να υποβάλλει ένσταση σε σχέση με τις Οριστικές ΥΕΙ του	
Εντός επτά (7) ημερών από την ως άνω ένσταση	Ο ΔΕΣΜΗΕ αποφαίνεται σχετικά με την ένσταση		
Έως την Ημέρα Ελέγχου Εκπλήρωσης Υποχρεώσεων Επαρκούς Ισχύος		Οι ΕΦ οφείλουν να προσκομίσουν επαρκείς ΣΔΙ για την εκ των υστέρων Οριστική ΥΕΙ τους	
Μετά την Ημέρα Ελέγχου Εκπλήρωσης Υποχρεώσεων Επαρκούς Ισχύος	Ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει τις οριστικές χρεώσεις Μη Συμμόρφωσης για κάθε ΕΦ		

1.3.2 Σημεία σε σχέση με συγκεκριμένα γεγονότα

1.3.2.1 Περιεχόμενο Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος

Πιν.3. Χρονοδιάγραμμα Μείωσης Διαθέσιμης Ισχύος με Πρωτοβουλία Παραγωγού [229 5.2]

Χρόνος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχοντες στην Αγορά	ΡΑΕ
Οποιαδήποτε στιγμή προ του τέλους του Χρόνου Αναφοράς		Ο Παραγωγός δύναται να στείλει στον Εκπρόσωπο Φορτίου αμετάκλητη, έγγραφη και αιτιολογημένη πρόταση για την μείωση της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος σε MW (Πρόταση Μείωση Ισχύος) η οποία εφαρμόζεται για το υπόλοιπο χρονικό διάστημα του Χρόνου Αναφοράς.	
Εντός 15 ημερών από την ημερομηνία παραλαβής από τον Εκπρόσωπο Φορτίου		Ο Εκπρόσωπος Φορτίου έχει δικαίωμα να καταθέσει ένσταση	

της Πρότασης Μείωσης Ισχύος		κατά της εν λόγω Πρότασης Μείωσης Ισχύος και να στείλει Ειδοποίηση Διερεύνησης την οποία κοινοποιεί στον ΔΕΣΜΗΕ	
Εάν ο Εκπρόσωπος Φορτίου δεν καταθέσει ένσταση κατά αυτής της πρότασης εντός της προθεσμίας ή εάν ο ΔΕΣΜΗΕ αποδεχθεί την Πρόταση Μείωσης Ισχύος	Ο ΔΕΣΜΗΕ τροποποιεί ανάλογα την Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύ και την καταχωρεί στο Μητρώο ΣΔΙ		
	Η διαδικασία για την Ειδοποίηση Έρευνας είναι ίδια όπως περιγράφεται στην συνέχεια		

Πιν.4. Χρονοδιάγραμμα Μείωσης Διαθέσιμης Ισχύος με Πρωτοβουλία Εκπροσώπου Φορτίου [229 5.3]

Χρόνος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχοντες στην Αγορά	ΡΑΕ
Όταν ο Εκπρόσωπος Φορτίου διαπιστώνει συστηματικά σημαντική απόκλιση μεταξύ της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος και της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος		Ο Εκπρόσωπος Φορτίου δύναται να αποστείλει στον Παραγωγό Ειδοποίηση Διεξαγωγής Έρευνας την οποία κοινοποιεί στον ΔΕΣΜΗΕ	
	Ο ΔΕΣΜΗΕ διεξάγει την έρευνα ως αποτέλεσμα της Ειδοποίησης Διεξαγωγής Έρευνας και εκδίδει τα σχετικά πορίσματα		
Όταν η έρευνα καταλήγει πως είναι δυνατόν να επιτευχθεί μία RUCAP που να προσεγγίζει την UCAP		Ο Παραγωγός οφείλει εντός εύλογης προθεσμίας να προβεί σε κάθε νόμιμη ενέργεια και να πραγματοποιήσει τις απαραίτητες τεχνικές εργασίες	
Όταν ο Παραγωγός		Ο Παραγωγός	

πραγματοποιήσει όλες τις απαραίτητες τεχνικές εργασίες		αποστέλλει Ειδοποίηση Αποκατάστασης Βλάβης στον ΔΕΣΜΗΕ την οποία κοινοποιεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου	
Εάν ο ΔΕΣΜΗΕ αποδεχθεί την Ειδοποίηση Αποκατάστασης Βλάβης	Η Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς παραμένει αναλλοίωτη		
Εάν ο ΔΕΣΜΗΕ δεν αποδεχθεί την Ειδοποίηση Αποκατάστασης Βλάβης ή εάν παρέλθει άπρακτη η προθεσμία για την υποβολή στον ΔΕΣΜΗΕ της Ειδοποίησης Αποκατάστασης Βλάβης ή εάν στο πόρισμα του ΔΕΣΜΗΕ διαπιστωθεί τεχνική αδυναμία από τον Παραγωγό για αύξηση της Διαθέσιμης Ισχύος της Μονάδας	Ο ΔΕΣΜΗΕ προβαίνει σε Πρόταση Μείωσης Ισχύος η οποία κοινοποιείται στον Παραγωγό και στον Εκπρόσωπο Φορτίου		
Εντός προθεσμίας 15 ημερών από την περιέλευση στον Παραγωγό της Πρότασης Μείωσης της Ισχύος από τον ΔΕΣΜΗΕ		Ο Παραγωγός δύναται να προβάλλει ένσταση	
Εάν ο Παραγωγός δεν υποβάλλει εμπρόθεσμα ένσταση κατά της πρότασης ή εάν ο ΔΕΣΜΗΕ αποδεχθεί την Πρόταση Μείωσης Ισχύος	Ο ΔΕΣΜΗΕ τροποποιεί ανάλογα την Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύ και την καταχωρίζει στο Μητρώο ΣΔΙ		

Πιν.5. Χρονοδιάγραμμα Φιλικού Διακανονισμού ΣΔΙ [229 12.1]

Χρόνος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχοντες στην Αγορά	ΡΑΕ
Εκδήλωση Διαφωνίας		Αποστολή	

Εντός 3 ημερών από την ειδοποίηση από το άλλο μέρος για την παραλαβή πρόσκλησης για φιλικό διακανονισμό		Ειδοποίηση Μέρη του παρόντος απαιτείται να υποδεικνύουν και να ενημερώνουν αμοιβαίως τους Εκπροσώπους τους για το διακανονισμό.	
Εντός 30 ημερών από την αποστολή πρόσκλησης για φιλικό διακανονισμό		Η διαδικασία του Διακανονισμού τακτοποιείται	

1.3.2.2 Μητρώα ΑΔΙ και ΣΔΙ

Πιν.6. Χρονοδιάγραμμα Αιτήσεων που αφορούν στα Μητρώα ΑΔΙ και ΣΔΙ [234]

Χρόνος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχοντες στην Αγορά	ΡΑΕ
Εντός 3 ημερών από την υποβολή αίτησης για εγγραφή στο Μητρώο ΑΔΙ	Ο ΔΕΣΜΗΕ αποφασίζει επί της αιτήσεως		
Όταν μία αίτηση απορρίπτεται, ή στην περίπτωση μίας αυτοδίκαιης αναστολής ή διαγραφής από το Μητρώο.	Ο ΔΕΣΜΗΕ ενημερώνει εγγράφως τον εκδότη των ΑΔΙ για την ενέργειά του		
Εντός 5 ημερών		Οι Συμμετέχοντες στον ΗΕΠ μπορούν να υποβάλλουν ενστάσεις κατά των αποφάσεων του ΔΕΣΜΗΕ	
Εντός 5 ημερών	Ο ΔΕΣΜΗΕ αποφασίζει επί της ενστάσεως		

1.3.2.3 Δημοπρασίες

Πιν.7. Χρονοδιάγραμμα Προετοιμασίας Δημοπρασίας – Ανακοινώσεις [238]

Χρόνος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχοντες στην Αγορά	ΡΑΕ
Τουλάχιστον 2 μήνες προ της επιθυμητής ημερομηνίας για τη	Ο ΔΕΣΜΗΕ ανακοινώνει την πρόθεσή του να		

δημοπρασία	διεξάγει δημοπρασία και καλεί τους εκδότες ΑΔΙ να καταθέσουν αιτήσεις όσον αφορά τα ΑΔΙ που θέλουν να συμμετέχουν σε δημοπρασία		
Εντός αποκλειστικής προθεσμίας 20 ημερών		Προθεσμία ΑΔΙ για ανταπόκριση	

Πιν.8. Χρονοδιάγραμμα Λεπτομερειών Δημοπρασίας [238]

Χρόνος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχοντες στην Αγορά	ΡΑΕ
Εντός 10 ημερών για υποβολή από την προθεσμία υποβολής των αιτήσεων	Ο ΔΕΣΜΗΕ πιστοποιεί πόσα από τα ΑΔΙ που κατατέθηκαν προς δημοπράτηση πληρούν τις προϋποθέσεις των Άρθρων 237 και 238 ανωτέρω και αποφασίζει αν θα προχωρήσει σε δημοπρασία, με βάση το εάν το πλήθος των κατάλληλων ΑΔΙ είναι επαρκές ώστε να δικαιολογήσει τη διεξαγωγή δημοπρασίας. Η απόφαση του ΔΕΣΜΗΕ όσον αφορά την διεξαγωγή δημοπρασίας, κοινοποιείται εγγράφως στους εκδότες ΑΔΙ που έχουν υποβάλει αιτήσεις για συμμετοχή στη δημοπρασία.		
Τουλάχιστον 20 ημέρες πριν από τη δημοπρασία	Ο ΔΕΣΜΗΕ ανακοινώνει στην ιστοσελίδα του την ημερομηνία, το αντικείμενο, τους όρους και το		

	χρονοδιάγραμμα της δημοπρασίας		
Τουλάχιστον 5 ημέρες προ της διεξαγωγής της δημοπρασίας		Εκπρόσωποι Φορτίου που επιθυμούν να συμμετάσχουν υποβάλλουν στον ΔΕΣΜΗΕ αίτηση συμμετοχής με υποστηρικτικό υλικό	

Πιν.9. Χρονοδιάγραμμα Καταβολής Τιμήματος Δημοπρασίας [242]

Χρόνος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχοντες στην Αγορά	ΡΑΕ
Εντός 7 ημερών από τα αποτελέσματα της δημοπρασίας		Κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου που περιλαμβάνεται σε αυτά απαιτείται να πληρώσει το τίμημα που προέκυψε από τη δημοπρασία στον Παραγωγό που έχει εκδώσει κάθε ΑΔΙ που κατακυρώθηκε σε Εκπρόσωπο Φορτίου ως αποτέλεσμα της δημοπρασίας	

Πιν.10. Ανάκτηση Δαπανών που απορρέουν από τις Οικονομικές Συμφωνίες Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ που συνάπτονται για ΣΔΙ νέων Μονάδων [246]

Χρόνος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχοντες στην Αγορά	ΡΑΕ
Στο τέλος κάθε Έτους Αξιοπιστίας και έως το τέλος του αντίστοιχου ημερολογιακού έτους	Ο ΔΕΣΜΗΕ υπολογίζει όλες τις οφειλές προς τον Παραγωγό σύμφωνα με την Οικονομική Συμφωνία Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ για το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας (ετήσια οφειλή) και χρεώνει το δευτεροβάθμιο λογαριασμό του Λογαριασμού Προσαυξήσεων (ΛΠ-5) για το επόμενο		

ημερολογιακό έτος		
-------------------	--	--

1.4 Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

Μέχρι το πέρας του Έτους Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2011 – Σεπτέμβριος 2012, για τη διευκόλυνση των συμμετεχόντων στην αγορά, λειτουργεί παράλληλα ένας εναλλακτικός μηχανισμός, ο Μεταβατικός Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Σύμφωνα με το Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής και οι Εκπρόσωποι Φορτίου μπορούν να επιλέξουν να μην συνάψουν απευθείας μεταξύ τους ΣΔΙ, αλλά να απευθυνθούν στον Διαχειριστή του Συστήματος.

Πιο συγκεκριμένα, ο Διαχειριστής του Συστήματος δημιουργεί ένα ειδικό τμήμα στο Μητρώο ΑΔΙ στο οποίο κατατίθενται, μετά από αίτηση του Παραγωγού, τα ΑΔΙ για τα οποία δεν έχουν συναφθεί ΣΔΙ. Η υποβολή των ΑΔΙ στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ συνιστά σύναψη σύμβασης μεταξύ κατόχου άδειας παραγωγής και του Διαχειριστή του Συστήματος, η οποία παρέχει το δικαίωμα στους κατόχους άδειας παραγωγής να λαμβάνουν πληρωμές σε μηνιαία βάση. Οι πληρωμές ισχύος για κάθε κάτοχο άδειας παραγωγής είναι ανάλογες της Διαθέσιμης Ισχύος των ΑΔΙ που έχει καταθέσει στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ.

Η Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου μπορεί να καλυφθεί είτε με ΣΔΙ είτε συνάπτοντας «σύμβαση για Συμμετοχή στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος» με το Διαχειριστή του Συστήματος. Με τη Σύμβαση Συμμετοχής στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Ισχύος, κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου υποχρεούται να καταβάλλει ένα τίμημα, το οποίο είναι ανάλογο της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος του.

Τα χρηματικά ποσά που καταβάλλονται από τους Εκπροσώπους Φορτίου στο Διαχειριστή του Συστήματος αποδίδονται στη συνέχεια στους κατόχους άδειας παραγωγής ανάλογα με τη διαθέσιμη ισχύ των ΑΔΙ που έχουν καταθέσει στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ. Το Μοναδιαίο Τίμημα Πληρωμής Ισχύος (€/MW-έτος) που λαμβάνουν οι κάτοχοι άδειας παραγωγής εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης μετά από εισήγηση της ΡΑΕ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΑΠΟΔΕΙΚΤΙΚΑ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ (ΑΔΙ), ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ ΚΑΙ ΚΑΤΟΧΟΙ ΑΔΕΙΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

2.1 Γενικά

Ο συνολικός αριθμός των ΑΔΙ, που έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς και αφορούν την ίδια Μονάδα Παραγωγής, δεν επιτρέπεται να υπερβαίνει το μέγεθος της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας.

Το ΑΔΙ ενσωματώνει δήλωση για τη διατήρηση συγκεκριμένου επιπέδου τεχνικής διαθεσιμότητας της Μονάδας Παραγωγής σε μελλοντικό χρόνο. Το ΑΔΙ έχει άυλο τύπο, αναφέρεται σε μέρος της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας ΑΔΙ και συγκεκριμένα σε ισχύ ενός (1) MW.

Στα ΑΔΙ που αναφέρονται στην ίδια Μονάδα Παραγωγής και έχουν Χρόνο Αναφοράς το τρέχον Έτος Αξιοπιστίας, επιμερίζεται αναλογικά και εξίσου η Διαθέσιμη Ισχύς της Μονάδας, όπως αυτή ισχύει για το υπόψη Έτος Αξιοπιστίας και έχει καταχωρηθεί από τον Διαχειριστή του Συστήματος στον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος. Η Διαθέσιμη Ισχύς μιας Μονάδας υπολογίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος, για κάθε Έτος Αξιοπιστίας, με βάση τα στοιχεία που καταγράφηκαν σε προηγούμενα Έτη Αξιοπιστίας.

Με την κατάθεση ΑΔΙ στο Μητρώο, ο κάτοχος άδειας παραγωγής αποδέχεται ότι είναι υποχρεωμένος να εκπληρώνει κατά τρόπο ισότιμο τις υποσχέσεις που περιλαμβάνουν όλα τα ΑΔΙ, τα οποία αναφέρονται στην ίδια Μονάδα Παραγωγής και έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς. Τα ΑΔΙ που έχουν κατατεθεί στο Μητρώο αποτελούν πρόταση για σύναψη Σύμβασης Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) με Εκπροσώπους Φορτίου. Μέσω της σύναψης ΣΔΙ οι κάτοχοι άδειας παραγωγής αμείβονται για το επίπεδο τεχνικής διαθεσιμότητας των Μονάδων Παραγωγής τους.

Εφόσον συντρέχει διακοπή της λειτουργίας μίας Μονάδας Παραγωγής για ορισμένο χρονικό διάστημα λόγω Μείζονος Βλάβης ή Αδυναμία Λειτουργίας (λόγω ανάκλησης άδειας λειτουργίας ή άλλο λόγο που δεν εμπίπτει στην έννοια των απρόβλεπτων βλαβών μικρής κλίμακας), το χρονικό αυτό διάστημα δεν λαμβάνεται υπόψη για τον υπολογισμό της Διαθέσιμης Ισχύος της Μονάδας. Σε αυτήν την περίπτωση, τα αντίστοιχα ΑΔΙ αναστέλλονται σύμφωνα με τις διατάξεις του παρόντος Εγχειριδίου.

2.2 Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ)

Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ)

Τα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος έχουν άυλο τύπο και το κάθε ένα αναφέρεται σε 1 MW Καθαρής Ισχύος της Μονάδας Παραγωγής και σε ένα Έτος Αξιοπιστίας. Κάθε ΑΔΙ ενσωματώνει δήλωση του κατόχου της άδειας παραγωγής για διατήρηση συγκεκριμένου επιπέδου τεχνικής διαθεσιμότητας της Μονάδας Παραγωγής για το Έτος Αξιοπιστίας το οποίο αφορά το ΑΔΙ.

Το επίπεδο τεχνικής διαθεσιμότητας της Μονάδας Παραγωγής, το οποίο δηλώνεται μέσω της καταχώρισης του ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ, είναι η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς η οποία υπολογίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος και είναι η ισχύς σε MW την οποία η Μονάδα μπορεί να παρέχει στο Σημείο Σύνδεσής της με το Σύστημα οποτεδήποτε καθ' όλη τη διάρκεια ενός (1) Έτους Αξιοπιστίας, έχοντας λάβει υπόψη την απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα της Μονάδας και εφόσον η Μονάδα λειτουργεί υπό συνθήκες ISO, δεν υπάρχουν περιορισμοί εξοπλισμού ή τεχνικοί περιορισμοί ή περιορισμοί που προέρχονται από το θεσμικό ή οικονομικό πλαίσιο που διέπει τη λειτουργία της Μονάδας και έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία της Μονάδας και οποιοδήποτε βοηθητικό φορτίο που αφορά στη Μονάδα.

Με την σύναψη της ΣΔΙ μεταξύ κατόχου άδειας παραγωγής και Εκπροσώπου Φορτίου είναι δυνατό να συναφθεί και σύμβαση διαφορών ή άλλη οικονομική συμφωνία που να αναφέρεται στην εκπλήρωση των υποχρεώσεων από τη ΣΔΙ. Μέσω της σύναψης ΣΔΙ οι κάτοχοι άδειας παραγωγής αμείβονται για το επίπεδο τεχνικής διαθεσιμότητας των Μονάδων Παραγωγής τους. Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής είναι δυνατό να αμειφθούν από τα ΑΔΙ που έχουν καταχωρηθεί στο Μητρώο ΑΔΙ και για τα οποία δεν έχει συναφθεί ΣΔΙ μέσω της διαχείρισης τυχόν πλεονάσματος του Λογαριασμού Λ-Ζ, όπως περιγράφεται στην παράγραφο 212 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

2.3 Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής

2.3.1 Κάτοχοι Αδειών Παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής για Μονάδες που είναι εγγεγραμμένες στο Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων οφείλουν να εκδίδουν, δια της υποβολής Αίτησης Καταχώρισης ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ, κατά τα προβλεπόμενα στο Άρθρο 226 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος για το σύνολο της Καθαρής Ισχύος κάθε Μονάδας Παραγωγής και για κάθε ένα από το τρέχον και τα τέσσερα επόμενα Έτη Αξιοπιστίας κατ' ελάχιστο, ή έως τη λήξη της άδειας παραγωγής της Μονάδας, εφόσον αυτή επέρχεται εντός του χρονικού διαστήματος του τρέχοντος και των τεσσάρων επομένων Ετών Αξιοπιστίας.

2.3.2 Κάτοχοι Αδειών Παραγωγής για λοιπές Μονάδες Παραγωγής

Δεν επιτρέπεται η έκδοση ΑΔΙ για Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών, για Συμβεβλημένες Μονάδες, για Μονάδες Παραγωγής του άρθρου 35 του Ν.2773/99 (ΦΕΚ Α' 286), όπως ισχύει, και για Μονάδες Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που συνδέονται με το Δίκτυο.

2.3.3 Κάτοχοι Αδειών Παραγωγής για νέες Μονάδες Παραγωγής

Κάτοχοι άδειας παραγωγής για νέες Μονάδες Παραγωγής που θα συνδεθούν με το Σύστημα δύνανται να εκδίδουν ΑΔΙ, εφόσον διαθέτουν Πιστοποιητικό Έκδοσης ΑΔΙ, το οποίο χορηγείται από τη ΡΑΕ εφόσον ο κάτοχος άδειας παραγωγής δεσμεύεται επαρκώς σχετικά με τον χρόνο έναρξης της εμπορικής λειτουργίας της νέας Μονάδας Παραγωγής. Για τη χορήγηση Πιστοποιητικού Έκδοσης ΑΔΙ, ο κάτοχος άδειας παραγωγής υποβάλλει αίτηση, η οποία συνοδεύεται από τα εξής δικαιολογητικά:

- 1) Δήλωση σχετικά με την ημερομηνία έναρξης της εμπορικής λειτουργίας της νέας Μονάδας,
- 2) Τεχνικά χαρακτηριστικά της νέας Μονάδας με βάση τα οποία υπολογίζεται η Διαθέσιμη Ισχύς της Μονάδας,
- 3) Άδεια εγκατάστασης για τη νέα Μονάδα
- 4) Υπογεγραμμένη Σύμβαση ή προσύμφωνο Τεχνικού Σχεδιασμού, Προμήθειας του Εξοπλισμού και Κατασκευής της Μονάδας (Engineering-Procurement-Construction "EPC"),
- 5) Υπογεγραμμένη Σύμβαση ή προσύμφωνο Χρηματοδότησης, εάν συντρέχει τέτοια περίπτωση,
- 6) Εγκεκριμένοι Όροι Σύνδεσης ή Προσφοράς Σύνδεσης με το Σύστημα,
- 7) Εγκεκριμένοι Όροι Σύνδεσης ή Προσφοράς Σύνδεσης με δίκτυο μεταφοράς καυσίμου, στην περίπτωση παροχής καυσίμου μέσω δικτύου.

Το Πιστοποιητικό Έκδοσης ΑΔΙ ανακαλείται με απόφαση της ΡΑΕ όταν σύμφωνα με το σύστημα παρακολούθησης αδειών παραγωγής που τηρεί η ΡΑΕ προκύπτει αδυναμία ολοκλήρωσης της νέας Μονάδας ή αίρονται οι προϋποθέσεις χορήγησης του πιστοποιητικού αυτού.

Σε περίπτωση ανάκλησης του Πιστοποιητικού Έκδοσης ΑΔΙ, τα αντίστοιχα ΑΔΙ διαγράφονται από το Μητρώο ΑΔΙ.

2.3.4 Αυτοπαραγωγοί

Οι Αυτοπαραγωγοί δύνανται να εκδίδουν ΑΔΙ για την Καθαρή Ισχύ των Μονάδων τους, εφόσον διαθέτουν Πιστοποιητικό Έκδοσης ΑΔΙ για Αυτοπαραγωγό, το οποίο χορηγείται από τη ΡΑΕ κατόπιν αίτησης του ενδιαφερόμενου. Με το Πιστοποιητικό Έκδοσης ΑΔΙ για Αυτοπαραγωγό πιστοποιείται το ποσοστό ιδιοκατανάλωσης ενέργειας του Αυτοπαραγωγού. Ο μέγιστος αριθμός ΑΔΙ που δύναται να εκδοθεί από Αυτοπαραγωγό δεν μπορεί να αντιστοιχεί σε ισχύ μεγαλύτερη του πενήντα τοις εκατό (50%) της συνολικής ισχύος της Μονάδας Αυτοπαραγωγού.

2.4 Μητρώο ΑΔΙ

Το Μητρώο ΑΔΙ τηρείται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Οι εγγραφές στο Μητρώο ΑΔΙ διενεργούνται κατόπιν υποβολής αιτήσεως από τους Συμμετέχοντες στον ΗΕΠ ως εξής:

- 1) Αίτηση Καταχώρισης ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ, η οποία υποβάλλεται από τον κάτοχο της άδειας παραγωγής που αντιστοιχεί στη Μονάδα ΑΔΙ.
- 2) Αίτηση Αναστολής ΑΔΙ, η οποία υποβάλλεται από τον κάτοχο της άδειας παραγωγής που αντιστοιχεί στη Μονάδα ΑΔΙ.
- 3) Αίτηση Τροποποίησης ΑΔΙ, η οποία υποβάλλεται από τον κάτοχο της άδειας παραγωγής που αντιστοιχεί στη Μονάδα ΑΔΙ.
- 4) Αίτηση Διαγραφής ΑΔΙ από το Μητρώο, η οποία υποβάλλεται από τον κάτοχο της άδειας παραγωγής που αντιστοιχεί στη Μονάδα ΑΔΙ.

Για κάθε ΑΔΙ εγγράφονται στο Μητρώο ΑΔΙ τα εξής στοιχεία:

- Κωδικός του ΑΔΙ, με τον οποίον το ΑΔΙ προσδιορίζεται μοναδικά.
- Κωδικός της Μονάδας, στην οποία το ΑΔΙ αντιστοιχεί.
- Αριθμός Πρωτοκόλλου Άδειας Παραγωγής για τη Μονάδα.
- Καθαρή Ισχύς της Μονάδας σε MW, κατά το Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων.
- Χρόνος Αναφοράς του ΑΔΙ που καθορίζεται για συγκεκριμένο Έτος Αξιοπιστίας.
- Κατάσταση ΑΔΙ και ιδίως περιπτώσεις αναστολής ή διαγραφής ΑΔΙ.
- Ιστορικό των τροποποιήσεων του ΑΔΙ.
- Ιστορικό στοιχείων σχετικά με τη διαθεσιμότητα της Μονάδας, συμπεριλαμβανομένης της μείωσης Διαθεσιμότητας Παραγωγής λόγω ανωτέρας βίας ή Μείζονος Βλάβης ή οποιοδήποτε άλλο γεγονός το οποίο μειώνει την τεχνική διαθεσιμότητα της Μονάδας.

Οι αιτήσεις των Συμμετεχόντων πρέπει να συμφωνούν με τα πρότυπα έγγραφα αιτήσεων τα οποία βρίσκονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ του παρόντος εγχειριδίου.

Οι Συμμετέχοντες πρέπει να υποβάλλουν συνημμένα με κάθε αίτηση και τα νομιμοποιητικά έγγραφα που απαιτούνται, σε περίπτωση που αυτά δεν έχουν ήδη υποβληθεί στο αρχείο του Μητρώου Συμμετεχόντων του Διαχειριστή του Συστήματος ή έχουν τροποποιηθεί. Σε κάθε περίπτωση πρέπει να υποβληθεί συνημμένα με τις αιτήσεις η Υπεύθυνη Δήλωση του Εκπροσώπου (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ).

Εντός τριών (3) ημερών από την υποβολή των παραπάνω αιτήσεων στο Μητρώο ΑΔΙ, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφασίζει επί της αιτήσεως.

Σε περίπτωση απόρριψης αίτησης ή αυτεπάγγελτης αναστολής ή διαγραφής ΑΔΙ από το Μητρώο ΑΔΙ, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει εγγράφως

τον εκδότη του ΑΔΙ. Κατά της απόφασης του Διαχειριστή του Συστήματος χωρεί ένσταση από Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ εντός προθεσμίας πέντε (5) ημερών.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται επί των ενστάσεων εντός προθεσμίας πέντε (5) ημερών από την υποβολή της. Σε περίπτωση άπρακτης παρέλευσης της προθεσμίας αυτής, τεκμαίρεται απόρριψη της ένστασης. Τυχόν διαφορά μεταξύ των μερών επιλύεται κατά τη διαδικασία που καθορίζεται στο Άρθρο 10 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

2.4.1 Καταχώριση ΑΔΙ

Η καταχώριση των ΑΔΙ γίνεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος, μετά την, με επιμέλεια του Παραγωγού, υποβολή Αίτησης Καταχώρισης ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ που τηρεί ο Διαχειριστής. Η Αίτηση Καταχώρισης περιλαμβάνει:

- 1) Τη Μονάδα Παραγωγής, στην οποία αναφέρεται το ΑΔΙ (Μονάδα ΑΔΙ). Στην Αίτηση Καταχώρισης ΑΔΙ αναγράφεται ο Κωδικός Αριθμός Μονάδας σύμφωνα με το Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων ή ο αριθμός πρωτοκόλλου του Πιστοποιητικού Έκδοσης ΑΔΙ, ανάλογα με την περίπτωση.
- 2) Το Χρόνο Αναφοράς, ο οποίος καθορίζεται σε ένα Έτος Αξιοπιστίας και προσδιορίζει το χρονικό διάστημα για το οποίο ο κάτοχος άδειας παραγωγής δηλώνει τη διατήρηση συγκεκριμένου επιπέδου τεχνικής διαθεσιμότητας της Μονάδας. Ειδικότερα, ο Χρόνος Αναφοράς μπορεί να προσδιορίζεται ως ακολούθως:
 - i. Εάν αφορά το τρέχον Έτος Αξιοπιστίας κατά τη στιγμή της έκδοσης του ΑΔΙ, καλύπτει το χρονικό διάστημα που υπολείπεται μέχρι το τέλος του Έτους αυτού.
 - ii. Εάν αφορά το Έτος Αξιοπιστίας κατά τη λήξη της Άδειας Παραγωγής της Μονάδας ΑΔΙ ως Χρόνος Αναφοράς ορίζεται το χρονικό διάστημα μέχρι τη λήξη της άδειας παραγωγής.
- 3) Το συνολικό αριθμό των ΑΔΙ τα οποία θα καταχωριστούν στο Μητρώο ΑΔΙ. Ειδικότερα το σύνολο της Ισχύος των ΑΔΙ, που έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς και αφορούν την ίδια Μονάδα Παραγωγής, δεν επιτρέπεται να υπερβαίνει το μέγεθος της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας, με εξαίρεση την περίπτωση όπου κατά τον επιμερισμό της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος της Μονάδας στα ΑΔΙ προκύπτει τιμή της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος ανά ΑΔΙ μεγαλύτερη του ενός (1) MW. Στην περίπτωση αυτή το σύνολο της ισχύος των ΑΔΙ που έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς και αφορούν την ίδια Μονάδα Παραγωγής είναι δυνατόν να ισούται με το στρογγυλοποιημένο προς τα άνω μέγεθος της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας.

Η υποβολή Αίτησης Καταχώρισης ΑΔΙ συνεπάγεται την από μέρους του Παραγωγού αναγνώριση της δυνατότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να αναρτήσει σχετικά στοιχεία στην ιστοσελίδα του.

Με την καταχώριση ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ, ο κάτοχος άδειας παραγωγής αποδέχεται ρητά και ανεπιφύλακτα τους όρους αυτού και αποδέχεται περαιτέρω ότι είναι υποχρεωμένος να εκπληρώνει κατά τρόπο ισότιμο τις υποσχέσεις που περιλαμβάνουν όλα τα ΑΔΙ, τα οποία αναφέρονται στην ίδια Μονάδα Παραγωγής και έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς.

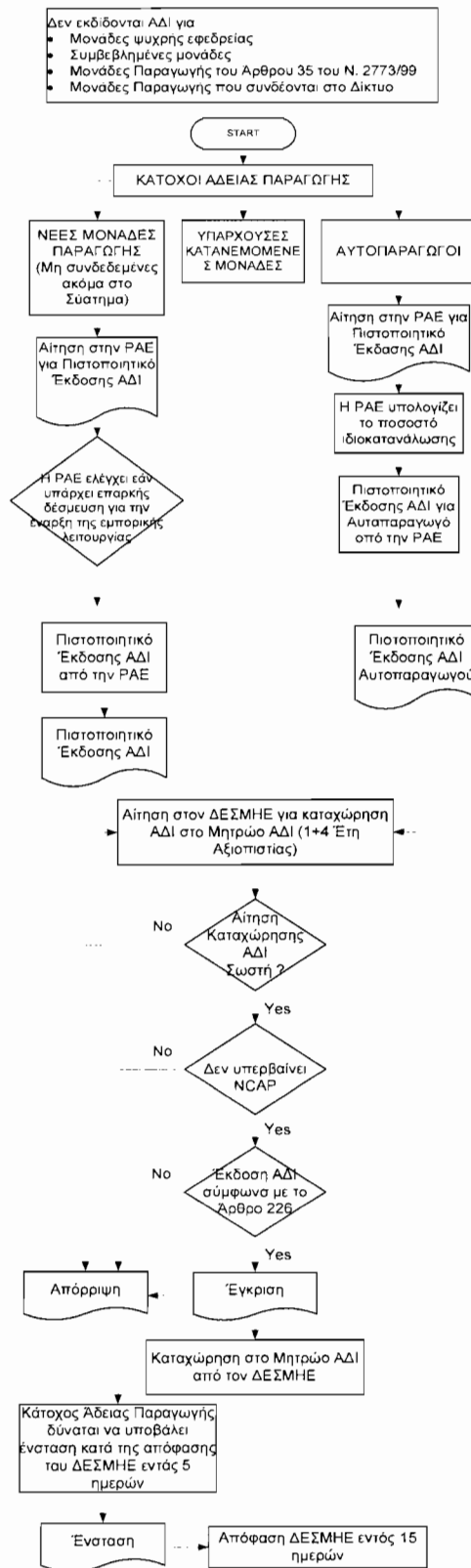
Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει βεβαίωση αποδοχής της Αίτησης Καταχώρισης ΑΔΙ, εφόσον αυτή υποβλήθηκε σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο άρθρο 226 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Το Διάγραμμα Ροής που παρουσιάζεται στο Σχ.2 αποτυπώνει τη διαδικασία έκδοσης ΑΔΙ για Κατανεμόμενες Μονάδες, Αυτοπαραγωγούς και νέες Μονάδες Παραγωγής και την καταχώριση ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ.

2.4.2 Τροποποίηση ΑΔΙ

Σε κάθε μια από τις παρακάτω περιπτώσεις οι κάτοχοι άδειας παραγωγής είναι υποχρεωμένοι να υποβάλλουν Αίτηση Τροποποίησης ΑΔΙ:

- 1) Τροποποίηση σχετικά με τον κάτοχο της Άδειας Παραγωγής. Σε αυτή την περίπτωση τα αντίστοιχα ΑΔΙ εξακολουθούν να ισχύουν και ο εκδότης τους υποκαθίσταται από το νέο κάτοχο της άδειας παραγωγής.
- 2) Σε περίπτωση ΑΔΙ που αντιστοιχεί σε νέα Μονάδα, τυχόν καθυστέρηση της έναρξης εμπορικής λειτουργίας της Μονάδας επιφέρει τροποποίηση του ΑΔΙ ως προς την έναρξη του Χρόνου Αναφοράς.
- 3) Μεταβολή του μεγέθους της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας ως συνέπεια τροποποίησης της Άδειας Παραγωγής. Στην περίπτωση αυτή ο αριθμός των ΑΔΙ που αντιστοιχούν στη Μονάδα και έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς προσαρμόζεται ανάλογα.



Σχ.2. Έκδοση ΑΔΙ και Καταχώριση στο Μητρώο ΑΔΙ

2.4.3 Διαγραφή ΑΔΙ

Κάθε Έτος Αξιοπιστίας, μετά την πάροδο της Ημέρας Ελέγχου Εκπλήρωσης της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος, ο Διαχειριστής του Συστήματος με μέριμνά του διαγράφει από το Μητρώο ΑΔΙ τα ΑΔΙ των οποίων παρήλθε ο Χρόνος Αναφοράς.

Σε περίπτωση ανάκλησης του Πιστοποιητικού Έκδοσης ΑΔΙ, τα αντίστοιχα ΑΔΙ διαγράφονται από το Μητρώο ΑΔΙ με μέριμνα του Διαχειριστή του Συστήματος.

Σε περίπτωση μείωσης της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας, διαγράφονται από το Μητρώο ΑΔΙ με μέριμνα του Διαχειριστή του Συστήματος κατά προτεραιότητα τα ΑΔΙ για τα οποία δεν έχει συναφθεί ΣΔΙ. Εάν αυτό δεν αρκεί, η διαγραφή του κατάλληλου αριθμού ΑΔΙ από το Μητρώο ΑΔΙ επιμερίζεται αναλογικά στους Εκπροσώπους Φορτίου οι οποίοι έχουν συνάψει τις αντίστοιχες ΣΔΙ.

Σε περίπτωση υποβολής Δηλώσεων Αδυναμίας Λειτουργίας ή Μείζονος Βλάβης από κάτοχο άδειας παραγωγής, στις οποίες προσδιορίζεται ο οριστικός χαρακτήρας της αδυναμίας λειτουργίας της Μονάδας, τα ΑΔΙ που έχουν εκδοθεί για τη Μονάδα διαγράφονται.

Σε περίπτωση υποβολής Δήλωσης Πρόθεσης Διακοπής Κανονικής Λειτουργίας της Μονάδας από κάτοχο άδειας παραγωγής, τα ΑΔΙ της Μονάδας τα οποία έχουν Χρόνο Αναφοράς μεταγενέστερο του Έτους Αξιοπιστίας εντός του οποίου εμπίπτει η επιθυμητή ημερομηνία διακοπής της κανονικής λειτουργίας της Μονάδας, διαγράφονται από το Μητρώο ΑΔΙ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να προβεί σε διαγραφή ΑΔΙ χωρίς την υποβολή προηγούμενης αίτησης σε περίπτωση κατά την οποία συντρέχουν οι προϋποθέσεις υποβολής Δήλωσης Αδυναμίας Λειτουργίας ή Μείζονος Βλάβης ή Πρόθεσης Διακοπής Κανονικής Λειτουργίας της Μονάδας και δεν υποβλήθηκαν νομίμως τέτοιες δηλώσεις από τον κάτοχο άδειας παραγωγής.

2.4.4 Αναστολή ΑΔΙ

Σε περίπτωση υποβολής Δηλώσεων Αδυναμίας Λειτουργίας ή Μείζονος Βλάβης από κάτοχο Άδειας Παραγωγής, στις οποίες προσδιορίζεται ο προσωρινός χαρακτήρας της αδυναμίας λειτουργίας της Μονάδας, τα ΑΔΙ που έχουν εκδοθεί για τη Μονάδα αναστέλλονται μέχρι την αποκατάσταση της λειτουργίας της Μονάδας.

Σημειώνεται ότι σε κάθε περίπτωση Αδυναμίας Λειτουργίας μιας Μονάδας η οποία δεν εμπίπτει στην κατηγορία των απρόβλεπτων βλαβών μικρής κλίμακας (π.χ. λόγω απεργίας εργαζομένων, λόγω εκτεταμένων ανακατασκευών ή βελτιώσεων κλπ), όπως ορίζονται στο Άρθρο 39 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, υποβάλλεται Δήλωση Αδυναμίας Λειτουργίας, σύμφωνα με το Άρθρο 41, και παράλληλα αναστέλλονται τα ΑΔΙ που έχουν εκδοθεί για τη Μονάδα μέχρι την αποκατάσταση της λειτουργίας της Μονάδας.

Με την απόφαση έγκρισης της αναστολής των ΑΔΙ ο Διαχειριστής του Συστήματος εγκρίνει και δημοσιοποιεί την αναμενόμενη ημερομηνία άρσης της αναστολής του ΑΔΙ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να προβεί σε αναστολή ΑΔΙ χωρίς την υποβολή προηγούμενης αίτησης σε περίπτωση κατά την οποία συντρέχουν οι προϋποθέσεις υποβολής Δήλωσης Μακροχρόνιας Μη Διαθεσιμότητας ή Δήλωσης Αδυναμίας Λειτουργίας και δεν υποβλήθηκαν νομίμως τέτοιες δηλώσεις από τον κάτοχο άδειας παραγωγής.

Εξαίρεση αναστολής των ΑΔΙ επιτρέπεται, κατόπιν αιτήματος του κατόχου Άδειας Παραγωγής, μόνο κατά τη διάρκεια Προγραμματισμένης Συντήρησης, όπως αυτή αποτυπώνεται στο δεσμευτικό Πρόγραμμα Συντήρησης Μονάδων που εκδίδει ο Διαχειριστής του Συστήματος, εφόσον κατά τη διάρκεια της περιόδου αναστολής των ΑΔΙ πραγματοποιηθούν και εργασίες συντήρησης.

2.5 Αντιστοίχιση Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος και ΑΔΙ

Για κάθε Έτος Αξιοπιστίας, ως Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς μίας Μονάδας θεωρείται η Διαθέσιμη Ισχύς η οποία υπολογίζεται κατά τις διατάξεις της ενότητας 2.6.2.

Η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς μίας Μονάδας, όπως ισχύει για ένα Έτος Αξιοπιστίας και καταχωρείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος στον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος, επιμερίζεται αναλογικά και εξίσου σε όλα τα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) τα οποία έχουν ως Χρόνο Αναφοράς το υπόψη Έτος Αξιοπιστίας ή μέρος αυτού στην περίπτωση κατά την οποία το ΑΔΙ αναφέρεται στο τρέχον Έτος Αξιοπιστίας.

Εφόσον συντρέχει διακοπή της λειτουργίας μίας Μονάδας Παραγωγής για ορισμένο χρονικό διάστημα λόγω Μείζονος Βλάβης ή Αδυναμίας Λειτουργίας (λόγω ανάκλησης άδειας λειτουργίας ή άλλο οποιοδήποτε λόγο που δεν εμπίπτει στην έννοια των απρόβλεπτων βλαβών μικρής κλίμακας), το χρονικό αυτό διάστημα δεν λαμβάνεται υπόψη για τον υπολογισμό της Διαθέσιμης Ισχύος της Μονάδας. Σε αυτήν την περίπτωση, τα αντίστοιχα ΑΔΙ αναστέλλονται σύμφωνα με τα προαναφερόμενα στην ενότητα 2.4.4.

2.6 Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος

Ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί και δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος στον οποίο περιέχεται η Καθαρή Ισχύς (NCAP) και η Διαθέσιμη Ισχύς (UCAP) κάθε Κατανεμόμενης Μονάδας Παραγωγής και κάθε Μονάδας Παραγωγής για την οποία έχει εκδοθεί Πιστοποιητικό Έκδοσης Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί βάση δεδομένων στην οποία καταχωρούνται οι αριθμητικές τιμές όλων των παραμέτρων και συναφείς πληροφορίες που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των αριθμητικών τιμών του Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος καθώς και τα αντίστοιχα ιστορικά στοιχεία. Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής έχουν δικαίωμα πρόσβασης στα στοιχεία της βάσης δεδομένων μόνο σχετικά με τη Μονάδα Παραγωγής στην οποία αντιστοιχεί η άδειά τους.

Τουλάχιστον έξι (6) μήνες πριν την έναρξη κάθε Έτους Αξιοπιστίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος αναρτά στην ιστοσελίδα του τις αριθμητικές τιμές

του Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος, όπως αυτές θα ισχύσουν με την έναρξη του εν λόγω Έτους Αξιοπιστίας. Η αριθμητική τιμή Διαθέσιμης Ισχύος για κάθε Μονάδα Παραγωγής υπολογίζεται από τον Διαχειριστή με βάση τα στοιχεία της βάσης δεδομένων που αφορούν τη λειτουργία κάθε Μονάδας Παραγωγής, όπως τα δεδομένα αυτά καταγράφηκαν σε προηγούμενα Έτη Αξιοπιστίας.

Εάν κατά το χρονικό διάστημα μεταξύ της ενημέρωσης του Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος και της έναρξης του Έτους Αξιοπιστίας, η Διαθέσιμη Ισχύς μίας Μονάδας Παραγωγής έχει μεταβληθεί λόγω απρόβλεπτου γεγονότος, ο Διαχειριστής του Συστήματος τροποποιεί αναλόγως τον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος. Επιπλέον, ο Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος τροποποιείται με την έναρξη εμπορικής λειτουργίας νέων Κατανεμόμενων Μονάδων, αλλά και με τη διακοπή κανονικής λειτουργίας υφιστάμενων μονάδων (θέση σε κατάσταση ψυχρής εφεδρείας, αποξήλωση ή διακοπή λειτουργίας για διάστημα άνω των τριών Ετών Αξιοπιστίας).

Εντός προθεσμίας δεκαπέντε (15) ημερών από την ημερομηνία δημοσιοποίησης του Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος, κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής δύναται να υποβάλλει ένσταση σε σχέση με τις τιμές της Διαθέσιμης Ισχύος όπως υπολογίστηκαν από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται σχετικά με την ένσταση εντός δεκαπέντε (15) ημερών. Εάν η διαφορά παραμένει, επιλύεται κατά τη διαδικασία που καθορίζεται στο Κεφάλαιο 3 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

2.6.1 Καθαρή Ισχύς Μονάδας Παραγωγής (NCAP)

Καθαρή Ισχύς Μονάδας Παραγωγής (NCAP)

Ως Καθαρή Ισχύς Μονάδας Παραγωγής (NCAP¹) ορίζεται η ισχύς σε MW την οποία η Μονάδα μπορεί να διατηρήσει για οποιοδήποτε χρονικό διάστημα, εφόσον η Μονάδα λειτουργεί υπό συνθήκες ISO, δεν υπάρχουν περιορισμοί εξοπλισμού ή τεχνικοί περιορισμοί ή περιορισμοί που προέρχονται από το θεσμικό ή οικονομικό πλαίσιο που διέπει τη λειτουργία της Μονάδας και έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία της Μονάδας και οποιοδήποτε βοηθητικό φορτίο που αφορά στη Μονάδα.

Η Καθαρή Ισχύς μιας Μονάδας καθορίζεται κατά τις δοκιμές απόδοσης που πραγματοποιούνται πριν από την έναρξη της εμπορικής λειτουργίας της μονάδας, σε συνεργασία με το Διαχειριστή του Συστήματος.

Ειδικά για την περίπτωση Μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου με περισσότερους του ενός αεριοστρόβιλου, εάν είναι εφικτή η λειτουργία της μονάδας σε διάφορες λειτουργικές καταστάσεις (δηλαδή με διαφορετικό αριθμό αεριοστρόβιλων), πέρα από την Καθαρή Ισχύ της Μονάδας NCAP, ορίζεται επιπλέον η Καθαρή Ισχύς κάθε δυνατής λειτουργικής κατάστασης της Μονάδας NCAP_i σύμφωνα με τη σχέση:

$$NCAP_i = \frac{N_{GT,avail,i}}{N_{GT,tot}} \cdot NCAP_{ST} + N_{GT,avail,i} \cdot NCAP_{GT}$$

¹ Ακρωνύμιο του " Net Capacity"

όπου:

i	:	Η λειτουργική κατάσταση της Μονάδας
$NCAP_i$:	Η Καθαρή Ισχύς της Μονάδας για τη συγκεκριμένη λειτουργική κατάσταση i
$NCAP_{ST}$:	Η καθαρή ισχύς του αεροστροβίλου
$NCAP_{GT}$:	Η καθαρή ισχύς κάθε αεροστροβίλου
$N_{GT,avail,i}$:	Το πλήθος των διαθέσιμων αεροστροβίλων για τη συγκεκριμένη λειτουργική κατάσταση i
$N_{GT,tot}$:	Ο συνολικός αριθμός αεροστροβίλων της μονάδας

Ειδικά στην περίπτωση Μονάδας Αυτοπαραγωγού που δεν εμπίπτει στο πλαίσιο των διατάξεων κατά το Άρθρο 9 του Ν.3468/2006, ως Καθαρή Ισχύς Μονάδας Παραγωγής NCAP ορίζεται η ισχύς της Μονάδας (σε MW), την οποία κατά δήλωση του κατόχου άδειας παραγωγής η Μονάδα δύναται να διαθέτει στο Σύστημα κατά τα επόμενα τρία (3) συνεχόμενα Έτη Αξιοπιστίας. Στην περίπτωση που ο Αυτοπαραγωγός δύναται να εγγυηθεί πρόσθετο τμήμα της ισχύος της Μονάδας για δύο (2) συνεχόμενα Έτη Αξιοπιστίας, η Καθαρή Ισχύς Μονάδας Παραγωγής NCAP προσαυξάνεται κατά ποσότητα ίση με το ογδόντα τοις εκατό (80%) του πρόσθετου αυτού τμήματος ισχύος, κατά μέγιστο. Στην περίπτωση που ο Αυτοπαραγωγός δύναται να εγγυηθεί πρόσθετο τμήμα της ισχύος της Μονάδας για ένα (1) Έτος Αξιοπιστίας, η Καθαρή Ισχύς Μονάδας Παραγωγής NCAP προσαυξάνεται κατά ποσότητα ίση με το εξήντα τοις εκατό (60%) του πρόσθετου αυτού τμήματος ισχύος, κατά μέγιστο. Οι ως άνω δηλώσεις των Αυτοπαραγωγών υποβάλλονται προ της ενάρξεως της χρονικής περιόδου αναφοράς τους. Η ΡΑΕ με απόφασή της καθορίζει το ποσοστό της πρόσθετης ισχύος της Μονάδας που λαμβάνεται υπόψη για τον υπολογισμό της Καθαρής Ισχύος Μονάδας Παραγωγής NCAP κατά Έτος Αξιοπιστίας, στις περιπτώσεις που ο Αυτοπαραγωγός δύναται να εγγυηθεί τμήμα της ισχύος της Μονάδας του για λιγότερα των τριών Έτη Αξιοπιστίας.

2.6.2 Διαθέσιμη Ισχύς Μονάδας Παραγωγής (UCAP)

Διαθέσιμη Ισχύς Μονάδας Παραγωγής (UCAP)

Ως Διαθέσιμη Ισχύς Μονάδας Παραγωγής (UCAP²) ορίζεται η ισχύς σε MW την οποία η Μονάδα μπορεί να παρέχει στο Σημείο Σύνδεσής της με το Σύστημα οποτεδήποτε καθ' όλη τη διάρκεια ενός (1) Έτους Αξιοπιστίας, έχοντας λάβει υπόψη την απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα της Μονάδας και εφόσον η Μονάδα λειτουργεί υπό συνθήκες ISO, δεν υπάρχουν περιορισμοί εξοπλισμού ή τεχνικοί περιορισμοί ή περιορισμοί που προέρχονται από το θεσμικό ή οικονομικό πλαίσιο που διέπει τη λειτουργία της Μονάδας και έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία της Μονάδας και οποιοδήποτε βοηθητικό φορτίο που αφορά στη Μονάδα.

² Ακρωνύμιο του "Unforced Capacity"

Η απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα μιας Μονάδας, όπως νοείται στο πλαίσιο του ΗΕΠ και σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο Άρθρο 39 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, διακρίνεται σε:

Ολική απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα

Ως ολική απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα ορίζεται η αδυναμία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Μονάδα Παραγωγής εξαιτίας βλάβης η οποία εμπίπτει στην έννοια των απρόβλεπτων βλαβών μικρής κλίμακας και οφείλεται αποκλειστικά σε τεχνικά αίτια που σχετίζονται με τη λειτουργία ή την ασφάλεια των εγκαταστάσεων της Μονάδας.

Μερική απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα

Ως μερική απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα ορίζεται η αδυναμία Μονάδας Παραγωγής να παράγει ηλεκτρική ενέργεια που αντιστοιχεί στην Καθαρή Ισχύ της Μονάδας εξαιτίας βλάβης η οποία εμπίπτει στην έννοια των απρόβλεπτων βλαβών μικρής κλίμακας και οφείλεται αποκλειστικά σε τεχνικά αίτια που σχετίζονται με τη λειτουργία ή την ασφάλεια των εγκαταστάσεων της Μονάδας.

Η Διαθέσιμη Ισχύς UCAP υπολογίζεται για κάθε Μονάδα παραγωγής και για κάθε Έτος Αξιοπιστίας σύμφωνα με την ακόλουθη σχέση:

$$UCAP = (1 - EFOR_D) \cdot NCAP$$

όπου:

$EFOR_D^3$ Ο Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου για τη Μονάδα και ο οποίος είναι ποσοστιαίο μέγεθος. Η αριθμητική του τιμή υπολογίζεται σύμφωνα με μία από τις τρεις μεθόδους που περιγράφονται στο Άρθρο 219 με βάση τα στοιχεία σχετικά με τη λειτουργία της Μονάδας όπως αυτά καταγράφονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

NCAP Η Καθαρή Ισχύς της Μονάδας.

Στις επόμενες τρεις ενότητες παρουσιάζονται οι τρεις μέθοδοι για τον υπολογισμό του Συντελεστή Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου $EFOR_D$ που απαιτείται για τον υπολογισμό της Διαθέσιμης Ισχύος UCAP κάθε Μονάδας Παραγωγής.

2.6.2.1 Θερμικές Κατανεμόμενες Μονάδες

Ο υπολογισμός του συντελεστή $EFOR_D$ για τις Κατανεμόμενες Θερμικές Μονάδες γίνεται σύμφωνα με την πρώτη μέθοδο υπολογισμού, κατά το άρθρο 219 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, όπως περιγράφεται στην ενότητα 2.6.2.1.1. Ο συντελεστής $EFOR_D$ χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της Διαθέσιμης Ισχύος (UCAP) των Θερμικών Μονάδων. Σε περίπτωση όμως που η προγραμματισθείσα ετήσια

³ Ακρωνύμιο του "Equivalent Demand Forced Outage Rate"

συντήρηση μιας Θερμικής Μονάδας υπερβαίνει μια μέγιστη αποδεκτή ισοδύναμων ωρών, αντί του συντελεστή $EFOR_D$, για τον υπολογισμό της Διαθέσιμης Ισχύος της Μονάδας χρησιμοποιείται ο Ενεργός Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου $EEFOR_D$, ο υπολογισμός του οποίου περιγράφεται στην ενότητα 2.6.2.1.2. .

2.6.2.1.1 Υπολογισμός συντελεστή $EFOR_D$

Για την εφαρμογή της παρούσας μεθόδου ορίζονται μεγέθη η αριθμητική τιμή των οποίων προκύπτει από στοιχεία όπως καταγράφονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη διάρκεια των τριών (3) Ετών Αξιοπιστίας που προηγούνται του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας. Ειδικότερα, ο Διαχειριστής του Συστήματος καταγράφει την πραγματική ωριαία διαθεσιμότητα κάθε Μονάδας, καθώς και τις αιτίες ενδεχόμενης μη λειτουργίας αυτών.

Οι αιτίες μη λειτουργίας Μονάδων διακρίνονται στις παρακάτω κατηγορίες:

- Βλάβη: η Μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας
- Προγραμματισμένη Συντήρηση: η Μονάδα έχει τεθεί εκτός λειτουργίας για να πραγματοποιηθούν εργασίες συντήρησης βάση του εγκεκριμένου Προγράμματος Συντήρησης Μονάδων που εκδίδει ο Διαχειριστής του Συστήματος σύμφωνα με τις προβλέψεις του Άρθρου 284 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Σημειώνεται, ότι σύμφωνα με το Άρθρο 285, μη τήρηση του Προγράμματος Συντήρησης Μονάδων ισοδυναμεί με μη διαθεσιμότητα της Μονάδας για το αντίστοιχο χρονικό διάστημα.
- Λόγω ΗΕΠ: Η Μονάδα είναι τεχνικά διαθέσιμη, αλλά δεν έχει δοθεί εντολή κατανομής λόγω υψηλής οικονομικής προσφοράς στα πλαίσια του ΗΕΠ
- Εργασίες Σταθμού: η Μονάδα κάνει κάποιες εργασίες με τη σύμφωνη γνώμη του Διαχειριστή του Συστήματος (συντηρήσεις μικρής κλίμακας) και συνήθως δεν είναι άμεσα διαθέσιμη. Η περίπτωση αυτή θεωρείται ισοδύναμη με αυτή της Προγραμματισμένης Συντήρησης.
- Ανωμαλία Συστήματος: η Μονάδα έχει τεθεί εκτός λειτουργίας λόγω ανωμαλίας στο Σύστημα Μεταφοράς (π.χ. έξοδος γραμμής). Σε αυτή την περίπτωση η Μονάδα θεωρείται τεχνικά διαθέσιμη.
- Αναστολή ΑΔΙ: Σε αυτή την κατηγορία περιλαμβάνονται όλες οι περιπτώσεις μη λειτουργίας μιας Μονάδας οι οποίες δεν μπορούν να ενταχθούν σε κάποια από τις παραπάνω περιπτώσεις και συνεπώς, κατά τις προβλέψεις της ενότητας 2.4.4, έχουν ανασταλεί τα ΑΔΙ της Μονάδας (πχ. μη διαθεσιμότητα μονάδων λόγω απεργίας προσωπικού, εργασίες ανακατασκευής ή αναβάθμισης μονάδας κλπ).

Διευκρινίζεται ότι οι καταστάσεις ολικής ή μερικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας νοούνται κατά την έννοια των Δηλώσεων Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας οι οποίες υποβάλλονται στο πλαίσιο του ΗΕΠ, όπως ορίζεται στο Άρθρο 39. Οι περιπτώσεις Προγραμματισμένης Συντήρησης της Μονάδας και οι περιπτώσεις κατά τις οποίες έχουν ανασταλεί τα αντίστοιχα ΑΔΙ της

Μονάδας (περιπτώσεις Μείζονος Βλάβης και Αδυναμίας Λειτουργίας της Μονάδας) εξαιρούνται από τον υπολογισμό του συντελεστή EFOR_D.

Μείζων Βλάβη

Ως Μείζων Βλάβη, σύμφωνα με το Άρθρο 41 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, νοείται η αδυναμία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Μονάδα Παραγωγής εξαιτίας βλάβης η οποία οφείλεται αποκλειστικά σε τεχνικά αίτια που σχετίζονται με τη λειτουργία ή την ασφάλεια των εγκαταστάσεων της Μονάδας η οποία αναμένεται να υπερβεί συνεχόμενο διάστημα δέκα (10) ημερών εντός της περιόδου 15 Ιουνίου έως 31 Αυγούστου ή τρεις (3) συνεχόμενους μήνες κατά το λοιπό χρονικό διάστημα του έτους.

Αδυναμία Λειτουργίας

Ως Αδυναμία Λειτουργίας, σύμφωνα με το Άρθρο 41 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, νοείται κάθε περίπτωση αδυναμίας λειτουργίας της Μονάδας η οποία δεν εμπίπτει στην έννοια των απρόβλεπτων βλαβών μικρής κλίμακας, καθώς και κάθε περίπτωση ανάκλησης ή αναστολής της Άδειας Παραγωγής ή της Άδειας Λειτουργίας ή παύσης κατά οποιοδήποτε τρόπο προσωρινά ή οριστικά της ισχύος αυτών.

Ο συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου (EFOR_D) για κάθε Έτος Αξιοπιστίας υπολογίζεται σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$EFOR_D = \frac{f_f \cdot FOH + f_p \cdot (EFOH - FOH)}{SH + f_f \cdot FOH}$$

Τα χρησιμοποιούμενα μεγέθη ορίζονται ακολούθως:

- FOH ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα βρισκόταν σε κατάσταση ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας. Δεν περιλαμβάνονται οι Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα βρισκόταν σε κατάσταση Μείζονος Βλάβης ή Αδυναμίας Λειτουργίας.
- EFOH ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα βρισκόταν σε κατάσταση μερικής ή ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας. Οι Περίοδοι Κατανομής μερικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας ανάγονται σε Περίόδους Κατανομής ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας κατ' αναλογία του λόγου της μέγιστης συνεχούς ικανότητας ισχύος της Μονάδας σε κάθε μία από αυτές τις Περίόδους Κατανομής προς το μέγεθος της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας. Το μέγεθος EFOH υπολογίζεται από τη σχέση:

$$EFOH = \sum_{h \in H} \frac{NCAP - CAP_h}{NCAP}$$

όπου:

NCAP	Η Καθαρή Ισχύς της Μονάδας
CAP _h	Η μέγιστη συνεχής ικανότητα ισχύος της Μονάδας κατά την Περίοδο Κατανομής ή όπως αυτή καταγράφεται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Ως μέγιστη συνεχής ικανότητα ισχύος λαμβάνεται η Διορθωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς της Μονάδας, όπως αυτή ορίζεται στο Άρθρο 182, παρ. 1, στοιχείο Γ του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
H	Το σύνολο των Περιόδων Κατανομής που δεν εξαιρούνται από τον υπολογισμό του συντελεστή EFOR _D

Ειδικά για την περίπτωση Μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου με περισσότερους του ενός αεριοστροβίλου, εάν είναι εφικτή η λειτουργία της μονάδας σε διάφορες λειτουργικές καταστάσεις (δηλαδή με διαφορετικό αριθμό αεριοστροβίλων), κατά τις Περιόδους Κατανομής που εξαιρούνται κατά τον υπολογισμό του συντελεστή EFOR_D (δηλαδή περιπτώσεις Προγραμματισμένης Συντήρησης και Μείζονος Βλάβης ή αναστολής των ΑΔΙ) κατά τον υπολογισμό του μεγέθους EFOH λαμβάνεται υπόψη η Καθαρή Ισχύς της συγκεκριμένης λειτουργικής κατάστασης NCAP_i, όπως αυτή ορίζεται στην ενότητα 2.6.1. Επιπλέον, για τις μονάδες αυτές, σημειώνεται ότι ως ολική απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα νοείται η μη διαθεσιμότητα του συνόλου της ισχύος των μονάδων αυτών, ενώ η μη διαθεσιμότητα τμήματος της μονάδας νοείται ως μερική απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα.

- SH ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες μετρήθηκε κάποιο επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη Μονάδα, ανεξαρτήτως του μεγέθους της μέγιστης συνεχούς ικανότητας της Μονάδας κατά τις υπόψη Περιόδους Κατανομής.
- RSH ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα δεν βρισκόταν σε κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας και κατά τις οποίες για οποιονδήποτε λόγο δεν εκδόθηκε Εντολή Κατανομής οποιασδήποτε μορφής για τη Μονάδα.
- Για τον υπολογισμό του μεγέθους RSH αθροίζονται οι Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα δεν λειτούργησε είτε λόγω ΗΕΠ, είτε λόγω ανωμαλίας Συστήματος
- AH ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα δεν βρισκόταν σε κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας, συμπεριλαμβανομένων τυχόν Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα λειτουργεί ως σύγχρονος πυκνωτής και τυχόν

Περιοδών Κατανομής αντλητικής λειτουργίας της Μονάδας.
Προφανώς ισχύει:

$$AH = SH + RSH$$

f_f ολικός συντελεστής που ορίζεται ως:

$$f_f = \frac{\frac{1}{r} + \frac{1}{T}}{\frac{1}{r} + \frac{1}{T} + \frac{1}{D}}$$

όπου:

r η μέση χρονική διάρκεια ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας που υπολογίζεται σύμφωνα τον ακόλουθο τύπο:

$$r = \frac{FOH}{nr}$$

όπου nr ο αριθμός των διαφορετικών Δηλώσεων Ολικής Μη Διαθεσιμότητας που υποβλήθηκαν για τη Μονάδα στο πλαίσιο του ΗΕΠ εφόσον αυτές έγιναν αποδεκτές.

T η μέση χρονική διάρκεια αναμονής μεταξύ διαφορετικών κλήσεων της Μονάδας σε λειτουργία, όπως οι κλήσεις αυτές καταγράφονται ως Εντολές Κατανομής Συγχρονισμού για τη Μονάδα και η οποία υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$T = \frac{RSH}{nT}$$

όπου nT ο αριθμός των Εντολών Κατανομής Συγχρονισμού που εκδόθηκαν για τη Μονάδα.

D ο μέσος χρόνος λειτουργίας της Μονάδας που ορίζεται ως:

$$D = \frac{SH}{nD}$$

όπου nD ο αριθμός των Εντολών Κατανομής Συγχρονισμού που εκδόθηκαν για τη Μονάδα και με τις οποίες συμμορφώθηκε η Μονάδα Παραγωγής.

f_p μερικός συντελεστής που ορίζεται ως:

$$f_p = \frac{SH}{AH}$$

Στις ακόλουθες περιπτώσεις τίθενται συμβατικές τιμές σε ορισμένα μεγέθη που υπεισέρχονται στους υπολογισμούς του $EFOR_D$:

Εάν $RSH = 0$, τότε τίθεται $f_f = 1$

Εάν $SH = 0$, τότε τίθεται $f_t = 1$

Εάν $FOH = 0$, τότε τίθεται $1/r = 0$

Εάν $AH = 0$, τότε τίθεται $f_p = 1$

2.6.2.1.2 Υπολογισμός συντελεστή $EEFOR_D$

Σε περίπτωση που η προγραμματισθείσα ετήσια συντήρηση μιας Θερμικής Μονάδας υπερβαίνει μια μέγιστη αποδεκτή ισοδύναμων ωρών, αντί του συντελεστή $EFOR_D$ (ενότητα 2.6.2.1.1), για τον υπολογισμό της Διαθέσιμης Ισχύος της Μονάδας χρησιμοποιείται ο Ενεργός Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου $EEFOR_D$, ο υπολογισμός του οποίου περιγράφεται στη συνέχεια.

Για την εφαρμογή της παρούσας μεθόδου ορίζονται μεγέθη η αριθμητική τιμή των οποίων προκύπτει από τα στοιχεία όπως καταγράφονται από το Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη διάρκεια των τριών (3) Ετών Αξιοπιστίας που προηγούνται του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας.

Ο Ενεργός Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου ($EEFOR_D$) για κάθε Έτος Αξιοπιστίας υπολογίζεται σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$EEFOR_D = EFOR_D + 0,25 \cdot EMOF$$

όπου:

$EFOR_D$ είναι ο Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου όπως υπολογίζεται σύμφωνα με την πρώτη μέθοδο κατά την ενότητα 2.6.2.1.1.

$EMOF$ είναι ο Συντελεστής Διακοπής για Προγραμματισμένη Συντήρηση που ορίζεται ως:

$$EMOF = EMOH / PH$$

όπου:

$EMOH$ ο συνολικός αριθμός των δηλωθέντων ισοδύναμων ωρών προγραμματισμένης συντήρησης της Μονάδας, πέραν της μέγιστης αποδεκτής τιμής τους κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης

PH ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής της περιόδου μελέτης

Ως ισοδύναμες ώρες προγραμματισμένης συντήρησης νοούνται οι ώρες κατά τις οποίες η μονάδα δεν μπορεί να διαθέσει το σύνολο της Καθαρής Ισχύος της (NCAP), αποκλειστικά και μόνο λόγω εργασιών συντήρησης. Ειδικά για την περίπτωση μονάδων συνδυασμένου κύκλου πολλαπλών αξόνων, που είναι εφικτή η πραγματοποίηση εργασιών συντήρησης σε τμήματα της μονάδας, ως ισοδύναμες ώρες συντήρησης ορίζεται το γινόμενο των πραγματικών ωρών συντήρησης επί το λόγο της συντηρούμενης ισχύος προς το σύνολο της ισχύος της Μονάδας.

Η μέγιστη αποδεκτή τιμή ισοδύναμων ωρών προγραμματισμένης συντήρησης ανά Έτος Αξιοπιστίας καθορίζεται ανά τύπο μονάδας παραγωγής ως εξής:

- Για ατμοηλεκτρικές μονάδες, ανεξαρτήτως καυσίμου:
 - Κάθε Έτος Αξιοπιστίας: 720 ισοδύναμες ώρες (30 ημέρες).
 - Κάθε οκτώ (8) Έτη Αξιοπιστίας: 2160 ισοδύναμες ώρες (3 μήνες)
- Για μονάδες συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο:
 - Κάθε Έτος Αξιοπιστίας: 480 ισοδύναμες ώρες (20 ημέρες)
 - Κάθε δύο (2) Έτη Αξιοπιστίας: 720 ισοδύναμες ώρες (30 ημέρες)
 - Κάθε οκτώ (8) Έτη Αξιοπιστίας: 2160 ισοδύναμες ώρες (3 μήνες)
- Για αεριοστροβίλους ανοικτού κύκλου, ανεξαρτήτως καυσίμου:
 - Για κάθε Έτος Αξιοπιστίας: 480 ισοδύναμες ώρες (20 ημέρες)

Για τον υπολογισμό της αριθμητικής τιμής της παραμέτρου ΕΜΟΗ (δηλαδή του συνολικού αριθμού των δηλωθέντων ισοδύναμων ωρών προγραμματισμένης συντήρησης μιας Μονάδας, πέραν της μέγιστης αποδεκτής τιμής τους κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης), ως μέγιστη αποδεκτή τιμή των ισοδύναμων ωρών προγραμματισμένης συντήρησης λαμβάνεται το άθροισμα των ως άνω μέγιστων αποδεκτών τιμών για κάθε Έτος Αξιοπιστίας εντός της υπό εξέταση τριετίας.

Στο συνολικό αριθμό ισοδύναμων ωρών προγραμματισμένης συντήρησης μιας μονάδας συμπεριλαμβάνονται και οι Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες μια μονάδα δεν ήταν διαθέσιμη (ολόκληρη ή τμήμα της) λόγω 'Εργασιών Σταθμού', οι οποίες σύμφωνα με την παράγραφο 2.6.2.1.1 θεωρούνται ισοδύναμες με αυτές της Προγραμματισμένης Συντήρησης και δεν λαμβάνονται υπόψη στον υπολογισμό του συντελεστή ΕFOR_D.

2.6.2.1.3 Νέες Μονάδες Παραγωγής

Στην περίπτωση Μονάδων Παραγωγής για τις οποίες δεν έχουν συμπληρωθεί τρία (3) πλήρη Έτη Αξιοπιστίας από την εγγραφή τους στο Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων (νέες Μονάδες), ο Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου των Κατανεμόμενων Θερμικών Μονάδων υπολογίζεται σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$EFOR_D = FNA \cdot EFOR_{D,calc} + (1 - FNA) \cdot CEFOR_D$$

όπου:

EFOR_{D,calc} είναι ο Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου όπως υπολογίζεται σύμφωνα με την πρώτη μέθοδο κατά την ενότητα 2.6.2.1.1 ή 2.6.2.1.2 και με βάση τα στοιχεία που συγκεντρώθηκαν από τον Διαχειριστή του Συστήματος από την έναρξη εφαρμογής του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Εάν για οποιονδήποτε λόγο, τα στοιχεία που απαιτούνται για τον υπολογισμό του συντελεστή ΕFOR_{D,calc} σύμφωνα με την πρώτη μέθοδο κατά την ενότητα 2.6.2.1.1 δεν

είναι διαθέσιμα, χρησιμοποιείται η τρίτη μέθοδος κατά την ενότητα 2.6.2.3.

FNA είναι η χρονική περίοδος, υπολογιζόμενη ως ποσοστό των τριών (3) Ετών Αξιοπιστίας που προηγούνται του Έτους Αξιοπιστίας για το οποίο πραγματοποιείται ο υπολογισμός του $EFOR_D$, κατά την οποία η Μονάδα Παραγωγής ήταν καταχωρημένη στο Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων και ο Διαχειριστής του Συστήματος διέθετε επαρκώς καταγεγραμμένα στοιχεία για τον υπολογισμό των μεγεθών σύμφωνα με την πρώτη μέθοδο κατά την ενότητα 2.6.2.1.1 ή την τρίτη κατά την ενότητα 2.6.2.3.

CEFOR_D είναι ο Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου για την κατηγορία Μονάδων Παραγωγής στην οποία εντάσσεται η υπόψη Μονάδα. Ο συντελεστής $CEFOR_D$ εκτιμάται με βάση ιστορικά στοιχεία της βάσης δεδομένων που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος ή ο κάτοχος της άδειας παραγωγής. Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν ιστορικά στοιχεία για την κατηγορία Μονάδων Παραγωγής στην οποία εντάσσεται η υπόψη Μονάδα, ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτιμά την αριθμητική τιμή του συντελεστή $CEFOR_D$ λαμβάνοντας υπόψη ιστορικά και στατιστικά στοιχεία σχετικά με τη συγκεκριμένη κατηγορία Μονάδων Παραγωγής από οποιαδήποτε έγκυρη πηγή.

Πιο συγκεκριμένα, για το Έτος Αξιοπιστίας κατά τη διάρκεια του οποίου πραγματοποιείται η έναρξη εμπορικής λειτουργίας μιας νέας Μονάδας, ο συντελεστής $EFOR_D$ για την εν λόγω μονάδα τίθεται ίσος με το συντελεστή $CEFOR_D$ για την κατηγορία Μονάδων Παραγωγής στην οποία εντάσσεται η συγκεκριμένη Μονάδα. Επιπλέον, τα τηρούμενα από τον Διαχειριστή του Συστήματος ιστορικά στοιχεία του πρώτου έτους εμπορικής λειτουργίας νέων Μονάδων δεν χρησιμοποιούνται κατά τον υπολογισμό του συντελεστή $EFOR_D$, σύμφωνα και με τη διεθνή πρακτική, αφού η λειτουργία των νέων μονάδων κατά την περίοδο αυτή χαρακτηρίζεται συνήθως από φυσιολογικά υψηλό ποσοστό νηπιακών βλαβών.

2.6.2.2 Υδροηλεκτρικές και Αντλητικές Μονάδες

Ο υπολογισμός του συντελεστή $EFOR_D$ για τις Υδροηλεκτρικές και Αντλητικές Μονάδες γίνεται σύμφωνα με τη δεύτερη μέθοδο υπολογισμού, κατά το άρθρο 219 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Για την εφαρμογή της παρούσας μεθόδου ορίζονται μεγέθη η αριθμητική τιμή των οποίων προκύπτει από στοιχεία όπως καταγράφονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη διάρκεια των τριών (3) Ετών Αξιοπιστίας που προηγούνται του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας. Τα χρησιμοποιούμενα μεγέθη ορίζονται ως παρακάτω:

$MQ_{h,y}$ η συνολική μετρούμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Μονάδας, σε μεγαβατώρες ανά ώρα (MWh/h) κατά τη διάρκεια της Περιόδου Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας y .

- $L_{h,y}$ η συνολική ζήτηση φορτίου του Συστήματος σε μεγαβάτ (MW) κατά τη διάρκεια της Περιόδου Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας y .
- $L_{max,y}$ η μέγιστη ετήσια αιχμή φορτίου σε μεγαβάτ (MW) κατά το Έτος Αξιοπιστίας y όπως καταγράφηκε σε μία Περίοδο Κατανομής.
- α παράμετρος με αριθμητική τιμή μεγαλύτερη ή ίση της μονάδας, η οποία εγκρίνεται από τη ΡΑΕ μετά από αιτιολογημένη εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος και ισχύει για τα επόμενα τρία (3) Έτη Αξιοπιστίας από το Έτος Αξιοπιστίας στο οποίο πραγματοποιήθηκε η έγκριση.
- $HCAP_y$ η μέγιστη ισχύς που συνεισέφερε η Μονάδα για την κάλυψη των αιχμών φορτίου του Συστήματος, η οποία υπολογίζεται για κάθε Έτος Αξιοπιστίας y από τον ακόλουθο τύπο:

$$HCAP_y = \max_h \left(MQ_{h,y} \times \left(\frac{L_{h,y}}{L_{max,y}} \right)^\alpha \right)$$

Ο Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου υπολογίζεται σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$EFOR_D = \left(1 - \frac{HCAP}{NCAP} \right)$$

όπου:

- $HCAP$ ο αριθμητικός μέσος όρων του μεγέθους της μέγιστης ισχύος που συνεισέφερε η Μονάδα για την κάλυψη των αιχμών φορτίου του Συστήματος όπως υπολογίζεται στην παρούσα ενότητα για τα τρία προηγούμενα Έτη Αξιοπιστίας του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας.

2.6.2.3 Ειδικές Περιπτώσεις

Σύμφωνα με το Άρθρο 220, σε ειδικές περιπτώσεις, ιδίως σε περιπτώσεις Συμβάσεων Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, και μετά από έγκριση της ΡΑΕ, επιτρέπεται να εφαρμόζεται μόνο η τρίτη μέθοδος υπολογισμού του συντελεστή $EFOR_D$, κατά το Άρθρο 219 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Για την εφαρμογή της παρούσας μεθόδου ορίζονται μεγέθη η αριθμητική τιμή των οποίων προκύπτει από στοιχεία όπως καταγράφονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη διάρκεια των τριών (3) Ετών Αξιοπιστίας που προηγούνται του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας. Κατ' εξαίρεση η μέθοδος αυτή μπορεί να εφαρμόζεται και με στοιχεία που αναφέρονται σε ένα μόνο Έτος Αξιοπιστίας. Τα χρησιμοποιούμενα μεγέθη ορίζονται ως παρακάτω:

- DC_t είναι η μέγιστη συνεχής ικανότητα της Μονάδας σε συνθήκες ISO και σε μεγαβάτ (MW) κατά την Περίοδο Κατανομής t . Στην περίπτωση ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας της Μονάδας για την εν λόγω Περίοδο Κατανομής, τίθεται $DC_t = 0$.

- $INST_t$ είναι η ποσότητα ενέργειας σε μεγαβατώρες ανά ώρα (MWh/h) την οποία οφείλει να παρέχει η Μονάδα κατά την Περίοδο Κατανομής t και η οποία αντιστοιχεί στο σύνολο των Εντολών Κατανομής που εκδόθηκαν για τη Μονάδα κατά την υπόψη Περίοδο Κατανομής t .
- MQ_t είναι η συνολική μετρούμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Μονάδας κατά την Περίοδο Κατανομής t σε μεγαβατώρες ανά ώρα (MWh/h).

Για κάθε Περίοδο Κατανομής t κατά την οποία εκδόθηκε Εντολή Κατανομής για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη Μονάδα, υπολογίζονται οι διαφορές ΔC_t , ΔM_t και ΔCAP_t σύμφωνα με τους ακόλουθους τύπους:

$$\Delta C_t = \begin{cases} 0, & \text{εάν } DC_t \geq NCAP \\ NCAP - DC_t, & \text{εάν } DC_t < NCAP \end{cases}$$

$$\Delta M_t = \begin{cases} 0, & \text{εάν } MQ_t \geq INST_t \\ INST_t - MQ_t, & \text{εάν } MQ_t < INST_t \end{cases}$$

$$\Delta CAP_t = \Delta C_t + \Delta M_t$$

Σε αυτή την περίπτωση ο Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου $EFOR_D$ υπολογίζεται σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$EFOR_D = \frac{\sum_{i=1}^{nt} \Delta CAP_t}{NCAP}$$

όπου:

- nt είναι ο αριθμός των Περιόδων Κατανομής t κατά τις οποίες εκδόθηκε Εντολή Κατανομής για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη Μονάδα.

Σημειώνεται πως στην περίπτωση που $nt = 0$, τότε τίθεται $EFOR_D = 0$.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ (ΣΔΙ) ΚΑΙ ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΙ ΦΟΡΤΙΟΥ

3.1 Γενικά

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου έχουν την υποχρέωση να προσκομίζουν εγγυήσεις διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος οι οποίες να υπερκαλύπτουν την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που τους αναλογεί. Ως τέτοιες εγγυήσεις νοούνται οι Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ).

Οι Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) συνάπτονται μεταξύ κατόχου άδειας παραγωγής και Εκπροσώπου Φορτίου. Τα ΑΔΙ που καταχωρούνται στο Μητρώο ΑΔΙ από τους κατόχους άδειας παραγωγής αποτελούν πρόταση για τη σύναψη Σύμβασης Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) με Εκπροσώπους Φορτίου.

Η ΣΔΙ έχει το περιεχόμενο που καθορίζεται στο Άρθρο 229 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ενώ τα συμβαλλόμενα μέρη δύνανται να συνάψουν σύμβαση διαφορών ή οποιαδήποτε άλλη οικονομική συμφωνία που αναφέρεται στην εκπλήρωση των υποχρεώσεων από τη ΣΔΙ, η οποία σε καμία περίπτωση δεν επηρεάζει το κύρος, την ισχύ, την ερμηνεία ή την εφαρμογή της ΣΔΙ.

3.2 Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ)

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οι οποίοι μια Ημέρα Κατανομής εκπροσωπούν ολικά ή μερικά Μετρητή έχουν την υποχρέωση να προσκομίσουν, για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής, ΣΔΙ (εγγυήσεις διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος) οι οποίες να υπερκαλύπτουν την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που τους αναλογεί από τους μετρητές που εκπροσωπούν.

Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ)

Οι Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) συνάπτονται μεταξύ κατόχου άδειας παραγωγής και Εκπροσώπου Φορτίου και αποτελούν την εγγύηση διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος εκ μέρους των Εκπροσώπων Φορτίου.

Η ΣΔΙ έχει το περιεχόμενο που καθορίζεται στο Άρθρο 229 του ΚΔΣ&ΣΗΕ (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ). Οποιαδήποτε συμφωνία που δεν περιλαμβάνεται στο περιεχόμενο της ΣΔΙ, όπως αυτό ορίζεται στο άρθρο 229 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, για την τροποποίηση όρων της ΣΔΙ ή τον περιορισμό των υποχρεώσεων και δικαιωμάτων που απορρέουν από τη ΣΔΙ, δεν παράγει κανένα έννομο αποτέλεσμα στο πλαίσιο της ΣΔΙ.

Τα συμβαλλόμενα μέρη δύνανται να συνάψουν σύμβαση διαφορών ή οποιαδήποτε άλλη οικονομική συμφωνία που αναφέρεται στην εκπλήρωση των υποχρεώσεων από τη ΣΔΙ, η οποία σε καμία περίπτωση δεν επηρεάζει το

κύρος, την ισχύ, την ερμηνεία ή την εφαρμογή της ΣΔΙ. Ένσταση μη εκπληρωθέντος συναλλάγματος που θεμελιώνεται με βάση την οικονομική συμφωνία των μερών δεν προβάλλεται νομίμως για τη μη εκπλήρωση υποχρεώσεων που απορρέουν από ΣΔΙ. Η μη εκπλήρωση υποχρεώσεων που απορρέουν από οικονομική συμφωνία ή η λήξη της ισχύος οικονομικής συμφωνίας δεν θεμελιώνει δικαίωμα καταγγελίας της ΣΔΙ για κανένα μέρος.

Με τη ΣΔΙ τα δύο μέρη δηλώνουν ρητά και ανεπιφύλακτα ότι έχουν συμφωνήσει την παροχή κοινά αποδεκτού ανταλλάγματος για την εκπλήρωση της υπόσχεσης διαθεσιμότητας και των παρεπόμενων εκ της ΣΔΙ υποχρεώσεων και συμφωνούν ότι η συμφωνία αυτή δεν επηρεάζει κατά κανένα τρόπο το κύρος ή την ισχύ της ΣΔΙ καθώς και την εκπλήρωση των υποχρεώσεων και την άσκηση των δικαιωμάτων που απορρέουν από τη ΣΔΙ.

Τα δικαιώματα και οι υποχρεώσεις που απορρέουν από οικονομικές συμφωνίες, οι οποίες συνάπτονται κατά τις διατάξεις του παρόντος Άρθρου, δεν επηρεάζονται από τυχόν μεταβίβαση της ΣΔΙ κατά το Άρθρο 231 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

3.3 Εκπρόσωποι Φορτίου

Υποχρέωση προσκόμισης εγγυήσεων διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος έχουν οι Εκπρόσωποι Φορτίου για κάθε Ημέρα Κατανομής για την οποία εκπροσωπούν ολικά ή μερικά Μετρητή.

Η υποχρέωση προσκόμισης εγγυήσεων διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος υπολογίζεται με το μέγεθος Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος. Η Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος για κάθε Περίοδο Κατανομής προϋπολογίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος κάθε μήνα (εκ των προτέρων υπολογισμοί). Μετά το τέλος του Έτους Αξιοπιστίας γίνεται ο υπολογισμός της Οριστικής Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος για κάθε Περίοδο Κατανομής και Εκπρόσωπο Φορτίου (εκ των υστέρων υπολογισμοί).

Για την προσκόμιση εγγυήσεων διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι Εκπρόσωποι Φορτίου συνάπτουν Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) με Παραγωγούς, οι οποίες καταχωρούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος στο Μητρώο ΣΔΙ.

Μετά το πέρας κάθε μήνα (εκ των προτέρων υπολογισμοί), καθώς και μετά το πέρας του Έτους Αξιοπιστίας (εκ των υστέρων υπολογισμοί) ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει για κάθε Περίοδο Κατανομής εάν οι Εκπρόσωποι Φορτίου παρέχουν τις εγγυήσεις που αναλογούν στην Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που φέρουν. Ο έλεγχος γίνεται με βάση το σύνολο της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος των Μονάδων που αντιστοιχεί στις Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) με Χρόνο Αναφοράς που περιλαμβάνει την Περίοδο Κατανομής και που είναι κατατεθειμένες στο Μητρώο ΣΔΙ στο όνομα του Εκπροσώπου Φορτίου και δεν τελούν σε αναστολή. Η αντιστοιχία γίνεται κατά την έννοια της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος που έχει επιμεριστεί στα ΑΔΙ που αντιστοιχούν στις εν λόγω καταχωρημένες ΣΔΙ.

Όσον αφορά στους μηνιαίους υπολογισμούς από τον Διαχειριστή του Συστήματος οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να έχουν υποβάλλει τις

απαιτούμενες Αιτήσεις Καταχώρισης ΣΔΙ ή Αιτήσεις Μεταβίβασης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ τουλάχιστον τρεις (3) εργάσιμες ημέρες πριν την κάθε Ημέρα Κατανομής για την οποία πρόκειται να υποβάλλουν Δήλωση Φορτίου στον ΗΕΠ.

Όσον αφορά στους ετήσιους υπολογισμούς από τον Διαχειριστή του Συστήματος οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να έχουν υποβάλλει τις απαιτούμενες Αιτήσεις Καταχώρισης ΣΔΙ ή Αιτήσεις Μεταβίβασης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ έως την Ημέρα Ελέγχου Εκπλήρωσης Υποχρεώσεων Επάρκειας Ισχύος, η οποία ορίζεται από τη ΡΑΕ και η οποία βρίσκεται μεταξύ της 25^{ης} και 35^{ης} επόμενης από την ημέρα της δημοσιοποίησης των εκ των υστέρων υπολογιζόμενων Οριστικών Υποχρεώσεων Επάρκειας Ισχύος από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Εάν για μία Περίοδο Κατανομής Εκπρόσωπος Φορτίου δεν προσκομίζει επαρκείς εγγυήσεις για την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που φέρει για την εν λόγω Περίοδο Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος χρεώνει τον Εκπρόσωπο Φορτίου με τη Χρέωση Παροχής Εγγύησης (εκ των προτέρων υπολογισμοί) ή/και τη Χρέωση Ετήσιας Μη Συμμόρφωσης (εκ των υστέρων υπολογισμοί).

3.4 Μητρώο ΣΔΙ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί Μητρώο, στο οποίο εγγράφει τα στοιχεία των ΣΔΙ. Οι εγγραφές στο Μητρώο ΣΔΙ διενεργούνται κατόπιν υποβολής αιτήσεως από τους Συμμετέχοντες στον ΗΕΠ ως εξής:

- 1) Αίτηση καταχώρισης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ, η οποία υποβάλλεται από τον Εκπρόσωπο Φορτίου που είναι αντισυμβαλλόμενος στη ΣΔΙ.
- 2) Αίτηση διαγραφής ΣΔΙ από το Μητρώο ΣΔΙ, η οποία υποβάλλεται από τον Εκπρόσωπο Φορτίου που είναι αντισυμβαλλόμενος στη ΣΔΙ.
- 3) Αίτηση μεταβίβασης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ, η οποία υποβάλλεται από το νέο Εκπρόσωπο Φορτίου που είναι αντισυμβαλλόμενος στη ΣΔΙ.

Το Μητρώο ΣΔΙ δημοσιοποιείται στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.

Για κάθε ΣΔΙ εγγράφονται στο Μητρώο ΣΔΙ τα εξής στοιχεία:

- Κωδικός της ΣΔΙ, με τον οποίον η ΣΔΙ προσδιορίζεται μοναδικά.
- Κωδικός ΑΔΙ-Αναφοράς στο οποίο αντιστοιχεί.
- Κωδικός του αντισυμβαλλόμενου Εκπροσώπου Φορτίου, σύμφωνα με το Μητρώο Συμμετεχόντων.
- Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς (RUCAP) της Μονάδας.
- Ιστορικό των μεταβιβάσεων ΣΔΙ.

Οι αιτήσεις των Συμμετεχόντων πρέπει να συμφωνούν με τα πρότυπα έγγραφα αιτήσεων τα οποία βρίσκονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ του παρόντος εγχειριδίου.

Οι Συμμετέχοντες πρέπει να υποβάλλουν συνημμένα με κάθε αίτηση και τα νομιμοποιητικά έγγραφα που απαιτούνται, σε περίπτωση που αυτά δεν έχουν ήδη υποβληθεί στο αρχείο του Μητρώου Συμμετεχόντων του Διαχειριστή του Συστήματος ή έχουν τροποποιηθεί. Σε κάθε περίπτωση πρέπει να υποβληθεί συνημμένα με τις αιτήσεις η Υπεύθυνη Δήλωση του Εκπροσώπου (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ).

3.4.1 Καταχώριση ΣΔΙ

Η ΣΔΙ καταρτίζεται με την υπογραφή της Αίτησης Καταχώρισης ΣΔΙ από τον Παραγωγό και τον Εκπρόσωπο Φορτίου, την, με μέριμνα του Εκπροσώπου Φορτίου, υποβολή της Αίτησης Καταχώρισης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ, και την καταχώριση της ΣΔΙ από τον Διαχειριστή του Συστήματος στο Μητρώο ΣΔΙ. Μη τήρηση του ως άνω τύπου συνεπάγεται ακυρότητα της ΣΔΙ. Η ΣΔΙ έχει το περιεχόμενο που καθορίζεται στο Άρθρο 229 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η Αίτηση Καταχώρισης ΣΔΙ περιλαμβάνει:

- 1) Τη Μονάδα Παραγωγής, στην οποία αναφέρονται τα αντίστοιχα ΑΔΙ (Μονάδα ΑΔΙ).
- 2) Το Χρόνο Αναφοράς των ΣΔΙ.
- 3) Τη Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύ (RUCAP) της Μονάδας ΑΔΙ.
- 4) Τον αριθμό των ΣΔΙ τα οποία θα καταχωριστούν στο Μητρώο ΣΔΙ.

Η υποβολή Αίτησης Καταχώρισης ΣΔΙ συνεπάγεται την από μέρους συμβαλλομένων μερών αναγνώριση της δυνατότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να αναρτήσει σχετικά στοιχεία στην ιστοσελίδα του.

Σε περίπτωση απόρριψης Αίτησης Καταχώρισης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει εγγράφως τους αντισυμβαλλόμενους στη ΣΔΙ. Κατά της απόφασης του Διαχειριστή του Συστήματος χωρεί ένσταση από Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ εντός προθεσμίας πέντε (5) ημερών. Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται επί των ενστάσεων εντός προθεσμίας πέντε (5) ημερών από την υποβολή της. Σε περίπτωση άπρακτης παρέλευσης της προθεσμίας αυτής, τεκμαίρεται απόρριψη της ένστασης. Τυχόν διαφορά μεταξύ των μερών επιλύεται κατά τη διαδικασία που καθορίζεται στο Άρθρο 10 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει βεβαίωση αποδοχής της Αίτησης Καταχώρισης ΣΔΙ, η οποία υποβλήθηκε σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον ΚΔΣ&ΣΗΕ.

3.4.2 Διαγραφή ΣΔΙ

Οι ΣΔΙ διαγράφονται από το Μητρώο ΣΔΙ σε περίπτωση που διαγραφούν τα ΑΔΙ-Αναφοράς στα οποία αντιστοιχούν.

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου δύναται να παραιτηθεί οικειοθελώς από τα δικαιώματά του που απορρέουν από τη ΣΔΙ οπότε λήγει πρόωρα η σύμβαση. Σε αυτή την

περίπτωση οι ΣΔΙ διαγράφονται από το Μητρώο ΣΔΙ μετά από Αίτηση Διαγραφής ΣΔΙ από τον Εκπρόσωπο Φορτίου.

3.4.3 Μεταβίβαση ΣΔΙ από Εκπρόσωπο Φορτίου σε Εκπρόσωπο Φορτίου

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου δύναται να μεταβιβάζει σε άλλο Εκπρόσωπο Φορτίου το σύνολο των δικαιωμάτων και υποχρεώσεων του που απορρέουν από ΣΔΙ τηρώντας τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η ΣΔΙ μεταβιβάζεται με την υποβολή Αίτησης Μεταβίβασης στο Μητρώο ΣΔΙ, η οποία πρέπει να περιλαμβάνει:

- Τη Μονάδα Παραγωγής, στην οποία αναφέρονται τα αντίστοιχα ΑΔΙ (Μονάδα ΑΔΙ).
- Το Χρόνο Αναφοράς των ΣΔΙ.
- Τη Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύ (RUCAP) της Μονάδας ΑΔΙ.
- Τον αριθμό των ΣΔΙ τα οποία θα μεταβιβασθούν στο Μητρώο ΣΔΙ.
- Συμφωνία των μερών περί του ότι ο παλαιός Εκπρόσωπος Φορτίου μεταβιβάζει ανεπιφύλακτα στον νέο Εκπρόσωπο Φορτίου το σύνολο των δικαιωμάτων και υποχρεώσεων που απορρέουν από τις ΣΔΙ, ότι τα δύο μέρη έχουν συμφωνήσει την παροχή κοινά αποδεκτού ανταλλάγματος για τη μεταβίβαση των δικαιωμάτων και υποχρεώσεων που απορρέουν από τις ΣΔΙ και ότι η συμφωνία αυτή δεν επηρεάζει κατά κανένα τρόπο το κύρος ή την ισχύ των ΣΔΙ καθώς και την εκπλήρωση των υποχρεώσεων και την άσκηση των δικαιωμάτων που απορρέουν από τις ΣΔΙ.

Μετά την υποβολή Αίτησης Μεταβίβασης ΣΔΙ από το νέο Εκπρόσωπο Φορτίου, η οποία υπογράφεται από τον νέο και τον παλαιό Εκπρόσωπο Φορτίου, η μεταβίβαση ολοκληρώνεται με την καταχώριση από τον Διαχειριστή του Συστήματος της σχετικής εγγραφής στο Μητρώο ΣΔΙ, χωρίς να απαιτείται αναγγελία στον Παραγωγό ή συναίνεση αυτού. Μη τήρηση του ως άνω τύπου συνεπάγεται ακυρότητα της Μεταβίβασης ΣΔΙ.

Ο Παραγωγός δεν δικαιούται να προβάλλει έναντι του νέου Εκπρόσωπου Φορτίου ένσταση για οποιοδήποτε λόγο που δεν θεμελιώνεται από τις ΣΔΙ και ιδίως για λόγο που απορρέει από τυχόν οικονομικές ή άλλες συμφωνίες τις οποίες έχει συνάψει με τον παλαιό Εκπρόσωπο Φορτίου. Ο Παραγωγός δεν έχει δικαίωμα καταγγελίας των ΣΔΙ για μόνο το λόγο της μεταβίβασης ή επειδή ο παλαιός Εκπρόσωπος Φορτίου δεν έχει εκπληρώσει προς αυτόν τυχόν οφειλές που θεμελιώνονται με αναφορά σε οικονομικές συμφωνίες.

Η υποβολή Αίτησης Μεταβίβασης ΣΔΙ συνεπάγεται την από μέρους συμβαλλομένων μερών αναγνώριση της δυνατότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να αναρτήσει σχετικά στοιχεία στην ιστοσελίδα του.

Σε περίπτωση απόρριψης Αίτησης Μεταβίβασης ΣΔΙ, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει εγγράφως τα συμβαλλόμενα μέρη. Κατά της απόφασης του Διαχειριστή του Συστήματος χωρεί ένσταση από Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ εντός προθεσμίας πέντε (5) ημερών.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται επί των ενστάσεων εντός προθεσμίας πέντε (5) ημερών από την υποβολή της. Σε περίπτωση άπρακτης παρέλευσης της προθεσμίας αυτής, τεκμαίρεται απόρριψη της ένστασης. Τυχόν διαφορά μεταξύ των μερών επιλύεται κατά τη διαδικασία που καθορίζεται στο Άρθρο 10.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει βεβαίωση αποδοχής της Αίτησης Μεταβίβασης ΣΔΙ που υποβλήθηκε σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στις ανωτέρω διατάξεις.

3.4.4 Μεταβίβαση ΣΔΙ από τον Διαχειριστή του Συστήματος σε Εκπροσώπους Φορτίου

Οι ΣΔΙ για Νέες Μονάδες Παραγωγής που αποκτά ο Διαχειριστής του Συστήματος, θα πρέπει να μεταβιβάζονται σε Εκπροσώπους Φορτίου μετά από διαγωνισμό. Στο πλαίσιο αυτό, ο Διαχειριστής του Συστήματος συμφωνεί με τον Παραγωγό στη σύναψη ΣΔΙ που αντιστοιχούν σε ΑΔΙ Εγγύησης Εσόδων και έχουν εκδοθεί από τον Παραγωγό για τη Μονάδα Εγγυημένων Εσόδων.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου που αποκτούν ΣΔΙ από τον Διαχειριστή του Συστήματος οφείλουν να συνάψουν με τους αντίστοιχους κατόχους άδειας παραγωγής Σύμβαση Διαφορών με όρους και προϋποθέσεις που καθορίζονται στα αποτελέσματα του Διαγωνισμού-ΣΔΙ, χωρίς δικαίωμα διαπραγμάτευσης των όρων των συμβάσεων αυτών από κανένα εκ των δύο μερών, και να καταβάλλουν στους αντίστοιχους κατόχους άδειας παραγωγής τίμημα το οποίο διαμορφώνεται στο πλαίσιο της δημοπρασίας.

Τα δεδομένα των ΑΔΙ και ΣΔΙ της Σύμβασης Διαφορών που εγγράφονται στο Μητρώο ΑΔΙ και το Μητρώο ΣΔΙ αντίστοιχα περιλαμβάνουν τα ακόλουθα συμβατικά στοιχεία:

- Μονάδα Εγγύησης Εσόδων
- Καθαρή Ισχύς ΑΔΙ (1MW)
- Χρόνος Αναφοράς ΑΔΙ
- Έτος Αξιοπιστίας (από μήνα μέχρι μήνα.....)
- Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς της Μονάδας.

Η Σύμβαση Διαφορών ανάμεσα σε Εκπρόσωπο Φορτίου και τον κάτοχο άδειας παραγωγής αναφέρεται σε μεγέθη που υπολογίζονται ή καταγράφονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος στο πλαίσιο λειτουργίας του ΗΕΠ καθώς και σε δηλώσεις ή πράξεις στις οποίες προβαίνουν οι Συμμετέχοντες στον ΗΕΠ. Τα δύο μέρη συμφωνούν ότι οι υπολογισμοί των οικονομικών συναλλαγών και τα σχετικά δεδομένα δεν αμφισβητούνται στο πλαίσιο της παρούσας Σύμβασης Διαφορών. Τα δεδομένα αυτά αποτελούν:

- 1) Η Διαθέσιμη Ισχύς της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων η οποία υπολογίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος για κάθε Έτος Αξιοπιστίας.

- 2) Η Δήλωση Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας που υποβάλλεται για τη Μονάδα Εγγύησης Εσόδων στο πλαίσιο του ΗΕΠ, καθώς και οι σχετικές πράξεις του Διαχειριστή του Συστήματος περί της αποδοχής των Δηλώσεων αυτών, ως επίσης και ενέργειες σχετικά με την παράλειψη υποβολής τέτοιων Δηλώσεων.
- 3) Δήλωση Μείζονος Βλάβης της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων η οποία υποβάλλεται στο πλαίσιο του ΗΕΠ, καθώς και το σχετικό πόρισμα του Διαχειριστή του Συστήματος, ως επίσης και ενέργειες σχετικά με την παράλειψη υποβολής τέτοιων Δηλώσεων.
- 4) Δήλωση Αδυναμίας Λειτουργίας της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων, η οποία υποβάλλεται στο πλαίσιο του ΗΕΠ, ως επίσης και ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με την παράλειψη υποβολής τέτοιας Δήλωσης.
- 5) Δήλωση Πρόθεσης Διακοπής Κανονικής Λειτουργίας της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων, η οποία υποβάλλεται στο πλαίσιο του ΗΕΠ, ως επίσης και ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με την παράλειψη υποβολής τέτοιας Δήλωσης.
- 6) Τροποποίηση της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος της ΣΔΙ.
- 7) Αναστολή του ΑΔΙ από το Μητρώο ΑΔΙ.
- 8) Διαγραφή του ΑΔΙ από το Μητρώο ΑΔΙ.
- 9) Διαγραφή της ΣΔΙ από το Μητρώο ΣΔΙ.

Με τη σύναψη της Σύμβασης Διαφορών ο Παραγωγός βεβαιώνει ότι του έχει καταβληθεί πλήρως το ποσό του Τιμήματος Διαθεσιμότητας Ισχύος που του οφείλει ο Εκπρόσωπος Φορτίου βάσει της δημοπρασίας της ΣΔΙ και αποδέχεται ανεπιφύλακτα ότι δεν απαλλάσσεται από τις υποχρεώσεις του που απορρέουν από τη Σύμβαση Διαφορών. Επιπλέον, συμφωνεί πως δεν δύναται να εγείρει έναντι του Εκπροσώπου Φορτίου ενστάσεις μη εκπλήρωσης της υποχρέωσης καταβολής του Τιμήματος Διαθεσιμότητας Ισχύος.

Κατά το χρόνο αναφοράς μίας Σύμβασης Διαφορών ο Παραγωγός οφείλει να τηρεί τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ

- 1) υποβάλλοντας Προσφορές Έγχυσης για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων, Δηλώσεις Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας, Δηλώσεις Μείζονος Βλάβης, Δήλωση Ανάκλησης Άδειας Παραγωγής ή Λειτουργίας, Δήλωση Πρόθεσης Διακοπής Λειτουργίας της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων ή αποξήλωσης ή θέσης σε ψυχρή εφεδρεία, ανάλογα με την περίπτωση,
- 2) να συνεργάζεται με τον Διαχειριστή του Συστήματος για τον προγραμματισμό της κανονικής συντήρησης της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων. Ο Παραγωγός αποδέχεται περαιτέρω ότι είναι υποχρεωμένος να εκπληρώνει κατά τρόπο ισότιμο τις υποσχέσεις που περιλαμβάνουν όλα τα

ΑΔΙ, ιδίως σχετικά με τη διαθεσιμότητα ισχύος και τις πράξεις που αφορούν τα σχετικά πραγματικά και συμβατικά μεγέθη, τα οποία αναφέρονται στην ίδια Μονάδα Εγγύησης Εσόδων και έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς.

Πρόωρη λήξη της Σύμβασης Διαφορών επέρχεται μόνο μετά από καταγγελία εκ μέρους του Εκπροσώπου Φορτίου, εφόσον ο Παραγωγός παραβιάζει οποιοδήποτε όρο της Σύμβασης. Ο Παραγωγός, με εξαίρεση την περίπτωση της ανωτέρας βίας, δεν έχει δικαίωμα καταγγελίας της Σύμβασης. Επίσης ο Παραγωγός δύναται να υποκατασταθεί σε μία Σύμβαση Διαφορών. Συγκεκριμένα, αν σύμφωνα με τη νόμιμη άδεια παραγωγής και λειτουργίας της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων επέλθει υποκατάσταση του Παραγωγού στο ΑΔΙ και ΣΔΙ με οποιαδήποτε μορφή, ο νέος Παραγωγός υπεισέρχεται στο σύνολο των δικαιωμάτων και των υποχρεώσεων που απορρέουν από τη Σύμβαση Διαφορών. Η περίπτωση αυτή δεν συνιστά λόγο καταγγελίας της Σύμβασης Διαφορών εκ μέρους του Εκπροσώπου Φορτίου.

Με την υπογραφή της Σύμβασης Διαφορών, επικυρωμένο αντίγραφο της οποίας αποστέλλεται στον Διαχειριστή του Συστήματος και τη ΡΑΕ, επέρχεται λήξη της Οικονομικής Συμφωνίας Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και του κατόχου άδειας παραγωγής ως προς το τμήμα της το οποίο αντιστοιχεί στις ΣΔΙ οι οποίες μεταβιβάστηκαν σε Εκπροσώπους Φορτίου.

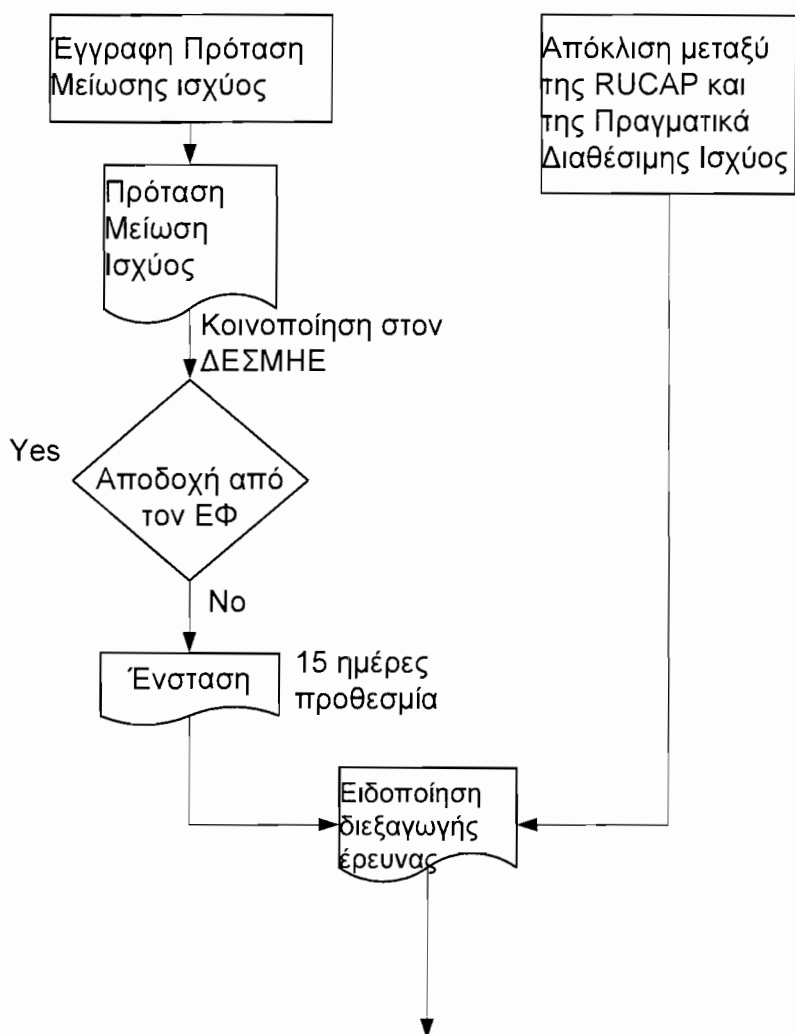
3.4.5 Διαδικασία Τροποποίησης Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος

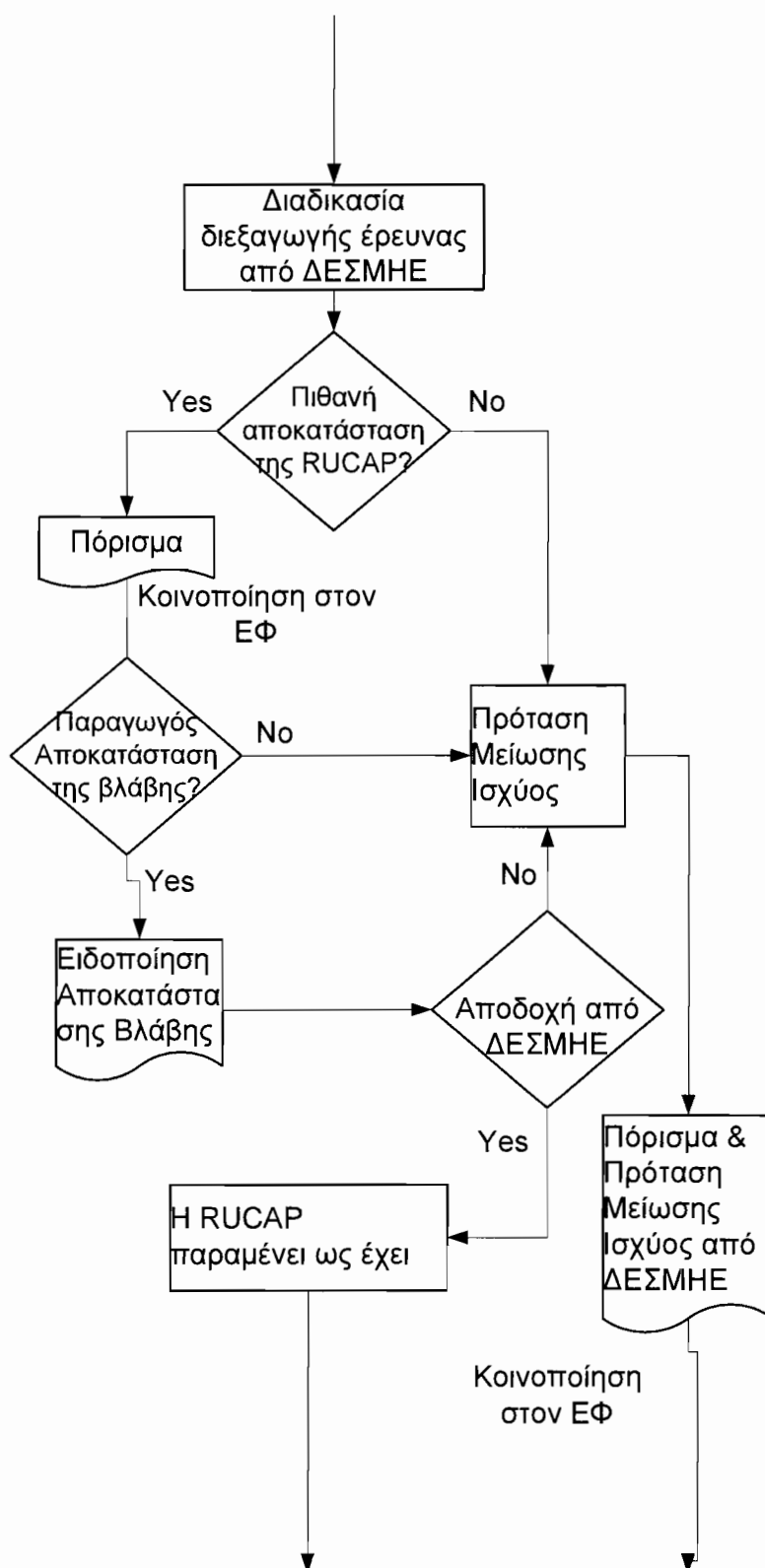
Όταν ο Εκπρόσωπος Φορτίου κρίνει ότι συντρέχει συστηματικά μεγάλη απόκλιση μεταξύ της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος και της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος, όπως προκύπτει από τα στοιχεία του Διαχειριστή του Συστήματος, δύναται να αποστείλει στον Παραγωγό ειδοποίηση για διεξαγωγή έρευνας (εφεξής η «Ειδοποίηση Διεξαγωγής Έρευνας») ως προς την πραγματική κατάσταση τεχνικής λειτουργίας της Μονάδας και τη δυνατότητα αποκατάστασης τυχόν βλάβης ή άλλων τεχνικών λόγων, με σκοπό να αξιολογηθεί η δυνατότητα επίτευξης Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος η οποία εύλογα να προσεγγίζει την Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύ. Η έρευνα διεξάγεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος όπως προβλέπεται στις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ σχετικά με τον έλεγχο των Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας Ισχύος και ολοκληρώνεται με την έκδοση σχετικού πορίσματος. Ο Παραγωγός οφείλει να επιτρέπει επιτόπιους ελέγχους και να παρέχει κάθε αναγκαία πληροφορία για την απρόσκοπτη διεξαγωγή της έρευνας. Το κόστος της διεξαγωγής έρευνας βαρύνει τον Παραγωγό σε περίπτωση που επαληθεύεται η ύπαρξη συστηματικά μεγάλης απόκλισης ή τον Εκπρόσωπο Φορτίου που απαίτησε την έρευνα σε κάθε άλλη περίπτωση. Όταν από την έρευνα διαπιστώνεται ότι είναι εφικτή η επίτευξη Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος η οποία να προσεγγίζει την Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύ, ο Παραγωγός οφείλει να προβεί εντός εύλογης προθεσμίας σε κάθε νόμιμη ενέργεια για το σκοπό αυτό. Αν πραγματοποιήσει τις απαραίτητες τεχνικές εργασίες, αποστέλλει Ειδοποίηση Αποκατάστασης Βλάβης στον Διαχειριστή του Συστήματος την οποία κοινοποιεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου. Αν ο Διαχειριστής του Συστήματος αποδεχθεί την ειδοποίηση αυτή, η Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς παραμένει ως έχει. Αν παρέλθει

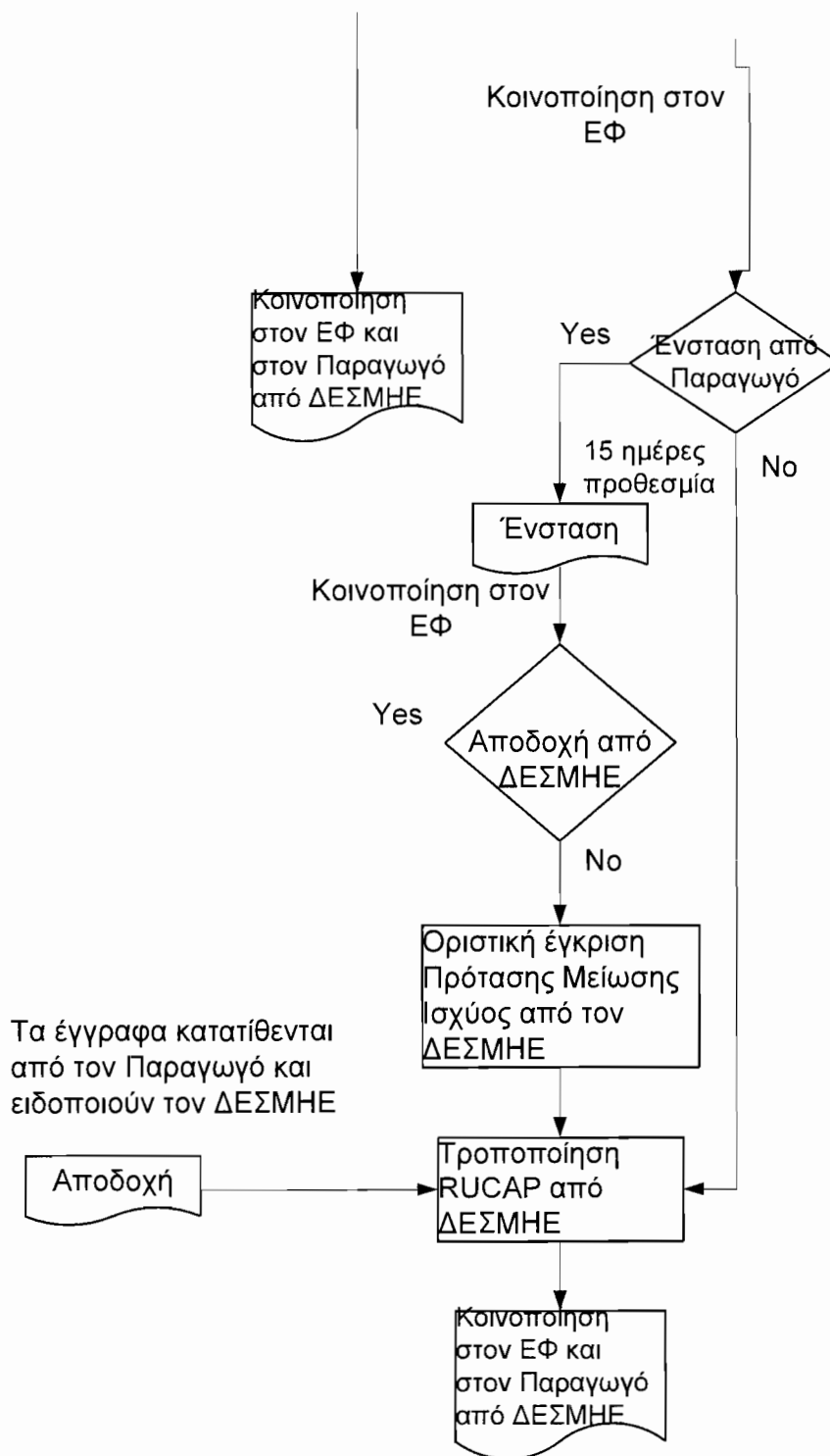
άπρακτη η προθεσμία για την υποβολή της Ειδοποίησης Αποκατάστασης Βλάβης ή αν ο Διαχειριστής του Συστήματος δεν την αποδεχθεί ή αν στο πόρισμα του Διαχειριστή του Συστήματος διαπιστωθεί τεχνική αδυναμία βελτίωσης της διαθεσιμότητας ισχύος της Μονάδας ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε διατύπωση Πρότασης Μείωσης Ισχύος η οποία κοινοποιείται στα δύο μέρη. Εντός προθεσμίας δεκαπέντε (15) ημερών από την περιέλευση της πρότασης στον Παραγωγό, αυτός δύναται να προβάλλει ένσταση κατά αυτής. Σε περίπτωση οριστικής έγκρισης της Πρότασης Μείωσης Ισχύος από τον Διαχειριστή του Συστήματος ή σε περίπτωση κατά την οποία ο Παραγωγός δεν υποβάλλει εμπρόθεσμα ένσταση κατά της Πρότασης Μείωσης Ισχύος, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε σχετική τροποποίηση του μεγέθους ισχύος της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος και την καταχωρίζει στο Μητρώο ΣΔΙ κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Οποτεδήποτε πριν από το πέρας του Χρόνου Αναφοράς της παρούσας, και εφόσον έχει επέλθει μείωση της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος κατά τις παραγράφους 5.2 ή 5.3 του Άρθρου 229 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ο Παραγωγός εφόσον πραγματοποιήσει τις αναγκαίες τεχνικές εργασίες, δύναται να αποστείλει Ειδοποίηση Αποκατάστασης Βλάβης στον Διαχειριστή του Συστήματος η οποία κοινοποιείται στον Εκπρόσωπο Φορτίου και με την οποία προτείνει το αποκατασταθέν μέγεθος της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος. Εντός προθεσμίας δεκαπέντε (15) ημερών ο Εκπρόσωπος Φορτίου έχει δικαίωμα να αποστείλει Ειδοποίηση Διεξαγωγής Έρευνας, οπότε εφαρμόζονται οι διατάξεις της παραγράφου 5.3 του Άρθρου 229 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Αν το πόρισμα της έρευνας επιβεβαιώσει το προταθέν μέγεθος ισχύος ή αν ο Εκπρόσωπος Φορτίου αποδεχθεί το προταθέν μέγεθος ισχύος, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε σχετική τροποποίηση του μεγέθους ισχύος της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος και την καταχωρίζει στο Μητρώο ΣΔΙ κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Το Διάγραμμα Ροής που παρουσιάζεται στο Σχ.3 επεξηγεί τη διαδικασία της τροποποίησης της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος, όπως παρουσιάζεται στην παρούσα ενότητα.







Σχ.3. Διαδικασία Τροποποίησης της Διαθέσιμης Ισχύος

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΥΠΟΧΡΕΩΣΗΣ ΕΠΑΡΚΕΙΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΚΑΙ ΧΡΕΩΣΕΩΝ ΕΚΠΡΟΣΩΠΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ

4.1 Γενικά

Ο υπολογισμός της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος (ΥΕΙ) γίνεται κατ' αρχήν μηνιαίως με βάση προϋπολογιστικά μεγέθη (μετρήσεις κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του προηγούμενου Έτους Αξιοπιστίας). Μετά το τέλος κάθε μήνα γίνεται μηνιαία εκκαθάριση του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος και υπολογίζονται οι προϋπολογιστικές μηνιαίες χρεώσεις (Χρεώσεις Παροχής Εγγύησης) για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου. Τα έσοδα από τις Χρεώσεις Παροχής Εγγύησης εγγράφονται στον ειδικό Λογαριασμό Λ-Ζ που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος.

Μετά τη λήξη του Έτους Αξιοπιστίας γίνεται ο υπολογισμός της Οριστικής Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος για κάθε περίοδο κατανομής με βάση πραγματικές μετρήσεις του Έτους Αξιοπιστίας (μετρήσεις κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας που αφορούν οι υπολογισμοί). Εντός τριών μηνών από την παρέλευση κάθε Έτους Αξιοπιστίας ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιοποιεί τις εκ των υστέρων υπολογιζόμενες Οριστικές Υποχρεώσεις Επάρκειας Ισχύος Εκπροσώπων Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής του Έτους Αξιοπιστίας. Εντός προθεσμίας επτά (7) ημερών από την ημερομηνία δημοσιοποίησης των στοιχείων αυτών, κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου δύναται να υποβάλλει ένσταση σε σχέση με τις Οριστικές Υποχρεώσεις του ενώπιον του Διαχειριστή του Συστήματος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται σχετικά με την ένσταση εντός επτά (7) ημερών.

Η ΡΑΕ ορίζει την Ημέρα Ελέγχου Εκπλήρωσης Υποχρεώσεων Επαρκούς Ισχύος, η οποία πρέπει να βρίσκεται μεταξύ της 25^{ης} και της 35^{ης} επόμενης ημέρας από την ημέρα της ως άνω δημοσιοποίησης των εκ των υστέρων υπολογιζόμενων Οριστικών Υποχρεώσεων Επάρκειας Ισχύος Εκπροσώπων Φορτίου. Έως την Ημέρα Ελέγχου Εκπλήρωσης Υποχρεώσεων Επαρκούς Ισχύος οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να προσκομίσουν επαρκείς εγγυήσεις διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής (μέσω Αιτήσεων Καταχώρισης ΣΔΙ ή Αιτήσεων Μεταβίβασης ΣΔΙ), για την εκ των υστέρων υπολογιζόμενη Οριστική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος τους για κάθε Περίοδο Κατανομής του παρελθόντος Έτους Αξιοπιστίας. Στη συνέχεια υπολογίζονται από το Διαχειριστή του Συστήματος οι οριστικές χρεώσεις για το Έτος Αξιοπιστίας (Χρεώσεις Ετήσιας Μη Συμμόρφωσης) για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου. Τα έσοδα από τις Χρεώσεις Ετήσιας Μη Συμμόρφωσης εγγράφονται στον ειδικό Λογαριασμό Λ-Ζ που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται αναλυτικά οι σχέσεις για τον υπολογισμό της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος και Χρεώσεων Εκπροσώπων Φορτίου.

4.2 Συμβολισμοί

Στο κείμενο χρησιμοποιούνται οι παρακάτω εκθέτες και δείκτες:

Εκθέτες

ea..... ex ante υπολογισμός (μηνιαία χρέωση)

ep..... ex post υπολογισμός (ετήσια χρέωση)

N..... τρέχον Έτος Αξιοπιστίας

N-1..... προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας

M Μήνας

Δείκτες

v..... Τηλεμετρούμενος από το ΔΕΣΜΗΕ Μετρητής Φορτίου

k..... Κόμβος Διασύνδεσης

ΜΟΔ Μετρητές Ορίων Δικτύου

ΠΔ..... Παραγωγή στο Δίκτυο

ΔΙΚΤΥΟΥ Δίκτυο

ΤΜΔ..... Τηλεμετρούμενοι Μετρητές Δικτύου Μέσης Τάσης

i..... Κατανεμόμενη Μονάδα Παραγωγής

j..... Εκπρόσωπος Φορτίου

D Ημέρα Κατανομής

h Περίοδος Κατανομής

ω..... Ώρα Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου

a_i..... ΑΔΙ της Μονάδας Παραγωγής i

s_j..... ΣΔΙ του Εκπροσώπου Φορτίου j

4.3 Μηνιαίοι (ex ante) Υπολογισμοί

Μετά το πέρας κάθε μήνα, και ιδίως μετά τη συλλογή και καταχώριση των απαραίτητων Μετρήσεων, ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει για κάθε Περίοδο Κατανομής εάν οι Εκπρόσωποι Φορτίου παρέχουν τις εγγυήσεις που αναλογούν στην εκ των προτέρων υπολογιζόμενη Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που φέρουν.

Η εκ των προτέρων υπολογιζόμενη Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου υπολογίζεται αφού πρώτα υπολογιστεί το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για κάθε μετρητή και το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής για κάθε

Εκπρόσωπο Φορτίου και περίοδο κατανομής. Οι αναλυτικοί υπολογισμοί παρουσιάζονται παρακάτω.

4.3.1 Υπολογισμός Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος

Ο υπολογισμός του Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος διαφοροποιείται για Μετρητές Φορτίου (Υψηλής Τάσης), Μετρητές Διασύνδεσης και Μετρητές Δικτύου.

4.3.1.1 Τηλεμετρούμενοι (από το ΔΕΣΜΗΕ) Μετρητές Φορτίου

4.3.1.1.1 Μετρήσεις κατανάλωσης για ποσοστό των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N-1 μεγαλύτερο του 20%

Το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος $M\Phi\Lambda\Sigma_v^{ea}$ για το Μετρητή Φορτίου v ισούται με το μέσο όρο των Εκκαθαριζόμενων Ποσοτήτων του Μετρητή Φορτίου κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N-1.

$$M\Phi\Lambda\Sigma_v^{ea} = \frac{\sum_{\forall h \in \Omega\Lambda\Pi\Lambda\Phi^{N-1}} \{E\Pi_{v,h}^{N-1}\}}{\Omega_v^{N-1}}$$

όπου:

$M\Phi\Lambda\Sigma_v^{ea}$	Το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Μετρητή Φορτίου v
$E\Pi_{v,h}^{N-1}$	Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα του Μετρητή Φορτίου v για την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N-1
Ω_v^{N-1}	Συνολικός αριθμός Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας N-1 για τις οποίες υπάρχουν ιστορικά στοιχεία μετρήσεων για το Μετρητή Φορτίου v
$\forall h \in \Omega\Lambda\Pi\Lambda\Phi^{N-1}$	Δηλώνει όλες τις ώρες h που ανήκουν στις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N-1

4.3.1.1.2 Μετρήσεις κατανάλωσης για ποσοστό των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N-1 μικρότερο του 20%

Το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος $M\Phi\Lambda\Sigma_v^{ea}$ εκτιμάται από το Διαχειριστή του Συστήματος μόνο για τους μετρητές χωρίς καμία μέτρηση κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N-1. Ισχύει τόσο για νέους όσο και για υφιστάμενους μετρητές.

Η εκτίμηση του Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος για τους μετρητές Μέσης Τάσης γίνεται βάσει της συμφωνημένης ισχύος του μετρητή και συντελεστών που υπολογίζονται από το ΔΕΣΜΗΕ. Οι συντελεστές προκύπτουν από γραμμική παλινδρόμηση στην οποία συμμετέχουν τα δεδομένα συμφωνημένης ισχύος και Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος των Μετρητών Μέσης Τάσης με μετρήσεις για το 100% των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N-1. Η εκτίμηση του Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος για μετρητές Υψηλής Τάσης γίνεται κατά περίπτωση λαμβάνοντας υπόψη το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος παρόμοιων, κατά το δυνατόν, μετρητών.

4.3.1.2 Μετρητές Δικτύου

Η Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα του Συνόλου των Μετρητών Δικτύου για κάθε Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N-1, $ΕΠ_{\DeltaΙΚΤΥΟΥ,h}^{N-1}$, υπολογίζεται ως το αλγεβρικό άθροισμα:

$$ΕΠ_{\DeltaΙΚΤΥΟΥ,h}^{N-1} = ΜΕ_{ΜΟΔ,h}^{N-1} + ΕΠ_{ΠΔ,h}^{N-1}$$

όπου:

- $ΕΠ_{\DeltaΙΚΤΥΟΥ,h}^{N-1}$ η Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα του Συνόλου των Μετρητών Δικτύου για την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N-1
- $ΜΕ_{ΜΟΔ,h}^{N-1}$ η Μετρούμενη Ενέργεια στο σύνολο των Μετρητών Ορίου Δικτύου την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N-1
- $ΕΠ_{ΠΔ,h}^{N-1}$ η Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα που αφορά στη συνολική παραγωγή στο Δίκτυο, δηλαδή η συνολική μετρούμενη παραγωγή στο Δίκτυο την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N-1 ανηγμένη στα όρια Συστήματος-Δικτύου

Το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου $ΜΦΑΣ_{\DeltaΙΚΤΥΟΥ}^{ea}$ ισούται με:

$$ΜΦΑΣ_{\DeltaΙΚΤΥΟΥ}^{ea} = \frac{\sum_{\forall h \in \Omega_{\Delta Π Α Φ}} ΕΠ_{\DeltaΙΚΤΥΟΥ,h}^{N-1}}{\Omega^{N-1}}$$

όπου:

- $ΜΦΑΣ_{\DeltaΙΚΤΥΟΥ}^{ea}$ Το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου
- $ΕΠ_{\DeltaΙΚΤΥΟΥ,h}^{N-1}$ η Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου για την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N-1

Ω^{N-1}	Συνολικός αριθμός Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας N-1
$\forall h \in \Omega_{ΑΠΑΦ}^{N-1}$	Δηλώνει όλες τις ώρες h που ανήκουν στις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N-1

4.3.1.3 Παρατηρήσεις

Η Εκκαθαριζόμενη Ενέργεια είναι η Μετρούμενη Ενέργεια ανηγμένη στα όρια Συστήματος-Δικτύου.

Το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος $M\Phi A \Sigma_v^{ea}$ για κάθε Μετρητή Φορτίου v κατανάλωσης Μονάδας Παραγωγής ισούται με το μέσο όρο της Μετρούμενης Ενέργειας ανηγμένης στα όρια Συστήματος-Δικτύου κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N-1.

Ο Διαχειριστής Δικτύου Διεθνούς Αερολιμένα Αθηνών παρέχει στον Διαχειριστή του Συστήματος τα δεδομένα κατανάλωσης του Δικτύου Διεθνούς Αερολιμένα Αθηνών. Βάσει των παραπάνω δεδομένων προκύπτει το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Διεθνή Αερολιμένα Αθηνών. Για το σύνολο των Μετρητών Φορτίου εντός του Δικτύου Διεθνούς Αερολιμένα Αθηνών που εκπροσωπούνται από έκαστο Εκπρόσωπο Φορτίου υπολογίζεται ένα ποσοστό εκπροσώπησης.

4.3.2 Υπολογισμός Φορτίου Αιχμής Εκπροσώπου Φορτίου

4.3.2.1 Εκπρόσωποι Φορτίου εκτός από τη ΔΕΗ Προμήθεια

Το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής του Εκπροσώπου Φορτίου j (όπου $j \neq \Delta E H$ Προμήθεια) την Περίοδο Κατανομής h υπολογίζεται ως το άθροισμα των εκ των προτέρων υπολογιζόμενων Μέσων Φορτίων στην Αιχμή του Συστήματος όλων των μετρητών στο βαθμό που τους εκπροσωπεί σύμφωνα με τον πίνακα Εκπροσώπησης Μετρητών – Εκπροσώπων Φορτίου.

Για Εκπροσώπους Φορτίου j εκτός της ΔΕΗ-Προμήθεια ισχύει:

$$\Phi A_{j,h}^{ea} = \sum_{\forall v} (M\Phi A \Sigma_v^{ea} \times \Pi E_{j,v,h}^N) + M\Phi A \Sigma_{\Delta I K T Y O Y}^{ea} \times \Pi E_{j,MO\Delta,h}^N$$

όπου:

$\Phi A_{j,h}^{ea}$	το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h
$M\Phi A \Sigma_v^{ea}$	το εκ των προτέρων υπολογισμένο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος του Μετρητή Φορτίου v (περιλαμβάνονται όλοι οι μετρητές που τηλεμετρούνται από το ΔΕΣΜΗΕ)

$ΠΕ_{j,v,h}^N$	το Ποσοστό Εκπροσώπησης του Μετρητή Φορτίου v για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N
$ΜΦΑΣ_{ΔΙΚΤΥΟΥ}^{ea}$	το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου
$ΠΕ_{j,ΜΟΔ,h}^N$	το Ποσοστό Εκπροσώπησης Πελατών Χαμηλής Τάσης, σύμφωνα με το Διαχειριστή του Δικτύου, επί του συνόλου των Μετρητών Δικτύου για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N

4.3.2.2 Εκπρόσωπος Φορτίου ΔΕΗ Προμήθεια

Το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος των Μη Τηλεμετρούμενων (από το ΔΕΣΜΗΕ) Μετρητών Δικτύου προκύπτει από το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου, $ΜΦΑΣ_{ΔΙΚΤΥΟΥ}^{ea}$, αφού αφαιρεθεί το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος των Μετρητών Μέσης Τάσης που ήταν Τηλεμετρούμενοι (από το ΔΕΣΜΗΕ) την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N , $ΜΦΑΣ_{ΤΜΔ,h}^{ea}$.

Το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος των Τηλεμετρούμενων (από το ΔΕΣΜΗΕ) Μετρητών Δικτύου Μέσης Τάσης υπολογίζεται ως εξής:

$$ΜΦΑΣ_{ΤΜΔ,h}^{ea} = \sum_{v \in (ΤΜΔ)_h^N} (ΜΦΑΣ_v^{ea})$$

Όπου:

$ΜΦΑΣ_{ΤΜΔ,h}^{ea}$	Το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος των Τηλεμετρούμενων (από το ΔΕΣΜΗΕ) Μετρητών Δικτύου Μέσης Τάσης για την Περίοδο Κατανομής h
$ΜΦΑΣ_v^{ea}$	το εκ των προτέρων υπολογισμένο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος του Μετρητή Φορτίου v
$v \in (ΤΜΔ)_h^N$	Το υποσύνολο των Μετρητών Φορτίων v του Δικτύου Μέσης Τάσης που είναι τηλεμετρούμενοι (από το ΔΕΣΜΗΕ) για την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N .

Τελικά το Φορτίο Αιχμής της ΔΕΗ Προμήθεια είναι:

$$\begin{aligned} \Phi A_{\Delta E H-\Pi P O, h}^{e a} = & \\ & + \sum_{\forall v} \left(\text{ΜΦΑΣ}_{\nu}^{e a} \times \text{ΠΕ}_{\Delta E H-\Pi P O, \nu, h}^N \right) + \text{ΜΦΑΣ}_{\text{ΜΔ}}^{e a} \times \text{ΠΕ}_{\Delta E H-\Pi P O, \text{ΜΔ}, h}^N \\ & + \left[\text{ΜΦΑΣ}_{\Delta \text{ΙΚΤΥΟΥ}}^{e a} \times \left(1 - \sum_{\forall j \neq \Delta E H-\Pi P O} \text{ΠΕ}_{j, \text{ΜΟΔ}, h}^N \right) - \text{ΜΦΑΣ}_{\text{ΤΜΔ}, h}^{e a} \right] \end{aligned}$$

όπου:

- $\Phi A_{\Delta E H-\Pi P O, h}^{e a}$ το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής του Εκπροσώπου Φορτίου ΔΕΗ Προμήθεια την Περίοδο Κατανομής h
- $\text{ΜΦΑΣ}_{\nu}^{e a}$ το εκ των προτέρων υπολογισμένο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος του Μετρητή Φορτίου ν (περιλαμβάνονται όλοι οι μετρητές που τηλεμετρούνται από το ΔΕΣΜΗΕ)
- $\text{ΠΕ}_{\Delta E H-\Pi P O, \nu, h}^N$ το Ποσοστό Εκπροσώπησης του Μετρητή Φορτίου ν για τον Εκπρόσωπο Φορτίου ΔΕΗ Προμήθεια την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N
- $\text{ΜΦΑΣ}_{\Delta \text{ΙΚΤΥΟΥ}}^{e a}$ το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου
- $\text{ΠΕ}_{j, \text{ΜΟΔ}, h}^N$ το Ποσοστό Εκπροσώπησης Πελατών Χαμηλής Τάσης, σύμφωνα με το Διαχειριστή του Δικτύου, επί του συνόλου των Μετρητών Δικτύου για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N

4.3.3 Υπολογισμός Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος

Ο εκ των προτέρων υπολογισμός της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h γίνεται σύμφωνα με την παρακάτω σχέση:

$$\text{ΥΕΙ}_{j, h} = \left(\text{ΜΩΖΣ}^{N-1} + \text{ΠΦ}^{N-1} \right) \times \text{ΣΕΔΠ}^N \times \frac{\Phi A_{j, h}^{e a}}{\sum_{\forall j} \Phi A_{j, h}^{e a}}$$

όπου:

- $\text{ΥΕΙ}_{j, h}$ η Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h (εκ των προτέρων υπολογιζόμενη)

$M\Omega\Sigma^{N-1}$	Μέγιστη Ωριαία Ζήτηση Συστήματος για το Έτος Αξιοπιστίας N-1 (σε επίπεδο παραγωγής)
$\Pi\Phi^{N-1}$	Εκτιμώμενες Περικοπές Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας N-1 (σε επίπεδο παραγωγής)
$\Sigma\text{ΕΔΠ}^N$	Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής για το Έτος Αξιοπιστίας N
$\Phi A_{j,h}^{ea}$	το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h

4.3.4 Έλεγχος Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος και Χρεώσεις Εκπροσώπων Φορτίου

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να έχουν υποβάλλει τις απαιτούμενες Αιτήσεις Καταχώρισης ΣΔΙ ή Μεταβίβασης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ τουλάχιστον τρεις (3) εργάσιμες ημέρες πριν την κάθε Ημέρα Κατανομής για την οποία πρόκειται να υποβάλλουν Δήλωση Φορτίου στον ΗΕΠ.

Οι εκ των προτέρων υπολογιζόμενες Εγγυήσεις Επαρκούς Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j για την Περίοδο Κατανομής h, $E\text{E}\text{I}_{j,h}^{ea}$ υπολογίζονται για κάθε Περίοδο Κατανομής ως το άθροισμα των Πραγματικά Διαθέσιμων Ισχύων των ΑΔΙ που αντιστοιχούν στις ΣΔΙ οι οποίες έχουν χρόνο αναφοράς που περιλαμβάνει την Περίοδο Κατανομής, είναι κατατεθειμένες εμπρόθεσμα στο Μητρώο στο όνομα του Εκπροσώπου Φορτίου, και δεν τελούν σε αναστολή. Δηλαδή:

$$E\text{E}\text{I}_{j,h}^{ea} = \sum_{s_j \in \text{A}\pi\text{Σ}\Delta\text{I}_h} \text{Π}\Delta\text{I}_{s_j}^N$$

όπου:

$E\text{E}\text{I}_{j,h}^{ea}$	οι εκ των προτέρων υπολογιζόμενες Εγγυήσεις Επαρκούς Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j για την Περίοδο Κατανομής h
$\text{Π}\Delta\text{I}_{s_j}^N$	η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς του ΑΔΙ που αντιστοιχεί στις ΣΔΙ, s_j , του Εκπροσώπου Φορτίου j, για το Έτος Αξιοπιστίας N
$\sum_{s_j \in \text{A}\pi\text{Σ}\Delta\text{I}_h}$	άθροισμα προς όλες τις ΣΔΙ, s, του Εκπροσώπου Φορτίου j που είναι κατατεθειμένα στο Αποθετήριο ΣΔΙ κατά την Περίοδο Κατανομής h και δεν τελούν σε αναστολή κατά την Περίοδο Κατανομής h

Ο έλεγχος της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος για κάθε Περίοδο Κατανομής γίνεται με την σύγκριση των $\text{Y}\text{E}\text{I}_{j,h}$ και $E\text{E}\text{I}_{j,h}^{ea}$ οπότε και υπολογίζεται το μέγεθος

$\max\{YEI_{j,h} - EEI_{j,h}^{ea}, 0\}$. Η Ισχύς Υποχρέωσης Παροχής Εγγυήσεων ΙΥΠΕ_{j,M} του Εκπροσώπου Φορτίου j για το μήνα M υπολογίζεται ως το μέγιστο των παραπάνω ωριαίων διαφορών.

$$IYΠΕ_{j,M} = \max_{h \in M} \{YEI_{j,h} - EEI_{j,h}^{ea}, 0\}$$

όπου:

$IYΠΕ_{j,M}$	είναι η Ισχύς Υποχρέωσης Παροχής Εγγυήσεων του Εκπροσώπου Φορτίου j για το μήνα M.
$\max_{h \in M} \{ \}$	υπολογισμός του μέγιστου ως προς όλες τις Περιόδους Κατανομής h που ανήκουν στο μήνα M
$EEI_{j,h}^{ea}$	οι εκ των προτέρων υπολογιζόμενες Εγγυήσεις Επαρκούς Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j για την Περίοδο Κατανομής h
$YEI_{j,h}$	η Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h (εκ των προτέρων υπολογιζόμενη)

Η Χρέωση Παροχής Εγγυήσεων του Εκπροσώπου Φορτίου j για το μήνα M είναι:

$$XΠΕ_{j,M} = IYΠΕ_{j,M} \times MXΠΕ^N \times ND_{j,M}^{ea}$$

όπου:

$XΠΕ_{j,M}$	η Χρέωση Παροχής Εγγυήσεων για το μήνα M του Έτους Αξιοπιστίας N του Εκπροσώπου Φορτίου j
$IYΠΕ_{j,M}$	είναι η Ισχύς Υποχρέωσης Παροχής Εγγυήσεων του Εκπροσώπου Φορτίου j για την μήνα M.
$MXΠΕ^N$	η Μοναδιαία Χρέωση Παροχής Εγγυήσεων για το Έτος Αξιοπιστίας N σε € ανά MW και Ημέρα Κατανομής
$ND_{j,M}^{ea}$	ο αριθμός των Ημερών Κατανομής D του μήνα M για τις οποίες υπήρχε τουλάχιστο μια Περίοδος Κατανομής h μέσα στην Ημέρα Κατανομής D για την οποία $YEI_{j,h}^{ea} - EEI_{j,h}^{ea} > 0$

Σημειώνεται ότι η παραπάνω χρέωση είναι προϋπολογιστική και ενδέχεται να αλλάξει μετά το τέλος του Έτους Αξιοπιστίας, οπότε θα γίνει και ο υπολογισμός της Οριστικής Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος και της Χρέωσης Ετήσιας μη Συμμόρφωσης.

4.4 Οριστικοί (ex post) Υπολογισμοί

Μετά την παρέλευση του Έτους Αξιοπιστίας, τον καθορισμό όλων των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για το Έτος αυτό, και τον εκ των

υστέρων υπολογισμό της καταλογιζόμενης σε κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ενέργειας κατά το Εγχειρίδιο Διαχείρισης Μετρήσεων και Περιοδικής Εκκαθάρισης Προμηθευτών Δικτύου, υπολογίζεται η Οριστική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος κάθε Εκπρόσωπου Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής του υπόψη Έτους Αξιοπιστίας.

Η Οριστική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου υπολογίζεται αφού πρώτα υπολογιστεί το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για κάθε μετρητή και το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου και περίοδο κατανομής. Οι αναλυτικοί υπολογισμοί παρουσιάζονται παρακάτω.

4.4.1 Υπολογισμός Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος

Ο υπολογισμός του Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος διαφοροποιείται για Μετρητές Φορτίου (Υψηλής Τάσης), Μετρητές Διασύνδεσης και Μετρητές Δικτύου.

4.4.1.1 Τηλεμετρούμενοι (από το ΔΕΣΜΗΕ) Μετρητές Φορτίου

4.4.1.1.1 Μετρήσεις κατανάλωσης για ποσοστό των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N μεγαλύτερο του 20%

Το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος $M\Phi\Lambda\Sigma_v^{ep}$ για το Μετρητή Φορτίου v ισούται με το μέσο όρο των Εκκαθαριζόμενων Ποσοτήτων του Μετρητή Φορτίου κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N .

$$M\Phi\Lambda\Sigma_v^{ep} = \frac{\sum_{\forall h \in \Omega_{\Lambda\Pi\Lambda\Phi}^N} \{E\Pi_{v,h}^N\}}{\Omega_v^N}$$

όπου:

$M\Phi\Lambda\Sigma_v^{ep}$	Το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Μετρητή Φορτίου v
$E\Pi_{v,h}^N$	Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα του Μετρητή Φορτίου v για την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N
Ω_v^N	Συνολικός αριθμός Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας N για τις οποίες υπάρχουν ιστορικά στοιχεία μετρήσεων για το Μετρητή Φορτίου v
$\forall h \in \Omega_{\Lambda\Pi\Lambda\Phi}^N$	Δηλώνει όλες τις ώρες h που ανήκουν στις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N

4.4.1.1.2 Μετρήσεις κατανάλωσης για ποσοστό των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N μικρότερο του 20%

Το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος $MΦΑΣ_{V}^{ep}$ εκτιμάται από το Διαχειριστή του Συστήματος μόνο για τους μετρητές χωρίς καμία μέτρηση κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N. Ισχύει τόσο για νέους όσο και για υφιστάμενους πελάτες.

Η εκτίμηση του Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος για τους μετρητές Μέσης Τάσης γίνεται βάσει της συμφωνημένης ισχύος του μετρητή και συντελεστών που υπολογίζονται από το ΔΕΣΜΗΕ. Οι συντελεστές προκύπτουν από γραμμική παλινδρόμηση στην οποία συμμετέχουν τα δεδομένα συμφωνημένης ισχύος και Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος των Μετρητών Μέσης Τάσης με μετρήσεις για το 100% των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N-1. Η εκτίμηση του Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος για μετρητές Υψηλής Τάσης γίνεται κατά περίπτωση λαμβάνοντας υπόψη το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος παρόμοιων, κατά το δυνατόν, μετρητών.

4.4.1.2 **Μετρητές Δικτύου**

Η Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα του Συνόλου των Μετρητών Δικτύου για κάθε Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N, $ΕΠ_{ΔΙΚΤΥΟΥ,h}^N$, υπολογίζεται ως το αλγεβρικό άθροισμα:

$$ΕΠ_{ΔΙΚΤΥΟΥ,h}^N = ME_{ΜΟΔ,h}^N + ΕΠ_{ΠΔ,h}^N$$

όπου:

- $ΕΠ_{ΔΙΚΤΥΟΥ,h}^N$ η Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα του Συνόλου των Μετρητών Δικτύου για την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N
- $ME_{ΜΟΔ,h}^N$ η Μετρούμενη Ενέργεια στο σύνολο των Μετρητών Ορίου Δικτύου την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N
- $ΕΠ_{ΠΔ,h}^N$ η Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα που αφορά στη συνολική παραγωγή στο Δίκτυο, δηλαδή η συνολική μετρούμενη παραγωγή στο Δίκτυο την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N ανηγμένη στα όρια Συστήματος-Δικτύου

Το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου $MΦΑΣ_{ΔΙΚΤΥΟΥ}^{ep}$ ισούται με:

$$ΜΦΑΣ_{ΔΙΚΤΥΟΥ}^{ep} = \frac{\sum_{\forall h \in \Omega_{ΑΠΑΦ}^N} ΕΠ_{ΔΙΚΤΥΟΥ,h}^N}{\Omega^N}$$

όπου:

- $ΜΦΑΣ_{ΔΙΚΤΥΟΥ}^{ep}$ Το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου
- $ΕΠ_{ΔΙΚΤΥΟΥ,h}^N$ η Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου για την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N
- Ω^N Συνολικός αριθμός Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας N
- $\forall h \in \Omega_{ΑΠΑΦ}^N$ Δηλώνει όλες τις ώρες h που ανήκουν στις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N

4.4.1.3 Παρατηρήσεις

Η Εκκαθαριζόμενη Ενέργεια είναι η Μετρούμενη Ενέργεια ανηγμένη στα όρια Συστήματος-Δικτύου.

Το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος $ΜΦΑΣ_{ep}$ για κάθε Μετρητή Φορτίου n κατανάλωσης Μονάδας Παραγωγής ισούται με το μέσο όρο της Μετρούμενης Ενέργειας ανηγμένης στα όρια Συστήματος-Δικτύου κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του Έτους Αξιοπιστίας N .

Ο Διαχειριστής Δικτύου Διεθνούς Αερολιμένα Αθηνών παρέχει στον Διαχειριστή του Συστήματος τα δεδομένα κατανάλωσης του Δικτύου Διεθνούς Αερολιμένα Αθηνών. Βάσει των παραπάνω δεδομένων προκύπτει το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Διεθνή Αερολιμένα Αθηνών. Για το σύνολο των Μετρητών Φορτίου εντός του Δικτύου Διεθνούς Αερολιμένα Αθηνών που εκπροσωπούνται από έκαστο Εκπρόσωπο Φορτίου υπολογίζεται ένα ποσοστό εκπροσώπησης.

4.4.2 Υπολογισμός Φορτίου Αιχμής Εκπροσώπου Φορτίου

4.4.2.1 Εκπρόσωποι Φορτίου εκτός από τη ΔΕΗ Προμήθεια

Το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής του Εκπροσώπου Φορτίου j (όπου $j \neq \Delta ΕΗ$ Προμήθεια) την Περίοδο Κατανομής h υπολογίζεται ως το άθροισμα των εκ των υστέρων υπολογιζόμενων Μέσων Φορτίων στην Αιχμή του Συστήματος όλων των μετρητών στο βαθμό που τους εκπροσωπεί σύμφωνα με τον πίνακα Εκπροσώπησης Μετρητών – Εκπροσώπων Φορτίου.

Για Εκπροσώπους Φορτίου j εκτός της ΔΕΗ-Προμήθεια ισχύει:

$$\Phi A_{j,h}^{ep} = \sum_{\forall v} \left(\text{M}\Phi\text{A}\Sigma_v^{ep} \times \text{ΠE}_{j,v,h}^N \right) + \text{M}\Phi\text{A}\Sigma_{\text{M}\Delta}^{ep} \times \text{ΠE}_{j,\text{M}\Delta,h}^N + \text{M}\Phi\text{A}\Sigma_{\text{ΔΙΚΤΥΟΥ}}^{ep} \times \text{ΠE}_{j,\text{M}\text{O}\Delta,h}^N$$

όπου:

- $\Phi A_{j,h}^{ep}$ το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h
- $\text{M}\Phi\text{A}\Sigma_v^{ep}$ το εκ των υστέρων υπολογισμένο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος του Μετρητή Φορτίου v (περιλαμβάνονται όλοι οι μετρητές που τηλεμετρούνται από το ΔΕΣΜΗΕ)
- $\text{ΠE}_{j,v,h}^N$ το Ποσοστό Εκπροσώπησης του Μετρητή Φορτίου v για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N
- $\text{M}\Phi\text{A}\Sigma_{\text{ΔΙΚΤΥΟΥ}}^{ep}$ το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου
- $\text{ΠE}_{j,\text{M}\text{O}\Delta,h}^N$ το Ποσοστό Εκπροσώπησης Πελατών Χαμηλής Τάσης, σύμφωνα με το Διαχειριστή του Δικτύου, επί του συνόλου των Μετρητών Δικτύου για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N

4.4.2.2 Εκπρόσωπος Φορτίου ΔΕΗ Προμήθεια

Το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος των Μη Τηλεμετρούμενων (από το ΔΕΣΜΗΕ) Μετρητών Δικτύου προκύπτει από το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου, $\text{M}\Phi\text{A}\Sigma_{\text{ΔΙΚΤΥΟΥ}}^{ep}$, αφού αφαιρεθεί το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος των Μετρητών Μέσης Τάσης που ήταν Τηλεμετρούμενοι (από το ΔΕΣΜΗΕ) την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N, $\text{M}\Phi\text{A}\Sigma_{\text{T}\text{M}\Delta,h}^{ep}$.

Το Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος των Τηλεμετρούμενων (από το ΔΕΣΜΗΕ) Μετρητών Δικτύου Μέσης Τάσης υπολογίζεται ως εξής:

$$\text{M}\Phi\text{A}\Sigma_{\text{T}\text{M}\Delta,h}^{ep} = \sum_{\forall v \in (\text{T}\text{M}\Delta)_h^N} \left(\text{M}\Phi\text{A}\Sigma_v^{ep} \right)$$

Όπου:

- $\text{M}\Phi\text{A}\Sigma_{\text{T}\text{M}\Delta,h}^{ep}$ Το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος των Τηλεμετρούμενων (από το ΔΕΣΜΗΕ) Μετρητών Δικτύου Μέσης Τάσης για την Περίοδο Κατανομής h
- $\text{M}\Phi\text{A}\Sigma_v^{ep}$ το εκ των υστέρων υπολογισμένο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος του Μετρητή Φορτίου v

$\forall v \in (\text{TM}\Delta)_h^N$ Το υποσύνολο των Μετρητών Φορτίων v του Δικτύου Μέσης Τάσης που είναι τηλεμετρούμενοι (από το ΔΕΣΜΗΕ) για την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N .

Τελικά το Φορτίο Αιχμής της ΔΕΗ Προμήθεια είναι:

$$\begin{aligned} \Phi A_{\Delta\text{EH}-\text{ΠΡΟ},h}^{\text{ep}} = & \\ & + \sum_{\forall v} \left(\text{ΜΦΑΣ}_v^{\text{ep}} \times \text{ΠΕ}_{\Delta\text{EH}-\text{ΠΡΟ},v,h}^N \right) + \text{ΜΦΑΣ}_{\text{Μ}\Delta}^{\text{ep}} \times \text{ΠΕ}_{\Delta\text{EH}-\text{ΠΡΟ},\text{Μ}\Delta,h}^N \\ & + \left(\text{ΜΦΑΣ}_{\Delta\text{ΙΚΤΥΟΥ}}^{\text{ep}} \times \left(1 - \sum_{\forall j \neq \Delta\text{EH}-\text{ΠΡΟ}} \text{ΠΕ}_{j,\text{ΜΟ}\Delta,h}^N \right) - \text{ΜΦΑΣ}_{\text{ΤΜ}\Delta,h}^{\text{ep}} \right) \end{aligned}$$

όπου:

- $\Phi A_{\Delta\text{EH}-\text{ΠΡΟ},h}^{\text{ep}}$ το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής του Εκπροσώπου Φορτίου ΔΕΗ Προμήθεια την Περίοδο Κατανομής h
- $\text{ΜΦΑΣ}_v^{\text{ep}}$ το εκ των υστέρων υπολογισμένο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος του Μετρητή Φορτίου v (περιλαμβάνονται όλοι οι μετρητές που τηλεμετρούνται από το ΔΕΣΜΗΕ)
- $\text{ΠΕ}_{\Delta\text{EH}-\text{ΠΡΟ},v,h}^N$ το Ποσοστό Εκπροσώπησης του Μετρητή Φορτίου v για τον Εκπρόσωπο Φορτίου ΔΕΗ Προμήθεια την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N
- $\text{ΜΦΑΣ}_{\Delta\text{ΙΚΤΥΟΥ}}^{\text{ep}}$ το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου
- $\text{ΠΕ}_{j,\text{ΜΟ}\Delta,h}^N$ το Ποσοστό Εκπροσώπησης Πελατών Χαμηλής Τάσης, σύμφωνα με το Διαχειριστή του Δικτύου, επί του συνόλου των Μετρητών Δικτύου για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N

4.4.3 Υπολογισμός Οριστικής Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος

Ο υπολογισμός της Οριστικής Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h γίνεται σύμφωνα με την παρακάτω σχέση:

$$\text{ΟΥΕΙ}_{j,h} = \left(\text{ΜΩΖΣ}^{N-1} + \text{ΠΦ}^{N-1} \right) \times \text{ΣΕΔΠ}^N \times \frac{\Phi A_{j,h}^{\text{ep}}}{\sum_{\forall j} \Phi A_{j,h}^{\text{ep}}}$$

όπου:

$OYEI_{j,h}$	η Οριστική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h (εκ των προτέρων υπολογιζόμενη)
$M\Omega\Sigma^{N-1}$	Μέγιστη Ωριαία Ζήτηση Συστήματος για το Έτος Αξιοπιστίας $N-1$ (σε επίπεδο παραγωγής)
$\Pi\Phi^{N-1}$	Εκτιμώμενες Περικοπές Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας $N-1$ (σε επίπεδο παραγωγής)
$\Sigma\epsilon\Delta\Pi^N$	Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής για το Έτος Αξιοπιστίας N
$\Phi A_{j,h}^{ep}$	το εκ των υστέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h

4.4.4 Έλεγχος Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος και Χρεώσεις Εκπροσώπων Φορτίου

Εντός τριών μηνών από την παρέλευση κάθε Έτους Αξιοπιστίας ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιοποιεί τις εκ των υστέρων υπολογιζόμενες Οριστικές Υποχρεώσεις Επάρκειας Ισχύος Εκπροσώπων Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής του Έτους Αξιοπιστίας. Εντός προθεσμίας επτά (7) ημερών από την ημερομηνία δημοσιοποίησης των στοιχείων αυτών, κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου δύναται να υποβάλλει ένσταση σε σχέση με τις Οριστικές Υποχρεώσεις του ενώπιον του Διαχειριστή του Συστήματος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται σχετικά με την ένσταση εντός επτά (7) ημερών. Εάν η διαφορά παραμένει, επιλύεται κατά τη διαδικασία που καθορίζεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η ΡΑΕ ορίζει την Ημέρα Ελέγχου Εκπλήρωσης Υποχρεώσεων Επαρκούς Ισχύος, η οποία πρέπει να βρίσκεται μεταξύ της 25^{ης} και της 35^{ης} επόμενης ημέρας από την ημέρα της ως άνω δημοσιοποίησης των εκ των υστέρων υπολογιζόμενων Οριστικών Υποχρεώσεων Επάρκειας Ισχύος Εκπροσώπων Φορτίου.

Έως την Ημέρα Ελέγχου Εκπλήρωσης Υποχρεώσεων Επαρκούς Ισχύος οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να προσκομίσουν επαρκείς εγγυήσεις διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής για την εκ των υστέρων υπολογιζόμενη Οριστική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος τους για κάθε Περίοδο Κατανομής του παρελθόντος Έτους Αξιοπιστίας. Ως προς τις διαφορές που βρίσκονται σε διαδικασία επίλυσης μέχρι την επίλυση της διαφοράς ο Εκπρόσωπος Φορτίου έχει την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που καθορίζεται στην απόφαση του Διαχειριστή του Συστήματος επί της σχετικής ενστάσεως.

Οι εκ των υστέρων υπολογιζόμενες Εγγυήσεις Επαρκούς Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j για την Περίοδο Κατανομής h , $E EI_{j,h}^{ep}$ υπολογίζονται για κάθε Περίοδο Κατανομής h ως το άθροισμα των Πραγματικά Διαθέσιμων Ισχύων των ΑΔΙ που αντιστοιχούν στις ΣΔΙ οι οποίες έχουν κατατεθεί έως την Ημέρα Ελέγχου Εκπλήρωσης Υποχρεώσεων Επαρκούς Ισχύος στο Μητρώο

ΣΔΙ στο όνομα του Εκπροσώπου Φορτίου. Η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς των ΑΔΙ των Μονάδων που τελούσαν σε αναστολή για ορισμένες Περιόδους Κατανομής του Έτους Αξιοπιστίας Ν δεν θα λαμβάνονται υπόψη για τις συγκεκριμένες Περιόδους Κατανομής, δηλαδή:

$$EEI_{j,h}^{ep} = \sum_{s_j \in A\pi\Sigma\Delta I_h} \Pi\Delta I_{s_j}^N$$

όπου:

$EEI_{j,h}^{ep}$	οι εκ των υστέρων υπολογιζόμενες Εγγυήσεις Επαρκούς Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j για την Περίοδο Κατανομής h
$\Pi\Delta I_{s_j}^N$	η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς του ΑΔΙ που αντιστοιχεί στις ΣΔΙ, s, του Εκπροσώπου Φορτίου j, για το Έτος Αξιοπιστίας Ν
$\sum_{s_j \in A\pi\Sigma\Delta I_h}$	άθροισμα προς όλες τις ΣΔΙ, s, του Εκπροσώπου Φορτίου j που έχουν κατατεθεί για την Περίοδο Κατανομής h στο Αποθετήριο ΣΔΙ έως την Ημέρα Ελέγχου Εκπλήρωσης Υποχρεώσεων Επαρκούς Ισχύος και δεν τελούν σε αναστολή κατά την Περίοδο Κατανομής h

Ο έλεγχος της Οριστικής Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος για κάθε Περίοδο Κατανομής γίνεται με την σύγκριση των $OYEI_{j,h}$ και $EEI_{j,h}^{ep}$ οπότε και υπολογίζεται το μέγεθος $\max\{OYEI_{j,h} - EEI_{j,h}^{ep}, 0\}$. Η Ισχύς Μη Συμμόρφωσης $IM\Sigma_{j,M}$ του Εκπροσώπου Φορτίου j για το μήνα Μ υπολογίζεται ως το μέγιστο των παραπάνω ωριαίων διαφορών.

$$IM\Sigma_{j,M} = \max_{h \in M} \{OYEI_{j,h} - EEI_{j,h}^{ep}, 0\}$$

όπου:

$IM\Sigma_{j,M}$	είναι η Ισχύς Μη Συμμόρφωσης του Εκπροσώπου Φορτίου j για το μήνα Μ.
$\max_{h \in M} \{ \}$	υπολογισμός του μέγιστου ως προς όλες τις Περιόδους Κατανομής h που ανήκουν στο μήνα Μ
$EEI_{j,h}^{ep}$	οι εκ των υστέρων υπολογιζόμενες Εγγυήσεις Επαρκούς Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j για την Περίοδο Κατανομής h

$OYEI_{j,h}$ η Οριστική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h (εκ των υστέρων υπολογιζόμενη)

Η Μηνιαία Χρέωση Μη Συμμόρφωσης του Εκπροσώπου Φορτίου j για το μήνα M του Έτους Αξιοπιστίας N είναι:

$$MXM\Sigma_{j,M} = IM\Sigma_{j,M} \times MXM\Sigma^N \times ND_{j,M}^{ep}$$

όπου:

$MXM\Sigma_{j,M}$ η Μηνιαία Χρέωση Μη Συμμόρφωσης του Εκπροσώπου Φορτίου j για το μήνα M του Έτους Αξιοπιστίας N

$IM\Sigma_{j,M}$ είναι η Ισχύς Μη Συμμόρφωσης του Εκπροσώπου Φορτίου j για το μήνα M .

$MXM\Sigma^N$ η Μοναδιαία Χρέωση Μη Συμμόρφωσης για το Έτος Αξιοπιστίας N σε € ανά MW και Ημέρα Κατανομής

$ND_{j,M}^{ep}$ ο αριθμός των Ημερών Κατανομής D του μήνα M για τις οποίες υπήρχε τουλάχιστο μια Περίοδος Κατανομής h μέσα στην Ημέρα Κατανομής D για την οποία $OYEI_{j,h} - EEI_{j,h}^{ep} > 0$

Η Χρέωση Ετήσιας Μη Συμμόρφωσης του Εκπροσώπου Φορτίου j για το Έτος Αξιοπιστίας N είναι:

$$XEM\Sigma_{j,N} = \sum_{M=1}^{12} (MXM\Sigma_{j,M} - XΠΕ_{j,M})$$

όπου:

$XEM\Sigma_{j,N}$ η Χρέωση Ετήσιας Μη Συμμόρφωσης του Εκπροσώπου Φορτίου j για το Έτος Αξιοπιστίας N

$MXM\Sigma_{j,M}$ η Μηνιαία Χρέωση Μη Συμμόρφωσης του Εκπροσώπου Φορτίου j για το μήνα M του Έτους Αξιοπιστίας N

$XΠΕ_{j,M}$ η Χρέωση Παροχής Εγγυήσεων για το μήνα M του Έτους Αξιοπιστίας N του Εκπροσώπου Φορτίου j

4.5 Πίνακας Εκπροσώπησης Μετρητών-Εκπροσώπων Φορτίου

Για κάθε Περίοδο Κατανομής h του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας N στον Πίνακα Εκπροσώπησης Μετρητών – Εκπροσώπων Φορτίου καταγράφεται η εκπροσώπηση σε ποσοστό κατά την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου j εκπροσωπεί τον εκάστοτε Μετρητή.

4.5.1 Μετρητές Φορτίου

Για τους Μετρητές Φορτίου ν το ποσοστό εκπροσώπησης το οποίο θα καταγράφεται για κάθε Περίοδο Κατανομής h στον Πίνακα Εκπροσώπησης Μετρητών - Εκπροσώπων Φορτίου θα βασίζεται αποκλειστικά στις ισχύουσες για τη συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής h δηλώσεις εκπροσώπησης.

Στις δηλώσεις εκπροσώπησης η εκπροσώπηση ενός Μετρητή Φορτίου ν από έναν Εκπρόσωπο Φορτίου j μπορεί να εκφράζεται είτε σαν «Ποσοστό» είτε σαν «Μπάντα».

Στην περίπτωση δήλωσης εκπροσώπησης που προβλέπεται εκπροσώπηση «Ποσοστού» το Ποσοστό Εκπροσώπησης $\Pi E_{j,\nu,h}^N$ για το Μετρητή Φορτίου ν είναι αυτό που αναγράφεται στη δήλωση εκπροσώπησης του Εκπροσώπου Φορτίου j για την Ημέρα Κατανομής D στην οποία περιλαμβάνεται η Περίοδος Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N .

Ενδεικτικά, στην περίπτωση δήλωσης εκπροσώπησης που προβλέπεται εκπροσώπηση «Μπάντας» αυτή για το σκοπό της συμπλήρωσης του Πίνακα Εκπροσώπησης Μετρητών - Εκπροσώπων Φορτίου μετατρέπεται σε εκπροσώπηση «Ποσοστού» με τις εξής σχέσεις:

- 1) Για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j που εκπροσωπεί τα πρώτα $ME_{j,\nu,h}^N$ MW του Μετρητή Φορτίου ν για την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N :

$$\Pi E_{j,\nu,h}^N = \frac{\min(\text{E}\Pi_{\nu,h}^N, \text{E}ME_{j,\nu,h}^N)}{\text{E}\Pi_{\nu,h}^N}$$

όπου:

- $\Pi E_{j,\nu,h}^N$ το Ποσοστό Εκπροσώπησης του Εκπροσώπου Φορτίου j για το Μετρητή Φορτίου ν και την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N
- $\text{E}\Pi_{\nu,h}^N$ η Εκκαθαριζόμενη Ποσότητα του Μετρητή Φορτίου ν για την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N
- $\text{E}ME_{j,\nu,h}^N$ η Εκκαθαριζόμενη Μπάντα Εκπροσώπησης του Μετρητή Φορτίου ν που είναι η Μπάντα Εκπροσώπησης, $ME_{j,\nu,h}^N$, ανηγμένη στα όρια Συστήματος - Δικτύου για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N

- 2) Για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j' που εκπροσωπεί τα υπόλοιπα MW του Μετρητή Φορτίου ν για την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N :

$$\Pi E_{j',\nu,h}^N = 100\% - \Pi E_{j,\nu,h}^N$$

όπου:

- $ΠΕ_{j,v,h}^N$ το Ποσοστό Εκπροσώπησης του Εκπροσώπου Φορτίου j που εκπροσωπεί τα πρώτα $ME_{j,v,h}^N$ MW του Μετρητή Φορτίου v για την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N
- $ΠΕ_{j',v,h}^N$ το Ποσοστό Εκπροσώπησης του Εκπροσώπου Φορτίου j' που εκπροσωπεί τα υπόλοιπα MW του Μετρητή Φορτίου v για την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N

4.5.2 Μετρητές Δικτύου

Για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου ο οποίος εκπροσωπεί Μετρητή Δικτύου χρησιμοποιείται το ποσοστό εκπροσώπησης το οποίο υπολογίζει κάθε φορά ο Διαχειριστής του Δικτύου. Το ποσοστό εκπροσώπησης εφαρμόζεται επί του συνόλου των Μετρητών Ορίων Δικτύου, λαμβάνοντας υπόψη και τους μετρητές Παραγωγής στο Δίκτυο.

4.6 Ειδικά θέματα υπολογισμού της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος

4.6.1 Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου υποχρεούνται να προσκομίσουν για κάθε Ημέρα Κατανομής επαρκείς Εγγυήσεις Διαθέσιμης Ισχύος για την κάλυψη του φορτίου τους χρησιμοποιώντας Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ). Η βασική απαίτηση του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος είναι να εξασφαλισθεί πως η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς κάθε Μονάδας Παραγωγής των ΣΔΙ που έχουν κατατεθεί ισούται ή είναι μεγαλύτερη από την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου κατά την Ημέρα Κατανομής. Ως εκ τούτου, μία από τις επιδιώξεις που απαιτούνται για την υλοποίηση ενός επιτυχούς Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος είναι να προσδιορισθεί με ακρίβεια η Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος κάθε Εκπροσώπου Φορτίου.

Η βάση για τον προσδιορισμό της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος κάθε Εκπροσώπου Φορτίου είναι ο υπολογισμός των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου. Οι Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου επιλέγονται κατά τέτοιο τρόπο, ώστε να συμπεριλαμβάνονται σε αυτές κατά το δυνατόν οι περιπτώσεις περιορισμένης εφεδρείας του συστήματος, λόγω α) πολύ υψηλής ζήτησης φορτίου, και β) υψηλής ζήτησης φορτίου σε σχέση με τη διαθέσιμη ισχύ του Συστήματος και ιδίως στις περιπτώσεις μειωμένης επάρκειας δυναμικού παραγωγής λόγω προγραμματισμένης συντήρησης των μονάδων, κλπ.

Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου

Ωρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου είναι οι Περίοδοι Κατανομής ενός Έτους Αξιοπιστίας που συνιστούν τις ώρες αναφοράς για τον υπολογισμό της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου.

Ως Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου λαμβάνονται οι Περίοδοι Κατανομής για τις οποίες η Διαθέσιμη Εφεδρεία R_h , όπως προσδιορίζεται από τη σχέση που ακολουθεί, είναι μικρότερη του μηδενός:

$$R_h = \sum_{i \in TH_h} (UCAP_i^* \times (1 - lossf_{i,h})) + \sum_{i \in HD_h} (HYD_{i,h}^* \times (1 - lossf_{i,h})) + \sum_{i \in IM_h} (IMP_{i,h}^* \times (1 - lossf_{i,h})) - LOAD_h - PUMP_h$$

όπου:

R_h	Διαθέσιμη Εφεδρεία κατά την Περίοδο Κατανομής h.
$UCAP_i^*$	η βραχυχρονίως πραγματικά διαθέσιμη ισχύς της Μονάδας Παραγωγής i η οποία υπολογίζεται λαμβάνοντας ιδίως υπόψη την Καθαρή Ισχύ Μονάδας Παραγωγής (NCAP), το βραχυχρόνιο Ρυθμό Μη Προβλεπομένων Διακοπών και την απομείωση της διαθέσιμης ισχύος της μονάδας κατά τους θερινούς μήνες. Οι τιμές των δύο τελευταίων μεγεθών εκτιμώνται με βάση τα διαθέσιμα στοιχεία των Μονάδων κατά το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας (N-1) από τον Διαχειριστή του Συστήματος και εγκρίνονται από τη ΡΑΕ ένα μήνα (1) πριν την έναρξη κάθε Έτους Αξιοπιστίας.
$HYD_{i,h}^*$	η εκτιμώμενη δυνατότητα παραγωγής Υδροηλεκτρικής Μονάδας i κατά την Περίοδο Κατανομής h, λαμβάνοντας ιδίως υπόψη τη Μηνιαία Διαθέσιμη Ισχύ (UCAP) Υδροηλεκτρικών Μονάδων η οποία υπολογίζεται χρησιμοποιώντας την μεθοδολογία που παρουσιάζεται στην ενότητα 2.6.2.2 για κάθε μήνα του έτους. Η εκτιμώμενη δυνατότητα παραγωγής των Υδροηλεκτρικών Μονάδων καθορίζεται από τη ΡΑΕ μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος.
$IMP_{i,h}^*$	η εκτιμώμενη δυνατότητα καθαρών εισαγωγών από τη διασύνδεση i κατά την Περίοδο Κατανομής h, λαμβάνοντας υπόψη την πραγματική εισαγωγή και εξαγωγή κατά το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας (N-1). Η εκτιμώμενη δυνατότητα καθαρών εισαγωγών καθορίζεται από τη ΡΑΕ μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος.
$lossf_{i,h}$	η αριθμητική τιμή του Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Εγχύσεων που αντιστοιχεί στο Μετρητή της Μονάδας Παραγωγής i ή στο Μετρητή Διασύνδεσης για Εισαγωγή i κατά την Περίοδο Κατανομής h.

$\sum_{i \in TH_h}()$	<p>άθροιση για το σύνολο των θερμικών Κατανεμόμενων Μονάδων οι οποίες δύναται να εγχύσουν ηλεκτρική ενέργεια στο Σύστημα κατά την Περίοδο Κατανομής h. Εδώ περιλαμβάνονται όλες οι διαθέσιμες μονάδες που δεν βρίσκονται σε συντήρηση ή εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης.</p>
$\sum_{i \in HD_h}()$	<p>άθροιση για το σύνολο των υδροηλεκτρικών Κατανεμόμενων Μονάδων οι οποίες δύναται να εγχύσουν ηλεκτρική ενέργεια στο Σύστημα κατά την Περίοδο Κατανομής h. Εδώ περιλαμβάνονται όλες οι διαθέσιμες μονάδες που δεν βρίσκονται σε συντήρηση ή εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης.</p>
$\sum_{i \in IM_h}()$	η άθροιση για το σύνολο των διασυνδέσεων.
PUMP _h	η συνολική απορρόφηση ενέργειας από υδροηλεκτρικές Μονάδες σε λειτουργία άντλησης κατά την Περίοδο Κατανομής h.
LOAD _h	η συνολική ωριαία ζήτηση του Συστήματος που μετρήθηκε για την Περίοδο Κατανομής h, σύμφωνα με τα Δεδομένα Μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών Φορτίου (πλην αυτών των αντλητικών Μονάδων) και των Καταχωρημένων Μετρητών Ορίων Δικτύου (LOAD _{h,measured}), προσαυξημένη κατά το εκτιμώμενο ύψος των περικοπών φορτίου που ενδεχομένως έγιναν κατά την Περίοδο Κατανομής h (Load _{shed}), και προσαυξημένη κατά την απαιτούμενη ποσότητα πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας (RESERVE _{req}), η οποία καθορίζεται από τη ΡΑΕ μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τους σχετικούς κανόνες που τίθενται από την UCTE. Ως εκ τούτου, η εξίσωση που παρέχει τη συνολική ωριαία ζήτηση είναι η παρακάτω:

$$LOAD_h = LOAD_{h,measured} + Load_{shed} + RESERVE_{req}$$

Μετά την παρέλευση κάθε Ημέρας Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος καθορίζει τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου εντός της Ημέρας αυτής, και τις δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του το συντομότερο δυνατόν και οπωσδήποτε εντός είκοσι (20) ημερών μετά την Ημέρα Κατανομής. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιοποιεί ταυτόχρονα τη Διαθέσιμη Εφεδρεία R_h για κάθε Ώρα Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου, καθώς και τις αριθμητικές τιμές των στοιχείων που απαιτούνται για τον υπολογισμό της R_h.

Κάθε ημέρα, δύο (2) ώρες και τριάντα (30) λεπτά πριν τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής, ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτιμά βάσει όλων των διαθέσιμων

σε αυτόν στοιχείων, και δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του, την προβλεπόμενη Διαθέσιμη Εφεδρεία R_h για κάθε Περίοδο Κατανομής των ερχόμενων επτά Ημερών Κατανομής, σε κυλιόμενη βάση.

Στη συνέχεια περιγράφεται αναλυτικά ο τρόπος υπολογισμού της εκ των υστέρων (ex-post) αλλά και της προβλεπόμενης (ex-ante) Διαθέσιμης Εφεδρείας R_h .

$$1) \text{ Συνεισφορά Θερμικών Κατανεμόμενων Μονάδων } \sum_{i \in TH_h} (UCAP_i^* \times (1 - lossf_{i,h}))$$

Υπολογίζεται σε ωριαία βάση η συνεισφορά όλων των Θερμικών Κατανεμόμενων Μονάδων οι οποίες δεν είναι σε κατάσταση μη διαθεσιμότητας ή προγραμματισμένης συντήρησης.

Για τον εκ των υστέρων υπολογισμό χρησιμοποιείται η πραγματική διαθεσιμότητα κάθε Μονάδας όπως αυτή καταγράφεται από το Διαχειριστή του Συστήματος, λαμβάνοντας έτσι υπόψη και τις περιπτώσεις μερικής μη διαθεσιμότητας (μερική βλάβη ή φυσιολογική απομείωση της ισχύος λόγω υψηλών θερμοκρασιών). Η ωριαία απολογιστική συνεισφορά κάθε θερμικής μονάδας i είναι:

$$UCAP_i^* = Av_i \cdot (1 - FOR_{short})$$

όπου:

Av_i η πραγματική διαθεσιμότητα της μονάδας i

FOR_{short} ο βραχυχρόνιος ρυθμός μη Προβλεπόμενων Διακοπών

Για τον υπολογισμό της προβλεπόμενης Διαθέσιμης Εφεδρείας, η συνεισφορά κάθε θερμικής κατανεμόμενης μονάδας υπολογίζεται από τη σχέση:

$$UCAP_i^* = Av_i \cdot (1 - FOR_{short}) \cdot (1 - R_{summer})$$

όπου:

Av_i η εκτίμηση της διαθεσιμότητας της μονάδας i . Γενικά λαμβάνεται ίση με την Καθαρή Διαθέσιμη Ισχύ (NCAP) της μονάδας, εκτός και αν υπάρχουν διαθέσιμες στον Διαχειριστή του Συστήματος πληροφορίες σχετικά με τη μη διαθεσιμότητα της μονάδας (λόγω βλάβης ή προγραμματισμένης συντήρησης)

FOR_{short} ο βραχυχρόνιος ρυθμός μη Προβλεπόμενων Διακοπών

R_{summer} Η απομείωση της διαθέσιμης ισχύος της μονάδας κατά τους θερινούς μήνες

$$2) \text{ Συνεισφορά Υδροηλεκτρικών Μονάδων } \sum_{i \in HD_h} (HYD_{i,h}^* \times (1 - lossf_{i,h}))$$

Υπολογίζεται σε ωριαία βάση η συνεισφορά όλων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων οι οποίες δεν είναι σε κατάσταση μη διαθεσιμότητας ή προγραμματισμένης συντήρησης.

Τόσο στον εκ των υστέρων υπολογισμό, όσο και στον υπολογισμό της προβλεπόμενης Διαθέσιμης Εφεδρείας, η ωριαία συνεισφορά κάθε διαθέσιμης Υδροηλεκτρικής Μονάδας λαμβάνεται ίση με τη Μηνιαία Διαθέσιμη Ισχύ της Μονάδας.

$$3) \text{ Συνεισφορά διασυνδέσεων } \sum_{i \in IM_h} (IMP_{i,h}^* \times (1 - lossf_{i,h}))$$

Τόσο στον εκ των υστέρων υπολογισμό, όσο και στον υπολογισμό της προβλεπόμενης Διαθέσιμης Εφεδρείας, η εκτιμώμενη δυνατότητα καθαρών εισαγωγών λαμβάνεται σταθερό μέγεθος.

4) Συνιστώσα Φορτίου $LOAD_h$

Ο εκ των υστέρων υπολογισμός της συνολικής ωριαίας ζήτησης $LOAD_h$, αναλύεται στην ενότητα 4.6.1.

Για τον υπολογισμό της προβλεπόμενης ωριαίας ζήτησης, λαμβάνεται υπόψη η Πρόβλεψη Φορτίου που διενεργεί και δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του ο Διαχειριστής του Συστήματος σε εβδομαδιαία κυλιόμενη βάση, ενώ ο όρος $Load_{shed}$ αμελείται.

5) Συνιστώσα Άντλησης $PUMP_h$

Κατά τον υπολογισμό της προβλεπόμενης Διαθέσιμης Εφεδρείας, η συνιστώσα της άντλησης αμελείται.

Με το πέρας του Έτους Αξιοπιστίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει σε ένα πίνακα όλες τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου που έχουν προκύψει κατά τον εκ των υστέρων υπολογισμό για το συγκεκριμένο Έτος Αξιοπιστίας, οι οποίες και θα χρησιμοποιηθούν κατά τον υπολογισμό της εκ των προτέρων ή Οριστικής Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου.

4.6.2 Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής

Ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος αποσκοπεί στη διασφάλιση μακροχρόνιας διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής αγοράς και βασίζεται στην υποχρέωση των Εκπροσώπων Φορτίου να προσκομίζουν ικανοποιητικές εγγυήσεις για την ύπαρξη επαρκούς διαθέσιμης ισχύος. Η κάλυψη των υποχρεώσεών τους επιτυγχάνεται μέσω της σύναψης Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) με τους Παραγωγούς, με αντάλλαγμα για τους Παραγωγούς τη μετακύλιση μέρους του επιχειρηματικού τους κινδύνου στους Εκπροσώπους Φορτίου.

Ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος χαρακτηρίζεται ως επιτυχής όταν οι ισχύοντες ρυθμιστικοί κανόνες και οι τιμές που διαμορφώνονται δίνουν

τα κατάλληλα σήματα στην αγορά ώστε να πραγματοποιούνται επενδύσεις σε παραγωγικό δυναμικό που να εξασφαλίζουν το επιθυμητό επίπεδο αξιοπιστίας του Συστήματος. Είναι φανερό ότι το επιθυμητό επίπεδο αξιοπιστίας, αλλά και το κόστος που αυτό συνεπάγεται, αποτελούν στρατηγικής σημασίας παραμέτρους του Μηχανισμού.

Στα πλαίσια του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, ο επιθυμητός στόχος για το δυναμικό παραγωγής εκφράζεται μέσω του Συντελεστή Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής, ο οποίος καθορίζεται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος και γνώμη της ΡΑΕ. Ο Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου.

Για τον καθορισμό του Συντελεστή Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής λαμβάνονται υπόψη:

- Το επιθυμητό περιθώριο εφεδρείας που απαιτείται για λόγους ασφάλειας της ηλεκτρικής τροφοδοσίας των καταναλωτών για το εν λόγω Έτος Αξιοπιστίας, έτσι ώστε το σύνολο της απαιτούμενης διαθέσιμης ισχύος από Μονάδες Παραγωγής που είναι εγκατεστημένες στην ελληνική επικράτεια, και στις οποίες περιλαμβάνονται οι θερμικές Μονάδες Παραγωγής, οι Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/99, οι υπό τον περιορισμό της εκτίμησης της διαθεσιμότητας υδάτων Υδροηλεκτρικές Μονάδες καθώς και οι Καθαρές Εισαγωγές, να είναι επαρκώς μεγαλύτερο από τη μέγιστη ωριαία ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου, περιλαμβανομένων των καταναλώσεων στην ελληνική επικράτεια και των εξαγωγών
- Το αποδεκτό επίπεδο Πιθανότητας μη Εξυπηρέτησης Ισχύος και Ενέργειας Φορτίου
- Η εκτιμώμενη ετήσια μεταβολή της μέγιστης ωριαίας αιχμής φορτίου και της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά το υπόψη Έτος Αξιοπιστίας
- Το ποσοστό του συνολικού δυναμικού προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο αναμένεται να βρίσκεται σε κατάσταση απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας κατά οποιαδήποτε χρονική περίοδο εντός ενός Έτους Αξιοπιστίας

Η μεθοδολογία που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του Συντελεστή Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής στηρίζεται στην εξίσωση των συνολικών υποχρεώσεων των Εκπροσώπων Φορτίου με τη συνολικά επιθυμητή διαθέσιμη ισχύς στο Σύστημα. Πιο συγκεκριμένα, ακολουθούνται τα παρακάτω βήματα:

- **Βήμα 1:** Καθορισμός της απαραίτητης Διαθέσιμης Ισχύος ($UCAP_{nec}$) η οποία εξασφαλίζει ένα αποδεκτό επίπεδο επάρκειας του συστήματος για το εν λόγω Έτος Αξιοπιστίας.
- **Βήμα 2:** Η συνολική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος όλων των Εκπροσώπων Φορτίου εξισώνεται με την απαραίτητη Διαθέσιμη Ισχύ που καθορίστηκε στο προηγούμενο βήμα.

- **Βήμα 3:** Ο Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής υπολογίζεται διαιρώντας τη συνολική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος όλων των Εκπροσώπων Φορτίου με την ετήσια αιχμή του φορτίου του Συστήματος που μετρήθηκε κατά το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας, προσαυξημένης κατά το εκτιμώμενο μέγεθος ισχύος των περικοπών φορτίου που ενδεχομένως έγιναν κατά τη διάρκεια της ίδιας περιόδου. Ο υπολογισμός αυτός προκύπτει από τον ορισμό της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος κάθε Εκπροσώπου Φορτίου (όπως παρουσιάζεται στην ενότητα 4.3.3), αφού:

$$YEI_{j,h} = (M\Omega Z\Sigma^{N-1} + \Pi\Phi^{N-1}) \times \Sigma E\Delta\Pi^N \times \frac{\Phi A_{j,h}^{ea}}{\sum_j \Phi A_{j,h}^{ea}}$$

όπου:

- $YEI_{j,h}$ η Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h (εκ των προτέρων υπολογιζόμενη)
- $M\Omega Z\Sigma^{N-1}$ Μέγιστη Ωριαία Ζήτηση Συστήματος για το Έτος Αξιοπιστίας N-1 (σε επίπεδο παραγωγής)
- $\Pi\Phi^{N-1}$ Εκτιμώμενες Περικοπές Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας N-1 (σε επίπεδο παραγωγής)
- $\Sigma E\Delta\Pi^N$ ο Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής για το Έτος Αξιοπιστίας N
- $\Phi A_{j,h}^{ea}$ το εκ των προτέρων υπολογιζόμενο Φορτίο Αιχμής του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h

Από την παραπάνω σχέση προκύπτει ότι η συνολική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος για το σύνολο των Εκπροσώπων Φορτίου YEI_h για κάθε Περίοδο Κατανομής ενός Έτους Αξιοπιστίας είναι σταθερή και δίνεται από τη σχέση:

$$YEI_h = \sum_j YEI_{j,h} = (M\Omega Z\Sigma^{N-1} + \Pi\Phi^{N-1}) \times \Sigma E\Delta\Pi^N$$

και άρα ο Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής θα είναι:

$$\Sigma E\Delta\Pi^N = \frac{YEI_h}{M\Omega Z\Sigma^{N-1} + \Pi\Phi^{N-1}} = \frac{UCAP_{nec}}{M\Omega Z\Sigma^{N-1} + \Pi\Phi^{N-1}}$$

Το Βήμα 1 πραγματοποιείται μέσω των παρακάτω:

- Ορίζεται το αποδεκτό επίπεδο Επάρκειας του Συστήματος. Η επάρκεια του Συστήματος εκφράζεται μέσω του πιθανοτικού δείκτη Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου LOLP (Loss of Load Probability). Για το σκοπό του υπολογισμού του Συντελεστή Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής (καθώς και των Μελετών Επάρκειας του Συστήματος), έχει υιοθετηθεί ως ικανοποιητικό κριτήριο αξιοπιστίας ο δείκτης LOLP να μην υπερβαίνει το 0,5% ετησίως (1,825 ημέρες/έτος).

- Ο καθορισμός της απαιτούμενης ισχύος ($NCAP_{nec}$) για την ικανοποίηση του προαναφερόμενου κριτηρίου αξιοπιστίας πραγματοποιείται μέσω ετήσιας πιθανοτικής προσομοίωσης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.

Πιο συγκεκριμένα, προσομοιώνεται η λειτουργία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για το συγκεκριμένο Έτος Αξιοπιστίας, λαμβάνοντας υπόψη τις πλέον πρόσφατες πληροφορίες και εκτιμήσεις του Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με την εξέλιξη των φορτίων, το εγκεκριμένο πρόγραμμα συντήρησης των θερμικών μονάδων, την πιθανή ένταξη νέας ισχύος (συμβατικής ή ΑΠΕ), αλλά και σενάρια σχετικά με την ετήσια υδραυλικότητα και την αξιοποίηση των διεθνών διασυνδέσεων. Αρχικά εξετάζεται κατά πόσο το υφιστάμενο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής εξασφαλίζει το αποδεκτό επίπεδο επάρκειας για το εν λόγω Έτος Αξιοπιστίας (δηλαδή ο δείκτης LOLP να μην υπερβαίνει το 0,5% ετησίως) και στη συνέχεια οι προσομοιώσεις επαναλαμβάνονται αυξάνοντας την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος σε βήματα των 50 MW έως ότου να πληρείται το κριτήριο αξιοπιστίας.

Για την πιθανοτική προσομοίωση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιείται κατάλληλο υπολογιστικό μοντέλο (λεπτομέρειες για το οποίο δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V), ενώ ακολουθείται η ίδια μεθοδολογία στην οποία στηρίζεται η Μελέτη Επάρκειας Ισχύος (ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9).

- Η απαραίτητη Διαθέσιμη Ισχύς η οποία εξασφαλίζει το επιθυμητό επίπεδο επάρκειας του Συστήματος δίνεται από τη σχέση:

$$UCAP_{nec} = NCAP_{nec} \times (1 - EFOR_{D, Sys})$$

όπου $EFOR_{D, Sys}$ είναι ο σταθμισμένος μέσος όρος των δεικτών απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας των Μονάδων Παραγωγής του Συστήματος και αντιπροσωπεύει το ποσοστό του συνολικού δυναμικού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο αναμένεται να βρίσκεται σε κατάσταση απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας κατά οποιαδήποτε χρονική περίοδο εντός ενός Έτους Αξιοπιστίας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΠΛΕΟΝΑΣΜΑΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ Λ-Z

Για το συνολικό χρηματικό ποσό που πιστώνεται στο τμήμα του Λογαριασμού Λ-Z κατά το Άρθρο 224 του ΚΔΣ&ΣΗΕ που αφορά τη μη τήρηση των Υποχρεώσεων Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου (εφεξής: ΕΠΛΖ_ΧΜΣ), ο Διαχειριστής του Συστήματος μετά το τέλος κάθε Έτους Αξιοπιστίας και το πέρας της διαδικασίας κατά το Άρθρο 224 παράγραφος (8) του ΚΔΣ&ΣΗΕ:

- 1) Αποδίδει κατά προτεραιότητα στους Παραγωγούς μέρος ή ολόκληρο το χρηματικό ποσό ΕΠΛΖ_ΧΜΣ, αναλογικά προς τον αριθμό των ΑΔΙ που έχει κατατεθειμένα κάθε Παραγωγός κατά το υπόψη Έτος Αξιοπιστίας και για τα οποία δεν έχει συναφθεί ΣΔΙ. Το ποσό που αποδίδεται σε κάθε Παραγωγό από το πλεόνασμα του ειδικού τμήματος του Λογαριασμού Λ-Z δεν μπορεί να υπερβαίνει το ποσοστό ΧΧ% του ποσού που υπολογίζεται ως το γινόμενο του αριθμού των ΑΔΙ του Παραγωγού που δεν αντιστοιχούν σε ΣΔΙ, της μοναδιαίας χρέωσης σε Ευρώ ανά MW και Ημέρα Κατανομής (ΜΧΠΕ) η οποία καθορίζεται κατά το Άρθρο 224 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, και του αριθμού των ημερών για τις οποίες τα εν λόγω ΑΔΙ δεν αντιστοιχούν σε ΣΔΙ.
- 2) Μεταφέρει υπόλοιπο του χρηματικού ποσού ΕΠΛΖ_ΧΜΣ στον Λογαριασμό Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος Λ-ΣΤ για την αντιστάθμιση των δαπανών που προκύπτουν από τις Οικονομικές Συμφωνίες Εγγύησης Εσόδων που συνάπτονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος για ΣΔΙ νέων Μονάδων.

Ειδικά για το μέρος του χρηματικού ποσού που πιστώνεται στο ειδικό τμήμα του Λογαριασμού Λ-Z κατά το Άρθρο 224 του ΚΔΣ&ΣΗΕ λόγω μη τήρησης των Υποχρεώσεων Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου, και για το οποίο εκκρεμεί διαδικασία επίλυσης διαφορών, η εφαρμογή των παραπάνω αναστέλλεται έως την επίλυση της διαφοράς.

Το ως άνω ποσοστό ΧΧ% καθορίζεται με απόφαση της ΡΑΕ και δύναται να αναπροσαρμόζεται πριν την έναρξη του Έτους Αξιοπιστίας για το οποίο θα εφαρμοσθούν. Δεν επιτρέπεται αναπροσαρμογή του ποσοστού ΧΧ% πριν την παρέλευση δύο Ετών Αξιοπιστίας. Ειδικά για τα Έτη Αξιοπιστίας που άρχονται την 1η Οκτωβρίου 2005 και την 1η Οκτωβρίου 2006, το ποσοστό ΧΧ% καθορίζεται σε 75% (εβδομήντα πέντε τοις εκατό).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΕΣ ΑΔΙ

6.1 Γενικά

Ο σκοπός των Δημοπρασιών Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) είναι η διευκόλυνση της σύναψης Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) μεταξύ κατόχων άδειας παραγωγής που εκδίδουν ΑΔΙ και Εκπροσώπων Φορτίου. Οι Δημοπρασίες αυτές θα δημιουργήσουν ανταγωνιστικούς οικονομικούς όρους για την τιμή αγοράς των ΑΔΙ. Οι Δημοπρασίες των ΑΔΙ διεξάγονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά το παρόν Κεφάλαιο του Εγχειριδίου και σύμφωνα με το Κεφάλαιο 46 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να διενεργεί δημοπρασία μία φορά κατά τη διάρκεια ενός Έτους Αξιοπιστίας και εντός των πρώτων τεσσάρων μηνών αυτού. Διενέργεια δημοπρασίας για μία επιπλέον φορά κατά τη διάρκεια του ίδιου Έτους Αξιοπιστίας επιτρέπεται μετά από έγκριση της ΡΑΕ.

Οι δημοπρασίες διαφέρουν ανάλογα με το προϊόν προς δημοπράτηση:

- Δημοπρασίες «ΑΔΙ με Τιμή», είναι ανταγωνιστικές δημοπρασίες που βασίζονται στις προσφορές των Εκπροσώπων Φορτίου και των εκδοτών ΑΔΙ για τον προσδιορισμό των ΑΔΙ που θα κατακυρωθούν και της ενιαίας Οριακής Τιμής Δημοπρασίας («ΟΤΔ») που θα προκύψει για τα ΑΔΙ που θα κατακυρωθούν. Η δημοπρασία συγκρίνει προσφορά (από τον εκδότη ΑΔΙ) και ζήτηση (από τους Εκπροσώπους Φορτίου) και καταλήγει σε μία τιμή εκκαθάρισης.
- Δημοπρασίες «ΑΔΙ με Οικονομική Συμφωνία», περιλαμβάνουν μεμονωμένες δημοπρασίες ΑΔΙ, όπου ο Εκδότης ΑΔΙ έχει προηγουμένως προτείνει μία συμφωνία με καθορισμένους όρους και οι πιθανοί αγοραστές ανταγωνίζονται για αυτές τις υπηρεσίες. Από τον Εκδότη των ΑΔΙ προς δημοπράτηση αναφέρεται ρητά μία ελάχιστη τιμή. Η δημοπρασία βασίζεται στις προσφορές των τιμών που λαμβάνονται από τους Εκπροσώπους Φορτίου. Δύναται να διεξαχθεί με πολυάριθμες επαναλήψεις.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιοποιεί τα αποτελέσματα που προκύπτουν από αυτές τις δημοπρασίες.

6.2 Διευθετήσεις Δημοπρασιών ΑΔΙ

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται οι διευθετήσεις για την προετοιμασία των συμμετεχόντων στην αγορά, των Εκδοτών ΑΔΙ και των Εκπροσώπων Φορτίου, για τις Δημοπρασίες ΑΔΙ. Οι διευθετήσεις παρουσιάζονται με τα παρακάτω βήματα.

- 1) Ο Διαχειριστής του Συστήματος καθορίζει μία προτεινόμενη ημερομηνία (ή ημερομηνίες αν απαιτείται) για τη δημοπρασία από την 1^η Οκτωβρίου έως

την 31η Ιανουαρίου του Έτους Αξιοπιστίας. Η ημερομηνία αυτή δεν θα είναι οριστική και δεν παρουσιάζεται έως ότου ανακοινωθεί επίσημα όπως περιγράφεται στην παράγραφο 2 παρακάτω. Δύναται, ωστόσο, να προγραμματισθεί κατά τη διάρκεια του Μαρτίου ή του Απριλίου, εάν κριθεί απαραίτητο. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί το δικαίωμα της μη διεξαγωγής όλων, ή τμημάτων, των δημοπρασιών, που υπόκειται σε έγκριση από τη ΡΑΕ.

- 2) Τουλάχιστον δύο (2) μήνες πριν την επιθυμητή ημερομηνία διενέργειας δημοπρασίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος ανακοινώνει στην ιστοσελίδα του την πρόθεση διενέργειας δημοπρασίας. Στην ίδια ανακοίνωση καλούνται οι εκδότες ΑΔΙ να υποβάλλουν αιτήσεις σχετικά με τα ΑΔΙ που επιθυμούν να τεθούν σε δημοπρασία, εντός αποκλειστικής προθεσμίας είκοσι (20) ημερών.
- 3) Στην αίτησή τους, οι εκδότες ΑΔΙ υποβάλλουν για κάθε ΑΔΙ τα ακόλουθα στοιχεία:
 - Τον κωδικό αριθμό και τον Χρόνο Αναφοράς του ΑΔΙ.
 - Τη Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύ του ΑΔΙ (RUCAP) την οποία προτείνει ο κάτοχος άδειας παραγωγής για να ενσωματωθεί στη ΣΔΙ.
 - Οικονομικούς όρους οι οποίοι μπορούν να έχουν εναλλακτικά τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:
 - i. Για δημοπρασίες «ΑΔΙ με Τιμή», ελάχιστη Τιμή σε Ευρώ, η οποία αποτελεί το ελάχιστο ποσό που ο εκδότης του ΑΔΙ επιθυμεί να λάβει προκειμένου να συνάψει ΣΔΙ για το ΑΔΙ.
 - ii. Για δημοπρασίες «ΑΔΙ με Οικονομική Συμφωνία», Σχέδιο οικονομικής συμφωνίας με τη μορφή Σύμβασης Διαφορών ή με οποιαδήποτε άλλη μορφή. Ο εκδότης ΑΔΙ καθορίζει ρητά την Ελάχιστη Τιμή σε Ευρώ, η οποία αποτελεί το ελάχιστο ποσό που ο εκδότης του ΑΔΙ επιθυμεί να του καταβληθεί προκειμένου να συνάψει ΣΔΙ για το ΑΔΙ και υπό την προϋπόθεση αποδοχής από τον Εκπρόσωπο Φορτίου των όρων του σχεδίου οικονομικής συμφωνίας.
- 4) Εντός δέκα (10) ημερών από τη λήξη προθεσμίας υποβολής των αιτήσεων, ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει κατά πόσον τα ΑΔΙ που έχουν υποβληθεί προς δημοπράτηση πληρούν τις προϋποθέσεις κατά την ενότητα 6.2.2. Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφασίζει εάν θα προβεί στη διενέργεια δημοπρασίας, κρίνοντας εάν ο αριθμός αποδεκτών ΑΔΙ προς δημοπράτηση είναι επαρκής ώστε να δικαιολογείται η διενέργεια δημοπρασίας. Η απόφαση του Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με τη διεξαγωγή δημοπρασίας τελεί υπό την έγκριση της ΡΑΕ. Η απόφαση του Διαχειριστή του Συστήματος κοινοποιείται εγγράφως στους εκδότες ΑΔΙ που υπέβαλαν αίτηση συμμετοχής στη δημοπρασία. Ο ελάχιστος αριθμός

των ΑΔΙ που απαιτείται για τη διεξαγωγή δημοπρασίας από τον Διαχειριστή του Συστήματος καθορίζεται σε 10 για τα 10 πρώτα έτη.

- 5) Ο Διαχειριστής του Συστήματος ανακοινώνει στην ιστοσελίδα του την ημερομηνία, το αντικείμενο, τους όρους και το πρόγραμμα της δημοπρασίας τουλάχιστον είκοσι (20) ημέρες πριν από την ημερομηνία διεξαγωγής αυτής.
- 6) Το αργότερο πέντε (5) ημέρες πριν την ημερομηνία διενέργειας της δημοπρασίας οι Εκπρόσωποι Φορτίου που επιθυμούν να συμμετάσχουν υποβάλλουν στον Διαχειριστή του Συστήματος αίτηση συμμετοχής συνοδευόμενη από τα ακόλουθα δικαιολογητικά:
 - Στην περίπτωση Προμηθευτών, αντίγραφο της Άδειας Προμήθειας.
 - Στην περίπτωση Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών, βεβαίωση που εκδίδεται από τη ΡΑΕ με την οποία πιστοποιείται ότι ο Πελάτης έχει δικαίωμα επιλογής προμηθευτή.
- 7) Στην περίπτωση που δεν υποβληθούν ή κριθούν ανεπαρκή τα ανωτέρω δικαιολογητικά, ο Διαχειριστής του Συστήματος απορρίπτει την αίτηση του Εκπροσώπου Φορτίου. Ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει εγγράφως τον αιτούντα μόνο στην περίπτωση απόρριψης της αιτήσεώς του.
- 8) Ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε όλες τις διευθετήσεις σχετικά με την υλικοτεχνική υποδομή για τη διεξαγωγή των δημοπρασιών
- 9) Εάν καταστεί απαραίτητο να αλλάξει η ημερομηνία, ο χρόνος ή η ώρα της δημοπρασίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος θα μεριμνήσει ώστε να δοθεί σε όλα τα ενδιαφερόμενα μέρη όσο το δυνατό νωρίτερα ειδοποίηση. Τα εισερχόμενα στοιχεία και έγγραφα κανονικά απαιτούνται εκ νέου, αλλά οι εν λόγω ημερομηνίες μπορεί να χρειαστεί να προσαρμοστούν, κατά τη διακριτική ευχέρεια του Διαχειριστή του Συστήματος.

6.2.1 Χρονοδιάγραμμα Ενεργειών Δημοπρασιών ΑΔΙ

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται η χρονολογική ακολουθία των ενεργειών για τις Δημοπρασίες ΑΔΙ. Τα βασικά βήματα του χρονοδιαγράμματος είναι (βλ. υπόλοιπο αυτής της ενότητας για λεπτομέρειες):

ΔΕΣΜΗΕ: 2 μήνες προ της δημοπρασίας	Ανακοίνωση της δημοπρασίας
Εκδότες ΑΔΙ: εντός 20 ημερών	Υποβολή αιτήσεων για τη δημοπρασία
ΔΕΣΜΗΕ: εντός 10 ημερών	Επαλήθευση των ΑΔΙ που προσκομίζονται

ΔΕΣΜΗΕ: 20 ημέρες προ δημοπρασίας	Αναγγελία των λεπτομερειών των δημοπρασιών
ΔΕΣΜΗΕ: προ δημοπρασίας	Ενημέρωση ΕΦ για αιτήσεις που απορρίφθηκαν
ΔΕΣΜΗΕ: Ημέρα των δημοπρασιών	Διεξαγωγή των δημοπρασιών
ΔΕΣΜΗΕ: Ακόλουθα των δημοπρασιών	Δημοσιοποίηση αποτελεσμάτων, ενημέρωση συμμετεχόντων
Εκπρόσωποι Φορτίου: εντός 7 ημερών από ανωτέρω	Καταβολή τιμήματος
ΔΕΣΜΗΕ: Ακόλουθα των δημοπρασιών	Επιστροφή εγγυητικών επιστολών

6.2.2 Όροι και προϋποθέσεις

Οι ακόλουθοι όροι εφαρμόζονται και στους δύο τύπους δημοπρασιών:

- 1) Σε δημοπρασία τίθενται εγγεγραμμένα στο Μητρώο Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος κατόπιν σχετικού αιτήματος των εκδοτών τους και εφόσον:
 - i. Η δημοπρασία διενεργείται σε χρόνο προγενέστερο του Χρόνου Αναφοράς των ΑΔΙ.
 - ii. Δεν έχει συναφθεί ΣΔΙ για τα εν λόγω ΑΔΙ.
- 2) Αντικείμενο δημοπρασίας αποτελούν επίσης και τα ΑΔΙ που αντιστοιχούν σε ΣΔΙ τις οποίες έχει συνάψει ο Διαχειριστής του Συστήματος με κατόχους άδειας παραγωγής κατά το Κεφάλαιο 47 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- 3) Δικαίωμα συμμετοχής στις δημοπρασίες έχουν οι Εκπρόσωποι Φορτίου εφόσον δηλώσουν ότι επιθυμούν να συμμετάσχουν στη δημοπρασία.
- 4) Κατά τη δημοπρασία οι Εκπρόσωποι Φορτίου καλούνται να υποβάλλουν οικονομικές προσφορές για το δημοπρατούμενο ΑΔΙ, με σκοπό τη σύναψη ΣΔΙ και εφόσον ανακηρυχθούν πλειοδότες δεσμεύονται να καταβάλουν στον εκδότη του εν λόγω ΑΔΙ το τίμημα που προέκυψε από τη δημοπρασία και να αποδεχθούν τους όρους οικονομικής συμφωνίας που ενδεχομένως συνοδεύει το ΑΔΙ. Οι όροι της συμφωνίας τους γνωστοποιούνται πριν τη διεξαγωγή της δημοπρασίας. Υπό την προϋπόθεση καταβολής του τιμήματος και αποδοχής των όρων οικονομικής συμφωνίας που τυχόν συνοδεύει το ΑΔΙ, ο εκδότης του ΑΔΙ δεν έχει δικαίωμα να αρνηθεί τη σύναψη ΣΔΙ με τον Εκπρόσωπο Φορτίου.

- 5) Συμπληρωματικοί όροι δύναται να εφαρμόζονται σε ειδικούς τύπους δημοπρασιών, όπως περιγράφεται κατωτέρω.
- 6) Σε διάφορες χρονικές στιγμές πριν και κατά τη διάρκεια των δημοπρασιών, ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι αρμόδιος να προβεί σε «τυχαίες» επιλογές ή να διεξάγει «κλήρωση». Η μέθοδος των κληρώσεων θα περιγράφεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος στους όρους της δημοπρασίας.

6.3 Διαδικασίες Δημοπρασιών ΑΔΙ

Κατά την ημέρα της δημοπρασίας ο Διαχειριστής του Συστήματος διενεργεί χωριστές δημοπρασίες για τα ΑΔΙ με Τιμή και τα ΑΔΙ με Οικονομική Συμφωνία. Ενώ και οι δύο μπορούν να διεξαχθούν την ίδια ημέρα, είναι δυνατόν, κατά τη διακριτική ευχέρεια του Διαχειριστή του Συστήματος να διεξαχθούν σε ξεχωριστές ημέρες.

Η διεκπεραίωση των δύο τύπων είναι διαφορετική όπως περιγράφεται στις επόμενες δύο ενότητες (6.3.1 και 6.3.2) του παρόντος Εγχειριδίου. Οι δημοπρασίες για κάθε ΑΔΙ ή ομάδα ΑΔΙ διενεργούνται διαδοχικά με τυχαία σειρά.

6.3.1 Δημοπρασίες ΑΔΙ με Τιμή

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται η μεθοδολογία για δημοπρασίες του Διαχειριστή του Συστήματος των ΑΔΙ με Τιμή:

- 1) Κάθε χωριστή δημοπρασία περιλαμβάνει συγχρόνως όλα εκείνα τα δημοπρατούμενα ΑΔΙ με Τιμή τα οποία έχουν ίδιο Χρόνο Αναφοράς και για τα οποία προτείνεται το ίδιο μέγεθος Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος. Στην περίπτωση ΑΔΙ με διαφορετικούς Χρόνους Αναφοράς ή διαφορετικά μεγέθη Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος, διενεργούνται διαδοχικά χωριστές δημοπρασίες για τις ομάδες ΑΔΙ με τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς και το ίδιο μέγεθος Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος. Μία ομάδα ΑΔΙ θεωρείται ότι έχει το ίδιο μέγεθος Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος όταν δεν υπάρχουν δύο ΑΔΙ που ανήκουν στην ομάδα αυτή για τα οποία οι αριθμητικές τιμές της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος διαφέρουν περισσότερο από τρία (3%) τοις εκατό. Οι διακυμάνσεις των αριθμητικών τιμών αντιμετωπίζονται ως εξής:
 - i. Ο Διαχειριστής του Συστήματος κατατάσσει τα διάφορα ΑΔΙ σε έναν κατάλογο με αντίστροφη αριθμητική σειρά (ξεκινώντας από το 100% προς τα κάτω, π.χ. 97%, 95%, 92%, κλπ...).
 - ii. Η υψηλότερη αριθμητική τιμή στην κατάταξη των ΑΔΙ ξεκινά τη διαδικασία.
 - iii. Ακολουθούν τα ΑΔΙ όπως κατατάσσονται διαδοχικά, και στο βαθμό που διαφέρουν από το υψηλότερο κατά 3% ή λιγότερο, θα πρέπει να συμπεριληφθούν στην εν λόγω ομάδα των ΑΔΙ.

- iv. Όταν συναντάται το πρώτο ΑΔΙ που η διαφορά υπερβαίνει το 3% από το υψηλότερο, δεν συμπεριλαμβάνεται στην εν λόγω ομάδα, αλλά συνιστά την αρχή της επόμενης κατώτερης ομάδας, και το συγκεκριμένο ΑΔΙ αποτελεί το νέο υψηλότερο ΑΔΙ στην κατάταξη της νέας ομάδας.
 - v. Ακολουθώντας την ίδια διαδικασία από τα «υψηλά στα χαμηλά», πρόσθετα ΑΔΙ συμπεριλαμβάνονται στη νέα ομάδα, έως ότου εμφανιστεί ένα ΑΔΙ που είναι άνω του 3% μικρότερο από το «αμέσως ανωτέρω κατατασσόμενο ΑΔΙ» που έχει επιλεχθεί στο “iv”.
 - vi. Τα ΑΔΙ εξακολουθούν να επιλέγονται κατά τον ίδιο τρόπο βασισμένο στο κριτήριο ομαδοποίησης του 3% έως ότου κατηγοριοποιηθούν όλα τα ΑΔΙ.
 - vii. Μία ομάδα μπορεί να αποτελείται από ένα ή περισσότερα ΑΔΙ.
 - viii. Κάθε ομάδα αναφέρεται με τη μέση αριθμητική τιμή (ισοσταθμισμένη τιμή) όλων των ΑΔΙ που την αποτελούν.
- 2) Η δημοπρασία διενεργείται από Επιτροπή που ορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
 - 3) Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οι οποίοι επιθυμούν να συμμετέχουν στη δημοπρασία προσέρχονται στον τόπο και κατά το χρόνο που ορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος και καταθέτουν τις προσφορές τους χωριστά για κάθε δημοπρασία.
 - 4) Οι προσφορές των Εκπροσώπων Φορτίου κατατίθενται σε σφραγισμένο φάκελο σύμφωνα με τον τύπο που ορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Στον τύπο αυτό από κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου θα αναφέρονται:
 - i. Ο κωδικός αριθμός του ΑΔΙ
 - ii. Η εταιρική οντότητα του Εκπροσώπου Φορτίου
 - iii. Το όνομα του Εκπροσώπου Φορτίου
 - iv. Ειδικό αναγνωριστικό στοιχείο της δημοπρασίας - όπως ορίζεται στη δημοπρασία
 - v. Οι προσφορές έχουν τη μορφή κλιμακωτής συνάρτησης προσφερόμενης τιμής σε Ευρώ ανά MW και μεγέθους ισχύος σε MW. Η κλιμακωτή συνάρτηση πρέπει να είναι μη αύξουσα ως προς την προσφερόμενη τιμή. Το μέγεθος ισχύος κάθε βαθμίδας της συνάρτησης πρέπει να είναι ακέραιος αριθμός με μέγεθος ισχύος ανά βαθμίδα ακριβώς ίσο με ένα (1) MW.
 - 5) Εφαρμόζονται οι ακόλουθοι κανόνες:

- i. Στις προσφορές των Εκπροσώπων Φορτίου δεν επιτρέπεται να προσδιορίζεται συγκεκριμένο ΑΔΙ για το οποίο επιθυμούν να συνάψουν ΣΔΙ.
 - ii. Οι προσφορές είναι δεσμευτικές.
 - iii. Ταυτόχρονα με την κατάθεση της οικονομικής προσφοράς, οι Εκπρόσωποι Φορτίου υποβάλουν στην επιτροπή Εγγυητική Επιστολή Συμμετοχής ποσού ίσου με τη συνολική χρηματική αξία της προσφοράς τους.
- 6) Κάθε χωριστή δημοπρασία ολοκληρώνεται ως ακολούθως:
- i. Μετά την αποσφράγιση των οικονομικών προσφορών των Εκπροσώπων Φορτίου, η επιτροπή συσχετίζει κάθε βαθμίδα κάθε προσφοράς, η οποία έχει μέγεθος ισχύος ενός (1) MW, σε μία προσφερόμενη τιμή σε Ευρώ/MW και καταγράφει το ζεύγος ισχύος-τιμής (εφεξής «Ζεύγη Ζήτησης»). Τα Ζεύγη Ζήτησης ταξινομούνται κατά φθίνουσα σειρά ως προς την προσφερόμενη τιμή. Στην περίπτωση δύο ή περισσότερων Ζευγών Ζήτησης με ίση τιμή, η Επιτροπή κατατάσσει τα εν λόγω Ζεύγη Ζήτησης κατά τυχαίο τρόπο. Κάθε τέτοιο ζεύγος με ίση τιμή υποβάλλεται μεμονωμένα σε τυχαία επιλογή, παρά σαν μία ολόκληρη ομάδα.
 - ii. Ομοίως η Επιτροπή συσχετίζει τα προς δημοπράτηση ΑΔΙ, καθένα από τα οποία αντιστοιχεί σε μέγεθος ισχύος 1 MW, με την αντίστοιχη Ελάχιστη Τιμή τους, σε Ευρώ/MW και καταγράφει το ζεύγος ισχύος-τιμής (εφεξής «Ζεύγη Προσφοράς»). Τα Ζεύγη Προσφοράς ταξινομούνται κατά αύξουσα σειρά ως προς την Ελάχιστη Τιμή. Στην περίπτωση δύο ή περισσότερων Ζευγών Προσφοράς με ίση Ελάχιστη Τιμή, η Επιτροπή κατατάσσει τα εν λόγω Ζεύγη Ζήτησης κατά τυχαίο τρόπο (επίσης ως μεμονωμένα ζεύγη).
 - iii. Τα Ζεύγη Ζήτησης με τιμή χαμηλότερη της Ελάχιστης Τιμής του πρώτου στην αύξουσα σειρά κατάταξης Ζεύγους Προσφοράς αποκλείονται από τα επόμενα στάδια της δημοπρασίας. Εάν με τον τρόπο αυτό αποκλειστούν όλα τα Ζεύγη Ζήτησης, η επιτροπή κηρύσσει τη δημοπρασία άγονη. Ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να επαναλάβει τη δημοπρασία κατά την ενότητα 6.2 του παρόντος Εγχειριδίου κατά τη διακριτική του ευχέρεια.
 - iv. Τα εναπομένοντα Ζεύγη Ζήτησης αντιστοιχίζονται ένα προς ένα με τα Ζεύγη Προσφοράς. Η διαδικασία ξεκινά με αντιστοίχιση του πρώτου στη φθίνουσα σειρά κατάταξης Ζεύγους Ζήτησης με το πρώτο στην αύξουσα σειρά κατάταξης Ζεύγους Προσφοράς, κατόπιν αντιστοιχίζεται το επόμενο στη φθίνουσα σειρά Ζεύγους Ζήτησης με το επόμενο στην αύξουσα σειρά Ζεύγους Προσφοράς.

- v. Η διαδικασία συνεχίζεται έως ότου δεν είναι πλέον δυνατή η αντιστοίχιση είτε λόγω έλλειψης Ζεύγους Προσφοράς είτε λόγω έλλειψης Ζεύγους Ζήτησης ή έως ότου η Ελαχίστη Τιμή του υποψηφίου προς αντιστοίχιση Ζεύγους Προσφοράς είναι μεγαλύτερη από την τιμή του προς αντιστοίχιση Ζεύγους Ζήτησης.
- vi. Η Οριακή Τιμή Δημοπρασίας («ΟΤΔ») καθορίζεται ίση με την τιμή του τελευταίου κατά τη φθίνουσα σειρά κατάταξης Ζεύγους Ζήτησης το οποίο αντιστοιχίζεται επιτυχώς με Ζεύγος Προσφοράς σύμφωνα με την ανωτέρω διαδικασία αντιστοίχισης.
- vii. Δικαίωμα σύναψης ΣΔΙ έχουν όλα τα Ζεύγη Ζήτησης με προσφερόμενη τιμή ίση ή μεγαλύτερη της ΟΤΔ, υπό την προϋπόθεση καταβολής προς τους κατόχους των ΑΔΙ ποσού ίσου με την ΟΤΔ για κάθε ΑΔΙ.

Τα ακόλουθα διαγράμματα επεξηγούν τη διαδικασία προσδιορισμού των εγκεκριμένων ΑΔΙ και τη διαδικασία προσδιορισμού της ΟΤΔ. ΟΤΔ καθορίζεται η τιμή εκκαθάρισης που ισχύει για όλους τους εκδότες ΑΔΙ ως το ελάχιστο ποσό που επιθυμεί να λάβει κάθε εκδότης ΑΔΙ, ή υψηλότερα, και ισχύει για τους εκπροσώπους φορτίου ως το μέγιστο ποσό που προτίθενται να πληρώσουν, ή χαμηλότερα. Τα διαγράμματα επεξηγούν πως κάποια συγκεκριμένα ΑΔΙ (περιπτώσεις 1, 6 και 8) και προμηθευτές (καταστάσεις 2 και 5) μπορούν να λάβουν μερική κατακύρωση.

Μετά το πέρας της δημοπρασίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει και δημοσιοποιεί χωριστά για κάθε δημοπρασία Πίνακα Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας στον οποίο παρουσιάζεται η αντιστοίχιση των Ζευγών Ζήτησης με τα Ζεύγη Προσφοράς και η ΟΤΔ. Ο Πίνακας Αποτελεσμάτων κοινοποιείται εγγράφως στους Εκπροσώπους Φορτίου στους οποίους κατακυρώθηκε ΑΔΙ και στους κατόχους άδειας παραγωγής οι οποίοι είναι εκδότες των ΑΔΙ αυτών.

6.3.1.1 Δημοπρασίες ΑΔΙ με Τιμή – Διαδικασία Επίλυσης

Τα ακόλουθα διαγράμματα αποτυπώνουν τον τρόπο καθορισμού του τιμήματος στις δημοπρασίες με τιμή. Κάθε διάγραμμα περιγράφει ένα διαφορετικό ενδεχόμενο προσφορών. Τα μοντέλα προσφορών έχουν επιλεγεί για να καταδείξουν τον προσδιορισμό της Οριακής Τιμής σε περιπτώσεις όπου δεν επιτυγχάνονται τα όρια (οι περιορισμοί), αλλά επίσης και στις περιπτώσεις κατά τις οποίες τα όρια των προσφορών για προμήθεια και ζήτηση επιτυγχάνονται.

Τα σύμβολα που εμφανίζονται αντιπροσωπεύουν τα ακόλουθα:

Οι δύο άξονες

- “MW” αντιπροσωπεύει MW ισχύος προς δημοπράτηση
- “€/MW” αντιπροσωπεύει τις προσφορές των Εκπροσώπων Φορτίου και των Εκδοτών ΑΔΙ

Οι «καμπύλες» προσφορών

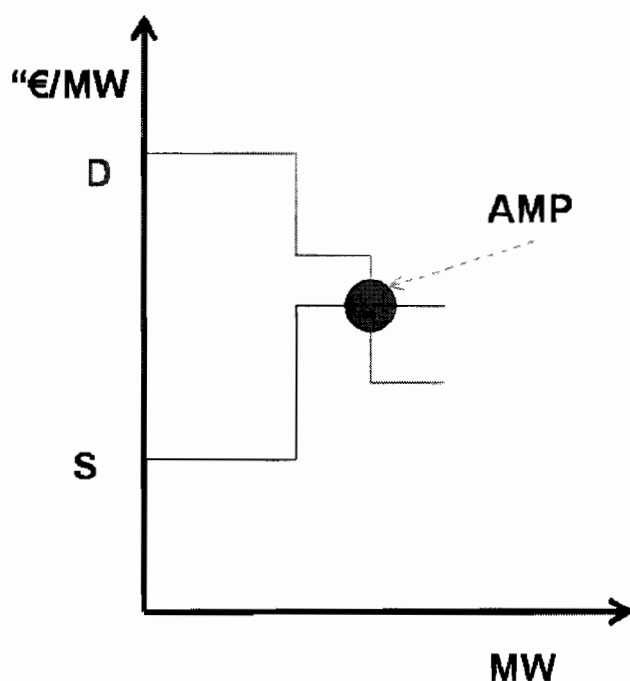
- “D” προσφερόμενη τιμή των ΕΦ (ταξινόμηση κατά φθίνουσα σειρά)

“S” προσφορά των Εκδοτών ΑΔΙ (ταξινόμηση κατά αύξουσα σειρά)

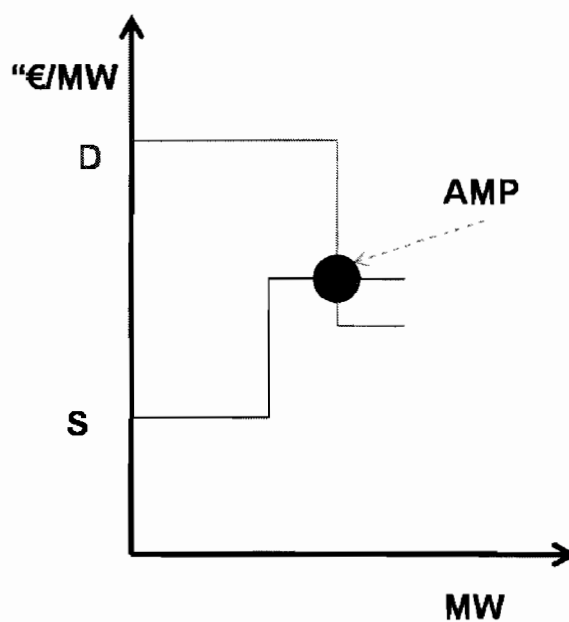
Το σημείο εκκαθάρισης

«ΟΤΔ» είναι η Οριακή Τιμή της Δημοπρασίας. Αποτελεί το σημείο στο οποίο εκκαθαρίζεται η δημοπρασία. Το αντίστοιχο σημείο οριζοντίως αντιπροσωπεύει τα MW που εκκαθαρίζονται (προκρίνονται) και το αντίστοιχο σημείο καθέτως την τιμή εκκαθάρισης σε €/MW. Η ΟΤΔ παίρνει μία αριθμητική τιμή η οποία αντιστοιχεί στην οριακή αύξηση της προσφοράς (“S”) που προκύπτει από την οριακή αύξηση της ζήτησης (“D”).

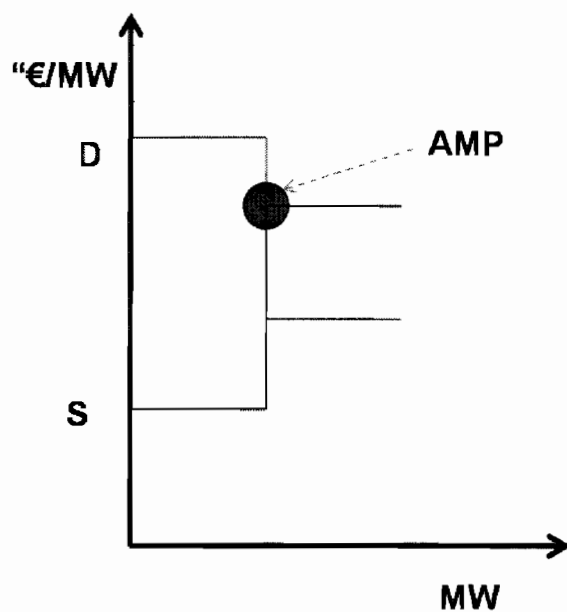
Στο ακόλουθο παράδειγμα, η ΟΤΔ καθορίζεται στο σημείο όπου διασταυρώνονται οι καμπύλες προσφοράς και ζήτησης. Τα όρια δεν φθάνονται.



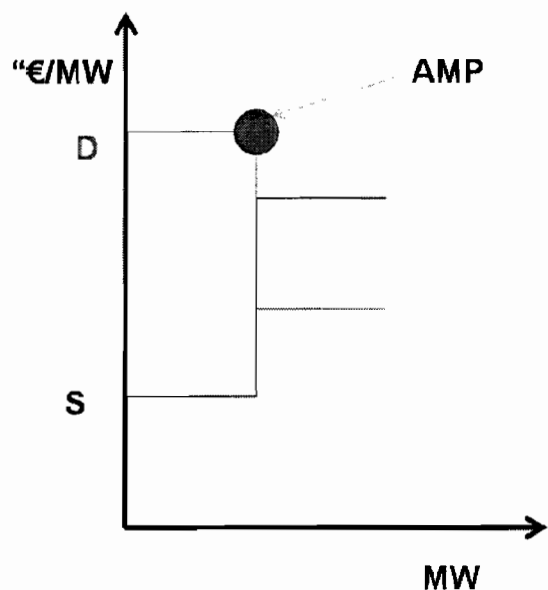
Στο ακόλουθο παράδειγμα, η ΟΤΔ επίσης καθορίζεται στο σημείο όπου διασταυρώνονται οι καμπύλες. Τα όρια δεν φθάνονται.



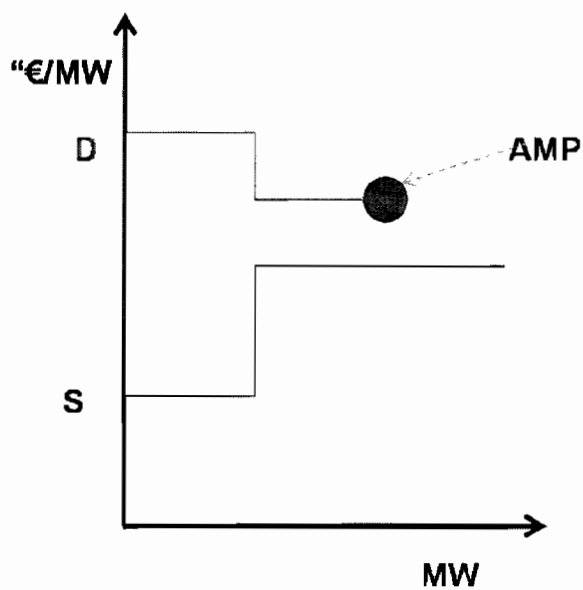
Στο ακόλουθο παράδειγμα η ΟΤΔ βασίζεται στο τελευταίο ζεύγος ζήτησης που εκκαθαρίζεται. Τα όρια δεν φθάνονται.



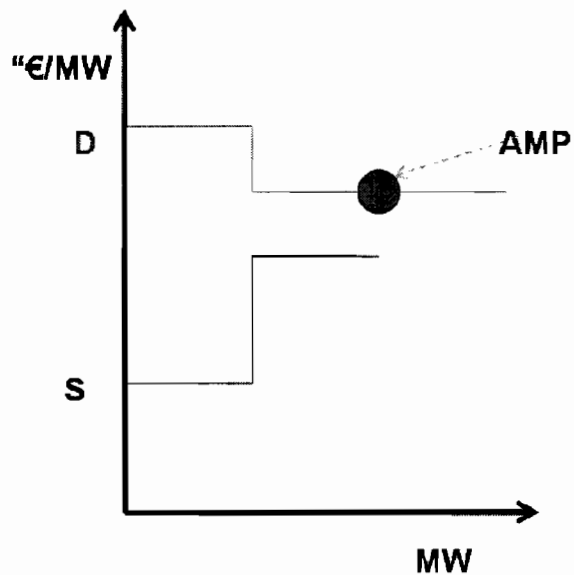
Στο ακόλουθο παράδειγμα η ΟΤΔ επίσης βασίζεται στο τελευταίο ζεύγος ζήτησης που εκκαθαρίζεται. Τα όρια δεν φθάνονται.



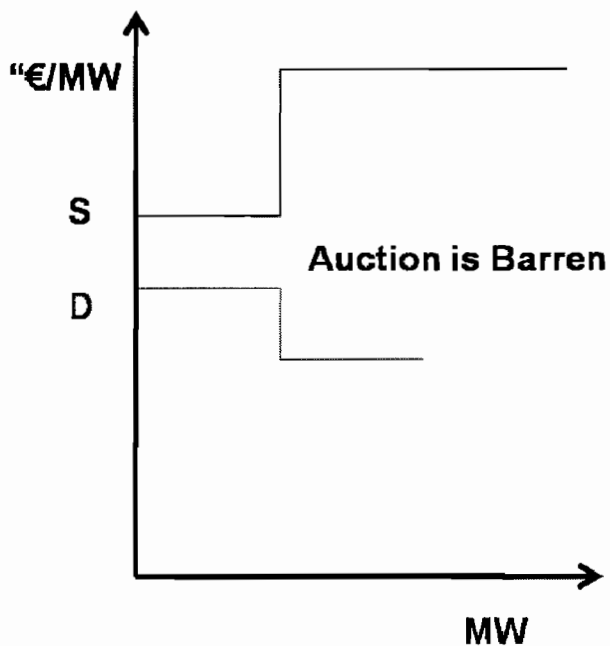
Στο ακόλουθο παράδειγμα, η ΟΤΔ καθορίζεται από την υψηλότερη προσφορά ζήτησης, δεδομένου ότι οι καμπύλες δεν διασταυρώνονται. Τα όρια ζήτησης φθάνονται.



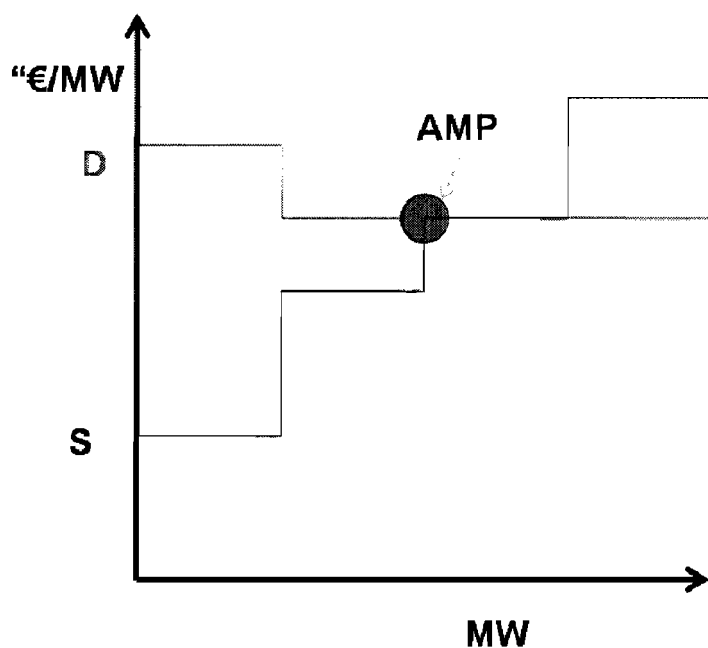
Στο ακόλουθο παράδειγμα, η ΟΤΔ καθορίζεται από την υψηλότερη προσφορά ζήτησης, η οποία μπορεί να προμηθευτεί (λόγω ορίων προσφοράς). Τα όρια προσφοράς φθάνονται.



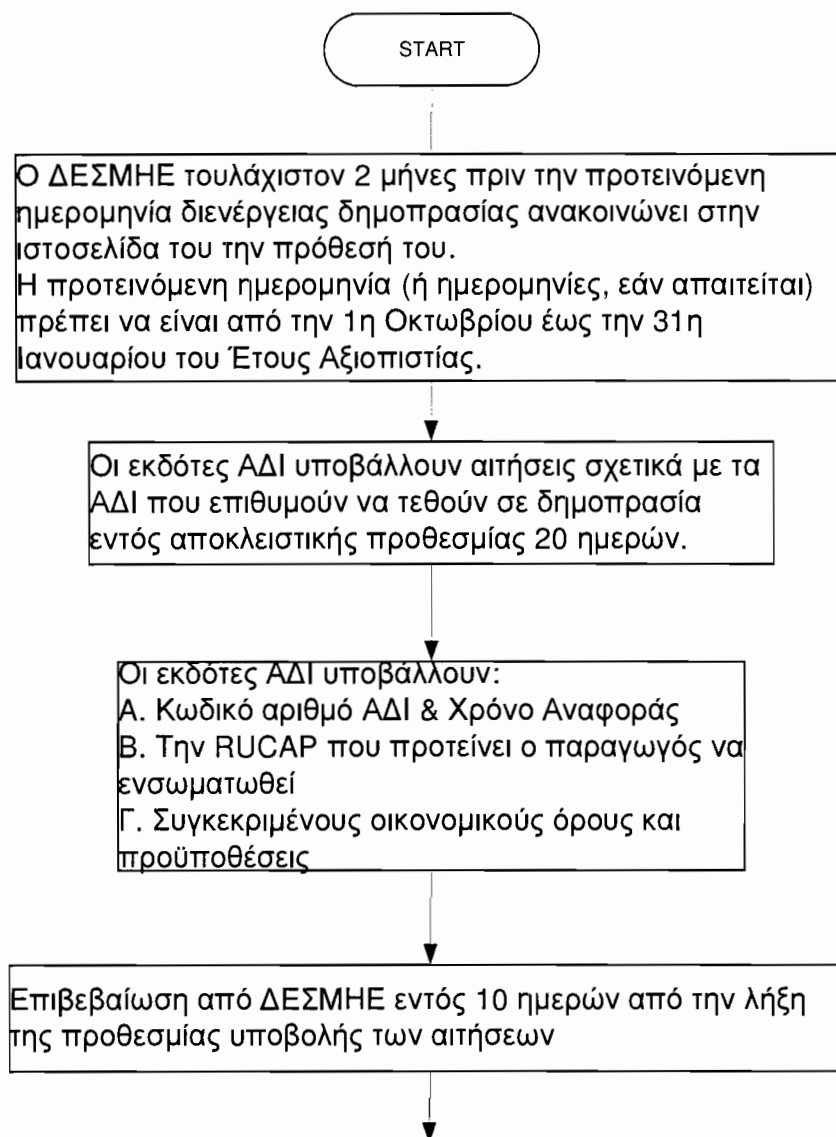
Σε αυτό το παράδειγμα η δημοπρασία κηρύσσεται άγονη, δεδομένου ότι η υψηλότερη προσφορά ζήτησης είναι μικρότερη από τη μικρότερη προσφορά προμήθειας. Δεν είναι δυνατόν να πραγματοποιηθούν συναλλαγές.

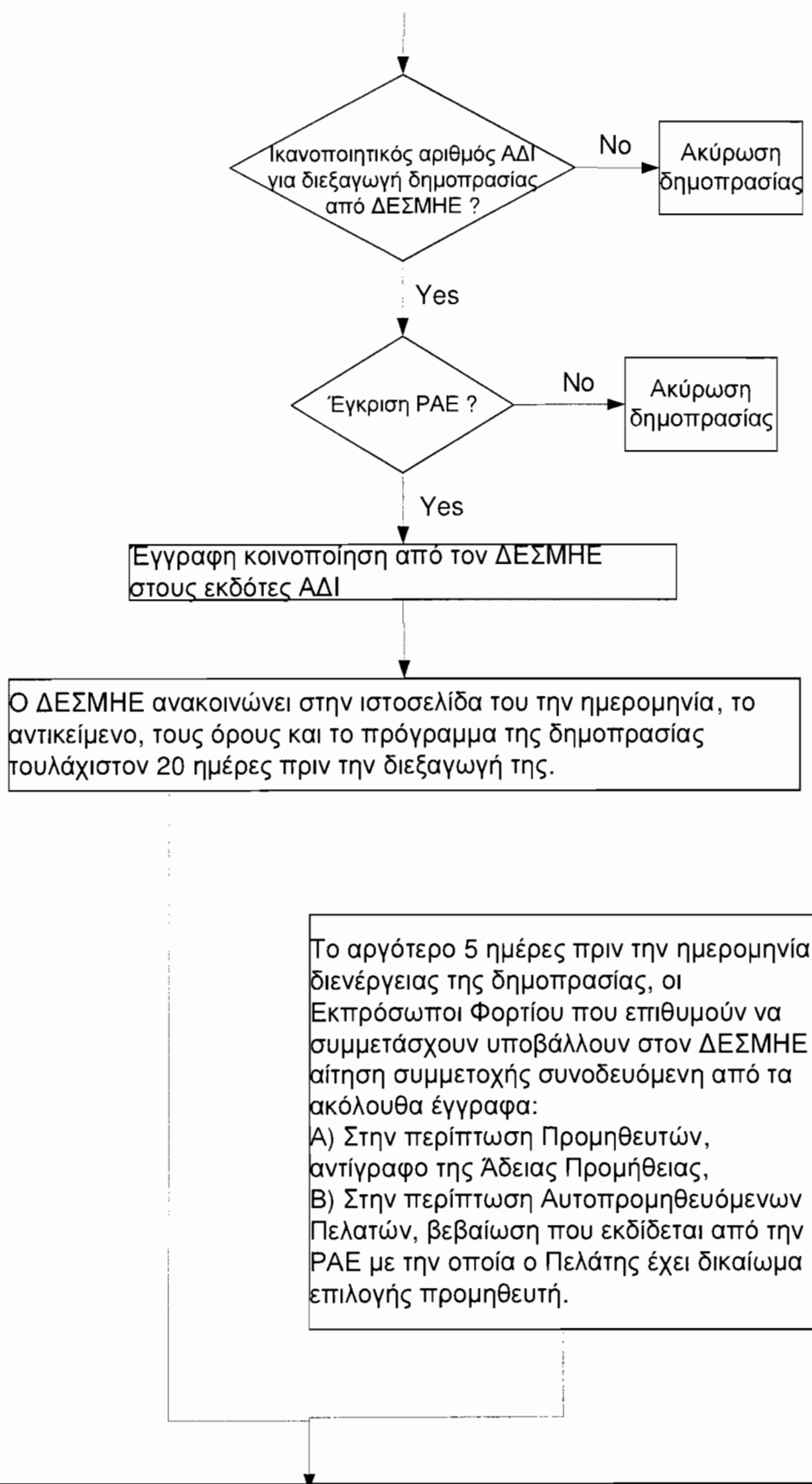


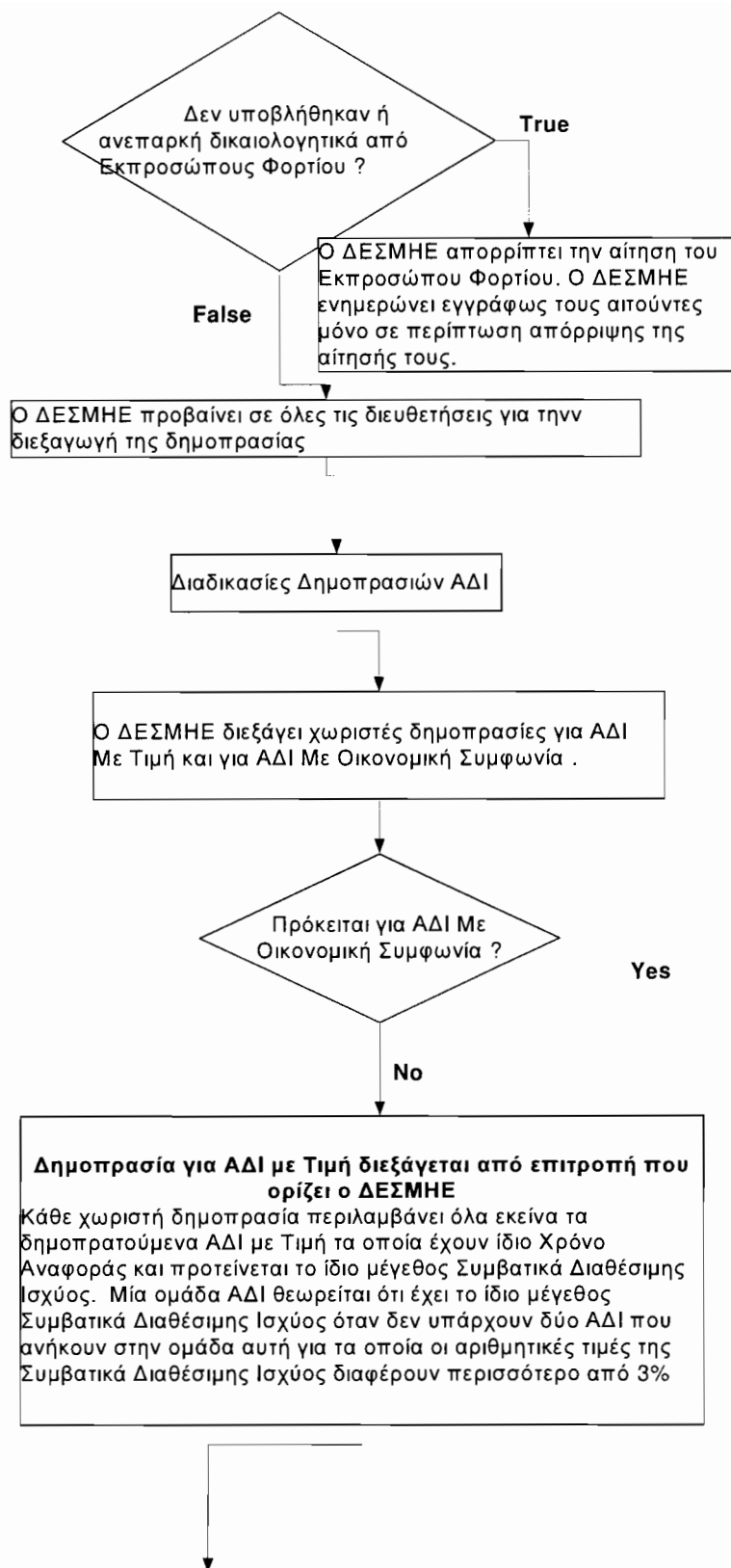
Σε αυτό το παράδειγμα, η δημοπρασία βασίζεται στο τελευταίο ζεύγος ζήτησης που εκκαθαρίζεται. Τα όρια δεν φθάνονται.

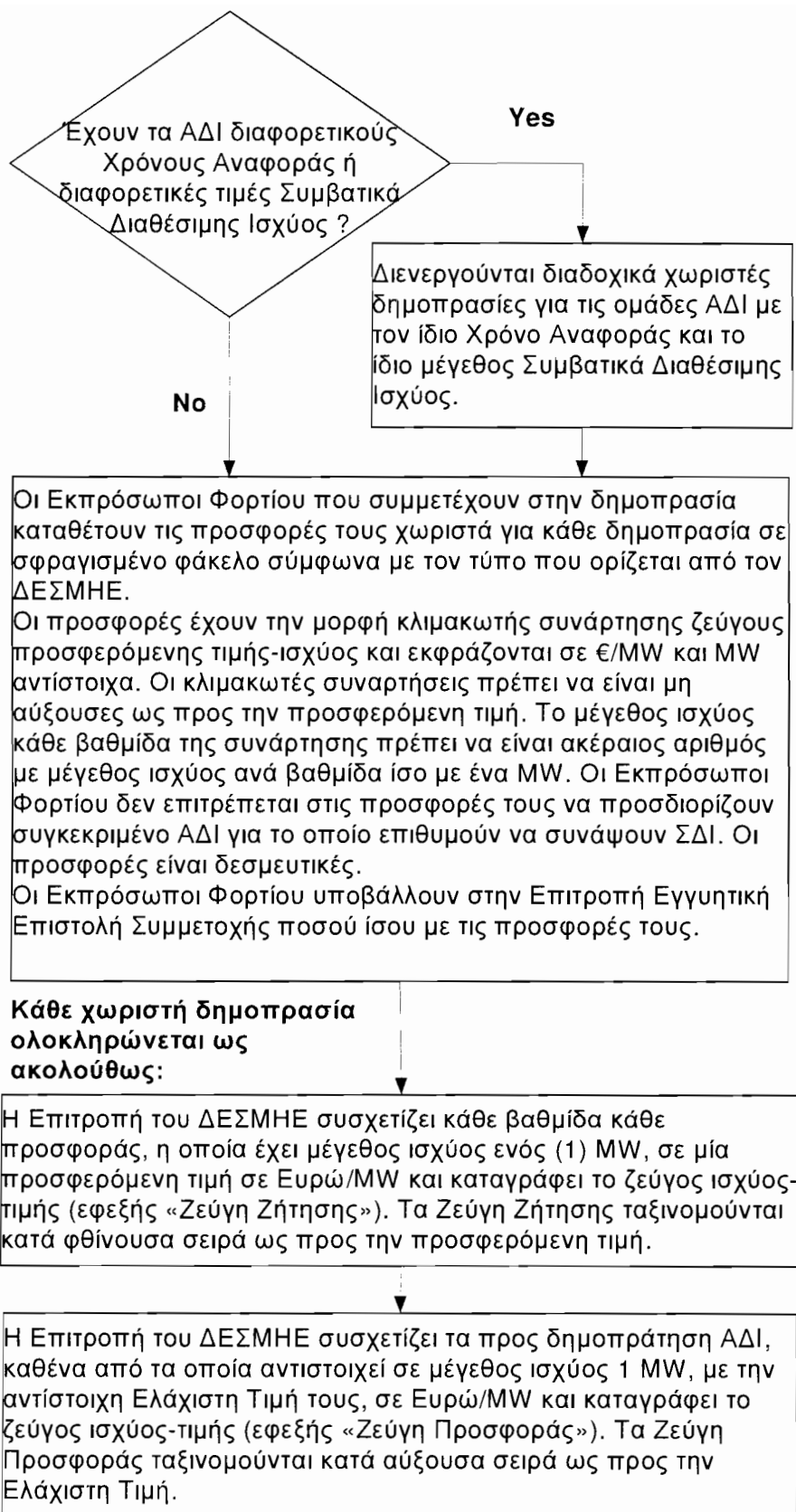


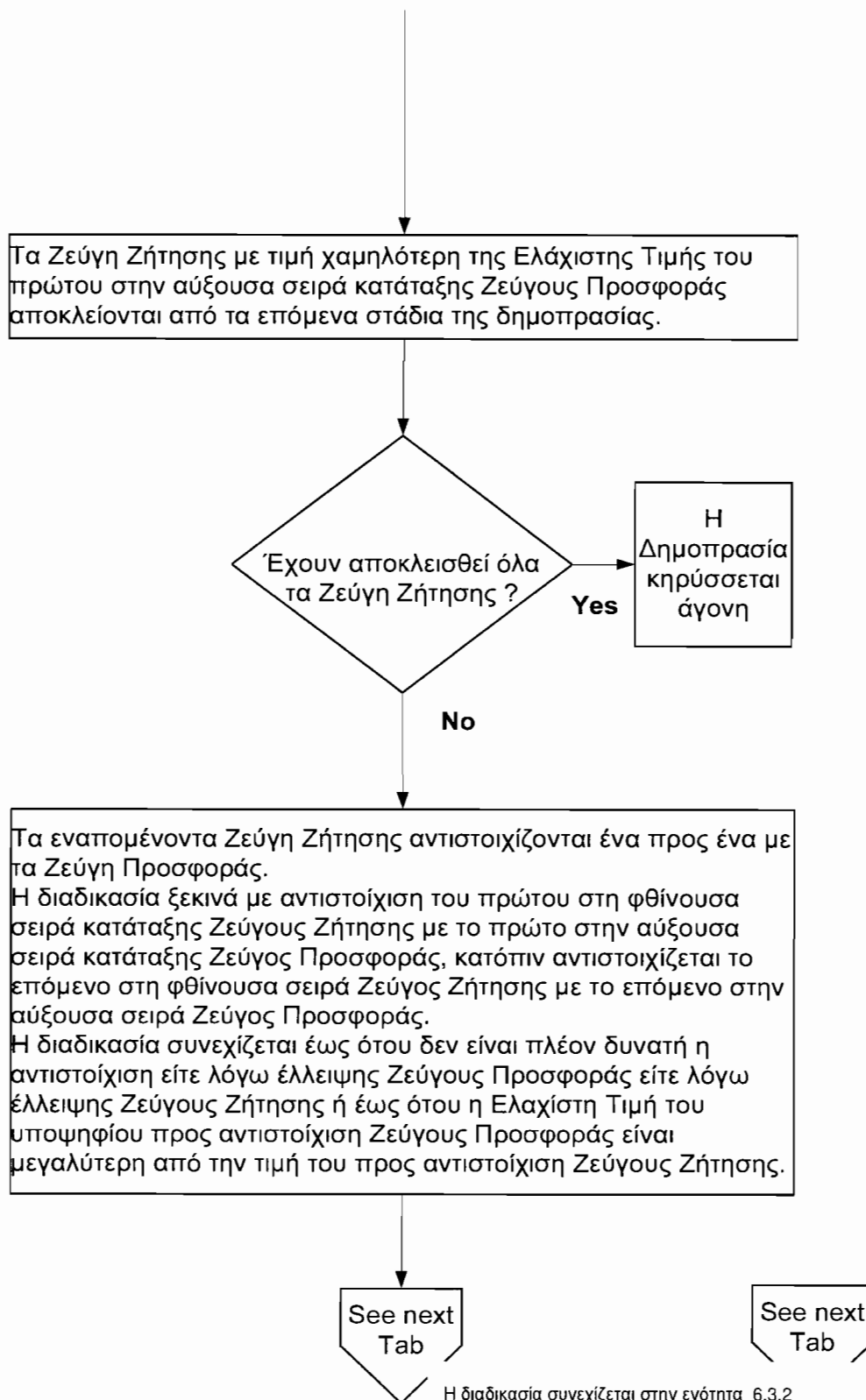
Το Διάγραμμα Ροής που παρουσιάζεται στο Σχ.4 καταδεικνύει τη διαδικασία των Δημοπρασιών ΑΔΙ με Τιμή, όπως αναλύεται στην παρούσα ενότητα (ενότητα 6.3.1).











Σχ.4. Δημοπρασίες ΑΔΙ με Τιμή

6.3.2 Δημοπρασίες ΑΔΙ με Οικονομική Συμφωνία

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται η μεθοδολογία του Διαχειριστή του Συστήματος για τη δημοπρασία των ΑΔΙ με Οικονομική Συμφωνία. Τα ΑΔΙ με Οικονομική Συμφωνία δημοπρατούνται σε χωριστές δημοπρασίες.

Μετά από αίτηση του εκδότη των ΑΔΙ, είναι δυνατόν τα προς δημοπράτηση ΑΔΙ να δημοπρατούνται κατ' ομάδες εφόσον αφορούν στην ίδια Μονάδα, έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς και συνοδεύονται από την ίδια οικονομική συμφωνία. Τις δημοπρασίες διενεργεί Επιτροπή που ορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Η δημοπρασία για κάθε ΑΔΙ διενεργείται ως ακολούθως:

- 1) Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οι οποίοι επιθυμούν να συμμετάσχουν στη δημοπρασία προσέρχονται στον τόπο και κατά το χρόνο που ορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
- 2) Η Επιτροπή μεριμνά ώστε οι συμμετέχοντες Εκπρόσωποι Φορτίου να λάβουν γνώση της Ελαχίστης Τιμής κάθε ΑΔΙ που τίθεται προς δημοπράτηση, της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος που προτείνεται από τον εκδότη ΑΔΙ να ενσωματωθεί στην αντίστοιχη ΣΔΙ και όλους τους όρους της οικονομικής συμφωνίας η οποία αντιστοιχεί σε κάθε ΑΔΙ.
- 3) Η υποβολή προσφοράς από τους Εκπροσώπους Φορτίου είναι προαιρετική.
- 4) Οι προσφορές υποβάλλονται στην Επιτροπή σε σφραγισμένο φάκελο και σύμφωνα με τον τύπο που ορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Κάθε προσφορά περιλαμβάνει τα ακόλουθα για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου:
 - i. Τον κωδικό αριθμό του ΑΔΙ
 - ii. Την εταιρική οντότητα του Εκπροσώπου Φορτίου
 - iii. Το όνομα του Εκπροσώπου Φορτίου
 - iv. Ειδικό αναγνωριστικό στοιχείο της δημοπρασίας - όπως ορίζεται στη δημοπρασία
 - v. Την προσφορά σε Ευρώ.
- 5) Οι Εκπρόσωποι Φορτίου πρέπει να προσφέρουν τιμή προσφοράς η οποία πρέπει να είναι ίση ή υψηλότερη της εκάστοτε Τιμής Εκκίνησης. Σε περίπτωση υποβολής προσφοράς με τιμή χαμηλότερη της Τιμής Εκκίνησης η προσφορά αυτή δεν λαμβάνεται υπόψη στα επόμενα στάδια της διαδικασίας.
- 6) Οι προσφορές είναι δεσμευτικές.
- 7) Με την προσφορά ο Εκπρόσωπος φορτίου παραδίδει εγγυητική επιστολή προς τον Διαχειριστή του Συστήματος για ποσό ίσο με την αξία της

προσφοράς του. Είναι δυνατόν η εγγυητική επιστολή να παραδοθεί άπαξ προκειμένου να καλύψει την αξία όλων των προσφορών του συμμετέχοντος Εκπρόσωπου Φορτίου.

8) Κάθε δημοπρασία ολοκληρώνεται ως ακολούθως:

- i. Η Επιτροπή ανακοινώνει την Τιμή Εκκίνησης της δημοπρασίας για ένα ΑΔΙ η οποία ισούται με την Ελάχιστη Τιμή του δημοπρατούμενου ΑΔΙ και καλεί τους Εκπροσώπους Φορτίου να υποβάλλουν προσφορές εντός προθεσμίας δεκαπέντε (15) λεπτών.
- ii. Με τη λήξη της ανωτέρω προθεσμίας, η Επιτροπή αποσφραγίζει τους φακέλους προσφορών των Εκπροσώπων Φορτίου.
- iii. Αν δεν υποβληθεί προσφορά, η Επιτροπή κηρύσσει τη δημοπρασία άγονη.
- iv. Διαφορετικά, η επιτροπή αποφασίζει επί της τυπικής αποδοχής των προσφορών σύμφωνα με την παράγραφο κατωτέρω.
- v. Η επιτροπή ανακοινώνει την υψηλότερη τιμή που αντιστοιχεί σε αποδεκτή προσφορά. Αν καμιά προσφορά δεν κρίνεται αποδεκτή, η Επιτροπή κηρύσσει τη δημοπρασία άγονη.
- vi. Εάν η δημοπρασία δεν κηρυχθεί άγονη, η υψηλότερη τιμή, που ανακοινώθηκε κατά το “v” ανωτέρω αποτελεί τη νέα Τιμή Εκκίνησης του επόμενου γύρου της δημοπρασίας.
- vii. Η Επιτροπή καλεί τους Εκπροσώπους Φορτίου να υποβάλλουν προσφορές εντός προθεσμίας δεκαπέντε (15) λεπτών.
- viii. Σε περίπτωση που εντός της ανωτέρω προθεσμίας δεν υποβληθεί καμία αποδεκτή προσφορά, η Επιτροπή κηρύσσει τη λήξη της δημοπρασίας και ο Εκπρόσωπος Φορτίου που υπέβαλε την προσφορά η τιμή της οποίας ήταν υψηλότερη στον αμέσως προηγούμενο γύρο συνάπτει τη ΣΔΙ για το δημοπρατούμενο ΑΔΙ.
- ix. Αλλιώς, η διαδικασία επαναλαμβάνεται με την ανακοίνωση από την Επιτροπή της υψηλότερης τιμής που αντιστοιχεί σε αποδεκτή προσφορά η οποία και τίθεται ως νέα Τιμή Εκκίνησης προκειμένου να αρχίσει νέος γύρος υποβολής προσφορών.
- x. Η δημοπρασία συνεχίζεται έως ότου οι συνθήκες που περιγράφονται στην παράγραφο “viii” ανωτέρω καταλήγουν σε μη αποδεκτές πρόσθετες προσφορές- εκτός αν η διαδικασία κηρυχθεί άγονη.
- xi. Εάν σε οποιοδήποτε στάδιο της δημοπρασίας υποβληθούν δύο ή περισσότερες αποδεκτές προσφορές με την ίδια τιμή, η οποία αποτελεί τη μεγαλύτερη τιμή για το συγκεκριμένο στάδιο, διενεργείται κλήρωση

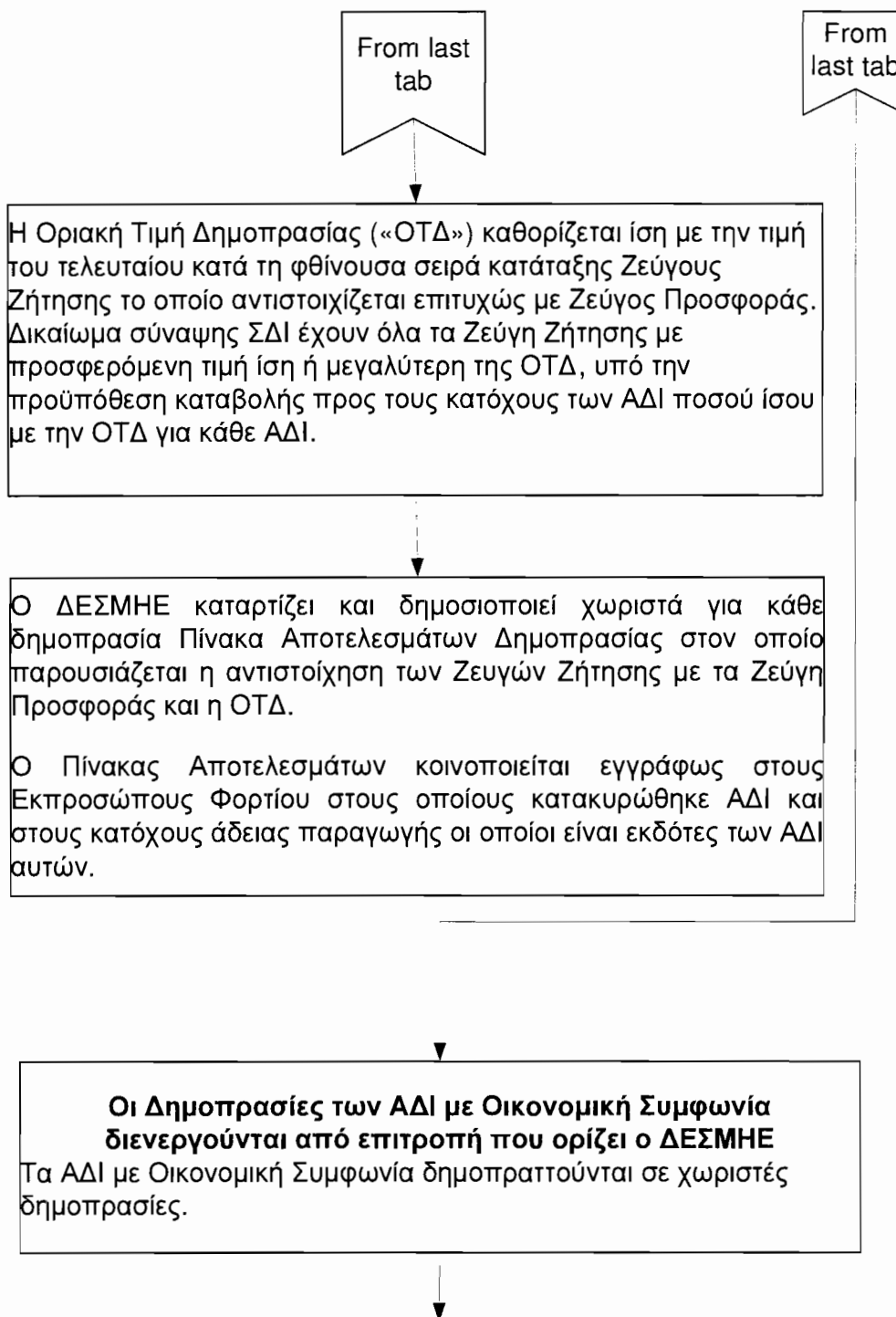
από την Επιτροπή της δημοπρασίας και η προσφορά που κληρώνεται θέτει τη νέα Τιμή Εκκίνησης και είναι υποψήφια για σύναψη της ΣΔΙ.

- xii. Η υψηλότερη τιμή αποδεκτής προσφοράς που υποβλήθηκε σε οποιοδήποτε στάδιο της δημοπρασίας ορίζει την Οριακή Τιμή Δημοπρασίας (ΟΤΔ) της συγκεκριμένης δημοπρασίας.
- xiii. Η ανωτέρω διαδικασία επαναλαμβάνεται για κάθε ΑΔΙ που τίθεται σε δημοπρασία.

9) Μετά την ολοκλήρωση όλων των δημοπρασιών ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει και δημοσιοποιεί Πίνακα Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας στον οποίο αντιστοιχίζονται τα δημοπρατούμενα ΑΔΙ με τους Εκπροσώπους Φορτίου στους οποίους κατακυρώθηκαν, καθώς και η ΟΤΔ κάθε επιμέρους δημοπρασίας. Ο Πίνακας Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας κοινοποιείται εγγράφως στους Εκπροσώπους Φορτίου στους οποίους κατακυρώθηκε ΑΔΙ και στους κατόχους άδειας παραγωγής οι οποίοι είναι εκδότες των ΑΔΙ αυτών.

Το Διάγραμμα Ροής που παρουσιάζεται στο Σχ.5 καταδεικνύει τη διαδικασία των Δημοπρασιών ΑΔΙ με Οικονομική Συμφωνία, όπως αναλύεται στην παρούσα ενότητα (ενότητα 6.3.2).

Η διαδικασία συνεχίζεται από την ενότητα 6.3.1

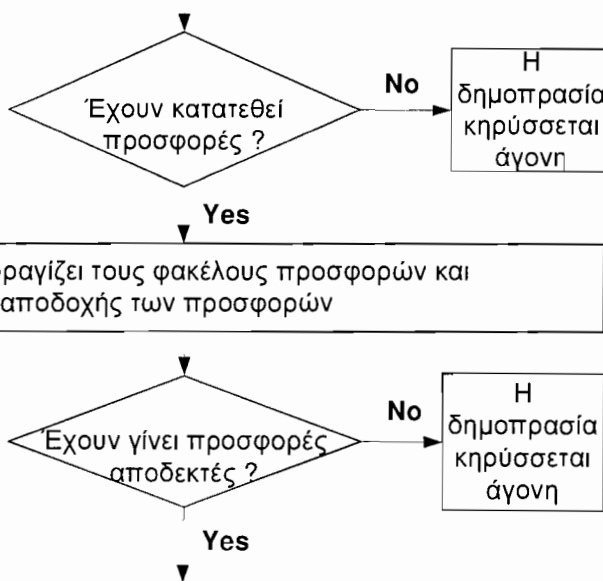


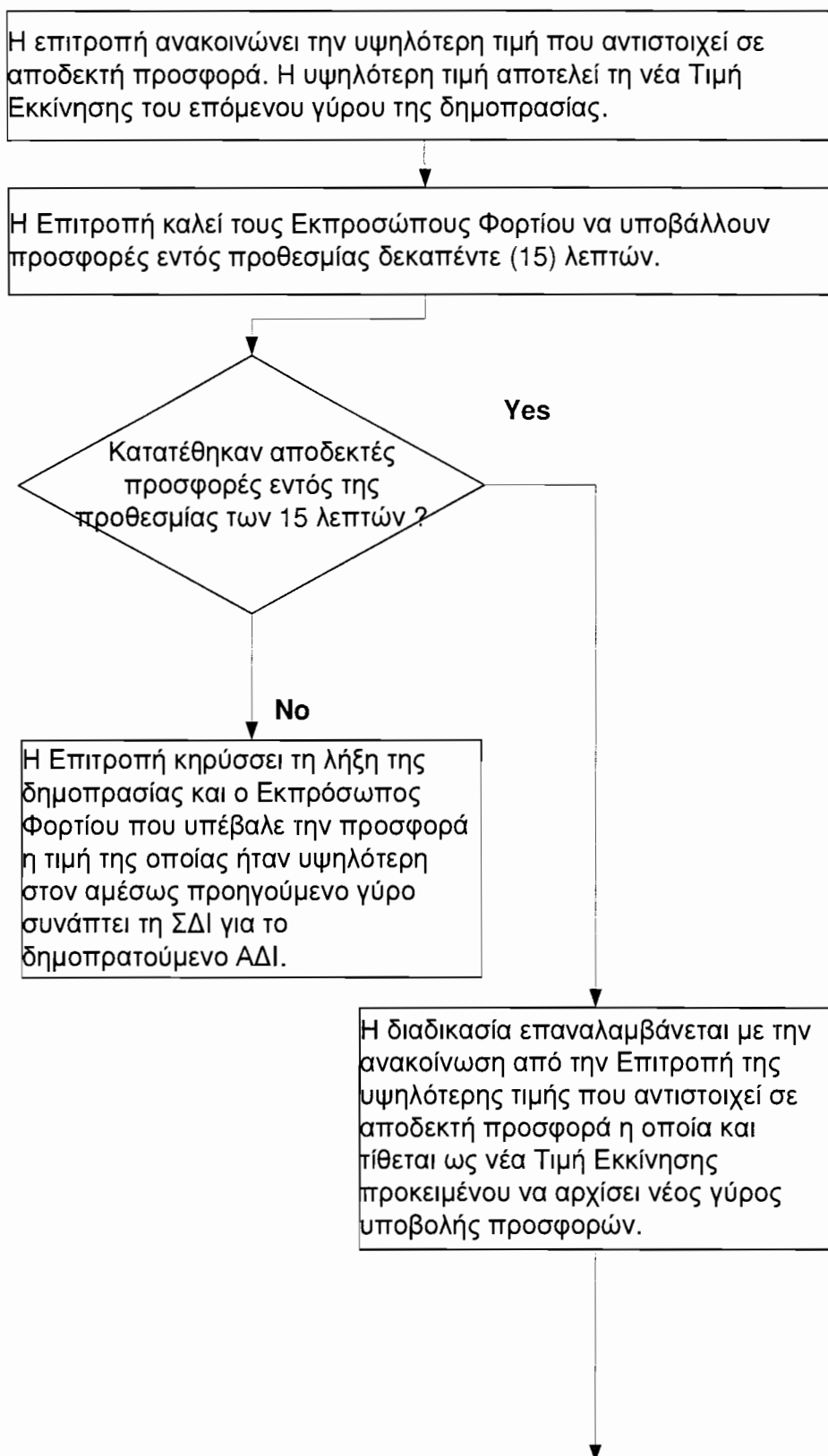
Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οι οποίοι επιθυμούν να συμμετάσχουν στη δημοπρασία προσέρχονται στον τόπο και κατά το χρόνο που ορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
 Η Επιτροπή του ΔΕΣΜΗΕ μεριμνά ώστε οι συμμετέχοντες Εκπρόσωποι Φορτίου να λάβουν γνώση της Ελαχίστης Τιμής κάθε ΑΔΙ που τίθεται προς δημοπράτηση, της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος που προτείνεται από τον εκδότη ΑΔΙ να ενσωματωθεί στην αντίστοιχη ΣΔΙ και όλους τους όρους της οικονομικής συμφωνίας η οποία αντιστοιχεί σε κάθε ΑΔΙ.

Η υποβολή προσφοράς από τους Εκπροσώπους Φορτίου είναι προαιρετική.
 Οι προσφορές υποβάλλονται στην Επιτροπή σε σφραγισμένο φάκελο και σύμφωνα με τον τύπο που ορίζεται από τον ΔΕΣΜΗΕ.
 Η τιμή προσφοράς πρέπει να είναι κάθε φορά υψηλότερη της εκάστοτε Τιμής Εκκίνησης.
 Σε περίπτωση υποβολής προσφοράς με τιμή χαμηλότερη της Τιμής Εκκίνησης η προσφορά αυτή δεν λαμβάνεται υπόψη στα επόμενα στάδια της διαδικασίας.
 Οι προσφορές είναι δεσμευτικές.
 Με την προσφορά ο Εκπρόσωπος Φορτίου παραδίδει εγγυητική επιστολή προς τον ΔΕΣΜΗΕ για ποσό ίσο με την αξία της προσφοράς του. Είναι δυνατόν η εγγυητική επιστολή να παραδοθεί άπαξ προκειμένου να καλύψει την αξία όλων των προσφορών του συμμετέχοντος Εκπρόσωπου Φορτίου.

Κάθε δημοπρασία ολοκληρώνεται ως ακολούθως:

Η Επιτροπή ανακοινώνει την Τιμή Εκκίνησης της δημοπρασίας για ένα ΑΔΙ η οποία ισούται με την Ελάχιστη Τιμή του δημοπρατούμενου ΑΔΙ και καλεί τους Εκπροσώπους Φορτίου να υποβάλλουν προσφορές εντός προθεσμίας δεκαπέντε (15) λεπτών.





Σημείωση:

Εάν σε οποιοδήποτε στάδιο της δημοπρασίας υποβληθούν δύο ή περισσότερες αποδεκτές προσφορές με την ίδια τιμή, η οποία αποτελεί τη μεγαλύτερη τιμή για το συγκεκριμένο στάδιο, διενεργείται κλήρωση από την Επιτροπή της δημοπρασίας και η προσφορά που κληρώνεται θέτει τη νέα Τιμή Εκκίνησης και είναι υποψήφια για σύναψη της ΣΔΙ.

Η υψηλότερη τιμή αποδεκτής προσφοράς που υποβλήθηκε σε οποιοδήποτε στάδιο της δημοπρασίας ορίζει την ΟΤΔ της συγκεκριμένης δημοπρασίας.

Μετά την ολοκλήρωση όλων των δημοπρασιών ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει και δημοσιοποιεί Πίνακα Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας στον οποίο αντιστοιχίζονται τα δημοπρατούμενα ΑΔΙ με τους Εκπροσώπους Φορτίου στους οποίους κατακυρώθηκαν, καθώς και η ΟΤΔ κάθε επιμέρους δημοπρασίας. Ο Πίνακας Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας κοινοποιείται εγγράφως στους Εκπροσώπους Φορτίου στους οποίους κατακυρώθηκε ΑΔΙ και στους κατόχους άδειας παραγωγής οι οποίοι είναι εκδότες των ΑΔΙ αυτών.

Εκκαθάριση των ΑΔΙ

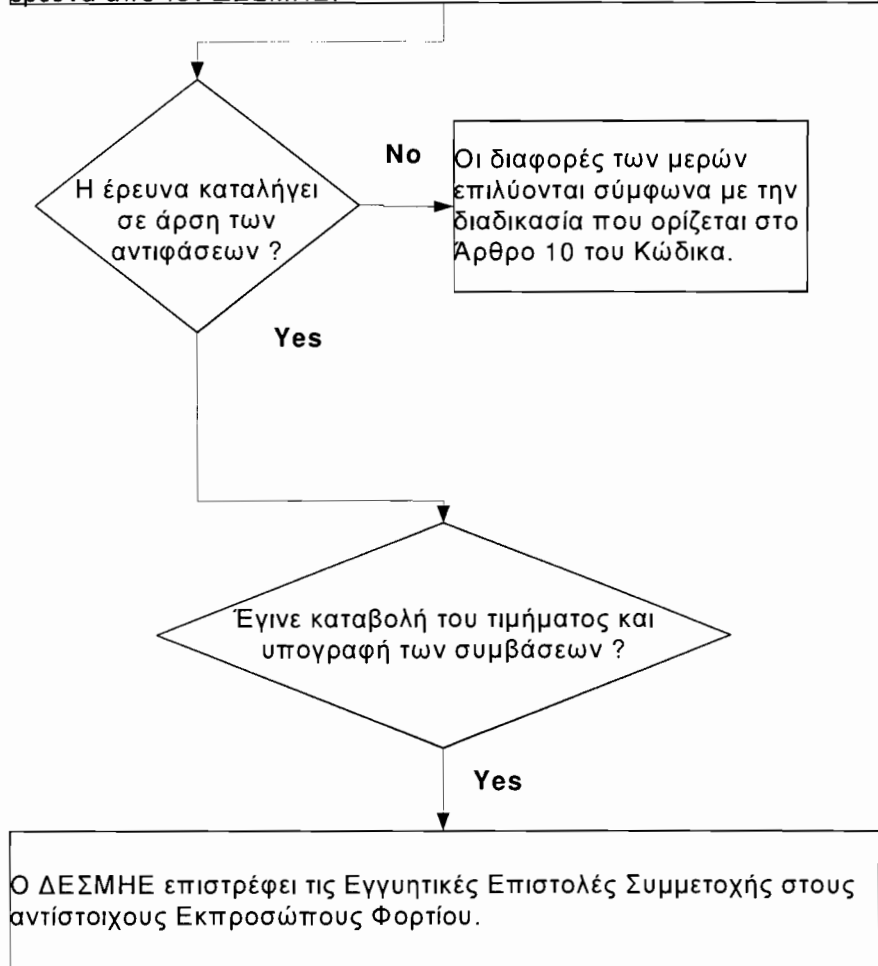
Ο ΔΕΣΜΗΕ επιστρέφει τις εγγυητικές επιστολές στους Εκπροσώπους Φορτίου οι οποίοι δεν περιλαμβάνονται στον Πίνακα Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας.

Εντός προθεσμίας επτά (7) ημερών από την ημερομηνία κοινοποίησης του Πίνακα Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας, κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου που περιλαμβάνεται στον Πίνακα Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας υποχρεούται να καταβάλει το τίμημα που προέκυψε από τη δημοπρασία στον Παραγωγό που είναι εκδότης κάθε ΑΔΙ για το οποίο ο Εκπρόσωπος Φορτίου προκρίθηκε από τη Δημοπρασία για να συνάψει την αντίστοιχη ΣΔΙ και εφόσον συντρέχει περίπτωση την αντίστοιχη οικονομική συμφωνία.

Τυχόν άρνηση του Εκπροσώπου Φορτίου να συνάψει τη ΣΔΙ ή την τυχόν αντίστοιχη οικονομική συμφωνία ή σε περίπτωση μη καταβολής ή εκπρόθεσμης καταβολής του τιμήματος επιφέρει με μέριμνα του Διαχειριστή του Συστήματος κατάπτωση της Εγγυητικής Επιστολής συμμετοχής στη Δημοπρασία.

Στην περίπτωση αυτή, ο Διαχειριστής του Συστήματος κατανέμει αναλογικά το ποσό της Εγγυητικής Επιστολής Συμμετοχής στους Παραγωγούς που είναι εκδότες των αντιστοιχων ΑΔΙ. Για τα ΑΔΙ αυτά δεν συνάπτεται ΣΔΙ. Τα ΑΔΙ αυτά είναι δυνατόν να δημοπρατηθούν σε μεταγενέστερη διαδικασία.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου στους οποίους κατακυρωθηκαν ΑΔΙ καθώς και οι κάτοχοι άδειας παραγωγής που είναι εκδότες των αντίστοιχων ΑΔΙ υποχρεούνται να ενημερώνουν τον Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με την καταβολή και είσπραξη του τιμήματος αντίστοιχα και τη σύναψη της ΣΔΙ και εφόσον συντρέχει λόγος και της τυχόν απαιτούμενης οικονομικής συμφωνίας. Σε περίπτωση κατά την οποία τα στοιχεία που συγκεντρώνει ο Διαχειριστής του Συστήματος σχετικά με την καταβολή του τιμήματος είναι αντιφατικά, διενεργείται έρευνα από τον ΔΕΣΜΗΕ.



Σχ.5. Δημοπρασίες ΑΔΙ με Οικονομική Συμφωνία

6.4 Καταβολή τιμήματος των Δημοπρασιών ΑΔΙ

Σε συνέχεια της δημοπρασίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει στη διαδικασία για την καταβολή του τιμήματος από τους Εκπρωσώπους Φορτίου των ΑΔΙ που κατακυρώθηκαν, σύμφωνα με τα ακόλουθα:

- 1) Ο Διαχειριστής του Συστήματος επιστρέφει τις εγγυητικές επιστολές στους Εκπρωσώπους Φορτίου οι οποίοι δεν περιλαμβάνονται στον Πίνακα Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας.
- 2) Εντός προθεσμίας επτά (7) ημερών από την ημερομηνία κοινοποίησης του Πίνακα Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας, κάθε Εκπρωσώπος Φορτίου που περιλαμβάνεται στον Πίνακα Αποτελεσμάτων Δημοπρασίας υποχρεούται να καταβάλει το τίμημα που προέκυψε από τη δημοπρασία στον Παραγωγό που είναι εκδότης κάθε ΑΔΙ για το οποίο ο Εκπρωσώπος Φορτίου προκρίθηκε από τη Δημοπρασία για να συνάψει την αντίστοιχη ΣΔΙ και εφόσον συντρέχει περίπτωση την αντίστοιχη οικονομική συμφωνία.
- 3) Τυχόν άρνηση του Εκπρωσώπου Φορτίου να συνάψει τη ΣΔΙ ή την τυχόν αντίστοιχη οικονομική συμφωνία ή σε περίπτωση μη καταβολής ή εκπρόθεσμης καταβολής του τιμήματος επιφέρει με μέριμνα του Διαχειριστή του Συστήματος κατάπτωση της Εγγυητικής Επιστολής συμμετοχής στη Δημοπρασία. Στην περίπτωση αυτή, ο Διαχειριστής του Συστήματος κατανέμει αναλογικά το ποσό της Εγγυητικής Επιστολής Συμμετοχής στους Παραγωγούς που είναι εκδότες των αντιστοιχών ΑΔΙ. Για τα ΑΔΙ αυτά δεν συνάπτεται ΣΔΙ. Τα ΑΔΙ αυτά είναι δυνατόν να δημοπρατηθούν σε μεταγενέστερη διαδικασία.
- 4) Οι Εκπρωσώποι Φορτίου στους οποίους κατακυρώθηκαν ΑΔΙ καθώς και οι κάτοχοι άδειας παραγωγής που είναι εκδότες των αντιστοιχών ΑΔΙ υποχρεούνται να ενημερώνουν τον Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με την καταβολή και είσπραξη του τιμήματος αντίστοιχα και τη σύναψη της ΣΔΙ και εφόσον συντρέχει λόγος και της τυχόν απαιτούμενης οικονομικής συμφωνίας. Σε περίπτωση κατά την οποία τα στοιχεία που συγκεντρώνει ο Διαχειριστής του Συστήματος σχετικά με την καταβολή του τιμήματος είναι αντιφατικά, διενεργείται έρευνα από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Εάν κατόπιν της έρευνας δεν αίρονται οι αντιφάσεις ή διαφορά μεταξύ των μερών επιλύεται κατά τη διαδικασία που καθορίζεται στο Άρθρο 10 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- 5) Με την καταβολή του τιμήματος και την υπογραφή των συμβάσεων, ο Διαχειριστής του Συστήματος επιστρέφει τις Εγγυητικές Επιστολές Συμμετοχής στους αντίστοιχους Εκπρωσώπους Φορτίου.

Το κόστος διενέργειας δημοπρασιών ΑΔΙ ενσωματώνεται στο λειτουργικό κόστος του Διαχειριστή του Συστήματος. Πέραν της ανάκτησης του κόστους οργάνωσης των δημοπρασιών, ο Διαχειριστής του Συστήματος δεν δικαιούται να αποκομίσει οικονομικό όφελος από τις δημοπρασίες.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΔΙΑΓΩΝΙΣΜΟΙ ΓΙΑ ΣΥΝΑΨΗ ΣΔΙ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

7.1 Γενικά

Χάριν της διασφάλισης μακροχρονίως διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ο Διαχειριστής του Συστήματος διεξάγει διαγωνισμούς με αντικείμενο τη σύναψη ΣΔΙ που αφορούν σε νέες Μονάδες Παραγωγής (εφεξής «Διαγωνισμός-ΣΔΙ») για μέγιστο συνολικό μέγεθος ισχύος που καθορίζεται κατά περίπτωση. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διεξάγει τους διαγωνισμούς αυτούς μόνον όταν διαπιστώνεται μελλοντικός κίνδυνος ανεπάρκειας ισχύος, που δεν αναμένεται να καλυφθεί από ανεξάρτητες επιχειρηματικές πρωτοβουλίες των κατόχων άδειας παραγωγής.

Σκοπός της σύναψης εκ μέρους του Διαχειριστή του Συστήματος ΣΔΙ από νέες Μονάδες είναι η παροχή προς τους επενδυτές της ελάχιστης απαιτούμενης ασφάλειας εσόδων για τις νέες Μονάδες έτσι ώστε να διευκολυνθεί η χρηματοδότησή τους. Η παροχή αυτή παρέχεται υπό την προϋπόθεση ότι ο επενδυτής αναλαμβάνει πλήρως τον επιχειρηματικό κίνδυνο που αντιστοιχεί τουλάχιστον στα ίδια κεφάλαια της επένδυσης και δεσμεύεται για την έγκαιρη κατασκευή της Μονάδας και τη διατήρησή της σε άρτια τεχνική λειτουργία και διαθεσιμότητα ισχύος. Συγχρόνως ο επενδυτής αναλαμβάνει όλες τις ευθύνες των εμπορικών πράξεων και πρωτοβουλιών που συνδέονται με την εμπορική εκμετάλλευση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και άλλων υπηρεσιών από τη Μονάδα.

Με το Διαγωνισμό ΣΔΙ δεν παρέχεται οποιασδήποτε μορφής, έμμεσα ή άμεσα, σύμβαση αγοράς της ενέργειας που θα παράγεται από τις νέες μονάδες, ούτε παρέχεται οποιασδήποτε μορφής προτεραιότητα σχετικά με την ένταξη της Μονάδας στο Πρόγραμμα ΗΕΠ ή σχετικά με την παροχή επικουρικών ή εφεδρικών υπηρεσιών. Η παρεχόμενη ασφάλεια εσόδων από τις νέες Μονάδες αντιστοιχεί σε μερική κάλυψη της δυνατότητας του κατόχου άδειας παραγωγής να ανακτήσει τμήμα του επενδυτικού κόστους της Μονάδας μέσω των εσόδων του στο πλαίσιο του ΗΕΠ.

Το σύνολο της ισχύος κάθε νέας Μονάδας για την οποία ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να συνάπτει ΣΔΙ και οι λοιποί αναγκαίοι όροι και προϋποθέσεις καθορίζονται με τη διακήρυξη του διαγωνισμού.

Η διαδικασία των διαγωνισμών, οι όροι και οι προϋποθέσεις συμμετοχής, τα κριτήρια επιλογής για την ανάδειξη της πλέον συμφέρουσας (από οικονομική άποψη) προσφοράς, το μέγιστο και ελάχιστο των προσφορών και κάθε άλλη αναγκαία λεπτομέρεια καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος και γνώμη της ΡΑΕ.

7.2 Σύναψη Συμβάσεων για Νέες Μονάδες Παραγωγής

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται οι συμβατικές διευθετήσεις για νέες Μονάδες Παραγωγής και οι διαδικασίες για τη μεταβίβαση ΣΔΙ Διαγωνισμών σε Εκπροσώπους Φορτίου.

7.2.1 Συμβατικές Διευθετήσεις

Οι ΣΔΙ που συνάπτονται μετά από διαγωνισμό κατά τις διατάξεις του παρόντος Κεφαλαίου έχουν τον τύπο και το περιεχόμενο των ΣΔΙ όπως καθορίζεται στην ενότητα 3.2. Ειδικά για τους Διαγωνισμούς που διεξάγει ο Διαχειριστής του Συστήματος, κατά τις διατάξεις της παραγράφου 4 του Άρθρου 15 του Ν. 2773/1999, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποτελεί αντισυμβαλλόμενο μέρος στις ΣΔΙ. Ως αντισυμβαλλόμενος στις ΣΔΙ ο Διαχειριστής του Συστήματος δρα σύμφωνα με τις διατάξεις της ενότητας 3.2 και οφείλει να επιδιώξει να μεταβιβάσει τις ΣΔΙ σε Εκπροσώπους Φορτίου κατά τις διατάξεις της ενότητας 3.4.4.

Στην περίπτωση επιτυχούς κατάληξης του Διαγωνισμού ΣΔΙ, ο Διαχειριστής του Συστήματος συνάπτει με τον κάτοχο άδειας παραγωγής τις εξής συμβάσεις:

- 1) Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) οι όροι και οι προϋποθέσεις των οποίων είναι αυτοί που καθορίζονται κατά την ενότητα 3.2 και αντιστοιχούν στα ΑΔΙ τα οποία έχει εκδώσει ο κάτοχος άδειας παραγωγής για τη νέα Μονάδα Παραγωγής και έχουν εγγραφεί στο Μητρώο ΑΔΙ από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
- 2) Συμφωνία Υλοποίησης της νέας Μονάδας η οποία αντιστοιχεί στα ΑΔΙ και για τη σύναψη της οποίας ο κάτοχος άδειας παραγωγής οφείλει να προσκομίσει Εγγυητική Επιστολή Καλής Εκτέλεσης. Οι όροι και οι προϋποθέσεις της Συμφωνίας αυτής διασφαλίζουν ότι η πραγματική διαθεσιμότητα ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα παρέχεται κατά το Χρόνο Αναφοράς σύμφωνα με τα στοιχεία των ΑΔΙ. Για το σκοπό αυτό η Συμφωνία Υλοποίησης προσδιορίζει δεσμευτική ημερομηνία έναρξης εμπορικής λειτουργίας η οποία συμπίπτει με την έναρξη του Χρόνου Αναφοράς του ΑΔΙ και δύναται να προσδιορίζει και περίοδο ανοχής αποκλίσεων από την ημερομηνία αυτή.
- 3) Οικονομική Συμφωνία Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ η οποία θα ισχύει για το μέρος του Χρόνου Αναφοράς των ΑΔΙ κατά το οποίο ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι αντισυμβαλλόμενος στην αντίστοιχη ΣΔΙ. Η συμφωνία αυτή συνιστά το οικονομικό αντάλλαγμα το οποίο παρέχεται ως αποτέλεσμα του Διαγωνισμού-ΣΔΙ για την παροχή της διαθεσιμότητας ισχύος από τη νέα Μονάδα.
- 4) Συμφωνία Μεταβίβασης των ΣΔΙ από τον Διαχειριστή του Συστήματος σε Εκπρόσωπο Φορτίου στην οποία περιλαμβάνεται Σύμβαση Διαφορών, και ανεπιφύλακτη αποδοχή εκ μέρους του κατόχου άδειας παραγωγής όλων των όρων και προϋποθέσεων της Σύμβασης Διαφορών καθώς και της

σύναψης της Σύμβασης Διαφορών σε μεταγενέστερο χρόνο με τον Εκπρόσωπο Φορτίου ο οποίος θα συμβληθεί στο πλαίσιο των αντίστοιχων ΣΔΙ, και ο οποίος θα υποδειχθεί από τον Διαχειριστή του Συστήματος μετά από διαδικασία δημοπρασίας ΣΔΙ κατά τις διατάξεις της ενότητας 3.4.4.

Η Συμφωνία Μεταβίβασης ΣΔΙ και η Οικονομική Συμφωνία Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ, που σχεδιάζονται σύμφωνα με τις διατάξεις του παρόντος κεφαλαίου υπερισχύουν των όρων των ΣΔΙ όσον αφορά στις σχέσεις μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και του κατόχου άδειας παραγωγής.

7.2.2 Μεταβίβαση των ΣΔΙ

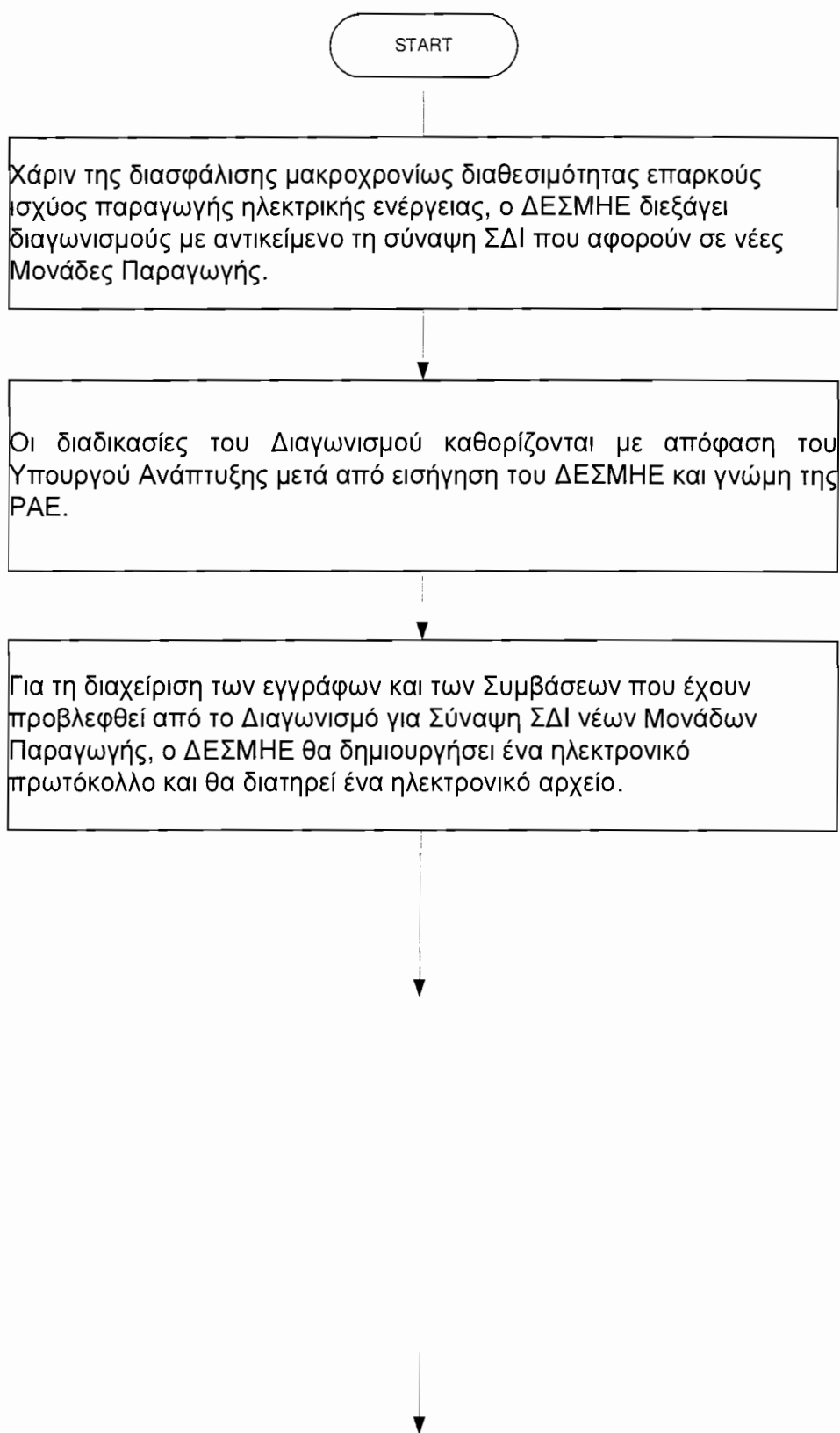
Οι ΣΔΙ που συνάπτει ο Διαχειριστής του Συστήματος κατά τις διατάξεις του παρόντος Κεφαλαίου, μεταβιβάζονται σε Εκπροσώπους Φορτίου κατόπιν δημοπρασίας κατά τις διατάξεις της ενότητας 3.4.4.

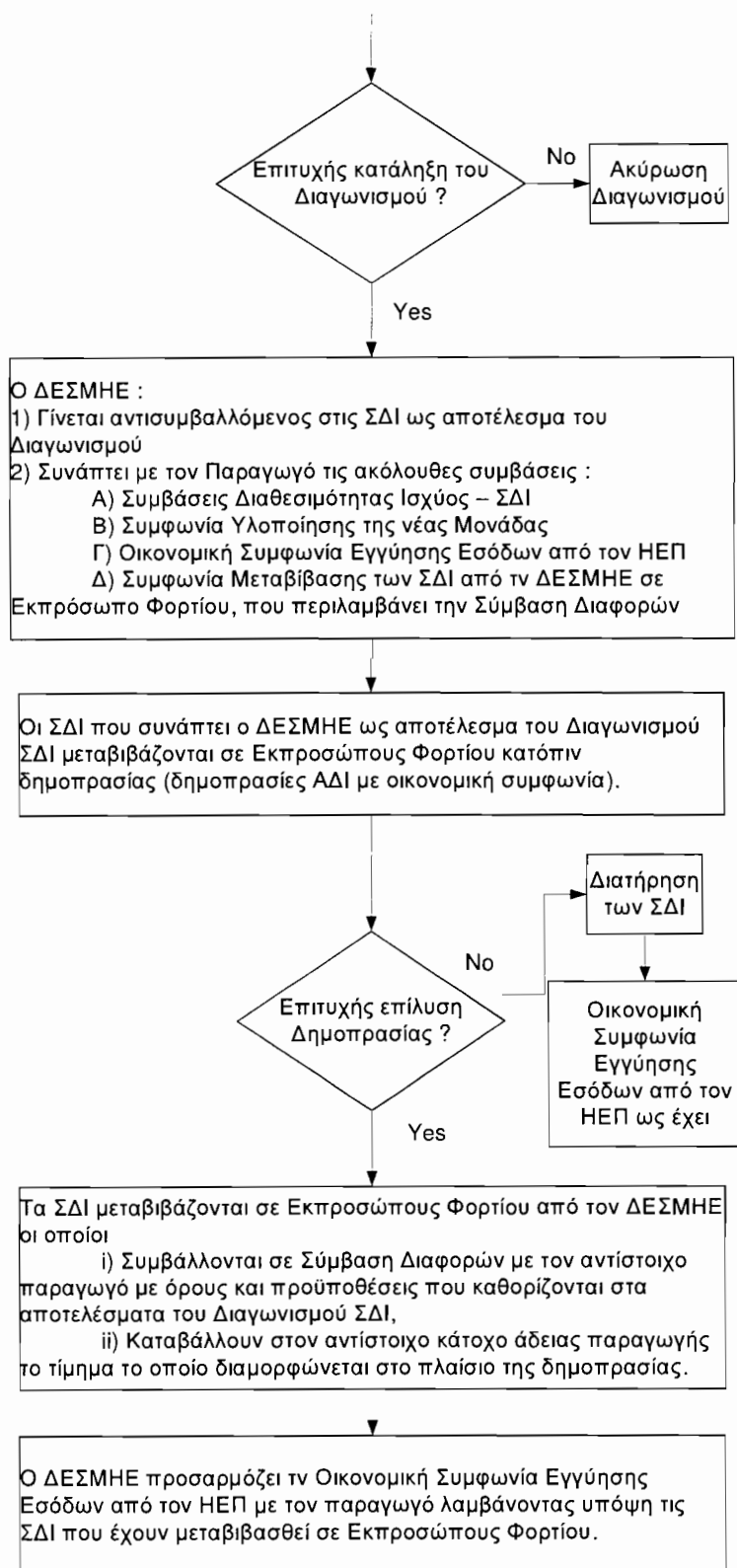
Ως αντισυμβαλλόμενο μέρος στα ΣΔΙ, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής δεσμεύονται στον Διαχειριστή του Συστήματος για τη διατήρηση της Μονάδας Παραγωγής τεχνικά διαθέσιμη για τη Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύ των ΣΔΙ. Οι υπόλοιπες προϋποθέσεις των ΣΔΙ καθορίζουν τη σχέση μεταξύ των κατόχων άδειας παραγωγής και των Εκπροσώπων Φορτίου, στους οποίους θα μεταβιβασθούν τα ΣΔΙ της Συμφωνίας Μεταβίβαση που συνάπτεται μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και των κατόχων άδειας παραγωγής, όπως περιγράφεται στην ενότητα 7.2.1.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου που αποκτούν ΣΔΙ από τον Διαχειριστή του Συστήματος οφείλουν να συνάψουν με τους αντίστοιχους κατόχους άδειας παραγωγής Σύμβαση Διαφορών με όρους και προϋποθέσεις που καθορίζονται στα αποτελέσματα του Διαγωνισμού ΣΔΙ. Οι Εκπρόσωποι Φορτίου δεν έχουν δικαίωμα διαπραγμάτευσης των όρων και των προϋποθέσεων των συμβάσεων αυτών και οφείλουν να καταβάλλουν στους αντίστοιχους κατόχους άδειας παραγωγής τίμημα το οποίο διαμορφώνεται στο πλαίσιο της δημοπρασίας. Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τη μεταβίβαση των ΣΔΙ σε Εκπροσώπους Φορτίου και τα συγκεκριμένα στοιχεία των Συμβάσεων Διαφορών με τους αντίστοιχους κατόχους άδειας παραγωγής, αναφέρονται στην ενότητα 3.4.4.

Με την υπογραφή των Συμβάσεων Διαφορών, αντίγραφο των οποίων κοινοποιείται στον Διαχειριστή του Συστήματος και στη ΡΑΕ επέρχεται λήξη της Οικονομικής Συμφωνίας Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και του κατόχου άδειας παραγωγής ως προς το τμήμα της το οποίο αντιστοιχεί στις ΣΔΙ οι οποίες μεταβιβάστηκαν σε Εκπροσώπους Φορτίου.

Το Σχ.6 επεξηγεί τη διαδικασία των συμβατικών διευθετήσεων για νέες Μονάδες Παραγωγής και της μεταβίβασης ΣΔΙ σε Εκπροσώπους Φορτίου, όπως παρουσιάζεται στην παρούσα ενότητα.





Σχ.6. Διαγωνισμός ΣΔΙ για Νέες Μονάδες Παραγωγής

7.3 Τρόπος Εξόφλησης

7.3.1 Έσοδο Νέων Μονάδων Παραγωγής

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται οι γενικοί κανόνες για τον καθορισμό του εσόδου των νέων μονάδων παραγωγής. Οι λεπτομερείς κανόνες περιγράφονται στην Οικονομική Συμφωνία Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ. Με τη συμφωνία αυτή ορίζεται το Μοναδιαίο Ετήσιο Ποσό Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ σε Ευρώ ανά MW Καθαρής Ισχύος Εγγύησης Εσόδων για κάθε ολόκληρο Έτος Αξιοπιστίας εντός του Χρόνου Εγγύησης Εσόδων.

Για τον υπολογισμό του Ποσού Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ και του Οφειλομένου Ποσού στον Παραγωγό, ακολουθούνται τα παρακάτω βήματα:

- 1) Υπολογισμός του Μοναδιαίου Ετήσιου Ποσού Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ μετά τις δοκιμές απόδοσης της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων

Σε περίπτωση που η Μονάδα Εγγύησης Εσόδων, μετά τις δοκιμές απόδοσης, δεν αποδίδει το σύνολο της Εγγυημένης Καθαρής Ισχύος την οποία έχει εγγυηθεί ο συμμετέχων στο Διαγωνισμό μέσω της προσφοράς του, το Μοναδιαίο Ετήσιο Ποσό Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ μειώνεται για όλο το Χρόνο Εγγύησης Εσόδων. Το προκύπτον Μοναδιαίο Ετήσιο Ποσό Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ αναπροσαρμόζεται ανάλογα με βάση την Καθαρή Ισχύ της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων, όπως αυτή έχει προκύψει μετά τις δοκιμές απόδοσης.

- 2) Υπολογισμός Μοναδιαίου Ετήσιου Ποσού Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ λόγω Συμβατικής Μη Διαθεσιμότητας

Οι Ημέρες Συμβατικής Μη Διαθεσιμότητας αφαιρούνται από τις Ημέρες του Έτους Αξιοπιστίας, κατά τις οποίες υφίσταται η Εγγύηση Εσόδων. Το Μοναδιαίο Ετήσιο Ποσό Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ μειώνεται αναλόγως, λόγω προσδιορισμού Ημερών Συμβατικής Μη Διαθεσιμότητας.

- 3) Υπολογισμός Μοναδιαίου Ετήσιου Ποσού Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ λόγω Ελλιπούς Επίδοσης της Μονάδας Εγγύησης

Το Μοναδιαίο Ετήσιο Ποσό Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ σε Ευρώ ανά MW Καθαρής Ισχύος Εγγύησης Εσόδων για το Έτος Αξιοπιστίας γ εντός του Χρόνου Εγγύησης Εσόδων, μειώνεται περαιτέρω λόγω ελλιπούς επίδοσης της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων. Η ελλιπής επίδοση προσδιορίζεται ως προς τη διαθεσιμότητα ισχύος, η οποία εξαρτάται από το Συντελεστή Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου για τη Μονάδα Εγγύησης Εσόδων, $EFOR_D$. Ο Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας υπολογίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος και ισχύει για το Έτος Αξιοπιστίας γ εντός του Χρόνου Εγγύησης Εσόδων. Η απόκλιση του $EFOR_D$ από το Συντελεστή Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας για τη Μονάδα Εγγύησης Εσόδων, λαμβάνεται ίση με αυτή μίας τυπικής πρότυπης μονάδας αναφοράς και καθορίζει την κατάσταση της απόδοσης.

4) Καθορισμός Μεταβλητού Κόστους Αναφοράς

Για τον υπολογισμό του Ημερήσιου Εσόδου της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ, ως Μεταβλητό Κόστος της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων για κάθε Ημέρα Κατανομής d εντός του Χρόνου Εγγύησης Εσόδων, λαμβάνεται το Μεταβλητό Κόστος της τυπικής πρότυπης μονάδας παραγωγής αναφοράς.

5) Υπολογισμός Ημερήσιου Εσόδου

Απαιτείται να υπολογιστεί το Ημερήσιο Έσοδο της Μονάδας Εγγύησης Εσόδων από τη συμμετοχή της στον ΗΕΠ για κάθε Ημέρα Κατανομής d . Το έσοδο αυτό λαμβάνεται ίσο προς αυτό της τυπικής πρότυπης μονάδας αναφοράς για τη Μονάδα Εγγύησης Εσόδων με ισχύ το πλήθος των ΑΔΙ Εγγύησης Εσόδων την Ημέρα Κατανομής d τα οποία διατηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος κατά την ημέρα αυτή. Αυτά τα ΑΔΙ Εγγύησης Εσόδων δεν τα έχει διαθέσει σε Εκπροσώπους Φορτίου σύμφωνα με τη Συμφωνία Μεταβίβασης Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος.

6) Υπολογισμός Ποσού Εγγυημένων Εσόδων

Το Ποσό Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ για ολόκληρο το Έτος Αξιοπιστίας y εντός του Χρόνου Εγγύησης Εσόδων προκύπτει από το Μοναδιαίο Ετήσιο Ποσό Εγγυημένων Εσόδων από τον ΗΕΠ μετά τις ενδεχόμενες μειώσεις του για το εν λόγω Έτος, και το μέσο αριθμό των ΑΔΙ Εγγύησης Εσόδων τα οποία διατηρεί ο ΔΕΣΜΗΕ εντός του Έτους Αξιοπιστίας y .

7) Υπολογισμός Οφειλόμενου Ποσού στον Παραγωγό

Για κάθε Έτος Αξιοπιστίας y εντός του Χρόνου Εγγύησης Εσόδων, ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει στον Παραγωγό χρηματικό ποσό σε Ευρώ, το οποίο περιλαμβάνει το Ημερήσιο Έσοδο όπως υπολογίζεται στο βήμα 5, τις επιβαρύνσεις για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και το σταθερό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης αναφοράς της μονάδας παραγωγής αναφοράς. Το Οφειλόμενο Ποσό στον Παραγωγό δεν μπορεί να υπερβαίνει το Ποσό Εγγυημένων Εσόδων από ΗΕΠ για το Έτος Αξιοπιστίας y .

7.3.2 Ανάκτηση Δαπανών από τον Διαχειριστή του Συστήματος

Στην παρούσα ενότητα περιγράφεται η διαδικασία για την ανάκτηση των δαπανών που προκύπτουν από τις οικονομικές συμφωνίες για τα εγγυημένα έσοδα από τον ΗΕΠ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος ανακτά κάθε δαπάνη που προκύπτει από τις Οικονομικές Συμφωνίες Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ που συνάπτει για ΣΔΙ νέων Μονάδων.

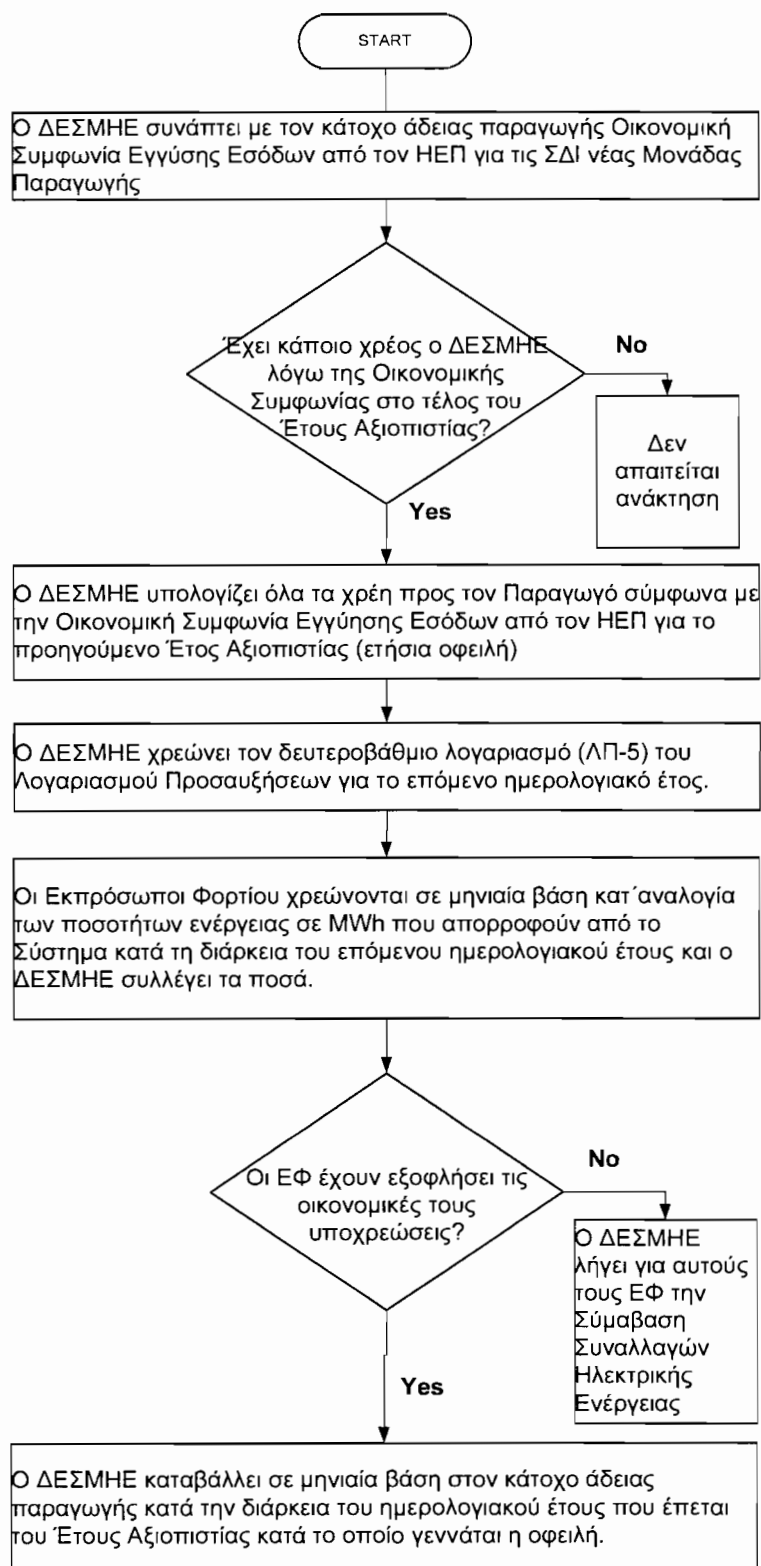
Μετά το τέλος κάθε Έτους Αξιοπιστίας και έως το τέλος του αντίστοιχου ημερολογιακού έτους, ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει τις χρηματικές οφειλές προς τον Παραγωγό σύμφωνα με τις Οικονομικές Συμφωνίες Εγγύησης

Εσόδων από τον ΗΕΠ για το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας (ετήσια οφειλή) και χρεώνει τον αντίστοιχο δευτεροβάθμιο λογαριασμό (ΛΠ-5) του Λογαριασμού Προσαυξήσεων για το επόμενο ημερολογιακό έτος. Η ετήσια οφειλή επιμερίζεται σε δώδεκα (12) ισόποσες δόσεις που καταβάλλονται μηνιαίως στον Παραγωγό κατά τη διάρκεια του ημερολογιακού έτους που έπεται του Έτους Αξιοπιστίας κατά το οποίο γεννάται η οφειλή.

Με την Οικονομική Συμφωνία Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ καθορίζεται κάθε περαιτέρω λεπτομέρεια σχετικά με την εξόφληση της οφειλής καθώς και οι συνέπειες της υπερημερίας. Οι εισπράξεις του Διαχειριστή του Συστήματος για την ανάκτηση των δαπανών που προκύπτουν από τις Οικονομικές Συμφωνίες Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ αντιστοιχούν σε χρεώσεις και πληρωμές από τους Εκπροσώπους Φορτίου στο πλαίσιο της Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας που συνάπτουν για τη συμμετοχή στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Ο επιμερισμός των χρεώσεων γίνεται στους Εκπρόσωπους Φορτίου κάθε μήνα κατ' αναλογία της ποσότητας ενέργειας σε MWh την οποία απορροφούν από το Σύστημα κατά το επόμενο ημερολογιακό έτος, σύμφωνα με τις μετρήσεις της απορροφούμενης ενέργειας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος καταγγέλλει τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας για τους Εκπροσώπους Φορτίου που αδυνατούν να εκπληρώσουν τις οικονομικές τους υποχρεώσεις στο πλαίσιο των διατάξεων του παρόντος Τμήματος.

Το Σχ.7 παρουσιάζει τη διαδικασία του μηχανισμού ανάκτησης των δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος για τους Διαγωνισμούς ΣΔΙ για νέες Μονάδες Παραγωγής.



Σχ.7. Μηχανισμός Ανάκτησης Δαπανών του Διαχειριστή

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

ΜΕΤΑΒΑΤΙΚΟΣ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΣ ΔΙΑΣΦΑΛΙΣΗΣ

ΕΠΑΡΚΟΥΣ ΙΣΧΥΟΣ

8.1 Γενικά

Κατά την πρώτη εφαρμογή του ΚΔΣ&ΣΗΕ και μέχρι το πέρας του Έτους Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2011 – Σεπτέμβριος 2012, για τη διευκόλυνση των συμμετεχόντων στην αγορά, λειτουργεί επίσης ένας παράλληλος εναλλακτικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Σύμφωνα με το Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής και οι Εκπρόσωποι Φορτίου μπορούν να επιλέξουν να μην συνάψουν απευθείας μεταξύ τους ΣΔΙ, αλλά να απευθυνθούν στον Διαχειριστή του Συστήματος.

Πιο συγκεκριμένα, ο Διαχειριστής του Συστήματος δημιουργεί ένα ειδικό τμήμα στο Μητρώο ΑΔΙ στο οποίο κατατίθενται τα ΑΔΙ για τα οποία δεν έχουν συναφθεί ΣΔΙ. Η υποβολή των ΑΔΙ στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ συνιστά σύναψη σύμβασης μεταξύ κατόχου άδειας παραγωγής και του Διαχειριστή του Συστήματος, η οποία παρέχει το δικαίωμα στους κατόχους άδειας παραγωγής να λαμβάνουν πληρωμές σε μηνιαία βάση. Οι πληρωμές ισχύος για κάθε κάτοχο άδειας παραγωγής είναι ανάλογες της Διαθέσιμης Ισχύος των ΑΔΙ που έχει καταθέσει στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ και του Συντελεστή Επάρκειας Ισχύος..

Η Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου μπορεί να καλυφθεί είτε με ΣΔΙ είτε συνάπτοντας σύμβαση για συμμετοχή στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος με το Διαχειριστή του Συστήματος. Με τη Σύμβαση Συμμετοχής στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου υποχρεούται να καταβάλλει ένα τίμημα, το οποίο είναι ανάλογο της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος που του αναλογεί. Όπως και στο Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει την εκ των προτέρων Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου και μετά το πέρας του Έτους Αξιοπιστίας υπολογίζει την Οριστική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος τους, βάσει της οποίας εκκαθαρίζονται οι σχετικές χρεώσεις.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος πιστώνει στο Λογαριασμό Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος τα χρηματικά ποσά που καταβάλλονται από τους Εκπροσώπους Φορτίου. Στον ίδιο Λογιστικό Λογαριασμό χρεώνει τις πληρωμές που καταβάλλει στους κατόχους άδειας παραγωγής, των οποίων ΑΔΙ έχουν κατατεθεί στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ.

Το Μοναδιαίο Τίμημα Πληρωμής Ισχύος (€/MW-έτος) βάσει του οποίου αμείβονται οι κάτοχοι άδειας παραγωγής εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης μετά από εισήγηση της ΡΑΕ και ισχύει μόνο κατά τη Μεταβατική Περίοδο. Η αριθμητική τιμή του Μοναδιαίου Τιμήματος Πληρωμής Ισχύος από

01.11.2010 καθορίστηκε σε 45.000 €/MW-έτος με την υπουργική απόφαση Δ5/ΗΛ/Β/Φ.1.16/ΓΔΕ9384/οικ.22029/29.10.2010.

8.2 Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ορίζει ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ στο οποίο καταχωρούνται τα ΑΔΙ για τα οποία δεν έχουν συναφθεί ΣΔΙ, όπως αυτό διαπιστώνεται από το Μητρώο ΣΔΙ. Στα ΑΔΙ που καταχωρούνται στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ, αναγράφεται, με ευθύνη του Διαχειριστή του Συστήματος, η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς που τους αντιστοιχεί.

Η καταχώριση των ΑΔΙ στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ γίνεται κατόπιν σχετικής αίτησης την οποία οφείλουν να υποβάλλουν οι κάτοχοι άδειας παραγωγής πριν από την έναρξη κάθε Έτους Αξιοπιστίας. Σε περίπτωση κατόχου άδειας παραγωγής για νέα Μονάδα Παραγωγής που εγγράφεται στο Μητρώο Μονάδων του Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη διάρκεια του Έτους Αξιοπιστίας η σχετική αίτηση πρέπει να υποβληθεί το αργότερο πέντε (5) ημέρες μετά την έκδοση της αντίστοιχης βεβαίωσης εγγραφής στο Μητρώο Μονάδων. Οι αιτήσεις των Συμμετεχόντων πρέπει να συμφωνούν με τα πρότυπα έγγραφα αιτήσεων τα οποία βρίσκονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ του παρόντος εγχειριδίου.

Οι Συμμετέχοντες πρέπει να υποβάλλουν συνημμένα με κάθε αίτηση και τα νομιμοποιητικά έγγραφα που απαιτούνται, σε περίπτωση που αυτά δεν έχουν ήδη υποβληθεί στο αρχείο του Μητρώου Συμμετεχόντων του Διαχειριστή του Συστήματος ή έχουν τροποποιηθεί. Σε κάθε περίπτωση πρέπει να υποβληθεί συνημμένα με τις αιτήσεις η Υπεύθυνη Δήλωση του Εκπροσώπου (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ).

Η καταχώριση των ΑΔΙ στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ συνιστά σύναψη σύμβασης του κατόχου άδειας παραγωγής με τον Διαχειριστή του Συστήματος, η οποία παρέχει το δικαίωμα στους κατόχους άδειας παραγωγής να λαμβάνουν πληρωμές που τους αναλογούν και επάγεται την υποχρέωση αυτών να εξοφλούν τις χρεώσεις που τους αναλογούν σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Ο κάτοχος άδειας παραγωγής του οποίου τα ΑΔΙ καταχωρούνται στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ δικαιούται να λαμβάνει πληρωμή, η οποία προσδιορίζεται από το μέγεθος της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος πολλαπλασιαζόμενη με το Μοναδιαίο Τίμημα Πληρωμής Ισχύος και το Συντελεστή Επάρκειας Ισχύος.

8.3 Πιστώσεις Κάτοχων Άδειας Παραγωγής

Για τον υπολογισμό των μηνιαίων πληρωμών των παραγωγών απαιτείται ο ορισμός του μεγέθους Συντελεστής Επάρκειας Ισχύος (ΣEI^N_h). 4.3. Ο Συντελεστής Επάρκειας Ισχύος υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής ως ο λόγος του αθροίσματος των Υποχρεώσεων Επάρκειας Ισχύος του συνόλου των Εκπροσώπων Φορτίου, οι οποίες δεν εκπληρώνονται μέσω της καταχώρισης Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος στο Μητρώο ΣΔΙ και της συνολικής Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος που προσδιορίζει ο Διαχειριστής του

Συστήματος για το σύνολο των ΑΔΙ τα οποία έχουν καταχωρηθεί στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ και τα οποία δεν τελούν σε αναστολή.

Ο Συντελεστής Επάρκειας Ισχύος για την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N , ΣEI_h^N υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$\Sigma EI_h^N = \frac{(\text{ΜΩΖΣ}^{N-1} + \text{ΠΦ}^{N-1}) \times \Sigma \text{ΕΔΠ}^N - \sum_{\forall j, s_j \in \text{ΜΣΔΙ}_h} \sum_{s_j} \text{ΠΔΙ}_{s_j}^N}{\sum_{\forall i} \left(\text{ΠΔΙ}_{a_i}^N \times \sum_{a_i \in \text{ΕΤΜΑΔΙ}_h} a_i \right)}$$

όπου:

ΣEI_h^N είναι ο Συντελεστής Επάρκειας Ισχύος για την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N

$\text{ΠΔΙ}_{a_i}^N$ είναι η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς ενός οποιουδήποτε ΑΔΙ a_i της Μονάδας Παραγωγής i για το Έτος Αξιοπιστίας N

$\sum_{a_i \in \text{ΕΤΜΑΔΙ}_h}$ δηλώνει το άθροισμα προς όλα τα ΑΔΙ a_i της Μονάδας Παραγωγής i που είναι κατατεθειμένα εμπρόθεσμα στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ του Έτους Αξιοπιστίας N και δεν τελούν σε αναστολή κατά την Περίοδο Κατανομής h

$\text{ΠΔΙ}_{s_j}^N$ είναι η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς του ΑΔΙ που αντιστοιχεί σε ΣΔΙ του Εκπροσώπου Φορτίου j για το Έτος Αξιοπιστίας N

$\sum_{s_j \in \text{ΜΣΔΙ}_h}$ δηλώνει το άθροισμα προς όλα τα ΣΔΙ s_j που είναι κατατεθειμένα εμπρόθεσμα στο Μητρώο ΣΔΙ για την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N

ΜΩΖΣ^{N-1} είναι η μέγιστη ωριαία Ζήτηση Συστήματος για το Έτος Αξιοπιστίας $N-1$

ΠΦ^{N-1} είναι οι Εκτιμώμενες Περικοπές Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας $N-1$

$\Sigma \text{ΕΔΠ}^N$ είναι ο Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής για το Έτος Αξιοπιστίας N

Η μηνιαία πληρωμή, την οποία ο παραγωγός δικαιούται να λαμβάνει για τη μονάδα i , για την οποία έχει καταθέσει ένα πλήθος ΑΔΙ a_i στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ, υπολογίζεται σε ωριαία βάση. Η μηνιαία πληρωμή ισχύος δίνεται από τον τύπο:

$$\Pi\text{IMM}\Delta\text{EI}_{i,M}^N = \sum_{h \in M} \left[\Pi\Delta\text{I}_{a_i}^N \times \sum_{a_i \in \text{ETM}\Delta\text{I}_h} a_i^* \right] \times \frac{\text{MTPI}^N}{\sum_{h \in N} h} \times \Sigma\text{EI}_h^N$$

όπου:

$\Pi\text{IMM}\Delta\text{EI}_{i,M}^{N,ea}$ είναι το μηνιαίο τίμημα (Πληρωμή Ισχύος) που δικαιούται να λαμβάνει ο Παραγωγός για τα ΑΔΙ της Μονάδας i που έχει καταθέσει στο Ειδικό Τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ και το μήνα M , του Έτους Αξιοπιστίας N

$\Pi\Delta\text{I}_{a_i}^N$ είναι η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς οποιουδήποτε ΑΔΙ a_i της Μονάδας Παραγωγής i για το Έτος Αξιοπιστίας N

$\sum_{a_i \in \text{ETM}\Delta\text{I}_h} a_i^*$ είναι ο συνολικός αριθμός των ΑΔΙ της Μονάδας i που είναι κατατεθειμένα εμπρόθεσμα στο Ειδικό Τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N και δεν βρίσκονται σε αναστολή.

$\sum_{h \in M}$ δηλώνει το άθροισμα για κάθε Περίοδο Κατανομής h του μήνα M του Έτους Αξιοπιστίας N . Λόγω της αλλαγής της ώρας κατά τη διάρκεια των μηνών Μαρτίου και Οκτωβρίου, πρέπει να αφαιρεθεί μία ώρα στο μήνα Μάρτιο ενώ στο μήνα Οκτώβριο πρέπει να προστεθεί μία ώρα

$\sum_{h \in N}$ δηλώνει άθροισμα για το σύνολο των ωρών του Έτους Αξιοπιστίας N .

MTPI^N είναι το Μοναδιαίο Τίμημα Πληρωμής Ισχύος για το Έτος Αξιοπιστίας N σε € ανά MW και έτος.

ΣEI_h^N είναι ο Συντελεστής Επάρκειας Ισχύος για την ώρα h του Έτους Αξιοπιστίας N

8.4 Εκπρόσωποι Φορτίου

Η υποχρέωση προσκόμισης εγγυήσεων διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου είναι δυνατόν να εκπληρώνεται συνάπτοντας Σύμβαση Συμμετοχής στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος με τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Η Σύμβαση Συμμετοχής στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος αναφέρεται σε Έτος Αξιοπιστίας και συνάπτεται μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και Εκπροσώπων Φορτίου πριν από την έναρξη κάθε Έτους Αξιοπιστίας ή σε περίπτωση Εκπροσώπου Φορτίου που εγγράφεται στο

Μητρώο Συμμετεχόντων του Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη διάρκεια του Έτους Αξιοπιστίας το αργότερο πέντε (5) ημέρες μετά την έκδοση της αντίστοιχης βεβαίωσης εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων.

Η εν λόγω σύμβαση διέπεται από τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ, και δεν υπόκειται σε κανέναν άλλο τύπο πέραν της δήλωσης του Εκπρόσωπου Φορτίου ότι θα εκπληρώνει την υποχρέωση προσκόμισης εγγυήσεων διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος μέσω της σύμβασης αυτής. Το τυποποιημένο έγγραφο της δήλωσης αυτής βρίσκεται στο Παράρτημα Γ του παρόντος εγχειριδίου.

Οι Συμμετέχοντες πρέπει να υποβάλλουν συνημμένα με κάθε αίτηση και τα νομιμοποιητικά έγγραφα που απαιτούνται, σε περίπτωση που αυτά δεν έχουν ήδη υποβληθεί στο αρχείο του Μητρώου Συμμετεχόντων του Διαχειριστή του Συστήματος ή έχουν τροποποιηθεί. Σε κάθε περίπτωση πρέπει να υποβληθεί συνημμένα με τις αιτήσεις η Υπεύθυνη Δήλωση του Εκπροσώπου (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ).

Με τη Σύμβαση Συμμετοχής στον Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος ο Εκπρόσωπος Φορτίου αναλαμβάνει την υποχρέωση να καταβάλλει τίμημα στον Διαχειριστή του Συστήματος.

8.5 Χρεώσεις Εκπροσώπων Φορτίου

Τα σύμβολα και ο υπολογισμός της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος έχουν ήδη παρουσιαστεί στο Κεφάλαιο 4.

8.5.1 Μηνιαίες Χρεώσεις (ex ante) Εκπροσώπων Φορτίου

Το μηνιαίο τίμημα που υποχρεούται να καταβάλλει ο Εκπρόσωπος Φορτίου στο πλαίσιο της Σύμβασης Συμμετοχής στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος καθορίζεται ως το γινόμενο της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος (ex ante) με το Μοναδιαίο Τίμημα Πληρωμής Ισχύος.

Συγκεκριμένα, η μηνιαία χρέωση την οποία ένας Εκπρόσωπος Φορτίου j ο οποίος συμμετάσχει στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος υποχρεούται να καταβάλει στον Διαχειριστή του Συστήματος για το μήνα M είναι:

$$MTMM\Delta EI_{j,M}^N = \sum_{h \in M} YEI_{j,h}^N \times \frac{MT\Pi^N}{\text{Hours}^M}$$

όπου:

$MTMM\Delta EI_{j,M}^N$ είναι το Μηνιαίο Τίμημα Μεταβατικού Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος που υποχρεούται να καταβάλει στον Διαχειριστή του Συστήματος ο Εκπρόσωπος Φορτίου j , ο οποίος συμμετάσχει στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, για το μήνα M του Έτους Αξιοπιστίας N

$ΥΕΙ_{j,h}^N$	είναι η εκ των προτέρων Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h του Έτους Αξιοπιστίας N
$\sum_{h \in M}$	δηλώνει το άθροισμα ως προς όλες τις Περιόδους Κατανομής h του μήνα M του Έτους Αξιοπιστίας N
$ΜΤΠΙ^N$	είναι το Μοναδιαίο Τίμημα Πληρωμής Ισχύος για το Έτος Αξιοπιστίας N σε € ανά MW και έτος
$Hours^M$	είναι ο αριθμός των ωρών του Μήνα M

8.5.2 Ετήσιες Χρεώσεις (ex post) Εκπροσώπων Φορτίου

Το ετήσιο τίμημα (ομοίως με το μηνιαίο) που υποχρεούται να καταβάλλει ο Εκπρόσωπος Φορτίου στο πλαίσιο της Σύμβασης Συμμετοχής στον Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος καθορίζεται ως το γινόμενο της Οριστικής Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος (ex post) με το Μοναδιαίο Τίμημα Πληρωμής Ισχύος.

Συγκεκριμένα, η Οριστική Μηνιαία Χρέωση την οποία ένας Εκπρόσωπος Φορτίου j ο οποίος συμμετάσχει στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος υποχρεούται να καταβάλει στον Διαχειριστή του Συστήματος για το μήνα M είναι:

$$OMTMM\Delta EI_{j,M}^N = \sum_{h \in M} \left(OY EI_{j,h}^N \times \frac{MTPI^N}{Hours^M} \right)$$

όπου:

$OMTMM\Delta EI_{j,M}^N$	είναι το οριστικό, εκ των υστέρων Μηνιαίο Τίμημα που ένας Εκπρόσωπος Φορτίου j, που συμμετέχει στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, θα έπρεπε να καταβάλει στον Διαχειριστή του Συστήματος το μήνα M
$OY EI_{j,h}^N$	είναι η (εκ των υστέρων) Οριστική Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του Εκπροσώπου Φορτίου j την Περίοδο Κατανομής h για το Έτος Αξιοπιστίας N
$\sum_{h \in M}$	δηλώνει το άθροισμα για όλες τις Περιόδους Κατανομής h του μήνα M
$ΜΤΠΙ^N$	είναι το Μοναδιαίο Τίμημα Πληρωμής Ισχύος για το Έτος Αξιοπιστίας N σε € ανά MW και Έτος
$Hours^M$	είναι ο αριθμός των ωρών του Μήνα M

Από τις οριστικές (εκ των υστέρων) Μηνιαίες Χρεώσεις προκύπτει η ετήσια χρεοπίστωση του Εκπρόσωπος Φορτίου j ο οποίος συμμετέχει στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος για το Έτος Αξιοπιστίας N ως εξής:

$$ΕΤΜΜΔΕΙ_{j,N} = \sum_{M=1}^{12} ΟΜΤΜΜΔΕΙ_{j,M}^N - \sum_{M=1}^{12} ΜΤΜΜΔΕΙ_{j,M}^N$$

όπου:

$ΕΤΜΜΔΕΙ_{j,M}$ είναι η Ετήσια Χρεοπίστωση του Εκπρόσωπος Φορτίου j ο οποίος συμμετέχει στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος για το Έτος Αξιοπιστίας N

$ΟΜΤΜΜΔΕΙ_{j,M}^N$ είναι το οριστικό, εκ των υστέρων Μηνιαίο Τίμημα που ένας Εκπρόσωπος Φορτίου j ο οποίος συμμετέχει στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος υποχρεούται να καταβάλει στον Διαχειριστή του Συστήματος για το μήνα M

$ΜΤΜΜΔΕΙ_{j,M}^N$ είναι το εκ των υστέρων Μηνιαίο Τίμημα που ένας Εκπρόσωπος Φορτίου j ο οποίος συμμετέχει στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος υποχρεούται να καταβάλει στον Διαχειριστή του Συστήματος για το μήνα M

$\sum_{M=1}^{12}$ δηλώνει το άθροισμα για όλους τους μήνες του Έτους Αξιοπιστίας N.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

ΜΕΛΕΤΗ ΕΠΑΡΚΕΙΑΣ ΙΣΧΥΟΣ

9.1 Γενικά

Σύμφωνα με την παρ. 3 του Άρθρου 15 του Ν.2773/1999 ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει και δημοσιεύει τουλάχιστον κάθε δύο έτη τακτικές προβλέψεις όσον αφορά, μεταξύ άλλων, το δυναμικό παραγωγής που ενδέχεται να συνδεθεί στο Σύστημα, αλλά και την εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι προβλέψεις αυτές αφορούν την επόμενη πενταετία.

Στα πλαίσια του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, σύμφωνα με το Άρθρο 216 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ο Διαχειριστής του Συστήματος εκπονεί και δημοσιεύει τη Μελέτη Επάρκειας Ισχύος, σκοπός της οποίας είναι, πέρα από τη δημοσίευση των προαναφερόμενων προβλέψεων, η ανάλυση της επάρκειας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας για την κάλυψη των προαναφερόμενων φορτίων.

Πιο συγκεκριμένα, η Μελέτη Επάρκειας Ισχύος στοχεύει στη διερεύνηση της δυνατότητας του υφιστάμενου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής να ικανοποιήσει την προβλεπόμενη ζήτηση. Επιπλέον, η Μελέτη αυτή αποσκοπεί στον προσδιορισμό των απαιτήσεων σε νέα εγκατεστημένη ισχύ παραγωγής, έτσι ώστε να ικανοποιούνται με ασφάλεια οι ανάγκες της ζήτησης κατά τη διάρκεια της υπό εξέταση περιόδου. Η επιλογή της τεχνολογίας των απαιτούμενων νέων μονάδων εκφεύγει του αντικειμένου της Μελέτης αυτής.

9.2 Σκοπός και Μεθοδολογία

Σκοπός της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος είναι η διερεύνηση της ικανότητας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να ικανοποιήσει επαρκώς την προβλεπόμενη εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη πενταετία.

Η διερεύνηση της επάρκειας του συστήματος ουσιαστικά στηρίζεται στον υπολογισμό των ενεργειακών ισοζυγίων κάθε έτους της υπό εξέτασης περιόδου. Για κάθε έτος προσδιορίζεται η πιθανότητα το σύστημα παραγωγής να μην ικανοποιεί τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάλυση αυτή βασίζεται σε υποθέσεις σχετικά με την πλέον πιθανή εξέλιξη του παραγωγικού δυναμικού, αλλά και της ζήτησης λαμβάνοντας υπόψη τις διαθέσιμες στο Διαχειριστή του Συστήματος πληροφορίες.

Δεδομένου ότι η ηλεκτρική ενέργεια δεν αποθηκεύεται, καθώς και ότι η παραγωγή και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας υπόκεινται σε σημαντικούς παράγοντες αβεβαιότητας, τόσο φυσικούς (θερμοκρασία, υδραυλικότητα, ταχύτητα ανέμου) όσο και τεχνικούς (τυχαίες βλάβες), μπορεί να τύχουν περιπτώσεις όπου το σύστημα παραγωγής, δεν μπορεί να ικανοποιήσει πλήρως τη ζήτηση και καθίστανται απαραίτητες περικοπές φορτίου. Ορίζοντας

ένα ικανοποιητικό κριτήριο το οποίο να εκφράζει το μέγιστο αποδεκτό ρίσκο μη κάλυψης της ζήτησης (π.χ. ο δείκτης αξιοπιστίας Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου LOLP, Loss of Load Probability), μπορεί κανείς να εκτιμήσει και την απαιτούμενη ισχύ που εξασφαλίζει αυτό το ζητούμενο επίπεδο επάρκειας.

Πρέπει να τονιστεί ότι η Μελέτη Επάρκειας Ισχύος συνοψίζει τις προβλέψεις – εκτιμήσεις του Διαχειριστή σχετικά με τη μελλοντική επάρκεια του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και δεν μπορεί αποτελεί πρόταση ‘βέλτιστης’ ανάπτυξης του. Επιπλέον, στη μελέτη αυτή δεν αναζητείται το μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής με το οποίο θα μπορούσαν να επιτευχθούν μακροπρόθεσμοι εθνικοί στόχοι, όπως η μείωση των εκπομπών CO₂ ή η παραγωγή του 40% της ζήτησης από ΑΠΕ, αλλά εξετάζεται η επάρκεια του συστήματος κάτω από συγκεκριμένες προϋποθέσεις. Σε κάθε περίπτωση, εθνικοί στόχοι, όπως αυτοί διατυπώνονται από επίσημους φορείς λαμβάνονται υπόψη κατά τη διαμόρφωση των σεναρίων που εξετάζονται.

Τα σεναρία που διαμορφώνονται βασίζονται στα πιο πρόσφατα δεδομένα που υπάρχουν στη διάθεση του Διαχειριστή του Συστήματος, θεωρώντας ότι κατά τη διάρκεια της υπό εξέταση περιόδου δεν συμβαίνει κάποια δραστική εξέλιξη. Με άλλα λόγια, επιχειρείται να δοθεί μια ρεαλιστική απεικόνιση της κατάστασης του συστήματος παραγωγής για την υπό εξέταση περίοδο, ενώ η παρουσίαση εναλλακτικών σεναρίων επιτρέπει στον αναγνώστη να διαμορφώσει τα δικά του συμπεράσματα, λαμβάνοντας υπόψη την εκτίμησή του σχετικά με την εξέλιξη των παραμέτρων αβεβαιότητας αλλά και συνεκτιμώντας την ευαισθησία της επάρκειας του συστήματος ως προς αυτές.

9.2.1 Πιθανοτική θεώρηση

Τα κυριότερα μεγέθη που καθορίζουν την επάρκεια του συστήματος παραγωγής για αξιόπιστη εξυπηρέτηση της ζήτησης (ενέργειας και αιχμής) είναι:

- Η εξέλιξη του φορτίου (ζήτηση ισχύος και ενέργειας)
- Οι συνθήκες υδραυλικότητας
- Η παραγωγή μονάδων ΑΠΕ
- Η διαθεσιμότητα ισχύος για εισαγωγές από τις διασυνδέσεις
- Η απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής λόγω τυχαίων βλαβών
- Οι ανάγκες συντήρησης των μονάδων

Λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα των πιο πάνω μεγεθών, η επίδραση των τεσσάρων πρώτων παραμέτρων εκτιμάται με την ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων και υποθέσεων.

Η κρίσιμη παράμετρος για την επάρκεια του συστήματος παραγωγής είναι η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής. Οι μονάδες μπορεί να είναι εκτός λειτουργίας, είτε λόγω προγραμματισμένης συντήρησης, είτε λόγω τυχαίας βλάβης. Οι τυχαίες βλάβες έχουν πιο δυσμενή επίπτωση στην επάρκεια του συστήματος από ότι η προγραμματισμένη συντήρηση, καθώς και η εμφάνισή

τους αλλά και η διάρκειά τους έχουν απρόβλεπτο χαρακτήρα. Για το λόγο αυτό, η επίδραση της απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής λόγω τυχαίων βλαβών λαμβάνεται υπόψη με πιθανοτική προσομοίωση της λειτουργίας των μονάδων παραγωγής η οποία στηρίζεται σε κλασσικές τεχνικές τυχαίων μεταβλητών.

Πιο συγκεκριμένα, για κάθε σενάριο που εξετάζεται, προσομοιώνεται η λειτουργία του συστήματος παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη το στοχαστικό χαρακτήρα των τυχαίων βλαβών των μονάδων, για κάθε έτος του υπό εξέταση χρονικού ορίζοντα. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιείται λογισμικό το οποίο λαμβάνει υπόψη τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής⁴ καθώς και τις απαιτήσεις συντήρησης των μονάδων. Εξετάζεται κάθε έτος της υπό διερεύνηση περιόδου, με διακριτότητα μιας εβδομάδας ώστε να είναι δυνατή η ρεαλιστική μοντελοποίηση των περιόδων συντήρησης των μονάδων παραγωγής. Λεπτομέρειες για το μοντέλο προσομοίωσης του συστήματος δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V.

9.2.2 Κριτήριο Αξιοπιστίας

Όπως προαναφέρθηκε, είναι πρακτικά αδύνατο να εγγυηθεί κανείς ότι ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής θα μπορεί να ανταποκριθεί πλήρως στις ανάγκες της ζήτησης κάτω από οποιεσδήποτε συνθήκες. Συνεπώς είναι απαραίτητος ο καθορισμός του επιθυμητού επιπέδου αξιοπιστίας που θα πρέπει να εξασφαλίζει το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, ώστε το ρίσκο μη ικανοποίησης της ζήτησης να είναι ανεκτό τόσο από οικονομικής, όσο και από κοινωνικής άποψης. Το υιοθετούμενο κριτήριο επάρκειας θα πρέπει να είναι τέτοιο ώστε να επιτυγχάνεται ένας συμβιβασμός μεταξύ των απαιτήσεων ικανοποιητικής κάλυψης της ζήτησης (εν προκειμένω αξιοπιστίας) και απαιτούμενου κόστους για την κατασκευή νέων μονάδων παραγωγής.

Η ικανότητα του συστήματος να καλύψει ασφαλώς τις ανάγκες της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε συγκεκριμένη χρονική περίοδο (π.χ. ένα έτος) ιστορικά εκφράζεται μέσω διαφόρων δεικτών αξιοπιστίας, χαρακτηριστικότεροι των οποίων είναι:

- Η Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου (Loss of Load Probability – LOLP) σε ώρες ανά έτος (ή %) που εκφράζει τις ώρες του έτους για τις οποίες το συγκεκριμένο σύστημα παραγωγής δεν μπορεί να ικανοποιήσει πλήρως τη ζήτηση (ανεξαρτήτως του μεγέθους του ελλείμματος κάθε ώρας).
- Το Απορριπτόμενο φορτίο ή Αναμενόμενη Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια (Expected Unserved Energy - EUE). Ο δείκτης αυτός σε ετήσια βάση εκφράζει την ενέργεια (σε GWh) που αναμένεται να μη μπορεί να καλύψει το συγκεκριμένο σύστημα παραγωγής στη διάρκεια του έτους.

Πρέπει να σημειωθεί ότι για την αξιολόγηση της επάρκειας ενός συστήματος παραγωγής πρέπει να αξιολογούνται από κοινού οι προαναφερθέντες δείκτες. Εν γένει, η Αναμενόμενη Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια προσδιορίζει άμεσα την

⁴ Χρησιμοποιείται ο δείκτης FOR (Forced Outage Rate – Ρυθμός Μη Προγραμματισμένων Διακοπών, ΡΜΠΔ) που περιγράφει τις τυχαίες βλάβες

ικανότητα επάρκειας του συστήματος παραγωγής, ενώ η Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου αποτελεί ένδειξη του ποσοστού των ωρών κατά τη διάρκεια του έτους κατά τις οποίες δεν μπορεί να ικανοποιηθεί πλήρως η ζήτηση. Διεθνώς, τιμές του LOLP της τάξεως των ολίγων ωρών έως μιας μέρας ανά έτος θεωρούνται εν γένει ικανοποιητικές [19].

Για τους σκοπούς της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος θεωρούνται ως κατώφλι για τους δείκτες αξιοπιστίας οι παρακάτω τιμές:

- 0.5% του έτους (δηλαδή 44 ώρες ή μικρότερο) για το LOLP
- 0.15% της συνολικής ζήτησης για την Αναμενόμενη μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια

Οι δείκτες αξιοπιστίας προσδιορίζονται μέσω της ετήσιας πιθανοτικής προσομοίωσης λειτουργίας του συστήματος για κάθε υπό εξέταση σενάριο. Εάν η τιμή των δεικτών είναι χαμηλότερη από τα προαναφερόμενα όρια, το σύστημα παραγωγής θεωρείται επαρκές και συνεπώς δεν υπάρχει ανάγκη για πρόσθετη ισχύ. Αντίθετα, εάν δεν ικανοποιούνται τα προαναφερόμενα κριτήρια, οι προσομοιώσεις επαναλαμβάνονται με τη διαδοχική ένταξη νέου παραγωγικού δυναμικού, μέχρι την επίτευξη των κριτηρίων αξιοπιστίας για κάθε έτος.

9.2.3 Διαμόρφωση σεναρίων

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής επηρεάζεται από πλήθος παραμέτρων οι οποίες εμπεριέχουν σημαντικό βαθμό αβεβαιότητας. Στα πλαίσια της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος, η επίδραση των παραμέτρων αυτών λαμβάνεται υπόψη με την εξέταση εναλλακτικών σεναρίων. Στις παρακάτω ενότητες περιγράφεται ο τρόπος διαμόρφωσης των διαφόρων σεναρίων που αφορούν στην εξέλιξη των φορτίων, την ένταξη νέων μονάδων στο Σύστημα, την ετήσια υδραυλικότητα, τη διείσδυση μονάδων ΑΠΕ και τη συνεισφορά των διασυνδέσεων.

9.2.3.1 Εξέλιξη φορτίων

Η εξέλιξη των φορτίων αποτελεί ένα από τους σημαντικότερους παράγοντες που καθορίζουν την επάρκεια του Συστήματος. Η αβεβαιότητα σχετικά με την εξέλιξη της ζήτησης (ενέργειας και αιχμής) αντιμετωπίζεται με την εξέταση τριών σεναρίων: το 'Σενάριο Αναφοράς' στο οποίο θεωρείται ότι διατηρούνται οι τάσεις των τελευταίων ετών, καθώς και δύο εναλλακτικών σεναρίων 'Υψηλής Ζήτησης' και 'Χαμηλής Ζήτησης' όπου θεωρούνται υψηλότεροι και χαμηλότεροι ρυθμοί αντίστοιχα. Τα σενάρια αυτά προκύπτουν από τις σχετικές μελέτες πρόβλεψης φορτίου που εκπονεί σε ετήσια βάση ο Διαχειριστής του Συστήματος, οι βασικές αρχές των οποίων περιγράφονται στη συνέχεια.

Η πρόβλεψη ζήτησης ενέργειας αντιμετωπίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος με τη χρήση σεναρίων (εύλογες υποθέσεις σχετικά με το τι θα μπορούσε να συμβεί στο μέλλον βασισμένες στην προηγούμενη και τρέχουσα εμπειρία, αλλά και υποθέσεις σχετικά με το πως οι σχετικές τάσεις μπορεί να εξελιχθούν). Κάθε σενάριο εξέλιξης της ζήτησης θεωρείται ότι κυμαίνεται μεταξύ ενός άνω και κάτω ορίου. Τα όρια αυτά διαμορφώνονται υιοθετώντας λογικές

υποθέσεις, λαμβάνοντας υπόψη την αναμενόμενη εξέλιξη του ΑΕΠ καθώς και την τάση των περασμένων ετών.

Η πρόβλεψη της αιχμής παρουσιάζει εν γένει πολύ μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την πρόβλεψη της ζήτησης ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ζήτηση ισχύος, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες, οπότε εμφανίζεται η μέγιστη ετήσια αιχμή, εξαρτάται πολύ έντονα από τον καιρό και κυρίως από τη θερμοκρασία, αλλά και δευτερευόντως από τη διάρκεια των περιόδων υψηλών θερμοκρασιών. Η εν λόγω εξάρτηση φαίνεται να εντείνεται συνεχώς.

Η μεθοδολογία πρόβλεψης των μηνιαίων αιχμών στηρίζεται στην υπόθεση ότι για ένα συγκεκριμένο μήνα ότι οι οικονομικές δραστηριότητες παραμένουν πρακτικά σταθερές για όλες τις εργάσιμες ημέρες, οπότε είναι φανερό ότι από μέρα σε μέρα η ημερήσια αιχμή διαφοροποιείται κυρίως λόγω της επίδρασης της θερμοκρασίας. Για κάθε εργάσιμη ημέρα του μήνα η εμφανιζόμενη αιχμή θεωρείται ως άθροισμα ενός βασικού φορτίου (ανεξάρτητου της θερμοκρασίας) και ενός φορτίου εξαρτώμενου με τη θερμοκρασία. Ο διαχωρισμός της αιχμής σε εξαρτώμενη και μη εξαρτώμενη από τον καιρό συνιστώσα απαιτεί μια υπόθεση για την επίδραση της θερμοκρασίας στο φορτίο η οποία εκφράζεται μέσω κατάλληλων συναρτήσεων (μοντέλα φορτίου-καιρού). Τα μοντέλα αυτά καθορίζονται συσχετίζοντας ζήτηση με κατάλληλες καιρικές μεταβλητές. Αφού γίνει διαχωρισμός των δύο αυτών συνιστωσών για τα ιστορικά δεδομένα, κάθε συνιστώσα προεκβάλλεται χωριστά. Συνδυάζοντας τα αποτελέσματα της προεκβολής προκύπτει η πρόβλεψη της κατανομής της ημερήσιας αιχμής (μέση τιμή και τυπική απόκλιση) κατά τη διάρκεια ενός μήνα.

9.2.3.2 Ένταξη θερμικών μονάδων

Κρίσιμη παράμετρος κατά την εκτίμηση της επάρκειας ενός Συστήματος είναι το διαθέσιμο παραγωγικό δυναμικό. Για τους σκοπούς της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος εξετάζονται δύο σενάρια εξέλιξης του δυναμικού παραγωγής, τα οποία διαμορφώνονται λαμβάνοντας τις πλέον πρόσφατες πληροφορίες που βρίσκονται στη διάθεση του Διαχειριστή του Συστήματος σε σχέση με την ένταξη νέων θερμικών μονάδων αλλά και τυχόν σχέδια για απόσυρση παλαιών μονάδων.

Στο Βασικό Σενάριο λαμβάνονται υπόψη μόνο οι νέες θερμικές μονάδες που βρίσκονται σε στάδιο κατασκευής ή σε προχωρημένο στάδιο αδειοδότησης. Η αξιολόγηση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από το Βασικό Σενάριο μπορεί να θεωρηθεί ότι δίνει μια αρκετά ρεαλιστική απεικόνιση της κατάστασης του συστήματος παραγωγής για την υπό εξέταση περίοδο.

Επιπλέον, διαμορφώνεται και ένα πιο αισιόδοξο σενάριο, στο οποίο λαμβάνονται υπόψη και άλλες αδειοδοτημένες μονάδες, οι οποίες κάτω από ευνοϊκές συνθήκες εκτιμάται ότι θα μπορούσαν να τεθούν σε λειτουργία εντός της επόμενης πενταετίας.

9.2.3.3 Παραγωγή υδροηλεκτρικών μονάδων

Για τους σκοπούς της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος, οι κατανεμόμενες υδροηλεκτρικές μονάδες (εκτός των αντλητικών μονάδων) μοντελοποιούνται ως

μία ισοδύναμη μονάδα της οποίας η λειτουργία προσομοιώνεται με κατάλληλη τροποποίηση της Καμπύλης Διάρκειας Φορτίου (τεχνική αποκοπής αιχμών – Peak Shaving) κατά τρόπο ώστε η συνολικώς παραγόμενη ενέργεια από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς να αντιστοιχεί στην ενέργεια εκάστου σεναρίου υδραυλικότητας που εξετάζεται. Επίσης λαμβάνονται υπόψη οι απαραίτητες λειτουργικές εφεδρείες για τις ανάγκες δευτερεύουσας ρύθμισης.

Θεωρούνται τρία σενάρια υδραυλικότητας τα οποία αντιστοιχούν σε συνθήκες 'ξηρού', 'μέσου' και 'υγρού' έτους, ενώ σε κάθε σενάριο λαμβάνεται υπόψη η επιπλέον υδροηλεκτρική παραγωγή από τη λειτουργία των αντλητικών σταθμών, η οποία προσομοιώνεται από το πιθανοτικό μοντέλο προσομοίωσης (ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V).

9.2.3.4 Παραγωγή μονάδων ΑΠΕ

Διαμορφώνονται δύο σενάρια σχετικά με το βαθμό διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ στο Σύστημα. Στο Βασικό Σενάριο θεωρείται ότι οι ρυθμοί ένταξης νέων μονάδων ΑΠΕ διατηρούνται στα ίδια επίπεδα με τα προηγούμενα έτη, ενώ διαμορφώνεται και ένα πιο αισιόδοξο σενάριο στο οποίο θεωρείται ότι επιταχύνεται η ανάπτυξη (μεγαλύτερη διείσδυση μονάδων ΑΠΕ) ώστε να ικανοποιούνται οι Εθνικοί στόχοι.

Σε κάθε περίπτωση, για την προσομοίωση της λειτουργίας των μονάδων ΑΠΕ χρησιμοποιούνται ιστορικά δεδομένα λειτουργίας υφιστάμενων μονάδων ΑΠΕ, καθώς και τυπικές καμπύλες λειτουργίας αυτών ανά περιοχή διαμορφώνοντας έτσι τυπικές χρονοσειρές για την αναμενόμενη παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ. Η συνεισφορά των ΑΠΕ λαμβάνεται υπόψη τροποποιώντας τη χρονολογική καμπύλη φορτίων αφαιρώντας την ωριαία αναμενόμενη παραγωγή μονάδων ΑΠΕ.

9.2.3.5 Συνεισφορά διεθνών διασυνδέσεων

Στα πλαίσια της Μελέτης Επάρκειας διερευνάται η αυτάρκεια του Συστήματος, δηλαδή η ικανότητα του Συστήματος να καλύψει επαρκώς την προβλεπόμενη ζήτηση χωρίς συνεισφορά από τις διεθνείς διασυνδέσεις. Επιπλέον, παρουσιάζονται και ενδεικτικά αποτελέσματα σεναρίων αξιοποίησης των διασυνδέσεων για περιορισμένες εισαγωγές ή/και εξαγωγές. Στις πιθανοτικές προσομοιώσεις που πραγματοποιούνται στα πλαίσια της μελέτης αυτής, η λειτουργία των διασυνδέσεων μοντελοποιείται στοχαστικά.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

ΜΕΣΟΠΡΟΘΕΣΜΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΕΠΙΚΟΥΡΙΚΩΝ ΥΠΗΡΕΣΙΩΝ ΚΑΙ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΣΥΜΠΛΗΡΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προετοιμάζει και κοινοποιεί στη ΡΑΕ στο τέλος κάθε ημερολογιακού έτους, τον προγραμματισμό των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας του Συστήματος για την ικανοποίηση των αναγκών τουλάχιστον για το επόμενο ημερολογιακό έτος. Σε αυτή τη διαδικασία προγραμματισμού, ο Διαχειριστής του Συστήματος λαμβάνει υπόψη τα στοιχεία της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος και άλλες παρόμοιες μελέτες που προετοιμάζει. Οι λεπτομέρειες όσον αφορά τη μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό των αναγκών για Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια του Συστήματος καθώς και της διαθεσιμότητας ανά επιμέρους υπηρεσία, δίνονται στο παρόν τμήμα.

Ο υπολογισμός των αναγκών για Επικουρικές Υπηρεσίες, δηλαδή για Πρωτεύουσα και Δευτερεύουσα Εφεδρεία, καθώς και για Ρύθμιση Τάσεως, για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής γίνεται βάσει του κανονισμού της UCTE [20] (πλέον ENTSO-E). Από τις σχετικές προβλέψεις του κανονισμού αυτού προκύπτει ότι οι απαιτήσεις του Διαχειριστή του Συστήματος για κάθε Περίοδο Κατανομής είναι 80 MW Πρωτεύουσας Εφεδρείας και 600 MW Δευτερεύουσας Εφεδρείας. Συνεπώς, για ένα Έτος Αξιοπιστίας θα απαιτηθούν οι ακόλουθες ποσότητες:

- Πρωτεύουσα Εφεδρεία: 700.800 MWh
- Δευτερεύουσα Εφεδρεία : 5.256.000 MWh
- Ρύθμιση Τάσεως: 0 MVAR

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι

ΑΡΙΘΜΗΤΙΚΟ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ ΤΟΥ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΥ ΔΙΑΣΦΑΛΙΣΗΣ ΕΠΑΡΚΟΥΣ ΙΣΧΥΟΣ

Ι.1 Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται ένα αριθμητικό παράδειγμα εφαρμογής της πρώτης μεθόδου υπολογισμού του συντελεστή $EFOR_D$ που χρησιμοποιείται για τις Θερμικές Κατανεμόμενες Μονάδες (ενότητα 2.6.2.1). Στη συνέχεια δίνεται ο δημοσιευμένος από το Διαχειριστή του Συστήματος Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος για το Έτος Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007.

Ι.1.1 Υπολογισμός συντελεστών $EFOR_D$ για Θερμικές Κατανεμόμενες Μονάδες

Στο αριθμητικό παράδειγμα αυτό παρουσιάζεται ο υπολογισμός του συντελεστή $EFOR_D$ για μια νέα Θερμική Κατανεμόμενη Μονάδα, η οποία έχει συμπληρώσει δύο πλήρη Έτη Αξιοπιστίας από την εγγραφή της στο Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων.

Σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στην ενότητα 2.6.2.1.3, ο συντελεστής $EFOR_D$ υπολογίζεται σύμφωνα με τον τύπο:

$$EFOR_D = FNA \cdot EFOR_{D,calc} + (1 - FNA) \cdot CEFOR_D$$

Τα τηρούμενα από το Διαχειριστή του Συστήματος δεδομένα της Μονάδας κατά το πρώτο έτος λειτουργίας της δεν λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό του $EFOR_D$ και συνεπώς υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα λειτουργίας μόνο για ένα Έτος Αξιοπιστίας οπότε:

$$FNA = \frac{1}{3}$$

Επιπλέον, για τους σκοπούς αυτού του παραδείγματος γίνεται η υπόθεση ότι η Μονάδα εντάσσεται σε κατηγορία με $CEFOR_D = 5\%$.

Περίπτωση 1

Η Καθαρή Ισχύς (NCAP) της Μονάδας είναι 300 MW και η λειτουργία της κατά το δεύτερο Έτος Αξιοπιστίας χαρακτηρίστηκε από τα εξής γεγονότα:

- Μία (1) περίοδο προγραμματισμένης συντήρησης 15 ημερών (15x24=360 Περίοδοι Κατανομής)
- Πέντε (5) περιπτώσεις ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (βλάβη) συνολικής διάρκειας 1000 Περιοδών Κατανομής

- Μία περίπτωση μερικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας συνολικής διάρκειας 30 Περιόδων Κατανομής, με μέγιστη συνεχή ικανότητα παραγωγή ισχύος (CAP_h) 250 MW
- Τρεις (3) περιπτώσεις στις οποίες δεν εκδόθηκε εντολή κατανομής για τη μονάδα (λόγω ΗΕΠ) συνολικής διάρκειας 150 Περιόδων Κατανομής
- Μία (1) περίπτωση μείζονος βλάβης διάρκειας 100 ημερών ($100 \times 24 = 2400$ Περίοδοι Κατανομής)

Με βάση τα παραπάνω, τα οριζόμενα στην ενότητα 2.6.2.1 μεγέθη είναι:

Περίοδοι Κατανομής που δεν εξαιρούνται κατά τον υπολογισμό του $EFOR_D$, H	$H = 8760 - (360 + 2400) = 6000$
Περίοδοι Κατανομής Ολικής Απρόβλεπτης μη Διαθεσιμότητας, FOH	$FOH = 1000$
Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα δεν βρισκόταν σε κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας και κατά τις οποίες δεν εκδόθηκε Εντολή Κατανομής, RSH	$RSH = 150$
Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες μετρήθηκε κάποιο επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη Μονάδα, SH	$SH = H - FOH - RSH =$ $= 6000 - 1000 - 150 = 4850$
Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα δεν βρισκόταν σε κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας, AH	$AH = H - FOH =$ $= 6000 - 1000 = 5000$
Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα βρισκόταν σε κατάσταση μερικής ή ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας, EFOH (Σημειώνεται ότι στις Περιόδους Κατανομής που δεν εκδόθηκε εντολή κατανομής για τη μονάδα RSH, το CAP_h θεωρείται ίσο με τη δήλωση που υποβλήθηκε στα πλαίσια του ΗΕΠ την προηγούμενη ημέρα. Για το παράδειγμα αυτό έχει υποτεθεί ότι ισούται με το NCAP.)	$EFOH = \sum_{h \in H} \frac{NCAP - CAP_h}{NCAP} = H - \sum_{h \in H} \frac{CAP_h}{NCAP} =$ $= H - \sum_{h=1}^{FOH} \frac{0}{NCAP} - \sum_{h=1}^{AH} \frac{CAP_h}{NCAP} =$ $= H - 0 - \sum_{h=1}^{RSH} \frac{CAP_h}{NCAP} - \sum_{h=1}^{SH} \frac{CAP_h}{NCAP} =$ $= 6000 - \sum_{h=1}^{150} \frac{300}{300} - \sum_{h=1}^{4850-30} \frac{300}{300} - \sum_{h=1}^{30} \frac{250}{300} =$ $= 6000 - 150 - 4820 - 25 = 1005$
ο αριθμός των διαφορετικών Δηλώσεων Ολικής Μη Διαθεσιμότητας που υποβλήθηκαν για τη Μονάδα στο πλαίσιο του ΗΕΠ, nr	$nr = 5$
η μέση χρονική διάρκεια ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας, r	$r = \frac{FOH}{nr} = \frac{1000}{5} = 200$

ο αριθμός των Εντολών Κατανομής Συγχρονισμού που εκδόθηκαν για τη Μονάδα, nT	$nT = 1 + 5 + 3 + 1 = 10$ (Έχει υποτεθεί ότι η μονάδα συμμορφώθηκε με όλες τις εντολές κατανομής. Γενικά $nT \geq nD$)
η μέση χρονική διάρκεια αναμονής μεταξύ διαφορετικών κλήσεων της Μονάδας σε λειτουργία, T	$T = \frac{RSH}{nT} = \frac{150}{10} = 15$
ο αριθμός των Εντολών Κατανομής Συγχρονισμού που εκδόθηκαν για τη Μονάδα και με τις οποίες συμμορφώθηκε η Μονάδα Παραγωγής, nD	$nD = 1 + 5 + 3 + 1 = 10$
ο μέσος χρόνος λειτουργίας της Μονάδας, D	$D = \frac{SH}{nD} = \frac{4850}{10} = 485$
ολικός συντελεστής f_f	$f_f = \frac{\frac{1}{r} + \frac{1}{T}}{\frac{1}{r} + \frac{1}{T} + \frac{1}{D}} = \frac{\frac{1}{200} + \frac{1}{15}}{\frac{1}{200} + \frac{1}{15} + \frac{1}{485}} = 0,972$
μερικός συντελεστής f_p	$f_p = \frac{SH}{AH} = \frac{4850}{5000} = 0,97$

Χρησιμοποιώντας τις ως άνω αριθμητικές τιμές, προκύπτει:

$$EFOR_{D,calc} = \frac{f_f \cdot FOH + f_p \cdot (EFOH - FOH)}{SH + f_f \cdot FOH} = \frac{0,972 \cdot 1000 + 0,97 \cdot (1005 - 1000)}{4850 + 0,972 \cdot 1000} = 0,16778$$

και συνεπώς:

$$EFOR_D = \frac{1}{3} \cdot 0,16778 + \frac{2}{3} \cdot 0,05 = 0,08926 \text{ ή } 8,926\%$$

Η Διαθέσιμη Ισχύς (UCAP) της εν λόγω μονάδας θα είναι:

$$UCAP = NCAP \times (1 - EFOR_D) = 300 \times (1 - 0,08926) = 273,222 \text{ MW}$$

Περίπτωση 2

Η Καθαρή Ισχύς (NCAP) Μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου (με δύο αεριοστροβίλους) είναι 300 MW. Η λειτουργία της κατά το δεύτερο Έτος Αξιοπιστίας χαρακτηρίστηκε από τα εξής γεγονότα:

- Μία (1) περίοδο προγραμματισμένης συντήρησης 15 ημερών (15x24=360 Περίοδοι Κατανομής) όλης της Μονάδας
- Πέντε (5) περιπτώσεις ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (βλάβη) συνολικής διάρκειας 1000 Περιόδων Κατανομής (όλη η Μονάδα εκτός λειτουργίας)
- Μία περίπτωση μερικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (βλάβη ενός αεριοστροβίλου), συνολικής διάρκειας 10 Περιόδων Κατανομής

- Μία περίπτωση στην οποία δεν εκδόθηκε εντολή κατανομής για έναν αεριοστροβίλο της μονάδας (λόγω ΗΕΠ) συνολικής διάρκειας 50 Περιόδων Κατανομής
- Μία (1) περίπτωση μείζονος βλάβης ενός αεριοστροβίλου διάρκειας 100 ημερών (100x24=2400 Περίοδοι Κατανομής)

Σύμφωνα με την ενότητα 2.6.1 ορίζεται η Καθαρή Ισχύς των δύο λειτουργικών καταστάσεων της Μονάδας:

- Λειτουργική Κατάσταση 2: Δύο αεριοστροβίλοι σε λειτουργία (πλήρης λειτουργία)

$$NCAP_2 = \frac{2}{2} \cdot NCAP_{ST} + 2 \cdot NCAP_{GT} = NCAP$$

- Λειτουργική Κατάσταση 1: Μόνο ένας αεριοστροβίλος σε λειτουργία

$$NCAP_1 = \frac{1}{2} \cdot NCAP_{ST} + 1 \cdot NCAP_{GT} = \frac{1}{2} NCAP$$

Τα οριζόμενα στην ενότητα 2.6.2.1 μεγέθη είναι:

Περίοδοι Κατανομής που δεν εξαιρούνται κατά τον υπολογισμό του EFOR _D , H	H = 8760 – 360 = 8400 από τις οποίες: H ₁ = 2400 οι Περίοδοι Κατανομής Μείζονος Βλάβης του ενός αεριοστροβίλου για τις οποίες NCAP = NCAP ₁ H ₂ = 8400 – H ₁ = 6000 , NCAP = NCAP ₂
Περίοδοι Κατανομής Ολικής Απρόβλεπτης μη Διαθεσιμότητας, FOH	FOH = 1000
Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα δεν βρισκόταν σε κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας και κατά τις οποίες δεν εκδόθηκε Εντολή Κατανομής, RSH	RSH = 0
Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες μετρήθηκε κάποιο επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη Μονάδα, SH	SH = H – FOH – RSH = = 8400 – 1000 – 0 = 7400
Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα δεν βρισκόταν σε κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας, AH	AH = H – FOH = = 8400 – 1000 = 7400
Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα βρισκόταν σε κατάσταση μερικής ή ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας, EFOH (Σημειώνεται ότι για λόγους ευκολίας, σε όλες τις περιπτώσεις έχει θεωρηθεί CAP _h =	$EFOH = \sum_{h \in H} \frac{NCAP - CAP_h}{NCAP} =$ $= \sum_{h \in H_1} \frac{NCAP_1 - CAP_h}{NCAP_1} + \sum_{h \in H_2} \frac{NCAP_2 - CAP_h}{NCAP_2} =$

NCAP)	$= H_1 + H_2 - \sum_{h \in H_1} \frac{CAP_h}{NCAP_1} - \sum_{h \in H_2} \frac{CAP_h}{NCAP_2} =$ $= H - \sum_{h=1}^{2400} \frac{NCAP_1}{NCAP_1} - \sum_{h=1}^{FOH} \frac{0}{NCAP_2} - \sum_{h=1}^{10} \frac{NCAP_1}{NCAP_2}$ $- \sum_{h=1}^{50} \frac{NCAP_2}{NCAP_2} - \sum_{h=1}^{H_2 - FOH - 10 - 50} \frac{NCAP_2}{NCAP_2} =$ $= 8400 - 2400 - 0 - 10 \cdot \frac{1}{2} - 50$ $- (6000 - 1000 - 10 - 50) = 1005$
ολικός συντελεστής f_f	$f_f = 1$, αφού $RSH = 0$
μερικός συντελεστής f_p	$f_p = \frac{SH}{AH} = \frac{7400}{7400} = 1$

Χρησιμοποιώντας τις ως άνω αριθμητικές τιμές, προκύπτει:

$$EFOR_{D,calc} = \frac{f_f \cdot FOH + f_p \cdot (EFOH - FOH)}{SH + f_f \cdot FOH} = \frac{1 \cdot 1000 + 1 \cdot (1005 - 1000)}{7400 + 1 \cdot 1000} = 0,11964$$

και συνεπώς:

$$EFOR_D = \frac{1}{3} \cdot 0,11964 + \frac{2}{3} \cdot 0,05 = 0,07321 \text{ ή } 7,321\%$$

Η Διαθέσιμη Ισχύς (UCAP) της εν λόγω μονάδας θα είναι:

$$UCAP = NCAP \times (1 - EFOR_D) = 300 \times (1 - 0,07321) = 278,037 \text{ MW}$$

1.1.2 Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος για το Έτος Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007

Στον επόμενο Πίνακα δίνεται ο Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος για το Έτος Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007, όπως αυτός δημοσιεύτηκε στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.

Πιν.11. Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος για το Έτος Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007

Α.α	ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (NCAP) (MW)	ΕΦΟΡ ₀ (%)	ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ (UCAP) (MW)	Περίοδος Μείζονος Βλάβης που εξαιρούνται κατά τον υπολογισμό του ΕΦΟΡ ₀ (Αριθμ 219)	ΕΦΟΡ _{ΕΠΙΛΗΠ} * (%)	Μέσο ΕΦΟΡ ₀ ανά κατηγορία Μονάδων (%)
1	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Ι	274	7.269	254.08			
2	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙ	274	10.063	246.43			
3	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙΙ	283	8.684	258.42			
4	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙV	283	4.407	270.53			
5	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ V	342	4.645	326.11			
6	ΑΜΥΝΤΑΙΟ Ι	273	7.945	251.51			
7	ΑΜΥΝΤΑΙΟ ΙΙ	273	5.618	257.66			
8	ΜΕΛΙΤΗ	292,1	8.931	266.01			
9	ΚΑΡΔΙΑ Ι	275	5.801	259.05			
10	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙ	275	5.757	259.17			
11	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙΙ	300	9.882	270.35	15/3/2003-21/9/2003	21.326	11,71
12	ΚΑΡΔΙΑ ΙV	300	17.704	246.89			
13	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ Ι	64	27.675	46.29	21/9/2004-28/3/2005	40.366	
14	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙΙ	116	25.454	86.47			
15	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙΙΙ	116	17.419	95.79			
16	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙV	274	23.127	210.63			
17	ΑΠΠΟΛ	38	6.420	35.56			
18	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ Ι	113	25.635	84.03			
19	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙΙ	113	18.485	92.11			
20	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙΙΙ	270	26.672	197.99			
21	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙV	260	11.475	230.17			
22	ΑΛΙΒΕΡΙ ΙΙΙ	144	3.253	139.32			
23	ΑΛΙΒΕΡΙ ΙV	144	2.497	140.40			
24	ΛΑΥΡΙΟ Ι	143	6.457	133.77			8,16
25	ΛΑΥΡΙΟ ΙΙ	287	14.313	245.92			
26	Μ.Σ.Κ. ΛΑΥΡΙΟΥ ΙΙΙ	173,4	10.669	154.90	Α.Σ.Ι 17/2/03-5/8/03 Α.Σ.Ι 17/04/24/04 Α.Σ.Ι 9/9/05-31/12/05	27.918	6,17
27	Μ.Σ.Κ. ΛΑΥΡΙΟΥ ΙV	550,2	5.255	521.28			
28	Μ.Σ.Κ. ΛΑΥΡΙΟΥ V	377,66	5.670	356,25			
29	ΚΟΜΟΤΗΝΗ	476,3	5.996	447,74			
30	ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ 8	151	11.549	133,56	1/1/2003-10/5/2003	29,750	5,69
31	ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ 9	188	6.401	175,97			
32	ΑΓΡΑΣ	50	60.920	19,54			
33	ΑΣΩΜΑΤΑ	108	13.428	93,50			
34	ΑΘΩΣ	210	11.042	186,81			
35	ΕΔΕΣΣΑΙΟΣ	19	29.836	13,33			
36	ΘΗΛΑΥΡΟΣ	128	3.767	123,18			
37	ΘΗΛΑΥΡΟΣ 1	128	4.287	122,51			
38	ΘΗΛΑΥΡΟΣ 3	128	4.501	122,24			
39	ΚΑΣΤΡΑΚΙ	320	14.203	274,55			
40	ΚΡΕΜΑΣΤΑ	437,2	10.711	390,37			12,67
41	ΛΑΔΩΝΑΣ	70	12.048	61,57			
42	ΠΑΛΑΤΗΡΑΣ	129,9	12.263	113,97			
43	ΠΑΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ	116	12.805	101,15			
44	ΠΟΛΥΦΥΤΟ	375	15.789	215,79			
45	ΠΟΥΡΝΑΡΙ	300	10.777	267,67			
46	ΠΟΥΡΝΑΡΙ 2	33,6	9.480	30,41			
47	ΣΤΡΑΤΟΣ 1	150	10.783	133,83			
48	ΣΦΗΚΙΑ	315	11.443	278,95			
49	ΕΝ.ΘΕΣ	389,38	5.670	367,30			5,67
50	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	147,762	10.223	132,66			10,22

* ΕΦΟΡ_{ΕΠΙΛΗΠ}: Η τιμή του συντελεστή ΕΦΟΡ₀ που προκύπτει αν δεν εξαιρεθούν οι Περίοδοι Μείζονος Βλάβης

1.2 Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται ο υπολογισμός της αριθμητικής τιμής του Συντελεστή Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής, όπως αυτή εγκρίθηκε για το Έτος Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007, με την υπ' αριθ. Δ5/ΗΛΒ/Φ1/1881/20136/09-10-2006 απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης.

Όπως παρουσιάστηκε στην ενότητα 4.6.2, το πρώτο βήμα για τον υπολογισμό του Συντελεστή Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής είναι ο καθορισμός της απαραίτητης Διαθέσιμης Ισχύος ($UCAP_{nec}$) η οποία εξασφαλίζει ένα αποδεκτό επίπεδο επάρκειας του συστήματος για το εν λόγω Έτος Αξιοπιστίας. Για το σκοπό αυτό πραγματοποιήθηκε ετήσια πιθανοτική προσομοίωση του συστήματος παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη το βασικό σενάριο προβλέψεων του ΔΕΣΜΗΕ για την εξέλιξη της ετήσιας αιχμής του φορτίου και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, χαμηλή ετήσια υδραυλικότητα και ένα τυπικό σενάριο αξιοποίηση των διεθνών διασυνδέσεων για εισαγωγές και εξαγωγές. Θεωρώντας ως ικανοποιητικό κριτήριο αξιοπιστίας ο δείκτης LOLP να μην υπερβαίνει το 0,5% ετησίως, προέκυψε ότι η απαραίτητη ισχύς είναι:

$$NCAP_{nec} = 11498 \text{ MW}$$

Και συνεπώς η απαραίτητη Διαθέσιμη Ισχύς ($UCAP_{nec}$) θα είναι:

$$UCAP_{nec} = NCAP_{nec} \cdot (1 - EFOR_{D, Sys}) = 11498 \cdot (1 - 0,10667) = 10271 \text{ MW}$$

όπου $EFOR_{D, Sys} = 10,667\%$, είναι ο μέσος συντελεστής $EFOR_D$ του Συστήματος, όπως αυτός προκύπτει από τον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος (Πιν.11).

Δεδομένου ότι η αιχμή του προηγούμενου Έτους Αξιοπιστίας ήταν 9961 MW, χωρίς να έχουν πραγματοποιηθεί περικοπές φορτίου, ο Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής προκύπτει:

$$\Sigma\text{ΕΠ}\Delta^N = \frac{UCAP_{nec}}{M\Omega\Sigma^{N-1} + \Pi\Phi^{N-1}} = \frac{10271}{9961} = 1.031$$

1.3 Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται ο υπολογισμός των Ώρων Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007, βάσει της μεθοδολογίας της ενότητας 4.6.1, όπως αυτές δημοσιεύτηκαν στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.

Για τον προσδιορισμό των Ώρων Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007, λήφθηκε υπόψη η απόφαση της ΡΑΕ 170/2007 σύμφωνα με την οποία:

- Για τον υπολογισμό της βραχυχρονίως πραγματικά διαθέσιμης ισχύος των θερμικών μονάδων παραγωγής λαμβάνονται υπόψη η Καθαρή Ισχύς της Μονάδας, καθώς και:
 - Το πρόγραμμα συντήρησης των μονάδων και οι απρόβλεπτες βλάβες που εμφανίστηκαν

- Ο βραχυχρόνιος Ρυθμός Μη Προβλεπόμενων Διακοπών λαμβάνεται ίσος με 3%
- Η απομείωση της διαθέσιμης ισχύος της μονάδας κατά τους θερινούς μήνες λαμβάνεται ίση με 3% για λιγνιτικές μονάδες, 1% για πετρελαϊκές μονάδες και 10% για μονάδες φυσικού αερίου.
- Ως εκτιμώμενη δυνατότητα παραγωγής κάθε Υδροηλεκτρικής Μονάδας χρησιμοποιείται η Μηνιαία Διαθέσιμη Ισχύς (UCAP) των Υδροηλεκτρικών Μονάδων (Πιν.12) η οποία υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στην ενότητα 2.6.2.2 για κάθε μήνα του έτους.
- Η συνολική εκτιμώμενη δυνατότητα των καθαρών εισαγωγών λαμβάνεται ίση με 400 MW.
- Η προσαύξηση της συνολικής ωριαίας ζήτησης του Συστήματος που μετρήθηκε κατά την απαιτούμενη ποσότητα Πρωτεύουσας και Δευτερεύουσας εφεδρείας λαμβάνεται ίση με 650 MW.

Με βάση τα παραπάνω, η βραχυχρονίως πραγματικά διαθέσιμη ισχύς κάθε Μονάδας Παραγωγής δίνεται από τη σχέση:

$$UCAP_i^* = NCAP_i \cdot (1 - FOR_{short}) \cdot (1 - R_{summer})$$

όπου:

$NCAP_i$	η Καθαρή Ισχύς της Μονάδας i , όπως δημοσιεύεται στον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος
FOR_{short}	ο βραχυχρόνιος Ρυθμός Μη Προβλεπομένων Διακοπών
R_{summer}	η απομείωση της διαθέσιμης ισχύος της μονάδας κατά τους θερινούς μήνες, δηλαδή από την 1η Ιουνίου έως την 31η Αυγούστου

Εν συνεχεία, εφαρμόζεται ο μαθηματικός τύπος για τον υπολογισμό της Διαθέσιμης Εφεδρείας R_h .

$$R_h = \sum_{i \in TH_h} (UCAP_i^* \times (1 - lossf_{i,h})) + \sum_{i \in HD_h} (HYD_{i,h}^* \times (1 - lossf_{i,h})) + \sum_{i \in IM_h} (IMP_{i,h}^* \times (1 - lossf_{i,h})) - LOAD_h - PUMP_h + (8100 \times INC_{2005-6}^N - NewNCAP_{2005-6}^N) \times 0,8$$

όπου $INC_{2005-6}^N = 2,79$ και $NewNCAP_{2005-6}^N = 0$

Στον Πιν.13 δίνονται οι Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007, ενώ στον Πιν.14 η Διαθέσιμη Εφεδρεία R_h για κάθε Ώρα Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου.

Πιν.12. Μηνιαία Διαθέσιμη Ισχύς Υδροηλεκτρικών Μονάδων

Κατηγορία Ισχύος (NCAP)	Μηνιαία Διαθέσιμη Ισχύς (GCA)												
	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μάιος	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ	
	(MW)												
ΑΓΡΑΣ	50	17,20	17,46	15,76	13,27	14,01	17,16	18,53	17,19	15,38	14,79	16,15	16,42
ΕΝΣΕΒΑΡΩΣ	19	12,24	12,79	12,05	10,48	9,99	10,93	11,75	11,13	8,26	10,34	10,70	11,95
ΑΣΦΑΔΑ	108	79,42	76,30	70,63	70,69	76,89	74,59	79,59	62,62	68,50	52,65	61,24	65,74
ΚΑΣΤΡΑΚΙ	329	221,50	243,55	235,76	209,67	201,12	223,72	223,48	212,63	194,34	192,99	217,58	218,56
ΚΡΕΜΑΣΤΑ	437,2	331,78	347,10	329,19	298,38	267,92	322,43	351,51	349,68	319,95	280,84	317,32	349,99
ΑΛΔΩΝΑΣ	70	53,11	54,69	53,15	47,64	46,88	57,17	59,24	59,81	51,72	45,78	49,43	52,33
ΠΟΥΦΟΥΤΟ	375	271,13	275,80	265,31	290,32	236,65	262,59	284,05	268,48	223,89	121,19	144,78	241,49
ΠΟΥΡΝΑΡΙ	309	243,43	233,46	247,94	199,98	211,73	142,13	136,96	135,59	208,05	189,23	222,84	251,96
ΠΟΥΡΝΑΡΙ 2	33,6	28,21	28,22	27,96	23,71	22,21	21,58	20,17	21,12	22,31	19,99	22,78	25,22
ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ	129,9	65,74	67,41	73,07	77,34	76,85	106,66	111,20	112,39	81,88	56,28	75,47	79,96
ΑΔΟΣ	210	115,11	130,17	158,41	161,20	139,65	129,65	142,54	92,84	112,23	99,93	95,38	131,42
ΕΦΗΚΙΑ	315	246,62	241,87	198,13	196,58	200,46	238,49	234,19	242,58	237,47	217,23	229,21	256,07
ΣΤΡΑΤΟΣ 1	159	118,40	130,52	121,99	108,52	102,98	106,29	101,15	127,79	99,47	99,51	120,89	122,13
ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΧΗ	116	90,24	89,98	86,88	78,83	78,54	93,07	83,86	74,65	78,70	66,12	87,28	92,29
ΘΗΣΑΥΡΟΣ	384	324,69	329,99	304,61	278,90	284,67	336,94	353,98	357,73	318,03	277,03	301,93	326,78

Πιν.14. Διαθέσιμη Εφεδρεία R_h για κάθε Ωρα Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας του Έτους Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007

Ημερομηνία	Ωρα	$\Sigma UCAP^5$	$\Sigma HYDRO$	ΣIMP	$PUMP_h$	$LOAD_h$	R_h
		(MW)					
Οκτώβριος							
14/10/2006	20	4882,3	1881,0	389,6	0	7337,2	-3,6
	21	4882,3	1881,0	389,6	0	7383,8	-50,2
31/10/2006	19	5489,4	1877,1	388,8	0	8333,2	-397,1
	20	5489,4	1877,1	388,8	0	8308,0	-371,9
	21	5484,3	1876,1	388,4	0	8164,2	-234,6
Νοέμβριος							
3/11/2006	19	5589,6	2114,1	387,2	0	8538,9	-267,2
	20	5589,6	2114,1	387,2	0	8534,9	-263,2
	21	5606,8	2122,9	388,8	0	8421,2	-121,9
4/11/2006	19	5402,9	2122,9	388,8	0	8420,8	-325,4
	20	5402,9	2122,9	388,8	0	8439,7	-344,4
	21	5397,9	2121,7	388,4	0	8149,6	-60,7
6/11/2006	19	5440,7	2122,9	388,8	0	8467,4	-334,2
	20	5440,7	2122,9	388,8	0	8477,2	-344,1
	21	5440,7	2122,9	388,8	0	8335,8	-202,6
7/11/2006	19	5374,8	2122,9	388,8	0	8451,7	-384,4
	20	5374,8	2122,9	388,8	0	8472,9	-405,6
	21	5374,8	2122,9	388,8	0	8386,6	-319,3
8/11/2006	19	5461,8	2121,7	388,4	0	8261,2	-108,4
	20	5461,8	2121,7	388,4	0	8211,5	-58,8
10/11/2006	19	5352,2	2121,7	388,4	0	8186,9	-143,8
	20	5352,2	2121,7	388,4	0	8141,3	-98,2
11/11/2006	19	5352,2	2121,7	388,4	0	8086,5	-43,4
	20	5352,2	2121,7	388,4	0	8046,8	-3,6
14/11/2006	19	5841,9	2114,1	387,2	0	8534,8	-10,9
16/11/2006	19	5590,5	2122,9	388,8	0	8405,7	-122,8
	20	5590,5	2122,9	388,8	0	8331,3	-48,4
17/11/2006	19	5479,5	2121,7	388,4	0	8255,9	-85,5
	20	5479,5	2121,7	388,4	0	8204,9	-34,5
24/11/2006	19	5397,7	2122,9	388,8	0	8281,5	-191,3
	20	5392,8	2121,7	388,4	0	8181,6	-97,8
Δεκέμβριος							
12/12/2006	18	5463,6	2376,3	388,8	0	8482,3	-72,9
	19	5445,9	2366,5	387,2	0	8744,4	-364,1
	20	5445,9	2366,5	387,2	0	8697,4	-317,1

$$^5 \Sigma UCAP = \sum_{i \in TH_h} (UCAP_i^* \times (1 - lossf_{i,h})), \quad \Sigma HYDRO = \sum_{i \in HD_h} (HYD_{i,h}^* \times (1 - lossf_{i,h})),$$

$$\Sigma IMP = \sum_{i \in IM_h} (IMP_{i,h}^* \times (1 - lossf_{i,h})), \quad INC_{2005-6}^N = 2,79\% \quad , \quad NewNCAP_{2005-6}^N = 0 \text{ MW}$$

		$\Sigma UCAP$	$\Sigma HYDRO$	ΣIMP	$PUMP_i$	$LOAD_i$	R_i
Ημερομηνία	Ωρα	(MW)					
	21	5445,9	2366,5	387,2	0	8547,0	-166,7
27/12/2006	19	5652,4	2365,3	387,2	0	8925,7	-340,0
	20	5652,4	2365,3	387,2	0	8915,3	-329,6
	21	5652,8	2366,5	387,2	0	8771,0	-183,7
Ιανουάριος							
15/1/2007	20	5389,8	2384,9	388,0	0	8383,5	-40,0
Ιούνιος							
18/6/2007	13	6121,7	2317,3	388,4	0	9140,9	-132,7
	14	6121,7	2317,3	388,4	0	9275,4	-267,1
	15	6121,7	2317,3	388,4	0	9174,4	-166,2
19/6/2007	12	6416,8	2317,9	388,0	0	9387,0	-83,4
	13	6416,2	2316,9	388,0	0	9655,8	-353,9
	14	6416,2	2316,9	388,0	0	9774,5	-472,6
	15	6416,2	2316,9	388,0	0	9582,3	-280,4
20/6/2007	12	6484,0	2316,9	388,0	0	9657,9	-288,2
	13	6486,1	2316,9	388,0	0	9852,5	-480,7
	14	6486,1	2316,9	388,0	0	9992,4	-620,6
	15	6486,1	2316,9	388,0	0	9916,5	-544,7
	16	6484,7	2317,9	388,0	0	9523,3	-151,9
21/6/2007	12	6679,4	2316,9	388,0	0	9797,6	-232,4
	13	6676,1	2316,6	387,6	0	10091,5	-530,5
	14	6676,1	2316,6	387,6	0	10157,9	-596,8
	15	6679,4	2316,9	388,0	0	9977,7	-412,5
	16	6677,4	2316,9	388,0	0	9725,7	-162,6
22/6/2007	13	6942,4	2316,6	387,6	0	10039,6	-212,2
	14	6942,4	2316,6	387,6	0	10191,5	-364,1
	15	6942,4	2316,6	387,6	0	10130,1	-302,7
	16	6946,0	2316,9	388,0	0	9872,6	-40,8
25/6/2007	10	6829,9	2316,9	388,0	0	9739,0	-23,4
	11	6828,5	2316,6	387,6	0	10196,0	-482,6
	12	6824,3	2315,2	387,2	0	10492,6	-785,1
	13	6819,4	2312,8	386,8	0	10755,1	-1055,3
	14	6815,8	2309,5	386,4	0	10920,6	-1228,1
	15	6815,8	2309,5	386,4	0	10826,8	-1134,3
	16	6819,4	2312,8	386,8	0	10529,4	-829,6
	17	6824,3	2315,2	387,2	0	10334,4	-626,9
	18	6828,5	2316,6	387,6	0	10220,5	-507,1
	19	6828,5	2316,6	387,6	0	10157,0	-443,6
	20	6832,0	2316,9	388,0	0	10015,8	-298,2
	21	6832,0	2316,9	388,0	0	9822,3	-104,6
	22	6832,0	2316,9	388,0	0	10007,6	-289,9
	23	6832,0	2316,9	388,0	0	9919,3	-201,6

Ημερομηνία	Ωρα	ΣUCAP	ΣHYDRO	ΣIMP	PUMP _h	LOAD _h	R _h
		(MW)					
26/6/2007	10	6448,7	2316,6	387,6	0	10043,9	-710,3
	11	6444,7	2315,2	387,2	0	10366,8	-1038,8
	12	6440,1	2312,8	386,8	0	10647,6	-1327,1
	13	6436,7	2309,5	386,4	0	10873,6	-1560,3
	14	6427,4	2304,7	385,6	0	11061,1	-1762,6
	15	6440,1	2312,8	386,8	0	10748,8	-1428,3
	16	6440,1	2312,8	386,8	0	10634,4	-1313,9
	17	6440,1	2312,8	386,8	0	10595,2	-1274,7
	18	6440,1	2312,8	386,8	0	10573,4	-1252,9
	19	6440,1	2312,8	386,8	0	10620,4	-1299,9
	20	6440,1	2312,8	386,8	0	10598,0	-1277,5
	21	6444,7	2315,2	387,2	0	10450,9	-1123
	22	6440,1	2312,8	386,8	0	10578,3	-1257,8
	23	6444,7	2315,2	387,2	0	10338,3	-1010,3
	24	6451,9	2316,9	388,0	0	9909,1	-571,5
27/6/2007	10	6837,6	2316,6	387,6	0	10169,6	-447,1
	11	6833,4	2315,2	387,2	0	10470,9	-754,3
	12	6828,5	2312,8	386,8	0	10747,9	-1039
	13	6824,9	2309,5	386,4	0	10898,8	-1197,2
	14	6815,1	2304,7	385,6	0	11060,3	-1374
	15	6824,9	2309,5	386,4	0	10975,7	-1274,2
	16	6824,9	2309,5	386,4	0	10795,6	-1094
	17	6828,5	2312,8	386,8	0	10570,4	-861,5
	18	6833,4	2315,2	387,2	0	10483,2	-766,6
	19	6833,4	2315,2	387,2	0	10388,1	-671,5
	21	6839,0	2316,9	388,0	0	9730,8	-6,1
	22	6837,6	2316,6	387,6	0	10080,1	-357,6
	23	6837,6	2316,6	387,6	0	10041,1	-318,6
28/6/2007	10	6837,6	2316,6	387,6	0	10027,2	-304,7
	11	6837,6	2316,6	387,6	0	10246,6	-524,1
	14	6833,4	2315,2	387,2	0	10361,8	-645,2
	15	6833,4	2315,2	387,2	0	10371,7	-655,1
	16	6833,4	2315,2	387,2	0	10408,0	-691,5
	17	6837,6	2316,6	387,6	0	10273,9	-551,4
	18	6837,6	2316,6	387,6	0	10152,8	-430,2
	19	6837,6	2316,6	387,6	0	10104,6	-382,0
	20	6839,0	2316,9	388,0	0	9733,4	-8,6
29/6/2007	10	6261,2	2317,9	388,0	0	9473,6	-325,7
	11	6260,7	2316,9	388,0	0	9655,5	-509,0
	12	6262,4	2316,9	388,0	0	9906,4	-758,2
	13	6258,7	2316,6	387,6	0	10127,3	-983,7
	14	6258,7	2316,6	387,6	0	10180,7	-1037
	15	6258,7	2316,6	387,6	0	10072,9	-929,2
	16	6262,4	2316,9	388,0	0	9870,6	-722,4
	17	6260,7	2316,9	388,0	0	9585,1	-438,6
	18	6260,7	2316,9	388,0	0	9543,8	-397,4
	19	6261,2	2317,9	388,0	0	9494,5	-346,7

Ημερομηνία	Ωρα	ΣUCAP	ΣHYDRO	ΣIMP	PUMP _i	LOAD _i	R _i
		(MW)					
	20	6261,2	2317,9	388,0	0	9275,9	-128,0
	21	6262,7	2317,3	388,4	0	9167,2	-18,1
	22	6262,7	2317,3	388,4	0	9174,8	-25,6
30/6/2007	12	5756,4	2315,3	388,4	0	8766,1	-125,3
	13	5752,9	2315,3	388,4	0	8895,7	-258,3
	14	5752,9	2315,3	388,4	0	8848,7	-211,3
Ιούλιος							
2/7/2007	14	6566,3	2353,9	388,0	0	9548,3	-59,3
9/7/2007	10	6014,6	2355,3	388,4	0	9070,8	-131,8
	11	6013,1	2354,9	388,0	0	9386,7	-449,9
	12	6012,4	2353,9	388,0	0	9646,6	-711,5
	13	6014,1	2353,9	388,0	0	9851,9	-915,1
	14	6014,1	2353,9	388,0	0	9963,0	-1026,2
	15	6014,1	2353,9	388,0	0	9836,0	-899,3
	16	6012,4	2353,9	388,0	0	9562,1	-627
	17	6012,4	2353,9	388,0	0	9315,0	-379,9
	18	6014,6	2355,3	388,4	0	9196,8	-257,7
	19	6015,3	2356,3	388,4	0	9160,1	-219,4
	20	6015,3	2356,3	388,4	0	9078,1	-137,4
	21	6015,3	2356,3	388,4	0	9009,9	-69,1
	22	6013,1	2354,9	388,0	0	9342,7	-405,8
	23	6014,6	2355,3	388,4	0	9045,2	-106,2
10/7/2007	11	6681,3	2353,9	388,0	0	9664,9	-60,9
	12	6683,4	2353,9	388,0	0	9879,2	-273,2
	13	6679,3	2352,5	387,6	0	10069,1	-468,9
	14	6678,6	2351,5	387,6	0	10211,4	-612,9
	15	6678,6	2351,5	387,6	0	10105,2	-506,8
	16	6682,7	2352,8	388,0	0	9984,9	-380,7
	17	6683,4	2353,9	388,0	0	9780,6	-174,6
	18	6681,3	2353,9	388,0	0	9690,2	-86,3
	19	6681,3	2353,9	388,0	0	9717,4	-113,5
	20	6681,3	2353,9	388,0	0	9622,1	-18,1
11/7/2007	10	6406,4	2354,9	388,0	0	9552,9	-222,8
	11	6407,7	2353,9	388,0	0	9870,1	-539,6
	12	6407,7	2353,9	388,0	0	10019,2	-688,8
	13	6404,0	2352,5	387,6	0	10213,4	-888,6
	14	6399,5	2350,1	387,2	0	10341,0	-1023,4
	15	6398,8	2349,0	387,2	0	10282,1	-966,3
	16	6406,3	2351,8	388,0	0	10017,8	-690,8
	17	6405,7	2353,9	388,0	0	9762,5	-434,1
	18	6405,7	2353,9	388,0	0	9625,7	-297,3
	19	6405,7	2353,9	388,0	0	9503,6	-175,3
	22	6406,4	2354,9	388,0	0	9477,5	-147,5

Ημερομηνία	Ωρα	ΣUCAP	ΣHYDRO	ΣIMP	PUMP _h	LOAD _h	R _h
		(MW)					
12/7/2007	12	6655,7	2353,9	388,0	0	9579,9	-1,5
	13	6655,7	2353,9	388,0	0	9730,0	-151,6
	14	6655,7	2353,9	388,0	0	9770,2	-191,8
16/7/2007	12	6428,0	2354,9	388,0	0	9406,0	-54,3
	13	6427,5	2353,9	388,0	0	9596,7	-246,5
	14	6427,5	2353,9	388,0	0	9700,0	-349,8
	15	6427,5	2353,9	388,0	0	9576,5	-226,2
17/7/2007	11	6301,6	2354,9	388,0	0	9519,6	294,3
	12	6303,1	2353,9	388,0	0	9797,1	-571,3
	13	6303,1	2353,9	388,0	0	10009,6	-783,8
	14	6298,7	2352,5	387,6	0	10091,2	-871,6
	15	6302,9	2352,8	388,0	0	10014,3	-789,7
	16	6301,3	2353,9	388,0	0	9726,6	-502,5
	17	6301,3	2353,9	388,0	0	9470,1	-246,1
	18	6301,3	2353,9	388,0	0	9394,5	-170,5
	19	6301,3	2353,9	388,0	0	9477,1	-253,1
	20	6301,3	2353,9	388,0	0	9375,1	-151,1
	21	6301,3	2353,9	388,0	0	9386,5	-162,5
	22	6301,3	2353,9	388,0	0	9519,9	-295,9
18/7/2007	10	6312,1	2354,9	388,0	0	9524,3	-288,4
	11	6313,7	2353,9	388,0	0	9873,0	-636,6
	12	6309,8	2352,5	387,6	0	10073,8	-843,2
	13	6305,4	2350,1	387,2	0	10279,5	-1056
	14	6305,0	2349,0	387,2	0	10421,1	-1199,2
	15	6305,0	2349,0	387,2	0	10418,3	-1196,3
	16	6308,9	2350,4	387,6	0	10165,2	-937,5
	17	6313,3	2352,8	388,0	0	9936,5	-701,6
	18	6313,7	2353,9	388,0	0	9783,5	-547,1
	19	6311,7	2353,9	388,0	0	9687,1	-452,8
	20	6311,7	2353,9	388,0	0	9508,3	-273,9
	21	6311,7	2353,9	388,0	0	9498,0	-263,7
	22	6313,7	2353,9	388,0	0	9783,7	-547,3
23	6311,7	2353,9	388,0	0	9428,2	-193,9	
19/7/2007	10	6312,1	2354,9	388,0	0	9721,6	-485,8
	11	6309,8	2352,5	387,6	0	10087,0	-856,4
	12	6305,4	2350,1	387,2	0	10288,7	-1065,2
	13	6301,0	2347,6	386,8	0	10529,7	-1313,4
	14	6300,6	2346,6	386,8	0	10688,9	-1474,1
	15	6300,6	2346,6	386,8	0	10659,3	-1444,5
	16	6300,6	2346,6	386,8	0	10584,4	-1369,6
	17	6304,5	2348,0	387,2	0	10368,5	-1148
	18	6305,0	2349,0	387,2	0	10334,6	-1112,6
	19	6305,0	2349,0	387,2	0	10340,4	-1118,4
	20	6308,9	2350,4	387,6	0	10114,1	-886,4
	21	6313,3	2352,8	388,0	0	10004,3	-769,3
22	6309,8	2352,5	387,6	0	10035,5	-804,8	

		<i>ΣUCAP</i>	<i>ΣHYDRO</i>	<i>ΣIMP</i>	<i>PUMP_h</i>	<i>LOAD_h</i>	<i>R_h</i>
Ημερομηνία	Ωρα	(MW)					
	23	6311,2	2352,8	388,0	0	9681,6	-448,8
	24	6313,5	2355,3	388,4	0	9243,2	-5,2
20/7/2007	10	6312,1	2354,9	388,0	0	9696,0	-460,2
	11	6309,8	2352,5	387,6	0	10063,8	-833,1
	12	6309,3	2351,5	387,6	0	10221,1	-991,9
	13	6305,4	2350,1	387,2	0	10397,9	-1174,5
	14	6301,0	2347,6	386,8	0	10535,4	-1319,1
	15	6304,5	2348,0	387,2	0	10516,4	-1295,9
	16	6305,0	2349,0	387,2	0	10460,1	-1238,1
	17	6308,9	2350,4	387,6	0	10265,7	-1038
	18	6309,3	2351,5	387,6	0	10179,4	-950,2
	19	6309,3	2351,5	387,6	0	10136,5	-907,3
	20	6313,3	2352,8	388,0	0	9919,5	-684,5
	21	6313,7	2353,9	388,0	0	9795,2	-558,8
	22	6313,7	2353,9	388,0	0	9856,8	-620,4
	23	6311,7	2353,9	388,0	0	9480,8	-246,5
21/7/2007	13	6693,9	2353,9	388,0	0	9818,0	-201,3
	14	6693,9	2353,9	388,0	0	9911,5	-294,9
	15	6692,0	2353,9	388,0	0	9736,5	-121,8
23/7/2007	10	6334,9	2354,9	388,0	0	9899,2	-640,5
	11	6330,5	2352,5	387,6	0	10275,3	-1023,9
	12	6321,9	2348,7	386,8	0	10527,8	-1289,6
	13	6319,4	2345,2	386,4	0	10856,8	-1625,0
	14	6310,8	2341,4	385,6	0	11071,2	-1852,7
	15	6310,4	2339,3	385,6	0	11066,7	-1850,6
	16	6318,8	2342,1	386,4	0	10880,5	-1652,4
	17	6319,2	2344,2	386,4	0	10807,7	-1577,1
	18	6321,3	2345,6	386,8	0	10720,2	-1485,7
	19	6321,5	2346,6	386,8	0	10594,8	-1359,1
	20	6325,7	2348,0	387,2	0	10377,4	-1135,7
	21	6325,9	2349,0	387,2	0	10278,5	-1035,5
	22	6321,7	2347,6	386,8	0	10609,9	-1373,0
	23	6325,7	2348,0	387,2	0	10341,8	-1100,1
	24	6334,3	2351,8	388,0	0	9931,7	-676,8
24/7/2007	10	6563,6	2351,1	387,2	0	10306,6	-823,9
	11	6558,5	2347,6	386,8	0	10552,7	-1078,9
	12	6558,1	2346,6	386,8	0	10693,1	-1220,8
	13	6556,0	2345,2	386,4	0	10928,1	-1459,7
	14	6557,6	2345,6	386,8	0	10764,4	-1293,7
	15	6558,1	2346,6	386,8	0	10678,0	-1205,8
	16	6558,1	2346,6	386,8	0	10687,8	-1215,5
	17	6558,1	2346,6	386,8	0	10714,5	-1242,2
	18	6568,6	2350,8	388,0	0	9600,5	-112,4
	19	6569,9	2353,9	388,0	0	9573,3	-80,7
	20	6569,9	2353,9	388,0	0	9570,1	-77,4
	21	6569,9	2353,9	388,0	0	9697,6	-205,0
	22	6572,0	2353,9	388,0	0	9837,6	-342,9

Ημερομηνία	Ωρα	ΣUCAP	ΣHYDRO	ΣIMP	PUMP _h	LOAD _h	R _h
		(MW)					
	23	6569,9	2353,9	388,0	0	9748,1	-255,5
	24	6572,0	2353,9	388,0	0	9868,2	-373,5
25/7/2007	1	6569,9	2353,9	388,0	0	9557,1	-64,5
	9	6570,4	2354,9	388,0	7	9560,5	-73,4
	10	6563,6	2351,1	387,2	0	10434,4	-951,7
	11	6558,5	2347,6	386,8	0	10688,8	-1215,0
	12	6556,0	2345,2	386,4	0	10907,5	-1439,1
	13	6555,5	2344,2	386,4	0	10846,3	-1379,5
	14	6557,6	2345,6	386,8	0	10743,2	-1272,4
	15	6556,0	2345,2	386,4	0	10874,3	-1406,0
	16	6557,6	2345,6	386,8	0	10712,3	-1241,5
	17	6556,0	2345,2	386,4	0	10831,2	-1362,9
	18	6555,5	2344,2	386,4	0	10829,5	-1362,6
	19	6555,5	2344,2	386,4	0	10819,1	-1352,3
	20	6557,6	2345,6	386,8	0	10638,5	-1167,8
	21	6562,3	2348,0	387,2	0	10449,9	-971,6
	22	6558,5	2347,6	386,8	0	10707,1	-1233,3
	23	6562,3	2348,0	387,2	0	10370,5	-892,3
	24	6566,9	2350,4	387,6	0	10028,1	-542,4
26/7/2007	1	6564,7	2352,8	388,0	0	9566,5	-80,2
	10	6567,5	2353,9	388,0	0	9983,3	-493,2
	11	6563,5	2352,5	387,6	0	10131,7	-647,3
	12	6558,9	2350,1	387,2	0	10350,9	-874,0
	13	6554,2	2347,6	386,8	0	10593,2	-1123,7
	14	6551,7	2345,2	386,4	0	10776,7	-1312,6
	15	6552,8	2345,6	386,8	0	10656,9	-1190,9
	16	6553,5	2346,6	386,8	0	10551,5	-1083,8
	17	6553,5	2346,6	386,8	0	10545,5	-1077,8
	18	6557,5	2348,0	387,2	0	10522,5	-1049,0
	19	6558,2	2349,0	387,2	0	10484,1	-1008,9
	20	6562,1	2350,4	387,6	0	10230,1	-749,2
	21	6566,7	2352,8	388,0	0	9998,6	-510,2
	22	6563,5	2352,5	387,6	0	10063,5	-579,1
	23	6564,7	2352,8	388,0	0	9715,2	-228,9
27/7/2007	10	6932,3	2354,9	388,0	0	9876,7	-20,7
	11	6927,3	2352,5	387,6	0	10215,9	-367,7
	12	6922,3	2350,1	387,2	0	10416,1	-575,8
	13	6917,3	2347,6	386,8	0	10639,4	-806,9
	14	6914,3	2345,2	386,4	0	10814,7	-988,0
	15	6915,8	2345,6	386,8	0	10762,4	-933,4
	16	6916,5	2346,6	386,8	0	10567,1	-736,3
	17	6920,9	2348,0	387,2	0	10386,3	-549,5
	18	6925,9	2350,4	387,6	0	10248,1	-403,4
	19	6926,6	2351,5	387,6	0	10126,0	-279,5
	20	6930,9	2352,8	388,0	0	9862,8	-10,3
30/7/2007	11	6679,5	2353,9	388,0	0	9692,2	-90,1
	12	6681,5	2353,9	388,0	0	9899,5	-295,3

Ημερομηνία	Ωρα	ΣUCAP	ΣHYDRO	ΣIMP	PUMP _h	LOAD _h	R _h
		(MW)					
	13	6677,5	2352,5	387,6	0	10160,7	-562,3
	14	6672,7	2350,1	387,2	0	10384,6	-793,9
	15	6672,0	2349,0	387,2	0	10350,3	-761,2
	16	6676,1	2350,4	387,6	0	10112,8	-518,0
	17	6680,8	2352,8	388,0	0	9873,8	-271,3
	18	6679,5	2353,9	388,0	0	9681,9	-79,8
	22	6679,5	2353,9	388,0	0	9722,2	-120,0
31/7/2007	10	6302,7	2354,9	388,0	0	9374,3	-147,9
	11	6304,2	2353,9	388,0	0	9790,8	-563,9
	12	6304,2	2353,9	388,0	0	10001,2	-774,3
	13	6300,2	2352,5	387,6	0	10207,8	-986,8
	14	6295,7	2350,1	387,2	0	10347,4	-1133,7
	15	6299,3	2350,4	387,6	0	10270,9	-1052,8
	16	6299,7	2351,5	387,6	0	10057,2	-837,7
	17	6303,8	2352,8	388,0	0	9830,7	-605,3
	18	6302,3	2353,9	388,0	0	9740,5	-515,6
	19	6302,3	2353,9	388,0	0	9723,8	-498,9
	20	6302,3	2353,9	388,0	0	9583,7	-358,8
	21	6302,3	2353,9	388,0	0	9570,8	-345,9
	22	6302,3	2353,9	388,0	0	9716,6	-491,7
	23	6302,3	2353,9	388,0	0	9278,6	-53,6
Αύγουστος							
1/8/2007	10	6303,6	2280,1	388,0	0	9338,6	-186,1
	11	6303,2	2279,1	388,0	0	9723,3	-572,2
	12	6305,1	2279,1	388,0	0	9914,4	-761,3
	13	6301,1	2277,7	387,6	0	10140,3	-993,1
	14	6300,6	2276,8	387,6	0	10248,2	-1102,4
	15	6300,6	2276,8	387,6	0	10094,1	-948,3
	16	6304,7	2278,1	388,0	0	9776,3	-624,7
	17	6303,2	2279,1	388,0	0	9490,3	-339,2
	18	6305,3	2280,5	388,4	0	9210,3	-55,3
20/8/2007	13	6369,9	2280,1	388,0	0	9280,5	-61,7
	14	6369,2	2279,1	388,0	0	9416,8	-199,7
	15	6371,2	2280,5	388,4	0	9235,9	-15,1
22/8/2007	13	6824,6	2279,1	388,0	0	9686,5	-14,0
	14	6826,7	2279,1	388,0	0	9856,4	-181,9
	15	6824,6	2279,1	388,0	0	9723,1	-50,6
23/8/2007	12	6694,5	2280,1	388,0	0	9694,8	-151,4
	13	6695,8	2279,1	388,0	0	10023,7	-480,1
	14	6691,6	2277,7	387,6	0	10238,7	-701
	15	6690,8	2276,8	387,6	0	10030,6	-494,6
	16	6695,0	2278,1	388,0	0	9798,9	-257,0
	21	6693,8	2279,1	388,0	0	9589,6	-47,9
24/8/2007	12	6693,8	2279,1	388,0	0	9667,8	-126,1
	13	6695,8	2279,1	388,0	0	9903,8	-360,1
	14	6691,6	2277,7	387,6	0	10085,2	-547,5

Ημερομηνία	Ωρα	$\Sigma UCAP$	$\Sigma HYDRO$	ΣIMP	$PUMP_h$	$LOAD_h$	R_h
		(MW)					
	15	6695,0	2278,1	388,0	0	9885,8	-343,9
	16	6693,8	2279,1	388,0	0	9582,8	-41,1
27/8/2007	13	6721,4	2279,1	388,0	0	9609,8	-40,5
	14	6721,4	2279,1	388,0	0	9754,0	-184,7
28/8/2007	13	6725,1	2279,1	388,0	0	9603,8	-30,8
	14	6725,1	2279,1	388,0	0	9644,1	-71,1
30/8/2007	13	6828,2	2279,1	388,0	0	9683,4	-7,3
	14	6830,3	2279,1	388,0	0	9789,0	-110,8
31/8/2007	13	6747,0	2279,1	388,0	0	9796,9	-202
	14	6747,0	2279,1	388,0	0	10022,3	-427,4
	15	6747,0	2279,1	388,0	0	9851,3	-256,4
	16	6744,9	2279,1	388,0	0	9634,3	-41,5

1.4 Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος

Αναλυτικό παράδειγμα με ωριαίο υπολογισμό της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος μπορεί να βρεθεί στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ: <http://www.desmie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/michanismos-diasfalis-eparkoys-ischyos/paradeigmata-ypologismou/>

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται ένα αριθμητικό παράδειγμα υπολογισμού της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου αλλά και τη μεθοδολογία ελέγχου της συμμόρφωσής τους με αυτή.

Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζεται ο υπολογισμός της εκ των προτέρων Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος ενός Εκπροσώπου Φορτίου για μια Περίοδο Κατανομής ενός Έτους Αξιοπιστίας καθώς και της Χρέωσης Παροχής Εγγυήσεων ένα μήνα του έτους.

Για το σκοπό του παραδείγματος αυτού έχει υποτεθεί ότι ο Εκπρόσωπος Φορτίου τη συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής εκπροσωπεί μερικά δύο Μετρητές Φορτίου και κατά ένα ποσοστό τους Μετρητές Διασύνδεσης.

1.4.1 Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος

Για τον υπολογισμό του Μέσου Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος κάθε Μετρητή Φορτίου, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στην ενότητα 4.3.1.1, είναι απαραίτητο να είναι γνωστές οι εκκαθαριζόμενες ποσότητες κατανάλωσης ενέργειας κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του περασμένου Έτους Αξιοπιστίας.

Για το σκοπό του παραδείγματος αυτού θεωρούμε ότι Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου του περασμένου Έτους Αξιοπιστίας που προσδιορίστηκαν από το Διαχειριστή του Συστήματος δίνονται στον Πιν.15. Στον ίδιο Πίνακα δίνεται η εκκαθαριζόμενη ποσότητα κατανάλωσης ενέργειας κατά τις Ώρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για τους δύο Μετρητές Φορτίου.

Πιν.15. Ωρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας N-1 και αντίστοιχη κατανάλωση των δύο Μετρητών Φορτίου.

Ημερομηνία	Ωρα			
	12	13	14	15
Ωρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου				
2 Ιουλίου	1	1	1	
5 Ιουλίου	1	1	1	1
5 Αυγούστου		1	1	1
Εκκαθαριζόμενη κατανάλωση Μετρητών Φορτίου				
Μετρητής Φορτίου 1				
2 Ιουλίου	20	25	24	
5 Ιουλίου	25	24	26	20
5 Αυγούστου		22	23	21
Μετρητής Φορτίου 2				
2 Ιουλίου	150	148	145	
5 Ιουλίου	145	154	145	140
5 Αυγούστου		150	145	138

Το Μέσο Φορτίου στην Αιχμή του Συστήματος για τον Μετρητή Φορτίου 1 θα είναι:

$$ΜΦΑΣ_1^{εα} = \frac{\sum_{\forall h \in \Omega_{ΑΠΛΑΦ}^{N-1}} \{ΕΠ_{1,h}^{N-1}\}}{\Omega_1^{N-1}} = \frac{20 + 25 + 24 + 25 + 24 + 26 + 20 + 22 + 23 + 21}{10} = 23MW$$

ενώ για τον Μετρητή Φορτίου 2:

$$ΜΦΑΣ_2^{εα} = \frac{\sum_{\forall h \in \Omega_{ΑΠΛΑΦ}^{N-1}} \{ΕΠ_{2,h}^{N-1}\}}{\Omega_2^{N-1}} = \frac{150 + 148 + 145 + 145 + 154 + 145 + 140 + 150 + 145 + 138}{10} = 146MW$$

Επιπλέον, γίνονται οι ακόλουθες υποθέσεις:

- Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος όλων των Μετρητών Φορτίου, $\sum_{\forall v} ΜΦΑΣ_v^{εα} = 1650MW$
- Μέσο Φορτίο στην Αιχμή του Συστήματος για το Σύνολο των Μετρητών Δικτύου, $ΜΦΑΣ_{ΔΙΚΤΥΟΥ}^{εα} = 7000MW$

1.4.2 Φορτίο Αιχμής Εκπροσώπου Φορτίου

Έστω ότι σύμφωνα με τον Πίνακα Εκπροσώπησης Μετρητών - Εκπροσώπων Φορτίου (ενότητα 4.5), όπως αυτός ισχύει για τη συγκεκριμένη Περίοδο

Κατανομής, ο εν λόγω Εκπρόσωπος Φορτίου εκπροσωπεί κατά 100% το Μετρητή Φορτίου 1, 50% το Μετρητή Φορτίου 2 και 0% τους Μετρητές Δικτύου.

Τότε, το Φορτίο Αιχμής του εν λόγω Εκπροσώπου Φορτίου (ενότητα 4.3.2) θα είναι:

$$\Phi A_{j,h}^{ea} = \sum_{\forall v} (M\Phi A\Sigma_{v'}^{ea} \times \Pi E_{j,v,h}^N) + M\Phi A\Sigma_{\Delta I\text{ΚΤΥΟΥ}}^{ea} \times \Pi E_{j,MO\Delta,h}^N =$$

$$= 23 \cdot 1 + 146 \cdot 0,5 + 7000 \cdot 0 = 96 MW$$

Ενώ το συνολικό Φορτίο Αιχμής όλων των Εκπροσώπων Φορτίου θα είναι:

$$\sum_{\forall j} \Phi A_{j,h}^{ea} = \sum_{\forall v} M\Phi A\Sigma_{v'}^{ea} + M\Phi A\Sigma_{M\Delta}^{ea} + M\Phi A\Sigma_{\Delta I\text{ΚΤΥΟΥ}}^{ea} = 1650 + 7000 = 8650 MW$$

1.4.3 Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος Εκπροσώπου Φορτίου

Για τους σκοπούς αυτού του παραδείγματος θεωρούνται οι παρακάτω αριθμητικές τιμές:

- Μέγιστη Ωριαία Ζήτηση Συστήματος για το Έτος Αξιοπιστίας N-1, $M\Omega Z\Sigma^{N-1} = 9500 MW$
- Εκτιμώμενες Περικοπές Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας N-1, $\Pi\Phi^{N-1} = 100 MW$
- Συντελεστής Επάρκειας Δυναμικού Παραγωγής για το Έτος Αξιοπιστίας N $\Sigma E\Delta\Pi^N = 1,031$

Σύμφωνα με τα οριζόμενα στην ενότητα 4.3.3, η εκ των προτέρων Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του εν λόγω Εκπροσώπου Φορτίου για τη συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής είναι:

$$Y\epsilon I_{j,h} = (M\Omega Z\Sigma^{N-1} + \Pi\Phi^{N-1}) \times \Sigma E\Delta\Pi^N \times \frac{\Phi A_{j,h}^{ea}}{\sum_{\forall j} \Phi A_{j,h}^{ea}} =$$

$$= (9500 + 100) \cdot 1,031 \cdot \frac{96}{8650} = 110 MW$$

ενώ η συνολική εκ των προτέρων Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος όλων των Εκπροσώπων Φορτίου είναι:

$$\sum_{\forall j} Y\epsilon I_{j,h} = (M\Omega Z\Sigma^{N-1} + \Pi\Phi^{N-1}) \times \Sigma E\Delta\Pi^N = (9500 + 100) \cdot 1,031 = 9897,6 MW$$

1.4.4 Έλεγχος Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος και Χρεώσεις Εκπροσώπου Φορτίου

Για λόγους ευκολίας θεωρείται ότι ο Εκπρόσωπος Φορτίου φέρει την ίδια Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος, ίση με αυτή που υπολογίστηκε στην ενότητα 1.4.3, καθόλη τη διάρκεια ενός μήνα του Έτους Αξιοπιστίας. Επιπλέον, γίνεται η υπόθεση ότι ο Εκπρόσωπος Φορτίου έχει προσκομίσει Εγγυήσεις Επαρκούς Ισχύος (ενότητα 4.3.4), μέσω κατάθεσης ΣΔΙ στο Μητρώο, συνολικής ισχύος

150 MW. Τις τελευταίες 3 Ημέρες Κατανομής του μήνα μία Μονάδα τίθεται σε κατάσταση Μείζονος Βλάβης και αναστέλλονται τα αντίστοιχα ΑΔΙ, συνολικής ισχύος 50 MW και ο Εκπρόσωπος Φορτίου δεν προσκομίζει επιπλέον ΣΔΙ. Συνεπώς οι προσκομιζόμενες από τον Εκπρόσωπο Φορτίου Εγγυήσεις Επαρκούς Ισχύος είναι:

$$EEI_{j,h}^{ea} = \begin{cases} 150MW & \forall h \in H_1 \\ 100MW & \forall h \in H_2 \end{cases}$$

όπου H_1 είναι το σύνολο των Περιόδων Κατανομής για τις 27 πρώτες ημέρες του μήνα και H_2 για τις υπόλοιπες τρεις.

Η Ισχύς Υποχρέωσης Παροχής Εγγυήσεων του Εκπροσώπου Φορτίου για το συγκεκριμένο μήνα είναι:

$$IYIE_{j,M} = \max_{h \in M} \{YEI_{j,h} - EEI_{j,h}^{ea}, 0\} = \max\{(110-150), (110-100), 0\} = 10MW$$

Αν η Μοναδιαία Χρέωση Παροχής Εγγυήσεων είναι $MXΠE^N = 95,9 \text{ €/MW-Ημέρα Κατανομής}$, η Χρέωση Παροχής Εγγυήσεων του Εκπροσώπου Φορτίου για τον εν λόγω μήνα είναι:

$$XΠE_{j,M} = IYIE_{j,M} \cdot MXΠE^N \cdot ND_{j,M}^{ea} = 10 \cdot 95,9 \cdot 3 = 2.877 \text{ €}$$

1.5 Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

Όπως έχει αναλυθεί στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8, κατά τη διάρκεια της Μεταβατικής Περιόδου, η υποχρέωση προσκόμισης εγγυήσεων διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου είναι δυνατόν να εκπληρώνεται είτε μέσω της καταχώρισης στο Μητρώο ΣΔΙ Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος, είτε συνάπτοντας Σύμβαση Συμμετοχής στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος με τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται ένα αριθμητικό παράδειγμα υπολογισμού της Μηνιαίας Χρέωσης την οποία ένας Εκπρόσωπος Φορτίου υποχρεούται να καταβάλει στον Διαχειριστή του Συστήματος για ένα μήνα, εάν συμμετέχει στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Για το σκοπό του παραδείγματος αυτού, ισχύουν όλες οι υποθέσεις και τα αποτελέσματα που παρουσιάστηκαν στην ενότητα 1.4. Επιπλέον γίνεται η παραδοχή ότι δεν έχουν συναφθεί ΣΔΙ μεταξύ κατόχων άδειας παραγωγής και Εκπροσώπων Φορτίου και συνεπώς το σύνολο των ΑΔΙ όλων των Μονάδων έχουν κατατεθεί στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ. Με βάση αυτή την παραδοχή:

- Το σύνολο της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος των ΣΔΙ που έχουν κατατεθεί στο Μητρώο ΣΔΙ είναι:

$$\sum_{\forall j} \sum_{s_j \in M\Sigma\Delta I_k} \Pi\Delta I_{s_j}^N = 0$$

- Το σύνολο της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος των ΑΔΙ που έχουν κατατεθεί στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ είναι:

$$\sum_{\forall i} \left(\Pi \Delta I_{a_i}^N \times \sum_{a_i \in \text{ETMA} \Delta I_h} a_i \right) = 9700 \text{ MW}$$

όπου έστω 9700 MW είναι η συνολικά Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς του Συστήματος, όπως προκύπτει από τον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος.

Με βάση τα παραπάνω και λαμβάνοντας υπόψη τις παραδοχές τις ενότητας 1.4.3, ο Συντελεστής Εξομάλυνσης (ενότητα 8.5) για το συγκεκριμένο Έτος Αξιοπιστίας θα είναι:

$$\Sigma E^N = \frac{\sum_{\forall i} \left(\Pi \Delta I_{a_i}^N \times \sum_{a_i \in \text{ETMA} \Delta I_h} a_i \right)}{\left(\text{ΜΩΣΣ}^{N-1} + \text{ΠΦ}^{N-1} \right) \times \Sigma \text{E} \Delta \text{Π}^N - \sum_{\forall j} \sum_{s_j \in \text{ΜΣΔ} I_h} \Pi \Delta I_{s_j}^N} = \frac{9700}{9897,6 - 0} = 0,98$$

Δεδομένου ότι το Μοναδιαίο Τμήμα Πληρωμής Ισχύος όπως εγκρίθηκε και ισχύει κατά τη Μεταβατική Περίοδο είναι $\text{ΜΤΠ}^N = 35.000 \text{ €/MW-έτος}$, το Μηνιαίο Τμήμα Μεταβατικού Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος που υποχρεούται να καταβάλει στον Διαχειριστή του Συστήματος ο Εκπρόσωπος Φορτίου, ο οποίος συμμετάσχει στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος για το συγκεκριμένο μήνα (ενότητα 8.5.1) είναι:

$$\begin{aligned} \text{ΜΤΜΜΔΕΙ}_{j,M}^N &= \sum_{h \in M} \text{ΥΕΙ}_{j,h}^N \times \frac{\text{ΜΤΠ}^N}{\text{days}^N \times 24} \times \Sigma E^N = \sum_{h=1}^{30 \times 24} 110 \times \frac{35000}{365 \times 24} \times 0,98 = \\ &= 310.110 \text{ €} \end{aligned}$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΟ ΣΔΙ

Οι ΣΔΙ έχουν το περιεχόμενο και περιλαμβάνουν τους όρους και τις προϋποθέσεις που καθορίζονται στις διατάξεις της παρούσας ενότητας. Τα συμβαλλόμενα μέρη δεν δύνανται να αποκλίνουν από τους όρους αυτούς και τις προϋποθέσεις ή να προσθέσουν οποιαδήποτε οικονομική ή άλλη συμφωνία στο έγγραφο της ΣΔΙ. Τυχόν πρόσθετοι όροι και προϋποθέσεις δεν επηρεάζουν το κύρος, την ισχύ, την ερμηνεία ή την εφαρμογή της ΣΔΙ και θεωρούνται μη εγγεγραμμένοι.

Οι όροι και οι προϋποθέσεις της ΣΔΙ έχουν ως εξής:

«ΣΤ..... (τόπος), σήμερα, την, ημέρα, αφενός μεν ο κάτοχος της άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με την επωνυμία και έδρα, νομίμως εκπροσωπούμενος σύμφωνα με, εφεξής ο «Παραγωγός», για τη Μονάδα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας, η οποία φέρει Κωδικό Μητρώου Κατανεμόμενων Μονάδων ή για την οποία έχει εκδοθεί το υπ' αριθμ. πρωτ. Πιστοποιητικό Έκδοσης ΑΔΙ, αφετέρου δε ο Εκπρόσωπος Φορτίου με την επωνυμία, με έδρα, νομίμως εκπροσωπούμενος σύμφωνα με, εφεξής ο «ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ», συμφωνούν και αμοιβαία συναποδέχονται τα ακόλουθα:

1. **Ορισμοί.** Οι όροι που χρησιμοποιούνται στην παρούσα σύμβαση έχουν τη σημασία που τους αποδίδεται κατά τις διατάξεις του Ν.2773/1999 όπως ισχύει και του ΚΔΣ&ΣΗΕ Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (εφεξής «ο ΚΔΣ&ΣΗΕ»).
2. **Αντικείμενο της Σύμβασης**
 - 2.1 **Μονάδα Παραγωγής.** Η παρούσα Σύμβαση αφορά τη Μονάδα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (εφεξής η «**Μονάδα Παραγωγής**») με Κωδικό Μητρώου Κατανεμόμενων Μονάδων ή για την οποία έχει εκδοθεί το υπ' αριθμ. πρωτ. Πιστοποιητικό Έκδοσης ΑΔΙ, η οποία έχει Συνολική Καθαρή Ισχύ MW (εφεξής η «**Καθαρή Ισχύς**»). Η παρούσα Σύμβαση αφορά σε 1 MW Καθαρής Ισχύος.
 - 2.2 **ΑΔΙ-Αναφοράς.** Η παρούσα σύμβαση αντιστοιχεί σε ΑΔΙ (εφεξής «ΑΔΙ-Αναφοράς» το οποίο ισχύει, όπως αποδεικνύεται από σχετική εγγραφή στο Μητρώο ΑΔΙ του Διαχειριστή του Συστήματος. Τυχόν μεταβολή των στοιχείων του ΑΔΙ-Αναφοράς συνεπάγεται και την ενημέρωση του Μητρώου ΣΔΙ που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος ως προς τα αντίστοιχα στοιχεία της ΣΔΙ.
 - 2.3 **Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς.** Κατά το Χρόνο Αναφοράς της παρούσας, ο Παραγωγός οφείλει έναντι του Εκπροσώπου Φορτίου να διατηρεί τη

Μονάδα τεχνικά διαθέσιμη για μέγεθος Διαθέσιμης Ισχύος τουλάχιστον ίσο με MW, εφεξής «**Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς**» (RUCAP). Η Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς αποτελεί πρόβλεψη αναφορικά με το μέγεθος της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος της Μονάδας Παραγωγής, σε Έτη Αξιοπιστίας προγενέστερα του Χρόνου Αναφοράς της ΣΔΙ. Η έννοια της Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύος αίρεται με την έναρξη του Χρόνου Αναφοράς της ΣΔΙ, οπότε και εφαρμόζεται αντ' αυτής η έννοια της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος. Η Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύς προσδιορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ.

- 2.4 Τήρηση Κωδίκων.** Ο Παραγωγός οφείλει να τηρεί τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ, α) υποβάλλοντας ιδίως Προσφορές Έγχυσης για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος της Μονάδας, Δηλώσεις Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας, Δηλώσεις Μείζονος Βλάβης, Δηλώσεις Αδυναμίας Λειτουργίας, Δήλωση Ανάκλησης άδειας παραγωγής ή λειτουργίας, Δήλωση Πρόθεσης Διακοπής Λειτουργίας της Μονάδας ή αποξήλωσης ή θέσης σε εφεδρεία εκτάκτων αναγκών, ανάλογα με την περίπτωση, και β) να συνεργάζεται με τον Διαχειριστή του Συστήματος για τον προγραμματισμό της κανονικής συντήρησης της Μονάδας. Ο Παραγωγός αποδέχεται περαιτέρω ότι είναι υποχρεωμένος να εκπληρώνει κατά τρόπο ισότιμο τις υποσχέσεις που περιλαμβάνουν όλα τα ΑΔΙ, ιδίως σχετικά με τη διαθεσιμότητα ισχύος και τις πράξεις που αφορούν τα σχετικά πραγματικά και συμβατικά μεγέθη, τα οποία αναφέρονται στην ίδια Μονάδα Παραγωγής και έχουν τον ίδιο Χρόνο Αναφοράς.
- 3. Έναρξη και Λήξη Ισχύος - Χρόνος Αναφοράς**
- 3.1 Έναρξη και λήξη ισχύος.** Η παρούσα Σύμβαση ισχύει από την κατάρτισή της κατά τα προβλεπόμενα στην παράγραφο 1 του άρθρου 228 και λήγει με την παρέλευση του Χρόνου Αναφοράς.
- 3.2 Χρόνος Αναφοράς.** Ο Χρόνος Αναφοράς της παρούσας Σύμβασης ορίζεται για το Έτος Αξιοπιστίας και ταυτίζεται με τον Χρόνο Αναφοράς του ΑΔΙ-Αναφοράς.
- 3.3** Σε περίπτωση που η παρούσα σύμβαση συνάπτεται, κατόπιν διαγωνισμού, μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και Παραγωγού και η Οικονομική Συμφωνία Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ λήγει στο ενδιάμεσο του Έτους Αξιοπιστίας, ως Χρόνος Αναφοράς ορίζεται το χρονικό διάστημα από την έναρξη του σχετικού Έτους Αξιοπιστίας μέχρι την ημερομηνία λήξης της Οικονομικής Συμφωνίας Εγγύησης Εσόδων από τον ΗΕΠ.
- 4. Μεταβίβαση.** Η μεταβίβαση της ΣΔΙ γίνεται κατά τα προβλεπόμενα στις διατάξεις του άρθρου 231 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- 5. Τροποποίηση Διαθέσιμης Ισχύος**
- 5.1 Αδυναμία Λειτουργίας της Μονάδας.** Εφόσον συντρέχει Μείζων Βλάβη της Μονάδας, σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ, ή περίπτωση ανάκλησης άδειας παραγωγής ή λειτουργίας, ή οριστική διακοπή της λειτουργίας της

Μονάδας για οποιοδήποτε λόγο ή αποξήλωση της Μονάδας ή θέσης της σε εφεδρεία εκτάκτων αναγκών, καθώς και σε κάθε άλλη περίπτωση αδυναμίας λειτουργίας της Μονάδας η οποία δεν εμπίπτει στην έννοια των απρόβλεπτων βλαβών μικρής κλίμακας για τις οποίες υποβάλλονται στον ΗΕΠ Δηλώσεις Μερικής ή Ολικής Μη Διαθεσιμότητας, ο Παραγωγός οφείλει να κοινοποιεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου όλα τα έγγραφα που υποβάλλει σχετικά στον Διαχειριστή του Συστήματος, σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ. Στην περίπτωση κατά την οποία, ως συνέπεια των καταστάσεων αυτών, και σύμφωνα με το σχετικό πόρισμα του Διαχειριστή του Συστήματος που εκδίδεται κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ανασταλεί προσωρινά το ΑΔΙ-Αναφοράς, η εκτέλεση των υποχρεώσεων των μερών και η άσκηση των δικαιωμάτων τους που απορρέουν από την παρούσα σύμβαση αναστέλλονται για το χρονικό διάστημα αναστολής του ΑΔΙ-Αναφοράς. Αν ως συνέπεια του πορίσματος του Διαχειριστή του Συστήματος διαγράφεται το ΑΔΙ-Αναφοράς από το Μητρώο ΑΔΙ, δηλαδή αν το πόρισμα χαρακτηρίζει ως οριστική την αδυναμία λειτουργίας της Μονάδας, η παρούσα σύμβαση λήγει πρόωρα.

5.2 Μείωση Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος με πρωτοβουλία Παραγωγού. Οποτεδήποτε πριν από το πέρας του Χρόνου Αναφοράς της παρούσας, ο Παραγωγός δικαιούται να αποστείλει στον Εκπρόσωπο Φορτίου ανέκκλητη έγγραφη και αιτιολογημένη πρόταση μείωσης της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος σε MW (εφεξής η «**Πρόταση Μείωσης Ισχύος**») η οποία θα ισχύει για το Χρόνο Αναφοράς ή το χρονικό διάστημα αυτού που υπολείπεται. Η αποστολή Πρότασης Μείωσης Ισχύος είναι υποχρεωτική σε περίπτωση κατά την οποία ο Παραγωγός κρίνει ότι προβλήματα τεχνικής φύσης αναμένεται να οδηγήσουν σε ουσιώδη και συστηματική απόκλιση της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος από τη Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύ. Ο Εκπρόσωπος Φορτίου δικαιούται εντός προθεσμίας δεκαπέντε (15) ημερών από την περιέλευση της Πρότασης Μείωσης Ισχύος να υποβάλει ένσταση κατά της Πρότασης Μείωσης Ισχύος και να αποστείλει Ειδοποίηση Διεξαγωγής Έρευνας τις οποίες κοινοποιεί στον Διαχειριστή του Συστήματος. Στην περίπτωση αυτή εφαρμόζονται οι όροι του στοιχείου 5.3 της παρούσας. Σε περίπτωση αποδοχής της Πρότασης Μείωσης Ισχύος από τον Διαχειριστή του Συστήματος ή σε περίπτωση κατά την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου δεν υποβάλλει εμπρόθεσμα ένσταση κατά της Πρότασης Μείωσης Ισχύος ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε σχετική τροποποίηση του μεγέθους ισχύος της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος και την καταχωρίζει στο Μητρώο ΣΔΙ κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

5.3 Μείωση Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος με πρωτοβουλία Εκπροσώπου Φορτίου. Όταν ο Εκπρόσωπος Φορτίου κρίνει ότι συντρέχει συστηματικά μεγάλη απόκλιση μεταξύ της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος και της Πραγματικά Διαθέσιμης Ισχύος, όπως προκύπτει από τα στοιχεία του Διαχειριστή του Συστήματος, δύναται να αποστείλει στον Παραγωγό ειδοποίηση για διεξαγωγή έρευνας (εφεξής η

«Ειδοποίηση Διεξαγωγής Έρευνας») ως προς την πραγματική κατάσταση τεχνικής λειτουργίας της Μονάδας και τη δυνατότητα αποκατάστασης τυχόν βλάβης ή άλλων τεχνικών λόγων, με σκοπό να αξιολογηθεί η δυνατότητα επίτευξης Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος η οποία εύλογα να προσεγγίζει την Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύ. Η έρευνα διεξάγεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος όπως προβλέπεται στις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ σχετικά με τον έλεγχο των Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας Ισχύος και ολοκληρώνεται με την έκδοση σχετικού πορίσματος. Ο Παραγωγός οφείλει να επιτρέπει επιτόπιους ελέγχους και να παρέχει κάθε αναγκαία πληροφορία για την απρόσκοπτη διεξαγωγή της έρευνας. Το κόστος της διεξαγωγής έρευνας βαρύνει τον Παραγωγό σε περίπτωση που επαληθεύεται η ύπαρξη συστηματικά μεγάλης απόκλισης ή τον Εκπρόσωπο Φορτίου που απαίτησε την έρευνα σε κάθε άλλη περίπτωση. Όταν από την έρευνα διαπιστώνεται ότι είναι εφικτή η επίτευξη Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος η οποία να προσεγγίζει την Πραγματικά Διαθέσιμη Ισχύ, ο Παραγωγός οφείλει να προβεί εντός εύλογης προθεσμίας σε κάθε νόμιμη ενέργεια για το σκοπό αυτό. Αν πραγματοποιήσει τις απαραίτητες τεχνικές εργασίες, αποστέλλει Ειδοποίηση Αποκατάστασης Βλάβης στον Διαχειριστή του Συστήματος την οποία κοινοποιεί στον Εκπρόσωπο Φορτίου. Αν ο Διαχειριστής του Συστήματος αποδεχθεί την ειδοποίηση αυτή, η Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς παραμένει ως έχει. Αν παρέλθει άπρακτη η προθεσμία για την υποβολή της Ειδοποίησης Αποκατάστασης Βλάβης ή αν ο Διαχειριστής του Συστήματος δεν την αποδεχθεί ή αν στο πόρισμα του Διαχειριστή του Συστήματος διαπιστωθεί τεχνική αδυναμία βελτίωσης της διαθεσιμότητας ισχύος της Μονάδας ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε διατύπωση Πρότασης Μείωσης Ισχύος η οποία κοινοποιείται στα δύο μέρη. Εντός προθεσμίας δεκαπέντε (15) ημερών από την περιέλευση της πρότασης στον Παραγωγό, αυτός δύναται να προβάλλει ένσταση κατά αυτής. Σε περίπτωση οριστικής έγκρισης της Πρότασης Μείωσης Ισχύος από τον Διαχειριστή του Συστήματος ή σε περίπτωση κατά την οποία ο Παραγωγός δεν υποβάλλει εμπρόθεσμα ένσταση κατά της Πρότασης Μείωσης Ισχύος, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε σχετική τροποποίηση του μεγέθους ισχύος της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος και την καταχωρίζει στο Μητρώο ΣΔΙ κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

- 5.4 Επαναφορά Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος.** Οποτεδήποτε πριν από το πέρας του Χρόνου Αναφοράς της παρούσας, και εφόσον έχει επέλθει μείωση της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος κατά τις παραγράφους 5.2 ή 5.3, ο Παραγωγός εφόσον πραγματοποιήσει τις αναγκαίες τεχνικές εργασίες, δύναται να αποστείλει Ειδοποίηση Αποκατάστασης Βλάβης στον Διαχειριστή του Συστήματος η οποία κοινοποιείται στον Εκπρόσωπο Φορτίου και με την οποία προτείνει το αποκατασταθέν μέγεθος της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος. Εντός προθεσμίας δεκαπέντε (15) ημερών ο Εκπρόσωπος Φορτίου έχει δικαίωμα να αποστείλει Ειδοποίηση Διεξαγωγής Έρευνας, οπότε εφαρμόζονται οι διατάξεις της παραγράφου 5.3. Αν το πόρισμα της έρευνας επιβεβαιώσει το προταθέν μέγεθος ισχύος ή αν ο Εκπρόσωπος Φορτίου αποδεχθεί το προταθέν μέγεθος ισχύος, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε σχετική

τροποποίηση του μεγέθους ισχύος της Συμβατικά Διαθέσιμης Ισχύος και την καταχωρίζει στο Μητρώο ΣΔΙ κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

6. Κοινές δηλώσεις.

6.1 Τα δύο μέρη συμφωνούν ότι οποιαδήποτε συμφωνία που δεν περιλαμβάνεται στο έγγραφο της παρούσας ΣΔΙ για την τροποποίηση όρων του ΣΔΙ ή τον περιορισμό των υποχρεώσεων και δικαιωμάτων που απορρέουν από τη ΣΔΙ δεν παράγει κανένα έννομο αποτέλεσμα στο πλαίσιο της ΣΔΙ.

6.2 Τα συμβαλλόμενα μέρη δύνανται να συνάψουν οικονομική συμφωνία που αναφέρεται στην εκπλήρωση των υποχρεώσεων από την παρούσα ΣΔΙ, η οποία σε καμία περίπτωση δεν επηρεάζει το κύρος, την ισχύ, την ερμηνεία ή την εφαρμογή της ΣΔΙ. Τα δύο μέρη συμφωνούν ότι ένσταση μη εκπληρωθέντος συναλλάγματος που θεμελιώνεται με βάση την οικονομική συμφωνία μεταξύ τους δεν προβάλλεται νομίμως για τη μη εκπλήρωση υποχρεώσεων που απορρέουν από τη ΣΔΙ και ότι η μη εκπλήρωση υποχρεώσεων που απορρέουν από οικονομική συμφωνία ή η λήξη της ισχύος οικονομικής συμφωνίας δεν θεμελιώνει δικαίωμα καταγγελίας της ΣΔΙ για κανένα μέρος.

6.3 Τα δύο μέρη δηλώνουν ρητά και ανεπιφύλακτα ότι έχουν συμφωνήσει την παροχή κοινά αποδεκτού ανταλλάγματος για την εκπλήρωση της υπόσχεσης διαθεσιμότητας και των παρεπόμενων εκ της παρούσας ΣΔΙ υποχρεώσεων και συμφωνούν ότι η συμφωνία αυτή δεν επηρεάζει κατά κανένα τρόπο το κύρος ή την ισχύ της ΣΔΙ καθώς και την εκπλήρωση των υποχρεώσεων και την άσκηση των δικαιωμάτων που απορρέουν από τη ΣΔΙ.

7. Υποκατάσταση Παραγωγού. Τα δύο μέρη συμφωνούν ότι ο Παραγωγός δύναται να υποκατασταθεί από άλλο Παραγωγό στην παρούσα ΣΔΙ μόνο εφόσον η ίδια υποκατάσταση έχει νομίμως συντελεσθεί για το ΑΔΙ-Αναφοράς και έχει γίνει αντίστοιχη εγγραφή στο Μητρώο ΣΔΙ.

8. Παροχή πληροφοριών. Ο Παραγωγός εγγυάται ότι θα παρέχει στον Εκπρόσωπο Φορτίου κατόπιν σχετικής έγγραφης αίτησης, πληροφορίες σχετικά με τις Δηλώσεις Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας και τις Δηλώσεις Μείζονος Βλάβης, καθώς και κάθε άλλη πληροφορία σχετική με την εκπλήρωση των υποχρεώσεών του από την παρούσα, εκτός εάν οι πληροφορίες αυτές προστατεύονται ως απόρρητες από διάταξη νόμου ή συμφωνία.

9. Νομοθεσία. Κατά το Χρόνο Αναφοράς της παρούσας, τα Μέρη οφείλουν να ενεργούν σύμφωνα με το ελληνικό δίκαιο και ιδίως σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν.2773/1999 όπως ισχύει και του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

10. Ανωτέρα Βία.

10.1 «Γεγονός Ανωτέρας Βίας» αποτελεί κάθε γεγονός ή κατάσταση που βρίσκεται εκτός της σφαίρας ελέγχου ή επιρροής των Μερών και το οποίο δεν θα μπορούσε να είχε προβλεφθεί ή προληφθεί ακόμα και με

καταβολή άκρας επιμέλειας εκ μέρους τους. Γεγονός Ανωτέρας Βίας συνιστούν ιδίως απεργίες, ή οποιαδήποτε άλλη εργατική κινητοποίηση ή εργατική διαφορά η οποία, σε κάθε περίπτωση, συμβαίνει σε εθνικό επίπεδο και διαρκεί περισσότερο από πέντε (5) συνεχόμενες ημέρες και επηρεάζει ουσιωδώς δυσμενώς την εκτέλεση των υποχρεώσεων οιοδήποτε εκ των μερών, πράξη πολέμου (κηρυγμένου ή ακήρυκτου), εισβολή, ένοπλη σύρραξη ή πράξη αλλοδαπού εχθρού που σε κάθε περίπτωση αφορούν ή επηρεάζουν άμεσα την Ελλάδα, επανάσταση, λαϊκή εξέγερση, στάση, ανταρσία, κοινωνική αναταραχή, δολιοφθορά ή τρομοκρατική πράξη που σε κάθε περίπτωση εμφανίζονται στην Ελλάδα και επηρεάζουν άμεσα την εκτέλεση των υποχρεώσεων οιοδήποτε εκ των Μερών, πυρηνική έκρηξη, ραδιενεργή ή χημική μόλυνση, η οποία επηρεάζει άμεσα την εκτέλεση των υποχρεώσεων των Μερών, σεισμό ή οποιαδήποτε άλλη σεισμική δραστηριότητα των οποίων οι συνέπειες είναι σοβαρότερες από εκείνες που σύμφωνα με τις προδιαγραφές της Μονάδας δεν επηρεάζουν τη λειτουργία της.

- 10.2** Σε περίπτωση επέλευσης Γεγονότος Ανωτέρας Βίας, το Μέρος που αδυνατεί να εκπληρώσει τις υποχρεώσεις του ειδοποιεί αμέσως και εγγράφως τον αντισυμβαλλόμενο σχετικά με το Γεγονός Ανωτέρας Βίας και την αναμενόμενη διάρκειά του, ορίζοντας τις υποχρεώσεις που αδυνατεί να εκπληρώσει εξ αυτής της αιτίας. Κατά τη διάρκεια του Γεγονότος Ανωτέρας Βίας το Μέρος που επηρεάζεται θα ενημερώνει τακτικά το άλλο Μέρος για τις εξελίξεις και θα ειδοποιεί εγγράφως όταν το Γεγονός Ανωτέρας Βίας παύσει να υφίσταται ή όταν οι συνέπειες του σταματούν να τον επηρεάζουν. Τα Μέρη θα καταβάλλουν κάθε εύλογη προσπάθεια για να ελαχιστοποιήσουν τις δυσμενείς συνέπειες (περιλαμβανομένων και των καθυστερήσεων στην εκτέλεση των υποχρεώσεων υπό την παρούσα) του Γεγονότος Ανωτέρας Βίας.
- 11. Πρόωρη Λήξη.** Η παρούσα Σύμβαση λήγει πρόωρα αυτοδικαίως σε περίπτωση διαγραφής του ΑΔΙ-Αναφοράς από το Μητρώο ΑΔΙ. Σε κάθε περίπτωση, ο Εκπρόσωπος Φορτίου δύναται να παραιτηθεί οικειοθελώς από τα δικαιώματά του που απορρέουν από την παρούσα σύμβαση, οπότε λήγει πρόωρα η σύμβαση. Σε περίπτωση πρόωρης λήξης της σύμβασης χωρίς προηγούμενη διαγραφή του ΑΔΙ-Αναφοράς, η ΣΔΙ διαγράφεται από το Μητρώο ΣΔΙ, ενώ το ΑΔΙ-Αναφοράς εξακολουθεί να ισχύει. Ο Εκπρόσωπος Φορτίου δικαιούται να καταγγείλει τη σύμβαση σε περίπτωση παραβίασης των υποχρεώσεων του Παραγωγού και ιδίως τα αναφερόμενα στην παράγραφο 5 της παρούσας σύμβασης.
- 12. Επίλυση Διαφορών.** Τυχόν διαφορές που ανακύπτουν μεταξύ των Μερών σχετικά με την εγκυρότητα, δεσμευτικότητα, ερμηνεία ή εφαρμογή της παρούσας, θα επιλύεται οριστικά σύμφωνα με τις διατάξεις του παρόντος άρθρου.
- 12.1 Φιλική διευθέτηση.** Σε περίπτωση διαφοράς, κάθε μέρος δύναται να κοινοποιήσει στο άλλο πρόσκληση για φιλική διευθέτηση. Εντός προθεσμίας τριών (3) ημερών από την περιέλευση της πρόσκλησης, τα Μέρη οφείλουν να ορίσουν και να γνωστοποιήσουν αμοιβαία τους

Εκπροσώπους τους για τη διευθέτηση. Οι Εκπρόσωποι οφείλουν να διαπραγματευτούν με καλή πίστη και σύμφωνα με τα συναλλακτικά ήθη για τη διευθέτηση της διαφοράς. Τα αποτελέσματα της διαπραγμάτευσης αυτής καταγράφονται σε πρωτόκολλο, που υπογράφεται από τους εκπροσώπους και δεσμεύει τα Μέρη. Η διαδικασία διευθέτησης διαφοράς θα ολοκληρώνεται σε χρονικό διάστημα τριάντα (30) ημερών από την αποστολή πρόσκλησης για φιλική διευθέτηση

12.2 Διαιτητικήπραγματογνωμοσύνη και διαιτησία. Ρητά συμφωνείται ότι σε περίπτωση μη επίλυσης της διαφοράς κατά τη διαδικασία της φιλικής διευθέτησης, η διαφορά επιλύεται κατά το Άρθρο 10 του ΚΔΣ&ΣΗΕ Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

12.3 Εκπλήρωση Υποχρεώσεων. Κατά τη διάρκεια Φιλικής Διευθέτησης, Πραγματογνωμοσύνης ή Διαιτησίας που διεξάγεται δυνάμει του παρόντος, τα Μέρη θα εξακολουθούν να εκπληρώνουν τις υποχρεώσεις τους δυνάμει της παρούσας Σύμβασης.

13. Κοινοποιήσεις. Αντίκλητος.

(α) Αποστολή. Οποιαδήποτε κοινοποίηση αφορά την παρούσα Σύμβαση ή σχετίζεται με αυτή θα γίνεται

(1) Για τον Παραγωγό:

- με συστημένη επιστολή στη διεύθυνση ή
- με τηλεομοιοτυπία στον αριθμό ή
- με ηλεκτρονικό ταχυδρομείο στην ηλεκτρονική διεύθυνση
.....
σε κάθε περίπτωση σε προσοχή των

(2) Για τον Εκπρόσωπο Φορτίου:

- με συστημένη επιστολή στη διεύθυνση ή
- με τηλεομοιοτυπία στον αριθμό ή
- με ηλεκτρονικό ταχυδρομείο στην ηλεκτρονική διεύθυνση
.....
σε κάθε περίπτωση σε προσοχή των

(β) Απόδειξη. Χρόνος. Ο αποδέκτης οποιασδήποτε τέτοιας κοινοποίησης θα λογίζεται ότι έλαβε γνώση του εγγράφου που κοινοποιείται κατά την ημερομηνία επίδοσης της συστημένης επιστολής ή κατά το χρόνο που αναγράφεται στο αποδεικτικό μετάδοσης της τηλεομοιοτυπίας ή κατά το χρόνο που αναγράφεται στο αποδεικτικό ανάγνωσης του ηλεκτρονικού ταχυδρομείου.

(γ) Αντίκλητος. Αντίκλητος ορίζεται για τον Παραγωγό
..... και για τον Εκπρόσωπο Φορτίου
.....

14. Μερική Ακυρότητα. Οποιαδήποτε διάταξη της παρούσας Σύμβασης που είναι ή καθίσταται παράνομη, άκυρη ή μη εκτελεστή, θα θεωρείται

ότι διαγράφεται κατά το μέρος της παρανομίας, ακυρότητας ή μη εκτελεστότητας και οι υπόλοιπες διατάξεις (και η εν λόγω διάταξη, στο βαθμό που παραμένει ισχυρή) θα παραμένουν σε πλήρη ισχύ.

15. **Εφαρμοστέο Δίκαιο.** Η παρούσα Σύμβαση διέπεται από το Ελληνικό Δίκαιο και ερμηνεύεται σύμφωνα με αυτό.
16. **Παράλειψη ή καθυστέρηση άσκησης δικαιώματος.** Η παράλειψη ή καθυστέρηση άσκησης οποιουδήποτε δικαιώματος αναγνωρίζεται στα μέρη δυνάμει της παρούσας δεν θα αποτελεί ούτε και θα ερμηνεύεται ως παραίτηση από το δικαίωμα ούτε και θα επιφέρει αποδυνάμωση του δικαιώματος αυτού λόγω παράλειψης της άσκησης του.
17. **Πλήρης συμφωνία.** Η παρούσα Σύμβαση αποτελεί πλήρη συμφωνία μεταξύ των Μερών και κατισχύει κάθε άλλης προφορικής ή γραπτής συμφωνίας.

ΣΕ ΠΙΣΤΩΣΗ ΤΩΝ ΑΝΩΤΕΡΩ, τα Μέρη υπέγραψαν την παρούσα Σύμβαση σε δύο (2) πρωτότυπα».

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ

ΠΡΟΤΥΠΑ ΕΝΤΥΠΑ ΑΙΤΗΣΕΩΝ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται τα πρότυπα έντυπα αιτήσεων που υποβάλουν κατά περίπτωση οι Συμμετέχοντες στο Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Οι αιτήσεις των Συμμετεχόντων **πρέπει απαραίτητα** να συμφωνούν με τα πρότυπα έγγραφα τα οποία ακολουθούν.

Οι Συμμετέχοντες πρέπει να υποβάλλουν συνημμένα με κάθε αίτηση και τα νομιμοποιητικά έγγραφα που απαιτούνται, σε περίπτωση που αυτά δεν έχουν ήδη υποβληθεί στο αρχείο του Μητρώου Συμμετεχόντων του Διαχειριστή του Συστήματος ή έχουν υπάρξει τροποποιήσεις. Σε κάθε περίπτωση πρέπει να υποβληθεί συνημμένα με τις αιτήσεις η Υπεύθυνη Δήλωση του Εκπροσώπου η οποία παρατίθεται στην ενότητα ΙΙΙ.3. Τα απαιτούμενα νομιμοποιητικά έγγραφα είναι τα εξής:

- Επικυρωμένο αντίγραφο του ισχύοντος κωδικοποιημένου καταστατικού.
- Σε περίπτωση μη ύπαρξης κωδικοποιημένου καταστατικού που να περιλαμβάνει όλες τις μέχρι σήμερα τροποποιήσεις του, απαιτείται το τελευταίο κωδικοποιημένο καταστατικό ή το καταστατικό σύστασης της εταιρείας, επίσημη πρωτότυπη βεβαίωση από την αρμόδια εποπτεύουσα αρχή με τις τροποποιήσεις του καταστατικού και τα σχετικά ΦΕΚ.
- Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού γενικής συνέλευσης για εκλογή τελευταίου Δ.Σ. και σχετικό ΦΕΚ.
- Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού συγκρότησης Δ.Σ. και ορισμού αρμοδιοτήτων μελών Δ.Σ. και εκπροσώπησης της εταιρίας και σχετικό ΦΕΚ. Σε περίπτωση που υπάρχουν παραιτήσεις/αντικαταστάσεις μελών Δ.Σ., απαιτούνται επικυρωμένα αντίγραφα των σχετικών πρακτικών Δ.Σ. και ΦΕΚ.

Τα παραπάνω νομιμοποιητικά έγγραφα είναι ενδεικτικά. Ο τελικός έλεγχος θα γίνει από τη νομική υπηρεσία του Διαχειριστή του Συστήματος και είναι πιθανό να απαιτηθούν πρόσθετα νομιμοποιητικά έγγραφα.

Έγγραφα του Συμμετέχοντος που υποβάλλονται στον Διαχειριστή του Συστήματος και που δεν φέρουν την υπογραφή του νόμιμου εκπροσώπου θα πρέπει να συνοδεύονται από σχετικό πρακτικό/εξουσιοδότηση του αρμοδίου οργάνου του Συμμετέχοντος προς το πρόσωπο που υπογράφει.

Τα έγγραφα που υπογράφονται από το νόμιμο εκπρόσωπο του Συμμετέχοντος πρέπει να φέρουν και σφραγίδα της εταιρείας.

Σημειώνεται ότι τα πρότυπα έντυπα αιτήσεων διατίθενται σε ηλεκτρονική μορφή στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.

III.1 Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής

III.1.1 Αίτηση καταχώρισης ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ

ΑΙΤΗΣΗ ΚΑΤΑΧΩΡΙΣΗΣ ΑΠΟΔΕΙΚΤΙΚΩΝ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΜΗΤΡΩΟ ΑΔΙ

ΚΑΤΟΧΟΣ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

Ημερομηνία Αίτησης	
Κωδικός Αριθμός Μονάδας Παραγωγής σύμφωνα με το Μητρώο Κατανεμημένων Μονάδων	
Αριθμός Πιστοποιητικού Έκδοσης ΑΔΙ (για νέες Μονάδες και Αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με το άρθρο 225 του ΚΔΣ&ΣΗΕ)	
Χρόνος Αναφοράς ΑΔΙ	από ____/____/20__ έως ____/____/20__
Αριθμός ΑΔΙ προς καταχώριση στο Μητρώο ΑΔΙ (*)	
Νομίμως Εκπρόσωπος κατοχού Άδειας Παραγωγής	

Αποδέχομαι, ρητά και ανεπιβλήατα, τους όρους του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ&ΣΗΕ) (ΦΕΚ 675/Β/17.05.2005) όπως αυτό ισχύει.

Θα είλω να ενημερώνω το Διαχειριστή του Συστήματος για κάθε γεγονός που επηρεάζει τροποποίηση ή μεταβολή των στοιχείων των ΑΔΙ το αργότερο εντός προθεσμίας δύο (2) ημερών από την επίτευξη του γεγονότος.

Η υποβολή της παρούσας Αίτησης Καταχώρισης ΑΔΙ συνεπάγεται την, από μέρος του Παραγωγού, αναγνώριση της δυνατότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να αναρτήσει σχετικό στοιχείο στην ιστοσελίδα του.

Για τον κάτοχο της Άδειας Παραγωγής:

(υπογραφή Νομίμου Εκπροσώπου)

Π.Ρ.Σ.Π.Η.Ρ.Σ.Η.

(*) Το στήλο των αριθμών των ΑΔΙ που έχουν τον ίδιο Κωδικό Αναφοράς και αφορούν την ίδια Μονάδα Παραγωγής καθορίζεται σύμφωνα με το άρθρο 225 §1 του ΚΔΣ&ΣΗΕ

III.1.2 Αίτηση τροποποίησης ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ

ΑΙΤΗΣΗ ΤΡΟΠΟΠΟΙΗΣΗΣ
ΑΠΟΔΕΙΚΤΙΚΩΝ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ
ΣΤΟ ΜΗΤΡΩΟ ΑΔΙ

ΚΑΤΟΧΟΣ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

Ημερομηνία Αίτησης	
Ημερομηνία Έναρξης Ισχύος Τροποποίησης	
Κωδικός Αριθμός Μονάδας Παραγωγής σύμφωνα με το Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων	
Αριθμός Πιστοποιητικού Έκδοσης ΑΔΙ (για νέες Μονάδες και Αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με το άρθρο 225 του ΚΔΣ&ΣΗΕ)	
Παλιός Χρόνος Αναφοράς ΑΔΙ	από __/__/20__ έως __/__/20__
Νέος Χρόνος Αναφοράς ΑΔΙ	από __/__/20__ έως __/__/20__
Νόμιμος Εκπρόσωπος κατόχου Αδειας Παραγωγής	

Αποδέχομαι, ρητά και ανεπιφύλακτα, τους όρους του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ&ΣΗΕ) (ΦΕΚ655/Β/17.05.2005), όπως αυτός ισχύει.

Θα είλω να ενημερώνω το Διαχειριστή του Συστήματος για κάθε γεγονός που επιφέρει τροποποίηση ή μεταβολή των στοιχείων των ΑΔΙ το αργότερο εντός προθεσμίας δύο (2) ημερών από την επέλευση του γεγονότος.

Η υποβολή της παρούσας Αίτησης Τροποποίησης ΑΔΙ συνεπάγεται την, από μέρος του Παραγωγού, αναγνώριση της δυνατότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να αναρτήσει σχετικά στοιχεία στην ιστοσελίδα του.

Για τον κάτοχο της Αδειας Παραγωγής

(υπογραφή Νόμιμου Εκπροσώπου)

III.1.3 Αίτηση τροποποίησης κατόχου ΑΔΙ

ΑΙΤΗΣΗ ΤΡΟΠΟΠΟΙΗΣΗΣ
ΑΠΟΔΕΙΚΤΙΚΩΝ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ
ΛΟΓΩ ΥΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ
ΚΑΤΟΧΟΥ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

ΠΑΛΑΙΟΣ ΚΑΤΟΧΟΣ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ : _____

ΝΕΟΣ ΚΑΤΟΧΟΣ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

Ημερομηνία Αίτησης	
Ημερομηνία Έναρξης Ισχύος Τροποποίησης	
Κωδικός Αριθμός Μονάδας Παραγωγής σύμφωνα με το Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων	
Αριθμός Πιστοποιητικού Έκδοσης ΑΔΙ (για νέες Μονάδες και Αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με το άρθρο 225 του ΚΔΣ&ΣΗΕ)	
Νόμιμος Εκπρόσωπος νέου κατόχου Άδειας Παραγωγής	
Νόμιμος Εκπρόσωπος παλαιού κατόχου Άδειας Παραγωγής	

Αποδέχομαι ρητά και ανεπιφύλακτα, τους όρους του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συνάλλων Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ&ΣΗΕ) (ΦΕΚ655/Β/17.05.2005) όπως αυτός ισχύει.

Η υποβολή της παρούσας Αίτησης Τροποποίησης κατόχου Άδειας Παραγωγής ΑΔΙ συνεπάγεται την, από μέρους του νέου κατόχου Άδειας Παραγωγής, αναγνώριση της δυνατότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να αναρτήσει σχετικά στοιχεία στην ιστοσελίδα του.

Για τον παλιό κάτοχο της Άδειας Παραγωγής

Για το νέο κάτοχο της Άδειας Παραγωγής

(υπογραφή Νόμιμου Εκπροσώπου)

(υπογραφή Νόμιμου Εκπροσώπου)

III.1.4 Αίτηση καταχώρισης ΑΔΙ στο Ειδικό Τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ

ΑΙΤΗΣΗ ΚΑΤΑΧΩΡΙΣΗΣ
ΑΠΟΔΕΙΚΤΙΚΩΝ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ
ΣΤΟ ΕΙΔΙΚΟ ΤΜΗΜΑ ΤΟΥ ΜΗΤΡΩΟΥ ΑΔΙ

ΚΑΤΟΧΟΣ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

Ημερομηνία Αίτησης	
Κωδικός Αριθμός Μονάδας Παραγωγής σύμφωνα με το Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων	
Αριθμός Πιστοποιητικού Έκδοσης ΑΔΙ (για νέες Μονάδες και Αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με το άρθρο 225 του ΚΔΣ&ΣΗΕ)	
Έτος Αξιοπιστίας στο οποίο αναφέρονται τα ΑΔΙ	Οκτώβριος 20__ - Σεπτέμβριος 20__
Αριθμός ΑΔΙ για εγγραφή στο Ειδικό Τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ	
Νόμιμος Εκπρόσωπος κατόχου Άδειας Παραγωγής	

Αποδέχομαι, ρητά και ανεπιφύλακτα, τους όρους του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ&ΣΗΕ) (ΦΕΚ655/Β/17.05.2005), όπως αυτός ισχύει.

Η υποβολή της παρούσας Αίτησης Καταχώρισης ΑΔΙ στο Ειδικό Τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ συνεπάγεται την, από μέρος του Παραγωγού, αναγνώριση της δυνατότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να αναρτήσει σχετικά στοιχεία στην ιστοσελίδα του.

Για τον κάτοχο της Άδειας Παραγωγής

(υπογραφή Νόμιμου Εκπροσώπου)

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΗ

Προσκαταβόμενο για την εγγραφή Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος στο Ειδικό Τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ είναι τα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος να έχουν προηγουμένως εγγραφεί στο Μητρώο ΑΔΙ.

III.2 Εκπρόσωποι Φορτίου

III.2.1 Αίτηση καταχώρισης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ

ΑΙΤΗΣΗ ΚΑΤΑΧΩΡΙΣΗΣ ΣΥΜΒΑΣΕΩΝ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΜΗΤΡΩΟ ΣΔΙ

ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ: _____

ΚΑΤΟΧΟΣ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

Ημερομηνία Αίτησης	
Ημερομηνία έναρξης ισχύος καταχώρισης	
Κωδικός Αριθμός Μονάδας Παραγωγής σύμφωνα με το Μητρώο Καταγεμόμενων Μονάδων	
Αριθμός Πιστοποιητικού Έκδοσης ΑΔΙ (για νέες Μονάδες και Αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με το άρθρο 225 του ΚΔΣ&ΣΗΕ)	
Χρόνος Αναφοράς	από __/__/20__ έως __/__/20__
Αριθμός Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος προς καταχώριση στο Μητρώο ΣΔΙ	
Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς της Μονάδας Παραγωγής (MW)	
Νόμιμος Εκπρόσωπος Εκπροσώπου Φορτίου	
Νόμιμος Εκπρόσωπος Κατόχου Άδειας Παραγωγής	

Υπογραφή
Νόμιμου Εκπροσώπου
του κατόχου Άδειας Παραγωγής

Υπογραφή
Νόμιμου Εκπροσώπου
του Εκπροσώπου Φορτίου

Αποδέχονται ρητά και ανεπιφύλακτα, τους όρους του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συμβαδών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ&ΣΗΕ) (ΦΕΚ 655 Β' 17.05.2005), όπως αυτό ισχύει.

Η υποβολή της παρούσας Αίτησης Καταχώρισης ΣΔΙ συνεπάγεται την, από μέρος των συμβαλλόμενων μερών, αναγνώριση της δυνατότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να αναρτήσει σχετικά στοιχεία στην ιστοσελίδα του.

Για τον κάτοχο της Άδειας Παραγωγής

Για τον Εκπρόσωπο Φορτίου

(υπογραφή Νόμιμου Εκπροσώπου)

(υπογραφή Νόμιμου Εκπροσώπου)

III.2.2 Αίτηση μεταβίβασης ΣΔΙ

**ΑΙΤΗΣΗ ΜΕΤΑΒΙΒΑΣΗΣ
ΣΥΜΒΑΣΕΩΝ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ
ΣΤΟ ΜΗΤΡΩΟ ΣΔΙ**

ΝΕΟΣ ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ: _____

ΠΑΛΑΙΟΣ ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ: _____

ΚΑΤΟΧΟΣ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ: _____

Ημερομηνία Αίτησης	
Ημερομηνία έναρξης ισχύος μεταβίβασης	
Κωδικός Αριθμός Μονάδας Παραγωγής σύμφωνα με το Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων	
Αριθμός Πιστοποιητικού Έκδοσης ΑΔΙ (για νέες Μονάδες και Αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με το άρθρο 225 του ΚΔΣ&ΣΗΕ)	
Χρόνος Αναφοράς ΣΔΙ	από ___/___/20__ έως ___/___/20__
Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς της Μονάδας Παραγωγής (MW)	
Αριθμός Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος προς μεταβίβαση	
Νόμιμος Εκπρόσωπος Νέου Εκπροσώπου Φορτίου	
Νόμιμος Εκπρόσωπος Παλαιού Εκπροσώπου Φορτίου	

Αποδεχόμαστε, ρητά και ανεπιφύλακτα, τους όρους του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συνολικών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ&ΣΗΕ) (ΦΕΚ655/Β'17.05.2005), όπως αυτός ισχύει.

Τα δύο μέρη συμφωνούν ότι:

- Ο παλαιός Εκπρόσωπος Φορτίου μεταβιβάζει ανεπιφύλακτα στον νέο Εκπρόσωπο Φορτίου το σύνολο των δικαιωμάτων και υποχρεώσεων που απορρέουν από τις ΣΔΙ.
- Τα δύο μέρη έχουν συμφωνήσει την παροχή κοινά αποδεκτού ανταλλάγματος για τη μεταβίβαση των δικαιωμάτων και υποχρεώσεων που απορρέουν από τις ΣΔΙ.
- Η συμφωνία αυτή δεν επηρεάζει κατά κανένα τρόπο το κύρος ή την ισχύ των ΣΔΙ καθώς και την εκκλήρωση των υποχρεώσεων και την άσκηση των δικαιωμάτων που απορρέουν από τις ΣΔΙ.

ΜΕΤΑΒΙΒΑΣΗ ΣΔΙ

Υπογραφή
Νόμιμου Εκπροσώπου
του παλαιού Εκπροσώπου Φορτίου

Υπογραφή
Νόμιμου Εκπροσώπου
του νέου Εκπροσώπου Φορτίου

Σελίδα 1 από 2

Η υποβολή Αίτησης Μεταβίβασης ΣΔΙ συνεπάγεται την από μέρους συμβαλλομένων μερών αναγνώριση της δυνατότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να αναρτήσει σχετικά στοιχεία στην ιστοσελίδα του.

Για τον παλιό Εκπρόσωπο Φορτίου

Για το νέο Εκπρόσωπο Φορτίου

(υπογραφή Νόμιμου Εκπροσώπου)

(υπογραφή Νόμιμου Εκπροσώπου)

III.2.3 Δήλωση Συμμετοχής στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

ΔΗΛΩΣΗ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΣΤΟ ΜΕΤΑΒΑΤΙΚΟ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟ ΔΙΑΣΦΑΛΙΣΗΣ ΕΠΑΡΚΟΥΣ ΙΣΧΥΟΣ

ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ: _____

Ημερομηνία Αίτησης	
Έτος Αξιοπιστίας για το οποίο συνάπτεται η Σύμβαση Συμμετοχής στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος	Οκτώβριος 20__ - Σεπτέμβριος 20__
Νόμιμος Εκπρόσωπος Εκπροσώπου Φορτίου	

Αποδέχομαι, ρητά και ανεπιφύλακτα, τους όρους του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ&ΣΗΕ) (ΦΕΚ655/Β/17.05.2005), όπως αυτός ισχύει.

Δηλώνω ότι επιθυμώ να συνάψω Σύμβαση Συμμετοχής στο Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος με τον Διαχειριστή του Συστήματος για το παραπάνω Έτος Αξιοπιστίας. Η Σύμβαση Συμμετοχής στον Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Ισχύος δεν υπόκειται σε κανέναν άλλο τύπο πέραν της παρούσας δήλωσης.

Δηλώνω ότι θα εκπληρώσω την υποχρέωση προσκόμισης εγγυήσεων διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος μέσω της παρούσας Σύμβασης.

Με τη Σύμβαση Συμμετοχής στον Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Ισχύος αναλαμβάνω την υποχρέωση να καταβάλλω τίμημα στον Διαχειριστή του Συστήματος, σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ, όπως αυτός ισχύει.

Για τον Εκπρόσωπο Φορτίου

(υπογραφή Νόμιμου Εκπροσώπου)

III.3 Υπεύθυνη Δήλωση Συμμετέχοντα

ΠΡΟΣ ΤΟ ΔΕΣΜΗΕ

ΥΠΕΥΘΥΝΗ ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΥ/ΩΝ

.....20

Κύριοι,

Ο/Οι υπογράφωντες

..... με το παρόν σας δηλώνουμε υπεύθυνα και σε σχέση με τις συναλλαγές της εταιρίας μας με την επωνυμία με τον ΔΕΣΜΗΕ, ότι δεν έχει σημειωθεί καμία τροποποίηση του καταστατικού και της εκπροσώπησης της εταιρείας ή άλλη μεταβολή στην εταιρική κατάσταση.

- εκτός από την μέχρι σήμερα ισχύουσα σύμφωνα με τα έγγραφα που ήδη σας έχουμε παραδώσει.
- εκτός από αυτές που αναφέρονται στα παρακάτω έγγραφα που σας παραδίδουμε:

.....

Σχετικά αναλαμβάνουμε την υποχρέωση να σας ενημερώνουμε για κάθε παρόμοια μεταβολή, αποστέλλοντας χωρίς καθυστέρηση επικυρωμένα αντίγραφα όλων των κρίσιμων εγγράφων, ευθυνόμενοι για κάθε ζημιά σας από τυχόν παράλειψή μας. Όλες οι μεταβολές αυτές, όπως και τυχόν ανάκληση των παρεχόμενων από την εταιρεία μας πληρεξουσίων, θα ισχύουν έναντί σας από την επόμενη της παραλαβής τους ημέρα και θα αποδεικνύονται από το γεγονός αυτό, χωρίς, διαφορετικά, να είναι δυνατό να αντιταχθούν προς το ΔΕΣΜΗΕ. Ουδεμία ευθύνη θα έχετε από οποιαδήποτε συναλλαγή σας με την εταιρία μας, η οποία θα εκπροσωπηθεί από πρόσωπα που δεν νομιμοποιούνται εξαιτίας μεταγενέστερων εταιρικών μεταβολών που δεν σας γνωστοποιήθηκαν όπως παραπάνω, ο/οι δε υπογράφωντες θα ευθυνόμεθα εις ολόκληρο έκαστος για κάθε ζημιά που τυχόν υφίσταται.


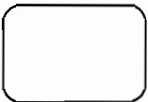


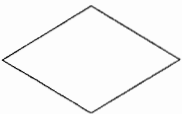
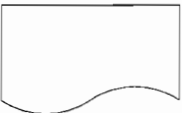
Μετά τιμής

(σφραγίδα – εξουσιοδοτημένη υπογραφή – όνομα υπογράφοντος)

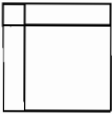
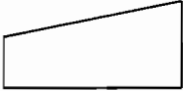

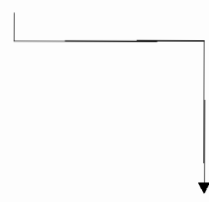
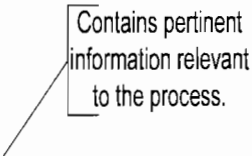


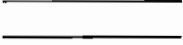
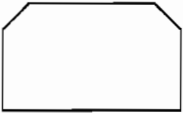
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV

ΟΡΙΣΜΟΙ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ ΡΟΗΣ

Το παρόν Παράρτημα παρέχει τον ορισμό των σχημάτων που χρησιμοποιούνται κατά την ανάπτυξη των Διαγραμμάτων Ροής. Τα Διαγράμματα Ροής απεικονίζουν τις βασικές Επιχειρησιακές Διαδικασίες των διαφόρων δραστηριοτήτων της αγοράς που διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος. Τα Διαγράμματα Ροής ενσωματώνονται στις ενότητες του παρόντος Εγχειριδίου.

Σύμβολο	Ορισμός
	Σύνολο Διαδικασιών – το σχήμα αυτό αντιπροσωπεύει μία συλλογή από διαδικασίες και δείχνει τη σχέση της μίας διαδικασίας με την άλλη.
	Κύρια Διαδικασία – το σχήμα αυτό περιέχει μία συνοπτική περιγραφή της διαδικασίας που θα περιγραφεί στη συνέχεια με λεπτομέρεια.
	Τεμάχιο Διαδικασίας – το σχήμα αυτό περιγράφει «διαδικασίες» οι οποίες μπορούν να οριστούν ως εκτέλεση συγκεκριμένων ενεργειών. Αποτελεί το συστατικό στοιχείο των διαγραμμάτων ροής Visio.
	Προκαθορισμένη Διαδικασία - το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για ένα σύνολο βημάτων που συνδυάζονται ώστε να δημιουργηθεί μία υπο-διαδικασία που ορίζεται κάπου αλλού, συχνά σε άλλη σελίδα του ίδιου διαγράμματος.
	Σύμβολο Απόφασης – όπως υπονοεί το όνομα, το σχήμα αυτό διακλαδίζει το διάγραμμα ροής με βάση την απόφαση που επιλέγεται. Το σχήμα λειτουργεί ως "If" δήλωση. Υπάρχουν δύο βασικοί τρόποι χρήσης του συμβόλου: <ul style="list-style-type: none"> ○ Yes/No Path – Έχει δύο εξόδους, Yes or No. ○ Multiple Path – Η ροή μπορεί να ακολουθήσει πολλαπλούς δρόμους που βασίζονται στις εξόδους. Το σημαντικό εδώ είναι κάθε μονοπάτι να είναι σωστά χαρακτηρισμένο, ακόμα και στην περίπτωση του "Yes" ή του "No". Αλλιώς, καθίσταται δύσκολη η συνέχιση της πορείας στο διάγραμμα.
	Σύμβολο Εγγράφου – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για να αναπαραστήσει ένα έγγραφο στο Διάγραμμα Ροής. Για παράδειγμα, εάν η είσοδος στη διαδικασία είναι ένα αρχείο, μπορεί να αναπαρασταθεί με το σύμβολο αυτό. Ένα άλλο παράδειγμα είναι εάν η έξοδος μίας διαδικασίας είναι ένα αρχείο.

Σύμβολο	Ορισμός
	<p>Σύμβολο Τερματισμού – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για να ξεκινήσει ή να τερματισθεί ένα διάγραμμα. Κατά κανόνα, κάθε Διάγραμμα Ροής έχει το σχήμα αυτό στην αρχή χαρακτηρισμένο ως «Εκκίνηση της (διαδικασίας)» και ένα στο τέλος ως «Τερματισμός της (διαδικασίας)». Ωστόσο, εάν το διάγραμμα καταλήγει σε πολλά σημεία, θα πρέπει να τοποθετηθεί και από ένα σύμβολο τερματισμού σε κάθε σημείο. Αυτό επίσης συμβαίνει και εάν το διάγραμμα έχει πολλαπλά σημεία εκκίνησης, κάτι που είναι πιο σπάνιο.</p>
	<p>Αναφορά εκτός σελίδας – τα σύμβολα αυτά χρησιμοποιούνται όταν κάτι που αναφέρεται βρίσκεται σε διαφορετική σελίδα. Τα σύμβολα αυτά είναι χρήσιμα γιατί αποφεύγεται η επανάληψη του ίδιου συνόλου συμβόλων πολλές φορές σε ένα διάγραμμα.</p>
	<p>Αναφορά εντός σελίδας – Ο μικρός αυτός κύκλος υποδηλώνει ότι το επόμενο (ή προηγούμενο) βήμα είναι κάπου αλλού στο διάγραμμα.</p>
	<p>Δεδομένα - το σχήμα αυτό υποδηλώνει πως η πληροφορία εισέρχεται στη διαδικασία από έξω, ή αφήνει τη διαδικασία. Το σχήμα αυτό μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για να δηλώσει συστατικά και μερικές φορές ονομάζεται και σχήμα Εισόδου/Εξόδου.</p>
	<p>Σύμβολο Βάσης Δεδομένων – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται συχνά όταν σχεδιάζονται software διαδικασίες, και παριστάνει μία σύνδεση σε βάση δεδομένων ή πιο ειδικά έναν πίνακα της βάσης.</p>
	<p>Αποθηκευμένα Δεδομένα – το στοιχείο αυτό δείχνει ποιες πληροφορίες που είναι τα αποτελέσματα της διαδικασίας αποθηκεύονται.</p>
	<p>Απευθείας δεδομένα - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία αποθηκευμένη έτσι ώστε μία απλή εγγραφή μπορεί να προσπελασθεί απευθείας. Το σχήμα αυτό αναπαριστά πως ένας σκληρός δίσκος υπολογιστή αποθηκεύει δεδομένα.</p>
	<p>Διαδοχικά δεδομένα - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία που αποθηκεύεται σε διαδοχική σειρά, όπως τα δεδομένα σε μαγνητική ταινία. Όταν τα δεδομένα αποθηκεύονται διαδοχικά, πρέπει και να ανακτηθούν διαδοχικά. Για παράδειγμα, για να υπάρχει πρόσβαση στην εγγραφή 7 πρέπει κάποιος πρώτα να πάει στις εγγραφές 1 έως 6.</p>

Σύμβολο	Ορισμός
	<p>Εσωτερική αποθήκευση - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία αποθηκευμένη σε έναν υπολογιστή.</p>
	<p>Χειροκίνητη είσοδος - Πρόκειται για ένα βήμα όπου κάποιος χειριστής παρέχει πληροφορίες στη διαδικασία.</p>
	<p>Χειροκίνητη λειτουργία - Πρόκειται για ένα βήμα που πρέπει να εκτελεσθεί από χειριστή.</p>
	<p>Δυναμικός σύνδεσμος - το εργαλείο αυτό συνδέει ένα στοιχείο με άλλο και δηλώνει την κατεύθυνση της ροής της διαδικασίας. Οι σύνδεσμοι αυτοί δύναται να δείχνουν τη σύνδεση μίας διαδικασίας ή συνόλου δεδομένων ή κάτι άλλου ή μπορεί να καταλήγουν σε ένα «Σύμβολο Απόφασης» και χαρακτηρίζονται με μία “Yes” ή “No” απόφαση και την επακόλουθη διαδικασία.</p>
	<p>Σχολιασμός - το κουτί κειμένου στις αγκύλες χρησιμοποιείται για να προστεθούν σχόλια για τα σχήματα του διαγράμματος ροής.</p>
	<p>Απεικόνιση - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία που απεικονίζεται σε χειριστή, συνήθως σε οθόνη υπολογιστή.</p>
	<p>Προπαρασκευή - το σχήμα αυτό δείχνει σε ποιο σημείο οι μεταβλητές αρχικοποιούνται στην προετοιμασία για μία διαδικασία.</p>
	<p>Παράλληλη κατάσταση - το σχήμα αυτό δείχνει που δύο διαφορετικές διαδικασίες μπορούν να λειτουργούν ταυτόχρονα.</p>
	<p>Όριο βρόχου - το σχήμα αυτό σημειώνει το μέγιστο αριθμό των επαναλήψεων που πρέπει να τρέξουν σε ένα βρόχο προτού προχωρήσει στο επόμενο βήμα.</p>

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V

ΣΥΝΟΠΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ PROSIM

V.1 Εισαγωγή

Το μοντέλο PROSIM (Production Simulation) αναπτύχθηκε από το Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του Ε.Μ.Π. και προσομοιώνει την από κοινού λειτουργία των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας πολλών περιοχών για ένα ορισμένο χρονικό ορίζοντα. Για κάθε έτος υπολογίζει το ενεργειακό ισοζύγιο, το κόστος λειτουργίας, τους εκπεμπόμενους ρύπους και την αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής σε εβδομαδιαία, μηνιαία και ετήσια βάση. Το σύστημα παραγωγής μιας περιοχής μπορεί να περιλαμβάνει υδροηλεκτρικούς σταθμούς αιχμής και βάσης, θερμικούς σταθμούς, αντλητικούς σταθμούς, μονάδες συμπαραγωγής και μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αιολικές, γεωθερμικές, ηλιακές). Οι μονάδες μπορεί να ανήκουν σε μία ή περισσότερες ηλεκτρικές εταιρείες, ενώ μονάδες διαφορετικών περιοχών μπορεί να ανήκουν στην ίδια εταιρεία. Συμβόλαια αγοράς-πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με άλλα συστήματα, διαφορετικά των υπό θεώρηση συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνονται υπόψη. Ετήσιος προγραμματισμός συντήρησης των θερμικών μονάδων προσδιορίζεται από το μοντέλο αυτόματα ενώ λαμβάνεται υπόψη ο μηχανισμός ωρίμανσης του Ρ.Μ.Π.Δ των θερμικών μονάδων. Το πρόγραμμα επιτρέπει την ενσωμάτωση κατά την περίοδο μελέτης μεταβολών στα χαρακτηριστικά των μονάδων, καθώς επίσης μεταβολές και σε άλλες επιλογές του προγράμματος. Το μοντέλο επίσης επιτρέπει η προσομοίωση του συστήματος να γίνεται με βάση την εβδομάδα ή κάθε εβδομάδα να διαιρείται περαιτέρω σε τέσσερις τύπους ημέρας, την ημέρα αιχμής, την ημέρα χαμηλού φορτίου, το Σάββατο και την Κυριακή.

V.2 Μεθοδολογία

Το πρόγραμμα υποθέτει γνωστή τη χρονολογική καμπύλη φορτίου και τις παραμέτρους του συστήματος παραγωγής (υδροηλεκτρικές μονάδες αιχμής και βάσης, θερμικές μονάδες, μονάδες συμπαραγωγής, αντλητικοί σταθμοί και μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας). Η προσομοίωση χρησιμοποιεί πιθανοτικές τεχνικές. Οι Ρ.Μ.Π.Δ. και οι απαιτήσεις συντήρησης των μονάδων παραγωγής λαμβάνονται υπόψη.

Για να προσομοιωθεί το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι συμβατικές μονάδες παριστάνονται με ένα έως τέσσερα επίπεδα (blocks) λειτουργίας, όπου κάθε επίπεδο λειτουργίας έχει τον αντίστοιχο Ρ.Μ.Π.Δ. Κάθε επίπεδο λειτουργίας περιγράφεται με ένα μοντέλο δύο καταστάσεων, δηλαδή η μονάδα είναι είτε διαθέσιμη είτε μη διαθέσιμη στο συγκεκριμένο επίπεδο λειτουργίας, εφόσον ζητηθεί η λειτουργία της στο συγκεκριμένο επίπεδο λειτουργίας. Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου παριστάνονται με τόσα επίπεδα

λειτουργίας όσος και ο αριθμός των αεριοστροβίλων της μονάδας. Κάθε επίπεδο λειτουργίας περιγράφεται με κατάλληλο μοντέλο πολλών καταστάσεων. Σε ετήσια βάση το μοντέλο:

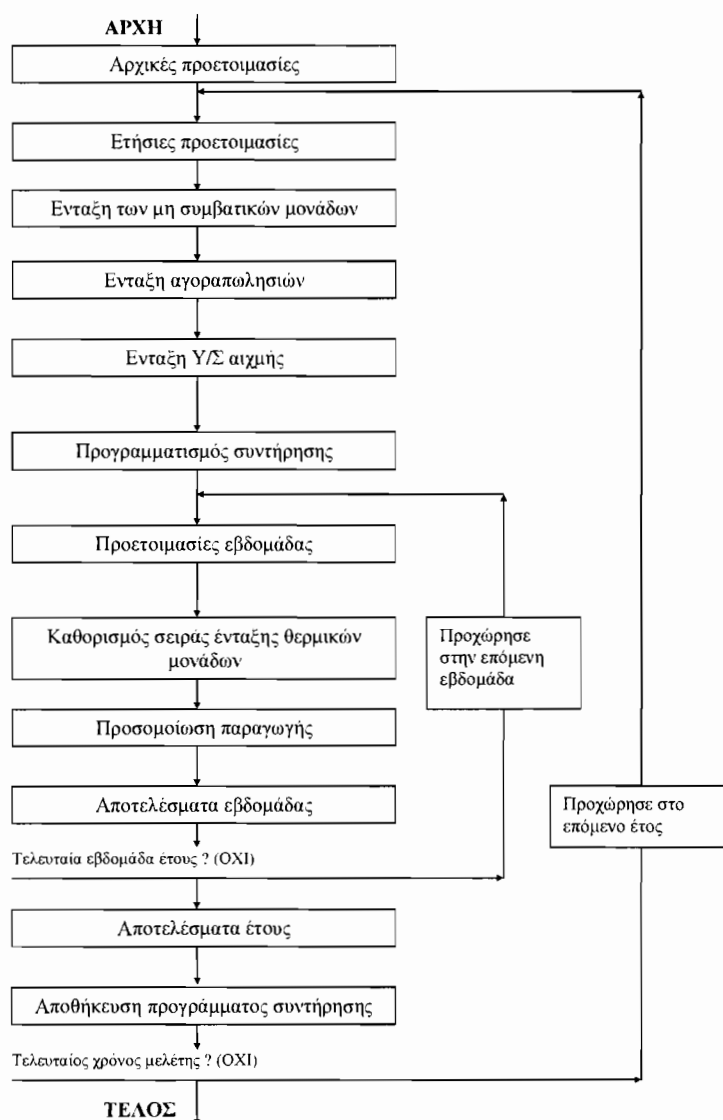
- 1) Συνθέτει τις χρονολογικές καμπύλες των περιοχών δημιουργώντας τη συνολική ετήσια χρονολογική καμπύλη
- 2) Εντάσσει τις μη συμβατικές μονάδες (Υ/Σ βάσης, γεωθερμικές, αιολικές, κλπ)
- 3) Τροποποιεί τα ωριαία φορτία έτσι ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι αγοραπωλησίες του έτους
- 4) Εντάσσει τους Υ/Σ αιχμής
- 5) Καθορίζει τον ετήσιο προγραμματισμό συντήρησης των θερμικών μονάδων με βάση το κριτήριο της επιπεδοποίησης της εφεδρείας
- 6) Προσομοιώνει τη λειτουργία του συστήματος παραγωγής. Για κάθε εβδομάδα το μοντέλο εκτελεί τα εξής βήματα:
 - i. Καθορίζει τη σειρά ένταξης των επιπέδων λειτουργίας των θερμικών μονάδων. Επίπεδα λειτουργίας (blocks) τοποθετούνται σε λίστα προτεραιότητας ενσωματώνοντας συνήθεις πρακτικές της οικονομικής κατανομής φορτίου.
 - ii. Εντάσσει τα επίπεδα λειτουργίας σύμφωνα με τη λίστα προτεραιότητας. Χρησιμοποιούνται πιθανοτικές τεχνικές, ώστε να ληφθούν υπόψη οι Ρ.Μ.Π.Δ. των μονάδων. Για κάθε θερμική μονάδα υπολογίζονται οι ώρες λειτουργίας, η απαιτούμενη ποσότητα καυσίμου και οι εκπεμπόμενοι ρύποι.
 - iii. Εντάσσει τις αντλητικές μονάδες για υποχρεωτική και οικονομική λειτουργία.
 - iv. Υπολογίζει την αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής (LOLP).
 - v. Υπολογίζει το απορριπτόμενο φορτίο.
 - vi. Αποθηκεύει τα αποτελέσματα της εβδομαδιαίας προσομοίωσης σε αρχείο.
- 7) Εφ' όσον ζητηθεί γίνεται έλεγχος ορίων καυσίμου ή περιβαλλοντικών περιορισμών. Αν δεν ικανοποιούνται το βήμα (6) επαναλαμβάνεται.
- 8) Αποθηκεύει τα συγκεντρωτικά ετήσια αποτελέσματα σε αρχείο.

V.3 Απαιτήσεις μοντέλου

Το μοντέλο PROSIM απαιτεί ως δεδομένα τις ωριαίες χρονολογικές καμπύλες φορτίου των υπό θεώρηση περιοχών για την περίοδο μελέτης, τα χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής και τα δεδομένα των αγοραπωλησιών. Λεπτομέρειες δίνονται στις επόμενες ενότητες.

V.4 Βασικά βήματα προγράμματος PROSIM

Στο Σχ.8 δίνεται ο αλγόριθμος που έχει υλοποιηθεί στο πρόγραμμα PROSIM. Στη συνέχεια δίνεται μια σύντομη περιγραφή των βασικών βημάτων του αλγορίθμου.



Σχ.8. Συνοπτική περιγραφή αλγορίθμου του μοντέλου πιθανοτικής προσομοίωσης PROSIM

V.5 Αρχικές Προετοιμασίες

Περιλαμβάνει:

- 1) Έλεγχο δεδομένων ως προς την περιοχή τιμών των δεδομένων
- 2) Έλεγχο ως προς την πληρότητα των δεδομένων
- 3) Εκθέσεις (reports) που περιέχουν:
 - Κατάλογο θερμικών μονάδων
 - Κατάλογο αντλητικών μονάδων
 - Πίνακα κύκλων συντήρησης
 - Πίνακα ωρίμανσης P.M.P.Δ.
 - Κατάλογο δεδομένων προστασίας θερμικών σταθμών
 - Κατάλογο αλλαγών των δεδομένων των θερμικών μονάδων
 - Διαγνωστικά μηνύματα συστήματος

Εάν διαπιστωθούν σφάλματα κατά τη φάση ελέγχου των δεδομένων, η διαδικασία σταματά με την ολοκλήρωση της φάσης αυτής. Στην αντίθετη περίπτωση συνεχίζεται η εκτέλεση του προγράμματος.

V.6 Ετήσιες Προετοιμασίες

Η διαδικασία αυτή περιλαμβάνει για κάθε έτος:

- 1) Ενσωμάτωση αλλαγών που αφορούν τα δεδομένα των μονάδων
- 2) Ένταξη των μη κατανεμόμενων μονάδων (μονάδες του Άρθρου 35)
- 3) Μεταβολή των ωριαίων φορτίων έτσι ώστε να ληφθούν υπόψη ωριαίες αγορές ή πωλήσεις ισχύος
- 4) Ένταξη Υ/Σ αιχμής
- 5) Κατασκευή και αποθήκευση των καμπυλών διάρκειας φορτίου για τις 52 εβδομάδες του έτους:
 - i. Εάν η κατανομή γίνεται με βάση την εβδομάδα, κατασκευάζεται για κάθε εβδομάδα μία καμπύλη διάρκειας φορτίου.
 - ii. Εάν η κατανομή γίνεται με βάση την ημέρα, κατασκευάζονται για κάθε εβδομάδα τέσσερις καμπύλες διάρκειας φορτίου. Μία για τις ώρες αιχμής, μία για τις ώρες χαμηλού φορτίου, μία για το Σάββατο και μία για την Κυριακή.

Υ.7 Προγραμματισμός Συντήρησης

Ο προγραμματισμός συντήρησης γίνεται με βάση την εβδομάδα. Οι ετήσιες απαιτήσεις συντήρησης κάθε μονάδας θεωρούνται πολλαπλάσιο της εβδομάδας και ακολουθούν ένα κύκλο περιοδικότητας έως 6 έτη. Εάν ζητηθεί, η μονάδα είναι δυνατό να προγραμματισθεί για συντήρηση σε δύο περιόδους στη διάρκεια του έτους, μία κατά το πρώτο εξάμηνο και μία κατά το δεύτερο εξάμηνο.

Οι μονάδες ταξινομούνται στις εξής κατηγορίες:

- Μονάδες με καθορισμένη από το χρήστη συντήρηση
- Μονάδες μερικώς διαθέσιμες που απαιτούν μία περίοδο συντήρησης
- Μονάδες μερικώς διαθέσιμες που απαιτούν δύο περιόδους συντήρησης
- Μονάδες ολικώς διαθέσιμες που απαιτούν μία περίοδο συντήρησης
- Μονάδες ολικώς διαθέσιμες που απαιτούν δύο περιόδους συντήρησης
- Μονάδες που δεν απαιτούν συντήρηση

Νέες μονάδες μπορεί να συντηρηθούν όταν έχουν συμπληρώσει τουλάχιστον 20 εβδομάδες λειτουργίας από την ημερομηνία ένταξης. Έτσι, μονάδες των κατηγοριών 2 και 3 είναι νέες μονάδες, οι οποίες λόγω του κριτηρίου των 20 εβδομάδων είναι μερικώς διαθέσιμες κατά τη διάρκεια του έτους.

Με βάση την παραπάνω ταξινόμηση, οι μονάδες τοποθετούνται σε λίστα προγραμματισμού:

- Κατά αύξουσα σειρά κατηγορίας
- Κατά φθίνουσα σειρά απαιτήσεων συντήρησης
- Κατά φθίνουσα σειρά ισχύος

Χρησιμοποιώντας τη λίστα προγραμματισμού, ο αλγόριθμος προγραμματισμού συντήρησης καθορίζει το πρόγραμμα συντήρησης κάθε μονάδας προσπαθώντας να επιτεδοποιήσει την εφεδρεία του συστήματος κατά τη διάρκεια του χρόνου. Η εφεδρεία του συστήματος περιλαμβάνει επίσης την ισχύ των υπάρχοντων αντλητικών μονάδων. Κατά τον προγραμματισμό συντήρησης γίνεται προσπάθεια να ικανοποιούνται οι παρακάτω περιορισμοί κατ' αύξουσα σειρά προτεραιότητας:

- Μέγιστη ισχύς σταθμού σε ταυτόχρονη συντήρηση
- Ελάχιστη χρονική απόσταση μεταξύ διαδοχικών συντηρήσεων
- Μέγιστος αριθμός μονάδων σε ταυτόχρονη συντήρηση
- Απαγόρευση προγραμματισμού σε μη επιτρεπόμενες για συντήρηση εβδομάδες
- Διατήρηση θετικής εφεδρείας

V.8 Προετοιμασίες Εβδομάδας

Με βάση τα ετήσια επιτόκια αναπροσαρμογής για το κόστος καυσίμου, το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, κλπ, υπολογίζεται για κάθε μέγεθος ένα ισοδύναμο επιτόκιο εβδομάδος:

$$i_e = (1 + i_a)^{(1/52)} - 1$$

όπου:

i_e : το επιτόκιο της εβδομάδας και

i_a : το αντίστοιχο ετήσιο επιτόκιο.

Επίσης ανανεώνονται οι Ρ.Μ.Π.Δ. των θερμικών μονάδων.

V.9 Ένταξη Μονάδων

Για κάθε εβδομάδα καθορίζεται η σειρά ένταξης των επιπέδων λειτουργίας (blocks) των θερμικών μονάδων. Η σειρά αυτή καθορίζεται σε δύο φάσεις.

Στην πρώτη φάση εντάσσονται τόσες μονάδες με minimum down time μεγαλύτερο από 10 ώρες έτσι ώστε να ικανοποιούνται οι εξής δύο συνθήκες:

- Συνθήκη ελαχίστου - Οι μονάδες στο ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας (1^ο block) να καλύπτουν το ελάχιστο φορτίο.
- Συνθήκη μεγίστου - Οι μονάδες στο μέγιστο επίπεδο λειτουργίας να καλύπτουν το άθροισμα του μεγίστου φορτίου και της στρεφόμενη εφεδρείας.

Αποτέλεσμα της πρώτης φάσης είναι να έχουν ενταχθεί τα ελάχιστα επίπεδα λειτουργίας όλων ή μέρους των θερμικών μονάδων με minimum down time μεγαλύτερο από 10 ώρες.

Στη δεύτερη φάση εντάσσονται όλα τα υπόλοιπα επίπεδα λειτουργίας των μονάδων κατ' αύξουσα σειρά διαφορικού κόστους πολλαπλασιασμένου με ένα συντελεστή ποινής που ορίζεται από το χρήστη.

Επίσης καθορίζεται η σειρά ένταξης των αντλητικών μονάδων. Στη σειρά αυτή οι αντλητικές μονάδες εντάσσονται:

- Κατά φθίνουσα σειρά βαθμού απόδοσης
- Κατά φθίνουσα σειρά διάρκειας κύκλου παραγωγής D που ορίζεται ως $D=P/C$, όπου P είναι η αποθηκευτική ικανότητα του αντλητικού σταθμού και C η ισχύς παραγωγής.

V.10 Αλγόριθμος Προσομοίωσης

Τα επίπεδα λειτουργίας των θερμικών μονάδων εντάσσονται στο σύστημα σύμφωνα με τη σειρά εντάξεως. Για κάθε επίπεδο λειτουργίας εκτελούνται τα ακόλουθα:

- Υπολογίζεται η αναμενόμενη παραγόμενη ενέργεια

- Υπολογίζεται η απαιτούμενη ποσότητα καυσίμου
- Υπολογίζονται οι αναμενόμενες ώρες λειτουργίας
- Υπολογίζεται η ενέργεια που μπορεί να αντλήσει σε κάθε αντλητικό σταθμό για άντληση
- Προσδιορίζεται με αποσυνέλιξη - συνέλιξη το ισοδύναμο φορτίο (υπό μορφή ανεστραμμένης καμπύλης φορτίου) που θα πρέπει να αντιμετωπίσουν τα επόμενα blocks στη σειρά ένταξης

Όταν όλα τα επίπεδα λειτουργίας (blocks) έχουν ενταχθεί στο σύστημα, υπολογίζεται το LOLP και το απορριπτόμενο φορτίο της εβδομάδας πριν τη λειτουργία των αντλητικών μονάδων.

Στη συνέχεια γίνεται προσομοίωση της λειτουργίας των αντλητικών σταθμών. Έχει ήδη υπολογισθεί για κάθε αντλητικό σταθμό η ενέργεια που μπορεί να αποθηκευθεί από κάθε block θερμικής μονάδος, καθώς και το αντίστοιχο κόστος άντλησης. Η λειτουργία των αντλητικών σταθμών διακρίνεται σε υποχρεωτική και οικονομική.

Οι αντλητικοί σταθμοί πρώτα εντάσσονται (σύμφωνα με τη σειρά εντάξεως των αντλητικών μονάδων) υποχρεωτικά με στόχο τη μείωση του LOLP και του απορριπτόμενου φορτίου.

Στη συνέχεια οι αντλητικοί σταθμοί των οποίων η υποχρεωτική λειτουργία δεν εξαντλεί την αποθηκευτική ικανότητα των λιμνών τους, εξετάζονται κατά πόσον είναι δυνατό να λειτουργήσουν και οικονομικά. Αρχίζοντας από το τελευταίο block της σειράς ένταξης των θερμικών μονάδων, εξετάζεται εάν είναι δυνατό να υποκατασταθεί μέρος ή όλη η παραγωγή του από ενέργεια παραγόμενη από τους αντλητικούς σταθμούς, με την προϋπόθεση η αντικατάσταση αυτή να έχει οικονομικό όφελος (το κόστος της παραγόμενης ενέργειας από τον αντλητικό σταθμό να είναι μικρότερο από το κόστος της ενέργειας του θερμικού σταθμού που υποκαθιστάται). Οι αντλητικοί σταθμοί εξετάζονται σύμφωνα με τη σειρά ένταξής τους. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται για το block το προηγούμενο του τελευταίου της σειράς ένταξης κ.ο.κ. έως ότου είτε η λειτουργία των αντλητικών σταθμών δεν είναι πλέον οικονομική, είτε εξαντληθεί η αποθηκευτική ικανότητα των λιμνών.

Εναλλακτικά, ο χρήστης μπορεί να επιλέξει οι αντλητικοί σταθμοί να λειτουργήσουν αποκλειστικά οικονομικά, χωρίς δηλαδή να προηγηθεί το στάδιο της υποχρεωτικής λειτουργίας.

Η παραπάνω διαδικασία περιγράφει συνοπτικά τον αλγόριθμο προσομοίωσης όταν η κατανομή γίνεται με βάση την εβδομάδα (μία καμπύλη διάρκειας φορτίου). Εάν η κατανομή γίνεται με βάση την ημέρα υπάρχουν τέσσερις καμπύλες διάρκειας φορτίου: μία για τις ώρες αιχμής των ημερών εργασίας, μία για τις ώρες χαμηλού φορτίου, μία για τις ώρες του Σαββάτου και μία για τις ώρες της Κυριακής. Άντληση γίνεται στις ώρες χαμηλού φορτίου, Σάββατα και Κυριακές, ενώ παραγωγή των αντλητικών σταθμών μόνο κατά τις ώρες αιχμής.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI

ΣΗΜΕΙΑ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗΣ ΔΕΣΜΗΕ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται τα σημεία εξυπηρέτησης του Διαχειριστή του Συστήματος για διάφορες διαδικασίες που περιγράφονται στο Εγχειρίδιο αυτό.

Θέματα Μητρώου ΑΔΙ – ΣΔΙ, Υπολογισμών Χρεοπιστώσεων

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Ρυθμίσεων και Εμπορικών Θεμάτων
Υπηρεσία Μελετών και Ρυθμιζόμενων Υπηρεσιών
Κάστορος 72
18545 Πειραιάς
Τηλ: +30 210 946 6881, 6888
ΦΑΞ: +30 210 9466880

Θέματα υπολογισμού Διαθέσιμης Ισχύος (UCAP), Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Ανάπτυξης και Συντήρησης Συστήματος
Διεύθυνση Σχεδιασμού Συστήματος
Κάστορος 72
18545 Πειραιάς
Τηλ: +30 210 946 6709, 6954
ΦΑΞ: +30 210 9466925

Τιμολόγια - Πληρωμές

Διεύθυνση Οικονομικού
Κάστορος 72
18545 Πειραιάς
Τηλ: +30 210 946 6716, 6717
ΦΑΞ: +30 210 9466841

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII

ΙΣΤΟΣΕΛΙΔΕΣ ΔΕΣΜΗΕ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται οι ηλεκτρονικές διευθύνσεις των ιστοσελίδων στο Εγχειρίδιο αυτό και παρέχουν πληροφορίες σχετικά με το Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Ιστοσελίδα ΔΕΣΜΗΕ:

Ελληνική έκδοση

<http://www.desmie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/michanismos-diasfalisis-eparkoys-ischyos/dedomena-eton-axiopistias/>

Αγγλική έκδοση

<http://www.desmie.gr/en/operations-data/electricity-power-market-participation/capacity-assurance-market/reliability-year-data/>

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII**ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΗΣΗΣ ΑΝΑΦΟΡΩΝ ΚΔΣ&ΣΗΕ
ΜΕ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ**

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζεται πίνακας με την αντιστοίχιση των αναφορών του ΚΔΣ&ΣΗΕ στο Εγχειρίδιο αυτό με τις σχετικές παραγράφους του Εγχειριδίου αυτού.

Πιν.16. Αντιστοίχιση Αναφορών ΚΔΣ&ΣΗΕ με Εγχειρίδιο

A/a	Άρθρο ΚΔΣ&ΣΗΕ	Αντικείμενο	Πίνακας Περιεχομένων Εγχειριδίου
1	139.3	Λεπτομέρειες για τον υπολογισμό των αναγκών διαθεσιμότητας Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10
2	219.6	Τεχνικές λεπτομέρειες για τον υπολογισμό των συντελεστών EFOR _D	2.6.2
3	223.1	Λεπτομέρειες για τον καθορισμό των Ωρών Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου	4.6.1
4	232.1	Λεπτομέρειες σχετικά με τα Μητρώα ΑΔΙ και ΣΔΙ	2.4 και 3.4

Αθήνα, 21/12/ 2011

**Για τη ΡΑΕ
Ο Πρόεδρος**

Δρ. Νίκος Βασιλάκος

Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς

Έκδοση 2.1



Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.

25 Νοεμβρίου 2011

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ

Έκδοση	Ημερομηνία	Περιγραφή
V 1.0	11/03/2010	Έγκριση ΡΑΕ
V 2.0	06/09/2010	Υποβολή διορθωμένης και επικαιροποιημένης έκδοσης σύμφωνα με τις παρατηρήσεις της ΡΑΕ (Κωδ. Ο-40608 - 15/03/2010)
V 2.1	25/11/2011	Υποβολή επικαιροποιημένης έκδοσης σε συνέχεια της επιστολής της ΡΑΕ (Κωδ. Ο-48905 - 14/10/2011)

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ	
ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ	
ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ	
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ.....	
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΒΑΣΙΚΩΝ ΟΡΩΝ	
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ	
ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ.....	
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας	
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 Δραστηριότητες Αγοράς ΗΕ.....	
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ)	
3.1	Εισαγωγή
3.1.1	Γενικά
3.1.2	Αντικείμενο ΗΕΠ
3.1.3	Συμμετοχή στον ΗΕΠ.....
3.1.4	Δομή Κεφαλαίου
3.2	Δραστηριότητες του Διαχειριστή του Συστήματος πριν από τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό
3.2.1	Διαχείριση Διασυνδέσεων
3.2.1.1	Δημοπρασίες για ΦΔΜ στις Διασυνδέσεις.....
3.2.1.2	Επιλεξιμότητα Συμμετοχής στις Δημοπρασίες
3.2.1.3	Συμμετοχή στις Δημοπρασίες.....
3.2.1.4	Συμμετέχοντες με Δικαίωμα Υποβολής Προγραμμάτων
3.2.1.5	Διαδικασίες που αφορούν την εκχώρηση ΦΔΜ στις διασυνδέσεις (Δημοπρασίες).....
3.2.1.6	Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ.....
3.2.1.7	Κανόνες χρήσης των ΦΔΜ
3.2.2	Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών.....
3.2.2.1	Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης.....
3.2.2.2	Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου
3.2.3	Περιορισμοί Μεταφοράς Μεταξύ Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος
3.2.3.1	Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος.....
3.2.3.2	Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος
3.2.3.3	Χρήση Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος στον ΗΕΠ
3.2.4	Ακούσιες Αποκλίσεις και Πρόγραμμα διόρθωσης διαφορών ροών
3.2.5	Πρόβλεψη Φορτίου
3.2.6	Πρόβλεψη Παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές

	3.2.7	Καθορισμός αναγκών Επικουρικών Υπηρεσιών.....	
	3.2.7.1	Ορισμοί Επικουρικών Υπηρεσιών	
	3.2.7.2	Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος για τις Επικουρικές Υπηρεσίες	
	3.2.7.3	Καθορισμός αναγκών Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος	
	3.2.7.4	Υποχρεώσεις Παροχής Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας	
	3.2.7.5	Υποχρεώσεις Παροχής Δευτερεύουσας Ρύθμισης και Εύρους.....	
	3.2.8	Συντελεστές Προσδιορισμού Κάλυψης.....	
	3.2.9	Διαδικασία υπολογισμού και παροχής εγγυήσεων από τους Συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.....	
	3.2.9.1	Γενικά	
	3.2.9.2	Καθορισμός & έκδοση Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως.....	
	3.2.9.3	Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων.....	
	3.2.9.4	Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων για την πρώτη μεταβατική περίοδο μετά την Πέμπτη Ημέρα Αναφοράς.....	
	3.2.9.5	Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων για νέους Συμμετέχοντες.....	
	3.2.10	Δημοσιοποίηση Στοιχείων πριν από τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό.....	
3.3		Δεδομένα Εισόδου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού	
	3.3.1	Δεδομένα Εισόδου από το Διαχειριστή του Συστήματος.....	
	3.3.1.1	Απαιτήσεις και Προβλέψεις του ΗΕΠ.....	
	3.3.1.2	Προσφορές Έγχυσης που υποβάλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος.....	
	3.3.1.3	Δηλώσεις Φορτίου που υποβάλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος.....	
	3.3.2	Δεδομένα Εισόδου Συμμετέχοντα	
	3.3.2.1	Προσφορές Έγχυσης	
	3.3.2.2	Δηλώσεις Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων	
	3.3.2.3	Δηλώσεις Φορτίου.....	
	3.3.2.4	Προσφορές Εφεδρειών	
	3.3.2.5	Μη διαθεσιμότητα Μονάδων Παραγωγής	
	3.3.2.6	Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων	
	3.3.2.7	Δηλώσεις Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών	
	3.3.3	Έλεγχος εγκυρότητας Δεδομένων Εισόδου	
	3.3.3.1	Έλεγχος εγκυρότητας Δηλώσεων Φορτίου	
	3.3.3.2	Έλεγχος εγκυρότητας Προσφορών Έγχυσης	
	3.3.3.3	Έλεγχος εγκυρότητας Προσφορών Εφεδρειών	
	3.3.3.4	Έλεγχος εγκυρότητας Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας	
	3.3.3.5	Έλεγχος εγκυρότητας Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων και Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών.....	
	3.3.4	Χρεώσεις λόγω μη νόμιμων Προσφορών και Δηλώσεων.....]
3.4		Μεθοδολογία Ημερησίου Ενεργειακού Προγραμματισμού.....]
	3.4.1	Χρονικός Ορίζοντας Ημερησίου Ενεργειακού Προγραμματισμού .]	
	3.4.2	Δεδομένα Εισόδου στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό .]	
	3.4.3	Απώλειες Συστήματος Μεταφοράς και Δικτύου Διανομής]
	3.4.4	Μηχανισμός Επίλυσης Ημερησίου Ενεργειακού Προγραμματισμού]
	3.4.5	Μεταβλητές Απόφασης.....]

3.4.6	Εξαρτημένες Μεταβλητές
3.4.7	Δυϊκές Μεταβλητές
3.4.8	Αντικειμενική Συνάρτηση
3.4.9	Περιορισμοί
3.4.9.1	Ισοζύγιο Ενέργειας
3.4.9.2	Απαιτήσεις Εφεδρειών
3.4.9.3	Ικανότητα Εφεδρειών
3.4.9.4	Όρια Ικανότητας Παραγωγής
3.4.9.5	Περιορισμοί Μεταφοράς
3.4.9.6	Διαχρονικοί Περιορισμοί.....
3.4.10	Κανόνας αποσύνδεσης – Χειρισμού Προσφορών με Ίδια Τιμή
3.4.10.1	Προσφορές Έγχυσης
3.4.10.2	Δηλώσεις φορτίου
3.4.10.3	Προσφορές Εφεδρειών
3.4.10.4	Χειρισμός από μηχανισμό επίλυσης ΗΕΠ
3.4.11	Σειρά άρσης παραβίασης των περιορισμών κατά την επίλυση του ΗΕΠ
3.4.11.1	Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σε περίπτωση παραβίασης περιορισμών του ΗΕΠ
3.4.12	Οριακές Τιμές.....
3.5	Αποτελέσματα Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.....
3.5.1	Προγράμματα έγχυσης, απορρόφησης ενέργειας και παροχής εφεδρειών
3.5.2	Ημερήσιες Οριακές Τιμές.....
3.6	Δραστηριότητες μετά τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό
3.6.1	Δημοσίευση Στοιχείων του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.....
3.6.2	Υποβολή τροποποιημένων Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ.....
3.6.2.1	Υποβολή τροποποιημένης Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ λόγω αναντιστοιχίας με την επίλυση του ΗΕΠ.....
3.6.2.2	Υποβολή τροποποιημένης Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ λόγω μη επιβεβαίωσης των προγραμμάτων ανταλλαγών.
3.6.3	Δεδομένα Εξόδου που Μεταφέρονται στη Δραστηριότητα της Ημερήσιας Εκκαθάρισης
3.6.4	Ημερήσια Εκκαθάριση
3.6.5	Επιβεβαίωση Προγραμμάτων.....
3.6.6	Δεδομένα που Μεταφέρονται στη Δραστηριότητα Προγραμματισμού Κατανομής
3.6.7	Συγκέντρωση Μηνιαίων Στοιχείων Επικουρικών Υπηρεσιών και Μεταφορά στη Δραστηριότητα Εκκαθάρισης Επικουρικών Υπηρεσιών.....
3.7	Έλεγχος Ενεργοποίησης Περιορισμών Μεταφοράς Λειτουργικών Ζωνών
3.8	Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης.....
3.8.1	Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης.....
3.8.2	Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σε Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης 127
3.8.3	Διοικητικά Οριζόμενες Τιμές

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 Μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ) 129

4.1	Εισαγωγή.....
4.1.1	Αντικείμενο της μεθοδολογίας υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ).....
4.1.2	Χρονοδιάγραμμα της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ
4.1.3	Δεδομένα Εισόδου για την Εκ των Υστέρων Τιμολόγηση των Αποκλίσεων
4.2	Δεδομένα
4.2.1	Δεδομένα Εισόδου από τον ΗΕΠ.....
4.2.2	Δεδομένα εισόδου από τις διαδικασίες Πραγματικού Χρόνου
4.2.3	Δεδομένα Μετρήσεων
4.3	Μεθοδολογία της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων
4.4	Αποτελέσματα μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ.....
4.5	Δημοσιοποίηση αποτελεσμάτων μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 Δημοσίευση Στοιχείων του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.....

5.1	Στοιχεία που δημοσιοποιούνται σε καθημερινή βάση
5.2	Λοιπά στοιχεία που δημοσιοποιούνται σε τακτά χρονικά διαστήματα.....

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος ΗΕΠ.....

I.1	Εισαγωγή.....
I.2	Λειτουργική Περιγραφή Επίλυσης του ΗΕΠ.....
I.2.1	Τρόποι Λειτουργίας.....
I.2.2	Λειτουργία Ανάλυσης
I.2.3	Μοντέλα Επίλυσης Αγοράς.....
I.2.3.1	Οντότητες
I.2.3.2	Σημεία Μέτρησης.....
I.2.3.3	Πρόβλεψη Φορτίου
I.2.3.4	Στοιχεία Μονάδων.....
I.2.3.5	Μοντέλο Συντελεστή Απωλειών
I.2.3.6	Απαιτήσεις Εφεδρειών
I.2.3.7	Πρόσθετη Ενέργεια και Εφεδρεία.....
I.2.3.8	Μοντέλο Περιορισμένης Ενέργειας
I.2.3.9	Περιορισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς.....
I.2.3.10	Γενικοί Περιορισμοί.....
I.2.3.11	Κανόνας Αποσύνδεσης – Χειρισμού Προσφορών με Ίδια Τιμή.....
I.2.3.12	Οριακές Τιμές Ενέργειας και Εφεδρειών
I.2.4	Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου.....
I.2.4.1	Δυναμικός Προσδιορισμός των Ορίων Λειτουργίας.....
I.2.4.2	Σημείες FLOL και MCMODE
I.2.4.3	Μετρούμενες Τιμές Εκτός Του Εύρους Κατανομής
I.2.4.4	Μετρούμενες Τιμές με Όχι Καλή ποιότητα
I.2.4.5	Μη Συμμόρφωση σε Εντολή Κατανομής.....
I.2.4.6	Εντολές Εκκίνησης και Σβέσης σε Πραγματικό Χρόνο από το Διαχειριστή του Συστήματος

I.3	Μαθηματική Διατύπωση
I.3.1	Βασικά Στοιχεία της Αγοράς.....
I.3.1.1	Οντότητες
I.3.1.2	Βαθμίδες
I.3.1.3	Περίοδοι.....
I.3.1.4	Λειτουργικές Ζώνες.....
I.3.1.5	Σημεία Μέτρησης
I.3.1.6	Διαζωνικοί Διάδρομοι
I.3.2	Διατύπωση των Περιορισμών του Προβλήματος Βελτιστοποίησης
I.3.2.1	Γενικό Πλαίσιο
I.3.2.2	Μοντέλο ED
I.3.2.3	Μοντέλο UC
I.3.2.4	Μοντέλα UC σε Λειτουργία Ανάλυσης
I.4	Υπολογισμός Οριακής Τιμής
I.4.1	Αντικείμενο
I.4.2	Υπολογισμός της ΟΤΣ.....
I.4.3	Υπολογισμός των Τιμών Εφεδρειών.....
I.4.4	Συμπεράσματα.....

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών Εγχυσης.....

II.1	Εισαγωγή
II.2	Αναλυτική μεθοδολογία υπολογισμού

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.....

III.1	Εισαγωγή
III.2	Διερεύνηση απωλειών για τυπικό τμήμα του Δικτύου Διανομής
III.3	Μεθοδολογία υπολογισμού των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.
III.4	Συμπεράσματα.....

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙV ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑ ΜΕ ΤΟ ΔΕΣΜΗΕ

IV.1	Σημεία Εξυπηρέτησης ΔΕΣΜΗΕ
Ηλεκτρονική επικοινωνία με τη Διεύθυνση ΗΕΠ.....	
IV.1.1	Γενικά
IV.1.2	Ηλεκτρονικές διευθύνσεις που δηλώνουν οι Συμμετέχοντες.....
IV.1.3	Ηλεκτρονικές διευθύνσεις της Διεύθυνσης ΗΕΠ.....

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V Ιστοσελίδες ΔΕΣΜΗΕ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI Αρχεία που χρησιμοποιούνται κατά τη Λειτουργία της Αγοράς

..... προτυπα υποβαλλομενων αρχειων

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII

VII.1	Αρχεία XSD.....
VII.2	Μετατροπείς αρχείων
VII.3	Αρχεία XLS

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII ΠΦόρμα επικοινωνίας Συμμετεχόντων με το Διαχειριστή του Συστήματος.....

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΧ	ΠΡΟΤΥΠΑ ΔΗΛΩΣΕΩΝ ΕΚΤΑΚΤΗΣ ΑΝΑΓΚΗΣ & ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΜΑΛΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ.....	293
ΙΧ.1	ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΤΑΚΤΗΣ ΑΝΑΓΚΗΣ	294
ΙΧ.2	ΔΗΛΩΣΗ ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΜΑΛΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	296
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Χ	Πίνακας Αντιστοίχισης Αναφορών ΚΔΣ&ΣΗΕ με Εγχειρίδιο	298

ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ

- [1] Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, http://www.rae.gr/K7/Codes/Code_eng.pdf .
- [2] Νόμος 2773/1999, http://www.desmie.gr/fileadmin/user_upload/Files/laws/2773_99.pdf .
- [3] Κανονισμοί Δημοπρασιών στις Διασυνδέσεις Αλβανίας και ΠΓΔΜ για το έτος 2011, http://www.desmie.gr/fileadmin/user_upload/Files/auctions_general/ARs_2011_%20GRAL_GRFY_20101207.pdf .
- [4] Κανονισμοί Δημοπρασιών στη διασύνδεση της Ιταλίας για το έτος 2011, δεύτερη φάση, http://www.desmie.gr/fileadmin/groups/EDLES_DHEP/20110414_GRTR_ARs_2011.pdf.
- [5] Κανονισμοί Δημοπρασιών στη διασύνδεση της Βουλγαρίας για το έτος 2011, http://www.desmie.gr/fileadmin/user_upload/Files/auctions_general/2011_GR_BG_JARs_Approved_20101207-2.pdf.
- [6] Κανονισμοί Δημοπρασιών στη διασύνδεση της Τουρκίας για το έτος 2011, http://www.desmie.gr/fileadmin/groups/EDLES_DHEP/20110414_GRTR_ARs_2011.pdf.
- [7] Definitions of transfer capacities in liberalized electricity markets, ETSO, March 2001
- [8] Technical guidelines for NTC determination, UCTE, March 2004
- [9] Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assessments, ETSO, October 2001
- [10] Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM). ETSO, March 2000

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

ΣΧ.1.	ΚΑΘΑΡΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙΘΩΡΙΟ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ	21
ΣΧ.2.	ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΝΤC	21
ΣΧ.3.	ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΤΟΥ ΑΤC ΓΙΑ ΤΗΝ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΑ ΛΑΜΒΑΝΟΝΤΑΣ ΥΠΟΨΗ ΤΟ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ/ΕΞΑΓΩΓΩΝ (NETTING)	26
ΣΧ.4.	ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΚΑΙ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	33
ΣΧ.5.	ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ	35
ΣΧ.6.	ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ	36
ΣΧ.7.	ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΔΙΑΖΩΝΙΚΩΝ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	40
ΣΧ.8.	ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΤΙΜΟΛΟΓΟΥΜΕΝΗΣ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΕΓΧΥΣΗΣ ΓΙΑ ΜΙΑ ΕΙΣΑΓΩΓΗ	66
ΣΧ.9.	ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΤΙΜΟΛΟΓΟΥΜΕΝΗΣ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΕΓΧΥΣΗΣ ΓΙΑ ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	67
ΣΧ.10.	ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΤΙΜΟΛΟΓΟΥΜΕΝΗΣ ΔΗΛΩΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ - ΓΡΑΦΗΜΑ	72
ΣΧ.11.	ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΠΡΩΤΕΥΟΥΣΑΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	77
ΣΧ.12.	ΕΚΚΙΝΗΣΗ ΚΑΙ ΣΒΕΣΗ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	89
ΣΧ.13.	ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΠΡΟΣΑΡΜΟΓΗΣ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΕΓΧΥΣΗΣ ΩΣΤΕ ΝΑ ΛΗΦΘΟΥΝ ΥΠΟΨΗ ΟΙ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	105
ΣΧ.14.	ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΠΡΟΣΑΡΜΟΓΗΣ ΔΗΛΩΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΩΣΤΕ ΝΑ ΛΗΦΘΟΥΝ ΥΠΟΨΗ ΟΙ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	106
ΣΧ.15.	ΚΑΤΑΝΕΜΟΜΕΝΗ ΖΩΝΗ ΓΙΑ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟΥ ΧΡΟΝΟΥ	150
ΣΧ.16.	ΌΡΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	166
ΣΧ.17.	ΜΟΝΤΕΛΟ ΕΚΚΙΝΗΣΗΣ ΚΑΙ ΣΒΕΣΗΣ	178
ΣΧ.18.	ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑΣ ΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΥ	180

ΣΧ.19.	ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΕΝΔΙΑΜΕΣΗΣ ΦΑΣΗΣ	180
ΣΧ.20.	ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΑΠΟΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΥ	181
ΣΧ.21.	ΘΡΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	183
ΣΧ.22.	ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΩΝ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ	222
ΣΧ.23.	ΤΥΠΙΚΟ ΤΜΗΜΑ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ (ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΔΙΚΤΥΟΥ)	226
ΣΧ.24.	ΣΧΗΜΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΤΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ	227

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΒΑΣΙΚΩΝ ΟΡΩΝ

ΥΠΟΧΡΕΩΤΙΚΗ ΚΟΙΝΟΠΡΑΞΙΑ	4
ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΑ ΚΑΙ ΒΡΑΧΥΧΡΟΝΙΑ ΦΔΜ	16
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΑΝΤΑΛΛΑΓΩΝ	32
ΑΚΟΥΣΙΕΣ ΑΠΟΚΛΙΣΕΙΣ	41
ΚΑΤΑΝΕΜΟΜΕΝΑ ΚΑΙ ΜΗ ΚΑΤΑΝΕΜΟΜΕΝΑ ΦΟΡΤΙΑ	70
ΑΡΧΕΙΟ CAS	123
ΑΡΧΕΙΟ CBSB	123

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

ΠΙΝ.1.	ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΩΝ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	8
ΠΙΝ.2.	ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΗ ΜΟΡΦΗ ΠΙΝΑΚΑ ΠΟΣΩΝ ΕΓΓΥΗΣΕΩΣ	60
ΠΙΝ.3.	ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΤΙΜΟΛΟΓΟΥΜΕΝΗΣ ΔΗΛΩΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ - ΠΡΟΣΦΟΡΑ	73
ΠΙΝ.4.	ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΜΗ-ΤΙΜΟΛΟΓΟΥΜΕΝΗΣ ΔΗΛΩΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ	74
ΠΙΝ.5.	ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΔΗΛΩΣΗΣ ΜΕΡΙΚΗΣ ΜΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ	82
ΠΙΝ.6.	ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	86
ΠΙΝ.7.	ΤΙΜΕΣ ΠΟΙΝΗΣ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΕΔ	163
ΠΙΝ.8.	ΤΙΜΕΣ ΠΟΙΝΗΣ ΜΟΝΤΕΛΟΥ UC	191
ΠΙΝ.9.	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΑΠΩΛΕΙΩΝ – $\cos\Phi=0,95$	224
ΠΙΝ.10.	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΑΠΩΛΕΙΩΝ – $\cos\Phi=0,90$	224
ΠΙΝ.11.	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΑΠΩΛΕΙΩΝ – $\cos\Phi=0,85$	225
ΠΙΝ.12.	ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΗ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑ ΜΕ ΤΗ ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΗΕΠ	236
ΠΙΝ.13.	ΑΡΧΕΙΑ ΠΟΥ ΥΠΟΒΑΛΛΟΥΝ ΟΙ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ ΣΤΟ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	239
ΠΙΝ.14.	ΑΡΧΕΙΑ ΠΟΥ ΔΗΜΟΣΙΕΥΕΙ Ο ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΗΜΕΡΩΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΩΝ	244
ΠΙΝ.15.	ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΙΣ ΑΡΧΕΙΩΝ (XLS ΣΕ XML)	281

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

Ακρωνύμιο	Πλήρες όνομα - Ερμηνεία
AGC	Automatic Generation Control (Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής)
ATC	Available Transmission Capacity (Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς)
CAS	Control Area Schedules
CASC	Capacity Allocating Service Company
CBSb	Control Block Schedules-bilateral
CBSm	Control Block Schedules – multilateral
ED	Economic Dispatch (Οικονομική Κατανομή Φορτίου)
EMS	Energy Management System
ESS	ETSO Scheduling System
EWOS	Electronic Web Offer Submission (Ηλεκτρονικό Σύστημα Υποβολής Προσφορών του ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ για τις Δημοπρασίες)
FLOL	FLag On-Line (σημαία λειτουργίας μονάδας)
GP	Goal Programming (Προγραμματισμός Στόχου)
LP	Linear Programming (Γραμμικός Προγραμματισμός)
MAVC	Minimum Average Variable Cost (Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος)
MCMODE	Market Mode (η μονάδα πρέπει να μεταβάλλει την παραγωγή ενεργού ισχύος ακολουθώντας Εντολές Κατανομής που εκδίδονται από το λογισμικό ΚΠΧ)
MIP	Mixed-Integer Programming (Μεικτός Ακέραιος Προγραμματισμός)
NCAP	Net CAPacity (Καθαρή Ισχύς Μονάδας)
NTC	Net Transfer Capacity (Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς)
PLC	Programmable Logic Controller (Προγραμματιζόμενος Λογικός Ελεγκτής)
SCC	South Co-ordination Center (Νότιο Συντονιστικό Κέντρο)
TPS	Trader Party Schedule
TRM	Transmission Reliability Margin (Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς)
TTC	Total Transmission Capacity (Συνολική Ικανότητα Μεταφοράς)
UC	Unit Commitment (πρόβλημα ένταξης μονάδων)
UT	Universal Time
XSD	XML Schema Definition
ΑΔΙ	Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΡΠ	Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής

Ακρωνύμιο	Πλήρες όνομα - Ερμηνεία
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΠΚ	Ενδοημερήσιο Πρόγραμμα Κατανομής
ΗΕ	Ηλεκτρική Ενέργεια
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
ΚΔΣ&ΣΗΕ	Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΠΧ	Κατανομή Πραγματικού Χρόνου
ΟΤΑ	Οριακή Τιμή Αποκλίσεων
ΟΤΠ	Οριακή Τιμή Παραγωγής
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΠΚ	Πρόγραμμα Κατανομής
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΔΙ	Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΣΔΜΙ	Συντελεστή Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος
ΣΕΠ	Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής
ΦΔΜ	Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός του Εγχειριδίου Λειτουργίας Αγοράς είναι η περιγραφή των λεπτομερειών εφαρμογής των διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (εφεξής ΚΔΣ&ΣΗΕ) [1] σχετικά με τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό και τη μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων. Επιπλέον, γίνεται παρουσίαση των διαδικασιών που σχετίζονται με τον καταμερισμό και την εκχώρηση φυσικών δικαιωμάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τις διασυνδέσεις. Αναλυτική περιγραφή των διαδικασιών αυτών αναπτύσσεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [3][4][5][6].

Η δομή του Εγχειριδίου είναι η ακόλουθη:

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 δίδεται μία γενική περιγραφή της Ελληνικής Αγοράς ΗΕ.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 αναφέρονται οι βασικές δραστηριότητες στα πλαίσια της λειτουργίας της Αγοράς ΗΕ και παρατίθεται το χρονοδιάγραμμα εκτέλεσης των αντίστοιχων διαδικασιών.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 αναλύονται οι διαδικασίες που σχετίζονται με τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ).

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 περιγράφεται η μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ).

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 παρουσιάζονται οι δημοσιεύσεις που γίνονται από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ I παρουσιάζεται η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος ΗΕΠ, καθώς και οι διαφοροποιήσεις που εφαρμόζονται επί αυτής για τις αντίστοιχες μαθηματικές διατυπώσεις των προβλημάτων α) του Προγράμματος Κατανομής, β) του υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων, και γ) της αυτόματης έκδοσης Εντολών Κατανομής σε πραγματικό χρόνο.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ II περιγράφεται η μεθοδολογία υπολογισμού των Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ III περιγράφεται η μεθοδολογία υπολογισμού των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV παρουσιάζονται απαραίτητες πληροφορίες σχετικά με την επικοινωνία με το Διαχειριστή του Συστήματος για διάφορες διαδικασίες που περιγράφονται στο Εγχειρίδιο αυτό.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V παρουσιάζονται οι ιστοσελίδες που αναφέρονται στο Εγχειρίδιο αυτό και χρησιμοποιούνται από τους Συμμετέχοντες στα πλαίσια της λειτουργίας της Αγοράς ΗΕ.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI παρουσιάζονται τα αρχεία που ανταλλάσσονται μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και των Συμμετεχόντων κατά τη λειτουργία της Αγοράς ΗΕ.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII παρουσιάζονται τα πρότυπα των αρχείων που υποβάλλουν οι Συμμετέχοντες στο Διαχειριστή του Συστήματος..

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII παρουσιάζεται η φόρμα επικοινωνίας των Συμμετεχόντων με τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IX παρουσιάζονται τα πρότυπα που σχετίζονται με τη Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης και τη Δήλωση Αποκατάστασης Ομαλής Λειτουργίας από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΧ παρουσιάζεται ένας πίνακας με την αντιστοίχιση των αναφορών του ΚΔΣ&ΣΗΕ στο Εγχειρίδιο αυτό με τις σχετικές παραγράφους του Εγχειριδίου αυτού.

Το Εγχειρίδιο αυτό απευθύνεται:

Στους εγγεγραμμένους Συμμετέχοντες στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι έχουν εμπειρία με τις διαδικασίες της αγοράς, αλλά επιθυμούν να κατανοήσουν καλύτερα τις λεπτομέρειες εφαρμογής του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να διαβάσουν τα Κεφάλαια 3, 4, 5 και τα Παραρτήματα I, VII και VIII.

Στους εγγεγραμμένους Συμμετέχοντες στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι δεν έχουν μεγάλη εμπειρία με τις διαδικασίες της αγοράς, και επιθυμούν να δραστηριοποιηθούν περισσότερο στην αγορά. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να διαβάσουν τα Κεφάλαια 3, 4, 5, και τα Παραρτήματα III, IV, V, VI και VII.

Στους υποψήφιους Συμμετέχοντες και στους ανθρώπους που ενδεχομένως ενδιαφέρονται για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, και θέλουν να κατανοήσουν τις διαδικασίες και τον τρόπο λειτουργίας της αγοράς. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να ασχοληθούν αρχικά με τα Κεφάλαια 1, 2, 3, 4 και 5 και το Παράρτημα VIII.

Στους αναλυτές των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, που θέλουν να κατανοήσουν το μηχανισμό επίλυσης της αγοράς. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να διαβάσουν τα Κεφάλαια 1, 2, 3 και το Παράρτημα I.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι της ασφάλειας εφοδιασμού και της οικονομικής βελτιστοποίησης της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελληνική Επικράτεια, απαιτείται ο αποτελεσματικός συνδυασμός μακροχρόνιων αποφάσεων για την εγκατάσταση και τη διαθεσιμότητα ισχύος αλλά και βραχυχρόνιων αποφάσεων για την ορθή κατανομή των πόρων στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό.

Στο πλαίσιο αυτό, η Ελληνική Αγορά Ηλεκτρισμού δομείται από δύο διακριτές αγορές:

- τη μακροχρόνια αγορά διαθεσιμότητας ισχύος (Capacity Market)
- τη βραχυχρόνια – χονδρεμπορική αγορά ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών, που προγραμματίζεται βάσει του Ημερησίου Ενεργειακού Προγραμματισμού (HEΠ) (Energy and Ancillary Services Market).

Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος:

Ο μηχανισμός της Αγοράς Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος έχει ως στόχο τη μείωση του επιχειρηματικού κινδύνου του παραγωγού, ο οποίος λαμβάνει αμοιβή έναντι μέρους του κόστους κεφαλαίου επένδυσης, αλλά και του προμηθευτή ο οποίος εξασφαλίζει την αποφυγή υπερβολικά υψηλών τιμών στην ημερήσια Αγορά Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών (Χονδρεμπορική Αγορά), ακριβώς διότι μειώνεται ο βραχυχρόνιος κίνδυνος του παραγωγού.

Η Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος δημιουργήθηκε για να εξασφαλίζει την επάρκεια και την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε μακροχρόνια βάση αμείβοντας την αξιοπιστία κάθε Μονάδας.

Η Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος υλοποιείται με την έκδοση από κάθε Παραγωγό Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) που αντιστοιχούν στην πραγματική διαθεσιμότητα ισχύος κάθε Μονάδας του, όπως αυτή προσδιορίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Για παράδειγμα, μία Μονάδα με εγκατεστημένη ισχύ 300MW θα μπορούσε, μετά τον προσδιορισμό της διαθεσιμότητάς της από τον Διαχειριστή του Συστήματος, να εκδώσει ΑΔΙ για 250 MW.

Κάθε Προμηθευτής συνάπτει με τους Παραγωγούς Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ), με οικονομικούς όρους που συμφωνούνται μεταξύ τους, προκειμένου να καλύψουν την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που του αναλογεί.

Η Αγορά θεωρείται εξισορροπημένη (Balanced) όταν ισχύει η σχέση:

$$\text{ΑΔΙ (MW)} = \text{ΣΔΙ (MW)} + \text{Απαιτούμενη Μακροχρόνια Εφεδρεία}$$

Αναλυτικές πληροφορίες για το μηχανισμό διασφάλισης επαρκούς ισχύος βρίσκονται στο σχετικό εγχειρίδιο (Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος).

Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (Αγορά Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών ή Χονδρεμπορική Αγορά).

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) συνιστά τη χονδρεμπορική αγορά και έχει ως στόχο το βέλτιστο προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής του Συστήματος, των μονάδων ΑΠΕ και της διαθέσιμης ενέργειας από εισαγωγές, προκειμένου να καλύπτεται, σε ημερήσια βάση, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από καταναλωτές, η ζήτηση για εξαγωγές ενέργειας από τη χώρα και οι απαραίτητες Επικουρικές Υπηρεσίες. Κάθε μονάδα παραγωγής υποχρεούται να προσφέρει το σύνολο της διαθεσιμότητάς της, τόσο σε ενέργεια όσο και σε επικουρικές υπηρεσίες στην χονδρεμπορική αγορά (ΗΕΠ). Πρόκειται συνεπώς για ένα μοντέλο αγοράς «Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας» (Mandatory Pool).

Υποχρεωτική Κοινοπραξία

Το μοντέλο της ελληνικής αγοράς στο οποίο συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας και των συμπληρωματικών προϊόντων αυτής που θα παραχθούν, θα καταναλωθούν και θα διακινηθούν την επόμενη ημέρα στην αγορά. Όλοι οι συμμετέχοντες στην Ελληνική αγορά υποχρεούνται να συμμετέχουν στην Υποχρεωτική Κοινοπραξία. Δεν επιτρέπονται φυσικές διμερείς συναλλαγές (physical bilateral transactions) μεταξύ των συμμετεχόντων της αγοράς.

Στα πλαίσια του μοντέλου Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας, η διαμετακόμιση (transit) ηλεκτρικής ενέργειας από μία περιοχή εκτός Ελλάδος σε μία άλλη, μέσω της Ελληνικής επικράτειας, μπορεί να υλοποιηθεί μόνο μέσω εισαγωγής (πώλησης) της εν λόγω ενέργειας στην Υποχρεωτική Κοινοπραξία και εξαγωγής (αγοράς) της από αυτή.

Στον ΗΕΠ ενσωματώνονται οι εξής επιμέρους αγορές-μηχανισμοί, οι οποίες βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος:

Α) Αγορά Ενέργειας: Καλύπτονται οι ποσοτικές ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες που αυτή είναι απαραίτητη.

Προσφέρουν και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών σταθμών, υδροηλεκτρικών και ΑΠΕ) και οι εισαγωγείς.

Αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και επιλέγοντες πελάτες) και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί)

Β) Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών: Καλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας για διασφάλιση της ποιότητας και αξιοπιστίας της τροφοδότησής τους.

Προσφέρουν και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών και υδροηλεκτρικών σταθμών).

Αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και επιλέγοντες πελάτες), και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί).

Γ) Μηχανισμός αγοράς για την χωροθέτηση της παραγωγής κοντά στα κέντρα κατανάλωσης: Παρέχει κίνητρα χωροθέτησης των νέων μονάδων κατά το δυνατόν εγγύτερα στην κατανάλωση, στο βαθμό που αυτά είναι πραγματικά αναγκαία. Δεδομένης της υφιστάμενης συγκέντρωσης της παραγωγής στο βορρά, προβλέπεται αυξημένη συμμετοχή στην ετήσια χρέωση χρήσεως συστήματος των παραγωγών του βορρά καθώς και διαφοροποιημένη αμοιβή παραγωγών στο νότο σε περιπτώσεις που παρουσιάζεται συνωστισμός στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από το βορρά στο νότο κατά τη διάρκεια του ημερήσιου προγραμματισμού.

Σημειώνεται ότι οι διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς δεν ενεργοποιήθηκαν με την έλευση της 5^{ης} ημέρας μεταφοράς αλλά θα ενεργοποιηθούν κατόπιν νέας σχετικής μελέτης από το Διαχειριστή του Συστήματος και ακόλουθης έγκρισης από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Όλες οι αναφορές στις επιδράσεις τους που περιέχονται στο παρόν Εγχειρίδιο (π.χ. Διαφορετικές Οριακές Τιμές Βορρά – Νότου) γίνονται για την πληρότητα του Εγχειριδίου και την πλήρη απεικόνιση των διατάξεων του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η Επίλυση του ΗΕΠ προσδιορίζει τον τρόπο λειτουργίας κάθε μονάδας για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας, ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου και των αναγκών επικουρικών υπηρεσιών την επόμενη ημέρα λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς του Συστήματος μεταφοράς.

Με την ενσωμάτωση στον ΗΕΠ των απαραίτητων επικουρικών υπηρεσιών και των τεχνικών περιορισμών του Συστήματος, οι οποίοι ενδεχομένως περιορίζουν την ποσότητα ενέργειας που δύναται να διακινείται από το Βορρά προς το Νότο, αποκαλύπτεται η πραγματική συνολική αξία της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τα ποσοτικά (όγκος και χρόνος κατανάλωσης) όσο και τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της (συχνότητα, τάση και απαιτούμενη αξιοπιστία παροχής σε κάθε καταναλωτή).

Η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ενέργειας του ΗΕΠ (Οριακή Τιμή Συστήματος ή ΟΤΣ), αποτελεί την ενιαία τιμή στην οποία οι Προμηθευτές αγοράζουν την ενέργεια που αναμένουν ότι θα απορροφήσουν από το Σύστημα οι Πελάτες τους και αμείβονται αντίστοιχα οι παραγωγοί.

Η διασφάλιση, μέσω των παραπάνω μηχανισμών, της αξιοπιστίας και της διαφάνειας υπολογισμού της τιμής αυτής, είναι απαραίτητο στοιχείο για την

ανάπτυξη, σε επόμενη φάση, δευτερογενούς αγοράς πλήθους άλλων συμπληρωματικών προϊόντων (π.χ. παράγωγα, προθεσμιακές συμβάσεις αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας).

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος, αφενός μεν συνιστά την τιμή εκκαθάρισης των συναλλαγών σε ημερήσια βάση, αφετέρου δε επιτρέπει την ανάπτυξη καμπυλών αναφοράς. Αυτές αποτελούν σημείο αναφοράς ως προς την χρηματοοικονομική διαχείριση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και την υποκείμενη αξία για επιπλέον συμπληρωματικά προϊόντα όπως, για παράδειγμα, προϊόντα αντιστάθμισης, προθεσμιακά προϊόντα, παράγωγα και άλλα σύνθετα προϊόντα τα οποία θα εξυπηρετούν ειδικές ανάγκες των συμμετεχόντων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΕ

Οι βασικές δραστηριότητες της αγοράς ΗΕ είναι οι ακόλουθες:

- Ετήσια Δημοπρασία Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.
- Μηνιαία Δημοπρασία Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.
- Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ, για τη Μεταβίβαση ή/και Μεταπώληση των εκχωρημένων Ετησίων και Μηνιαίων ΦΔΜ, όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.
- Ημερήσια Δημοπρασία Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.
- Κατάρτιση Προγράμματος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.
- Επιβεβαίωση προγραμμάτων εισαγωγών και εξαγωγών με γειτονικούς Διαχειριστές και έλεγχος των τελικών προγραμμάτων από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης (South Coordination Center), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.
- Εκκαθάριση ΗΕΠ, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.
- Κατάρτιση Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ και ΕΠΚ) (D-1 & Ενδοημερήσιο), όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.
- Πρόγραμμα Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ), όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.
- Καταγραφή Διαθεσιμότητας Μονάδων και Εντολών Κατανομής, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.
- Καταγραφή Ποσοτήτων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών σε πραγματικό χρόνο, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.
- Μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4.
- Εκκαθάριση Αποκλίσεων, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.
- Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.
- Μηνιαίες Εκθέσεις και Δημοσιεύσεις.
- Στατιστικά Δημοπρασιών.

Στον Πιν.1 παρουσιάζεται το αναλυτικό χρονοδιάγραμμα διαδικασιών της αγοράς ΗΕ. Συμπεριλαμβάνονται δραστηριότητες που λαμβάνουν χώρα σε ετήσια βάση (για το ημερολογιακό έτος Υ), σε μηνιαία βάση (για τον ημερολογιακό μήνα Μ), και σε ημερήσια βάση (για την Ημέρα Κατανομής D), με τις σχετικές προθεσμίες. Όλες οι χρονικές αναφορές στο εγχειρίδιο αυτό είναι σε ώρα Ελλάδας.

Το παρουσιαζόμενο χρονοδιάγραμμα μπορεί να επηρεασθεί από αλλαγές του Ελληνικού νομικού και ρυθμιστικού πλαισίου (Νόμοι, Υ.Α., ΚΔΣ&ΣΗΕ, Κανονισμοί Δημοπρασιών, κτλ). Σε περίπτωση αναντιστοιχίας μεταξύ του παρόντος εγχειριδίου και των προαναφερθέντων στοιχείων, τα τελευταία υπερισχύουν του εγχειριδίου.

Πιν.1. Χρονοδιάγραμμα διαδικασιών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

A/A	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
ΕΤΗΣΙΑ					
1	-	Υ-1 ή Υ-2	ΔΕΣΜΗΕ	Προσδιορισμός Συντελεστών Απωλειών Εγχύσεων	50 ΚΔ 3.2.2 ΕΑ
2	-	Υ-1 ή Υ-2	ΔΕΣΜΗΕ	Προσδιορισμός Συντελεστών Απωλειών Φορτίου	50 ΚΔ 3.2.2 ΕΑ
3	-	-	ΔΕΣΜΗΕ	Προσδιορισμός Λειτουργικών Ζωνών	53 ΚΔ 3.2.3 ΕΑ
4	Υ-1	Υ-2Μ	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση Συντελεστών Προσδιορισμού Κάλυψης	22 ΚΔ 2.8
5		Υ-1	ΔΕΣΜΗΕ ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Διεξαγωγή Ετήσιας Δημοπρασίας ΦΔΜ	4.02 ΑΡ 3.2.1.5 ΕΑ
ΜΗΝΙΑΙΑ					
6		Μ-1	ΔΕΣΜΗΕ ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Διεξαγωγή Μηνιαίας Δημοπρασίας ΦΔΜ	4.02 ΑΡ 3.2.1.5 ΕΑ
ΕΒΔΟΜΑΔΙΑΙΑ					
7		Th (W-1) 12:00	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Δήλωση Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων	28 ΚΔ 3.3.2.2 ΕΑ
ΗΜΕΡΗΣΙΑ					
8		D-3 14:00	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς (NTC) των διασυνδέσεων (εισαγωγές –εξαγωγές)	311 ΚΔ 3.2.1.5 ΕΑ
9	D-2 13:00	D-2 14:00	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Διεξαγωγή Δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ – Δημοσίευση Πίνακα Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας	6.01 ΑΡ 3.2.1.6 ΕΑ
10	D-2 14:00	D-1 07:00	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων ΦΔΜ	7.01 ΑΡ 3.2.1.7.1 ΕΑ
11		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση Διαθεσιμότητας Μονάδων Παραγωγής	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ

Α/Α	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
12		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση των Δηλώσεων Χρήσης Μακροχρόνιων ΦΔΜ	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
13		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση Πρόβλεψης Φορτίου	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
14		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση Πρόβλεψης Παραγωγής Μονάδων ΑΠΕ	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
15		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση των απαιτήσεων Εφεδρειών	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
16		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση της Πρόβλεψης Διαζωνικών Περιορισμών	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
17		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση των Περιορισμών κάθε Διασύνδεσης	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
18		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση της Υποχρεωτικής Λειτουργίας Υδροηλεκτρικών Μονάδων	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
19		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση της Παραγωγής Μονάδων σε Δοκιμαστική Λειτουργία	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
20		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση των Προγραμμάτων Διόρθωσης των Ακούσιων Αποκλίσεων στις Διασυνδέσεις	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
21		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς (NTC)	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
22		D-1 08:45	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς (ATC)	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
23	D-1 08:45	D-1 09:15	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή Κρυπτογραφημένων Οικονομικών Προσφορών στις Δημοπρασίες ΦΔΜ ¹	4.02 AR 3.2.1.5.4 ΕΑ
24	D-1 09:15	D-1 09:20		Περίοδος Σιγής.	4.02 AR 3.2.1.5.4 ΕΑ
25	D-1 09:20	D-1 09:35	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή Κλειδιών Αποκρυπτογράφησης των Οικονομικών Προσφορών στις Δημοπρασίες ΦΔΜ	4.02 AR 3.2.1.5.4 ΕΑ
26	D-1 09:35	D-1 10:00	ΔΕΣΜΗΕ	Διεξαγωγή και Δημοσίευση Αποτελεσμάτων των Ημερησίων Δημοπρασιών	4.02 AR 3.2.1.5.4 ΕΑ
27	D-1 10:00	D-1 10:15	ΔΕΣΜΗΕ	Εισαγωγή στο Πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς του συνόλου των ΦΔΜ (Ετήσια, Μηνιαία και Ημερήσια) κάθε Συμμετέχοντα	59 ΚΔ 2.1.5.4 ΕΑ
28		D-1 10:00	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση προβλεπόμενης Διαθέσιμης Εφεδρείας	223 ΚΔ
29		D-1 11:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση Διαθεσιμότητας Μονάδων Παραγωγής	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ

¹ Οι λεπτομέρειες των διαδικασιών που εκτελούνται από την εταιρία CASC.eu παρουσιάζονται στον ιστοτόπο της εταιρίας, www.casc.eu

Α/Α	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
30		D-1 11:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση Πρόβλεψης Φορτίου	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
31		D-1 11:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση Πρόβλεψης Παραγωγής Μονάδων ΑΠΕ	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
32		D-1 11:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση των απαιτήσεων Εφεδρειών	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
33		D-1 11:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση της Πρόβλεψης Διαζωνικών Περιορισμών	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
34		D-1 11:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση των Περιορισμών κάθε Διασύνδεσης	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
35		D-1 11:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση της Υποχρεωτικής Λειτουργίας Υδροηλεκτρικών Μονάδων	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
36		D-1 11:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση της Παραγωγής Μονάδων σε Δοκιμαστική Λειτουργία	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
37		D-1 11:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση των Προγραμμάτων Διόρθωσης των Ακούσιων Αποκλίσεων στις Διασυνδέσεις	51 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
38	D-4 12:00	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Προσφορών Έγχυσης	3.3.2.1.3 ΕΑ
39	D-4 12:30	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Δηλώσεων Φορτίου	3.3.2.3.4 ΕΑ
40	D-4 12:30	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Προσφορών Εφεδρειών	3.3.2.4.3 ΕΑ
41	D-4 12:30	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας	59 ΚΔ 3.3.2.5 ΕΑ
42	D-4 12:30	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων	59 ΚΔ 3.3.2.6 ΕΑ
43	D-2 13:00	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ	3.2.1.7.1 ΕΑ
44	D-1 12:30	D-1 14:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επίλυση ΗΕΠ	59 ΚΔ 3.4.12 ΕΑ
45	D-1 14:00	D-1 14:00	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση Αποτελεσμάτων ΗΕΠ	61 ΚΔ 3.6.1 ΕΑ
46	30 λεπτά από επικοινωνία ΔΕΣΜΗΕ		ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή Τροποποιημένων Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ	61 ΚΔ 3.6.2 ΕΑ
47	D-1 15:00	D-1 18:00	ΔΕΣΜΗΕ	Εκκαθάριση ΗΕΠ	62 ΚΔ 3.6.4 ΕΑ
48	D-1 14:00	D-1 17:30	ΔΕΣΜΗΕ	Επιβεβαίωση – Ανταλλαγή προγραμμάτων διασυνδέσεων με Γειτονικούς Διαχειριστές	3.6.5 ΕΑ
49	D-1 14:00	D-1 18:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επίλυση Προγράμματος Κατανομής	86 ΚΔ 3.1 ΕΚ
50		D-1 18:00	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσίευση Προγραμμάτων Κατανομής	86 ΚΔ 3.1 ΕΚ

Α/Α	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
51	D 00:00	D 22:00	ΔΕΣΜΗΕ	Επίλυση και Δημοσίευση Ενδοημερήσιου Προγράμματος Κατανομής	86 ΚΔ 4.1.4 ΕΚ
52		D+1	ΔΕΣΜΗΕ	Εκκαθάριση των Ακουσίων Αποκλίσεων στις Βόρειες Διασυνδέσεις	
53		D+1	ΔΕΣΜΗΕ	Εκκαθάριση των Ακουσίων Αποκλίσεων στη διασύνδεση της Ιταλίας.	
54		D+1 10:00	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσιοποίηση των Συγκεντρικών Αποκλίσεων μεταξύ της Πραγματικής Κατανομής και της Πρόβλεψης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής D.	
55		D+5	ΔΕΣΜΗΕ	Υπολογισμός Οριακής Τιμής Αποκλίσεων για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής D.	175 ΚΔ
56		D+5	ΔΕΣΜΗΕ	Εκκαθάριση των Αποκλίσεων.	175 ΚΔ
ΜΗΝΙΑΙΑ					
57		M+1	ΔΕΣΜΗΕ	Εκκαθάριση των Επικουρικών Υπηρεσιών του προηγούμενου ημερολογιακού μήνα.	198 ΚΔ
58		M+1	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσιοποίηση Μηνιαίων Αναφορών Αποτελεσμάτων ΗΕΠ και Χρήσης των Διασυνδέσεων.	
59		M+1	ΔΕΣΜΗΕ	Δημοσιοποίηση Μηνιαίων Αναφορών Αποτελεσμάτων Μηνιαίων και Ημερήσιων Δημοπρασιών.	
ΚΔ: ΚΔΣ&ΣΗΕ / ΕΑ: Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς / ΑΡ: Κανονισμοί Διασυνδέσεων					

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

(ΗΕΠ)

3.1 Εισαγωγή

3.1.1 Γενικά

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) είναι η ημερήσια διαδικασία επίλυσης της αγοράς η οποία λαμβάνει χώρα την προηγούμενη ημέρα της Ημέρας Κατανομής. Η Ημέρα Κατανομής είναι μία ημερολογιακή ημέρα σε ώρες Ελλάδας. Αποτελείται από έναν αριθμό ωριαίων Περιόδων Κατανομής, συνήθως 24, εκτός από τις “μικρές” και “μεγάλες” ημέρες το φθινόπωρο και την άνοιξη, αντίστοιχα, όπου η τοπική ώρα μεταβάλλεται μία ώρα μπροστά και πίσω, αντίστοιχα. Η μικρή Ημέρα Κατανομής αποτελείται από 23 Περιόδους Κατανομής (απουσιάζει η ώρα από τις 03:00 ως τις 04:00), και η μεγάλη Ημέρα Κατανομής αποτελείται από 25 Περιόδους Κατανομής (η ώρα από τις 03:00 ως τις 04:00 εμφανίζεται δύο φορές).

Οι Παραγωγοί και οι άλλοι Συμμετέχοντες που παίρνουν μέρος στον ΗΕΠ και στις άλλες αγορές που διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος απαιτείται να εγγραφούν στο Μητρώο Συμμετεχόντων του Διαχειριστή του Συστήματος. Δια της εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων, οι Συμμετέχοντες συνάπτουν με τον Διαχειριστή του Συστήματος Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, η οποία διέπεται από τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Αναλυτική περιγραφή της διαδικασίας εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων του Διαχειριστή του Συστήματος παρέχεται στο Εγχειρίδιο Γενικών Διατάξεων.

Η Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας έχει ως αντικείμενο τις συναλλαγές που διενεργούνται στα πλαίσια του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, το οποίο συμπεριλαμβάνει τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό, τη Διαδικασία Κατανομής, τις Εντολές Κατανομής, την Εκκαθάριση Αποκλίσεων και τον Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Για το σκοπό αυτό, η Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας παρέχει στους Συμμετέχοντες το δικαίωμα να προβαίνουν σε κάθε σχετική νόμιμη ενέργεια συμμετοχής στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, τηρώντας τις διατάξεις του Κώδικα, και να λαμβάνουν τις πληρωμές που τους αναλογούν, ενώ επάγεται την υποχρέωση αυτών να εξοφλούν τις χρεώσεις που τους αναλογούν, σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα. Η Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας παρέχει στο Διαχειριστή του Συστήματος τα δικαιώματα και επάγεται τις υποχρεώσεις που ορίζονται στις διατάξεις του Κώδικα σχετικά με το Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

3.1.2 Αντικείμενο ΗΕΠ

Το αντικείμενο του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού περιλαμβάνει τα κάτωθι:

- κατάρτιση ενός βέλτιστου προγράμματος ένταξης μονάδων και έγχυσης ενέργειας για την εξυπηρέτηση της ζήτησης ενέργειας για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, με τρόπο ώστε μεγιστοποιείται το κοινωνικό πλεόνασμα (διαφορά του κοινωνικού οφέλους από το συνολικό κόστος παραγωγής),
- κατάρτιση προγραμμάτων Επικουρικών Υπηρεσιών ώστε να καλύπτονται οι σχετικές ανάγκες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής στο ελάχιστο συνολικό κόστος,
- προσδιορισμός της Οριακής Τιμής Παραγωγής σε κάθε Λειτουργική Ζώνη για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- υπολογισμός της Οριακής Τιμής του Συστήματος (ΟΤΣ) για την ενέργεια, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και
- υπολογισμός των Τιμών Εφεδρείας για κάθε τιμολογούμενη Επικουρική Υπηρεσία για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

3.1.3 Συμμετοχή στον ΗΕΠ

Στα πλαίσια της συμμετοχής στον ΗΕΠ εκτελούνται τα ακόλουθα:

- υποβολή μη τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Εκπροσώπους Φορτίου για τους Πελάτες που καταναλώνουν ενέργεια εντός της Ελληνικής Επικράτειας,
- υποβολή τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Συμμετέχοντες, όταν αυτοί είναι είτε κάτοχοι Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ) είτε αντισυμβαλλόμενοι κατόχων ΦΔΜ, για εξαγωγές ενέργειας,
- υποβολή τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από Παραγωγούς για αντλητικές μονάδες σε λειτουργία άντλησης,
- υποβολή μη τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους από Παραγωγούς και τους Προμηθευτές για τα βοηθητικά φορτία των μονάδων όταν αυτά δεν καλύπτονται από την παραγωγή των μονάδων,
- υποβολή τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από Παραγωγούς για τις Κατανεμόμενες Μονάδες,
- υποβολή τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από το Διαχειριστή του Συστήματος για τις Συμβεβλημένες Μονάδες. Οι τιμολογούμενες προσφορές ενέργειας για τις

Συμβεβλημένες Μονάδες πρέπει να είναι σύμφωνες με τις τιμές της σχετικής σύμβασης,

- υποβολή τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Συμμετέχοντες, όταν αυτοί είναι είτε κάτοχοι Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ), είτε αντισυμβαλλόμενοι κατόχων (ΦΔΜ), για εισαγωγές ενέργειας,
- υποβολή μη τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από το Διαχειριστή του Συστήματος για τις μονάδες του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 [2],
- υποβολή Δηλώσεων Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Παραγωγούς για τις Υδροηλεκτρικές Μονάδες, συμπεριλαμβανομένων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων Αντλησης,
- υποβολή τιμολογούμενων Προσφορών Εφεδρειών για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από Παραγωγούς για τις Κατανεμόμενες Μονάδες,
- υποβολή τιμολογούμενων Προσφορών Εφεδρειών για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από το Διαχειριστή του Συστήματος για τις Συμβεβλημένες Μονάδες. Οι τιμολογούμενες προσφορές εφεδρειών για τις Συμβεβλημένες μονάδες πρέπει να είναι σύμφωνες με τις τιμές της σχετικής σύμβασης,
- υποβολή Δηλώσεων Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Παραγωγούς για κάθε μονάδα, και
- υποβολή Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων από τους Παραγωγούς για τις μονάδες.

3.1.4 Δομή Κεφαλαίου

Η δομή του Κεφαλαίου έχει ως εξής:

Στην παράγραφο 3.2 περιγράφονται οι ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος πριν την κατάρτιση του ΗΕΠ: η διαχείριση των διασυνδέσεων, ο υπολογισμός των συντελεστών απωλειών, ο προσδιορισμός των περιορισμών μεταξύ των λειτουργικών ζωνών του συστήματος, ο προγραμματισμός των προγραμμάτων διόρθωσης των ακούσιων αποκλίσεων στις διασυνδέσεις, η πρόβλεψη του φορτίου και της παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), ο προσδιορισμός των απαιτήσεων για επικουρικές υπηρεσίες, ο υπολογισμός των Συντελεστών Προσδιορισμού Κάλυψης, και η δημοσιοποίηση των προβλεπόμενων στοιχείων.

Στην παράγραφο 3.3 περιγράφονται τα δεδομένα εισόδου του ΗΕΠ από τους Συμμετέχοντες και το Διαχειριστή του Συστήματος, καθώς και ο έλεγχος εγκυρότητας των δεδομένων αυτών.

Στην παράγραφο 3.4 παρουσιάζεται ο χρονικός ορίζοντας προγραμματισμού του ΗΕΠ, τα δεδομένα εισόδου, η μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ, και η μεθοδολογία συνεκτίμησης των απωλειών εγχύσεως και φορτίου.

Στην παράγραφο 3.5 περιγράφονται τα αποτελέσματα του ΗΕΠ, που συνίστανται στον προγραμματισμό των μονάδων παραγωγής, των εισαγωγών και εξαγωγών, των τιμολογούμενων φορτίων, τη διάθεση υπηρεσιών επικουρικών υπηρεσιών από τις μονάδες παραγωγής, και τις τιμές ενέργειας, πρωτεύουσας εφεδρείας και εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης.

Στην παράγραφο 3.6 περιγράφονται οι δραστηριότητες του Διαχειριστή του Συστήματος μετά την κατάρτιση του Προγράμματος ΗΕΠ: η δημοσιοποίηση του ημερήσιου προγράμματος, η υποβολή των τελικών δηλώσεων χρήσης των δικαιωμάτων, η επιβεβαίωση των προγραμμάτων εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας με γειτονικούς Διαχειριστές και με το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης (SCC), τα δεδομένα που μεταφέρονται στο Πρόγραμμα Κατανομής, η καταγραφή των ποσοτήτων ενέργειας και παροχής επικουρικών υπηρεσιών σε πραγματικό χρόνο, και η μηνιαία συγκέντρωση των δεδομένων που αφορούν τις επικουρικές υπηρεσίες για λόγους εκκαθάρισης.

Στην παράγραφο 3.7 περιγράφεται ο έλεγχος ενεργοποίησης των Περιορισμών Μεταφοράς μεταξύ των λειτουργικών ζωνών του συστήματος.

Στην παράγραφο 3.8 περιγράφονται οι διάφορες ενέργειες κατά τη διάρκεια καταστάσεων εκτάκτου ανάγκης: η δήλωση έκτακτης ανάγκης, οι ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος και οι διοικητικά οριζόμενες τιμές.

3.2 Δραστηριότητες του Διαχειριστή του Συστήματος πριν από τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό

3.2.1 Διαχείριση Διασυνδέσεων

Το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας επικοινωνεί με AC γραμμές μεταφοράς στα βόρεια σύνορα με την Αλβανία, τη FYROM και τη Βουλγαρία, στα ανατολικά με την Τουρκία, και με σύνδεση HVDC (καλώδιο) με την Ιταλία. Για την εμπορική εκμετάλλευση των γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχουν εκπονηθεί Οδηγίες από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και έχουν θεσμοθετηθεί Κανονισμοί Δημοπρασιών από το Διαχειριστή του Συστήματος και τους γειτονικούς διαχειριστές [3][4][5][6].

Οι Συμμετέχοντες που ενδιαφέρονται να εισάγουν ή να εξάγουν ενέργεια στο ελληνικό σύστημα πρέπει να εξασφαλίσουν Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς (ΦΔΜ) στις διασυνδέσεις. Όσον αφορά τη χρήση τους στην Ελληνική αγορά, τα ΦΔΜ διακρίνονται σε μακροχρόνια και βραχυχρόνια.

Μακροχρόνια και βραχυχρόνια ΦΔΜ

Τα ΦΔΜ που εκχωρούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος σε Ετήσια και Μηνιαία βάση θεωρούνται μακροχρόνια ΦΔΜ. Αντίθετα, τα ΦΔΜ που εκχωρούνται σε Ημερήσια βάση, θεωρούνται βραχυχρόνια. Σε περίπτωση που κάποιο δικαίωμα εκδίδεται από όμορο Διαχειριστή σε κάποια χρονική βάση που δεν εντάσσεται στις παραπάνω, η διάκριση ανάμεσα σε βραχυχρόνιο και μακροχρόνιο ΦΔΜ γίνεται βάσει του τύπου της Δημοπρασίας με την οποία ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος εκχώρησε την αντίστοιχη Ικανότητα Μεταφοράς.²

Ανάλογα με την εκάστοτε διασύνδεση και τη φύση της διμερούς συμφωνίας του Διαχειριστή του Συστήματος με τον εκάστοτε όμορο Διαχειριστή, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί, κατά περίπτωση, να εκχωρεί το σύνολο της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς της διασύνδεσης, ή μέρος αυτής, στη μία ή και τις δύο κατευθύνσεις. Επίσης, τόσο οι Κανονισμοί των Δημοπρασιών, όσο και οι ίδιες οι Δημοπρασίες, ενδέχεται να είναι, κατά περίπτωση, κοινές για τους δύο Διαχειριστές (το Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος και τον όμορο Διαχειριστή) ή μη κοινές. Στην τελευταία περίπτωση, οι Κανονισμοί Δημοπρασιών καλύπτουν το τμήμα της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς που εκχωρεί ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος. Εφεξής, όπου γίνεται αναφορά σε εκχωρούμενες ποσότητες Ικανότητας Μεταφοράς, θα εννοούνται, αν δεν υπάρχει σαφής διευκρίνιση για το αντίθετο, οι ποσότητες που εκχωρεί ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος.

² Για παράδειγμα, κάποιοι Διαχειριστές εκχωρούν ΦΔΜ σε εβδομαδιαία βάση και δε διαθέτουν διαδικασία εκχώρησης ΦΔΜ σε Ημερήσια βάση. Δεδομένου ότι η αντίστοιχη ποσότητα ΦΔΜ που εκχωρείται από το Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος, εκχωρείται σε ημερήσια βάση, τα προαναφερθέντα εβδομαδιαία ΦΔΜ θεωρούνται, όσον αφορά τη μεταχείρισή τους στην Ελληνική αγορά, ως βραχυχρόνια.

Σημειώνεται ότι, στις περιπτώσεις που δεν έχουν συμφωνηθεί κοινοί Κανονισμοί Δημοπρασιών για την εκχώρηση του συνόλου της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς, το ποσοστό που εκχωρείται από τον όμορο Διαχειριστή υπόκειται στους Κανόνες του όμορου Διαχειριστή οι οποίοι ενδέχεται να διαφέρουν σημαντικά από τους Κανόνες του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος.

Παρόλα αυτά, όσον αφορά τη χρήση των ΦΔΜ στην Ελληνική αγορά και ανεξάρτητα από το Διαχειριστή που κατένειμε τα ΦΔΜ, οι διαδικασίες και οι προθεσμίες που προβλέπονται για τον προγραμματισμό τόσο των προγραμμάτων ανταλλαγών όσο και των ποσοτήτων ενέργειας που θα εισαχθούν στην Ελληνική επικράτεια ή θα εξαχθούν από αυτή, καθορίζονται βάσει του ισχύοντος Ελληνικού νομικού και ρυθμιστικού πλαισίου.³

Το αντικείμενο της Διαχείρισης Διασυνδέσεων αφορά τις κάτωθι διεργασίες:

- Υπολογισμός της Συνολικής Ικανότητας Μεταφοράς, του Περιθωρίου Αξιοπιστίας Μεταφοράς, της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς, της μακροχρόνια δεσμευμένης ικανότητας μεταφοράς (από χρήση μακροχρονίων ΦΔΜ), και της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς στις Ημερήσιες Δημοπρασίες για εισαγωγές και εξαγωγές.
- Εκτέλεση των Ετησίων, Μηνιαίων και Ημερησίων Δημοπρασιών.
- Υπολογισμός των τιμών εκκαθάρισης των Δημοπρασιών.
- Λειτουργία της Δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ.
- Τήρηση των κανόνων χρήσης των ΦΔΜ.
- Εκκαθάριση των Δημοπρασιών.

3.2.1.1 Δημοπρασίες για ΦΔΜ στις Διασυνδέσεις

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διεξάγει ετήσιες, μηνιαίες και ημερήσιες δημοπρασίες ΦΔΜ. Οι λεπτομέρειες σχετικά με το χρόνο, τη δομή και τη συμμετοχή σε αυτές τις δημοπρασίες περιέχονται στους Κανονισμούς Δημοπρασιών [3],[4],[5],[6]. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διαχειρίζεται τα έσοδα από αυτές τις δημοπρασίες σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Λογιστικό Λογαριασμό Λ-ΙΓ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει εκχωρήσει, από κοινού με το Διαχειριστή του Ιταλικού Συστήματος (TERNA), τις αρμοδιότητες διεξαγωγής δημοπρασιών

³ Για παράδειγμα, αν σε μία διασύνδεση *i* χρησιμοποιείται από συμμετέχοντα μακροχρόνιο ΦΔΜ εκχωρηθέν από όμορο Διαχειριστή, η προθεσμία υποβολής της δήλωσης χρήσης του στο Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος είναι αυτή που ισχύει και για τα αντίστοιχα ΦΔΜ που εκχωρούνται από το Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος για την διασύνδεση *i*, όπως αυτή αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών που εκδίδονται από αυτόν. Επίσης, αν υφίσταται θέμα προτεραιότητας ένταξης του μακροχρονίου ΦΔΜ έναντι κάποιου βραχυχρονίου ΦΔΜ, ανεξαρτήτως του εκδότη του ΦΔΜ, ισχύει η πρόβλεψη προτεραιότητας του μακροχρονίου ΦΔΜ, όπως αυτή προβλέπεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ[1].

εκχώρησης ΦΔΜ και λειτουργίας της δευτερεύουσας αγοράς ΦΔΜ, όσον αφορά τη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας, στην εταιρία CASC.eu⁴.

Οι Συμμετέχοντες μπορούν να αποκτήσουν ΦΔΜ είτε απευθείας με τη συμμετοχή τους στις δημοπρασίες δικαιωμάτων διασυνδέσεων, είτε μέσω της Δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ.

3.2.1.2 Επιλεξιμότητα Συμμετοχής στις Δημοπρασίες

Οι Συμμετέχοντες οι οποίοι είναι επιλέξιμοι να συμμετάσχουν στις Δημοπρασίες ΦΔΜ που διενεργούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος, βάσει κοινών Κανονισμών Δημοπρασιών, για το σύνολο της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς (NTC) των Διασυνδέσεων, είναι οι ακόλουθοι:

- Οι Συμμετέχοντες που είναι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο Συμμετεχόντων της Ελληνικής Αγοράς ΗΕ, και
- Οι Συμμετέχοντες που είναι εγγεγραμμένοι στα αντίστοιχα Μητρώα Συμμετεχόντων γειτονικών χωρών.⁵

Στις Δημοπρασίες ΦΔΜ που διενεργούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος για τμήμα της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς μίας διασύνδεσης βάσει μη κοινών Κανονισμών Δημοπρασιών, δικαίωμα συμμετοχής έχουν μόνο όσοι είναι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο Συμμετεχόντων της Ελληνικής Αγοράς ΗΕ.

3.2.1.3 Συμμετοχή στις Δημοπρασίες

Για τη συμμετοχή σε Δημοπρασίες ΦΔΜ για μία συγκεκριμένη Διασύνδεση, ο αιτών θα πρέπει να έχει δικαίωμα συμμετοχής σε αυτή (σύμφωνα με την προηγούμενη παράγραφο) και θα πρέπει να υποβάλλει τα ακόλουθα:

- μία συμπληρωμένη και υπογεγραμμένη δήλωση αποδοχής, σύμφωνα με το πρότυπο που παρουσιάζεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [3],[4],[5],[6] και
- μία Τραπεζική Εγγύηση, όπως αυτή ορίζεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [3],[4],[5],[6].

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί μητρώα με τους Συμμετέχοντες που έχουν δικαίωμα συμμετοχής στις Δημοπρασίες ΦΔΜ (Μητρώα Χρηστών Διασυνδέσεων) που διεξάγει.

Οι εγγεγραμμένοι σε αυτά τα μητρώα έχουν δικαίωμα απευθείας πρόσβασης στο διαδικτυακό Ηλεκτρονικό Σύστημα Υποβολής Προσφορών του Διαχειριστή του Συστήματος (EWOS), το οποίο χρησιμοποιείται για την υποβολή οικονομικών προσφορών στις Δημοπρασίες για ΦΔΜ.

⁴ Οι λεπτομέρειες των διαδικασιών που εκτελούνται από την εταιρία CASC.eu παρουσιάζονται στον ιστοτόπο της εταιρίας, www.casc.eu

⁵ Για παράδειγμα, στη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας οι υπόψη Συμμετέχοντες είναι αυτοί που έχουν υπογράψει μία Σύμβαση Κατανομής και συμμορφώνονται με τους Κανόνες Διαχείρισης Συμφόρησης της διασύνδεσης με την Ιταλία (δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα της TERNΑ).

Για να αποκτήσει ένας Συμμετέχων (που είναι ήδη εγγεγραμμένος σε ένα ή περισσότερα Μητρώα Χρηστών Διασυνδέσεων) πρόσβαση στο σύστημα EWOS, θα πρέπει να αιτηθεί την απόκτηση διαπιστευτηρίων χρήστη (όνομα χρήστη και κωδικό πρόσβασης) από το αρμόδιο Τμήμα Πληροφορικής του Διαχειριστή του Συστήματος (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ).

3.2.1.4 Συμμετέχοντες με Δικαίωμα Υποβολής Προγραμμάτων

Οι ακόλουθοι Συμμετέχοντες έχουν δικαίωμα υποβολής προγραμμάτων στις διασυνδέσεις σύμφωνα με τους όρους των αδειών τους:

- Οι κάτοχοι αδειών προμήθειας ή εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να προγραμματίζουν εισαγωγές, εξαγωγές ή διαμετακόμιση ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων.
- Οι κάτοχοι αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να προγραμματίζουν εξαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων, και
- Οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες μπορούν να προγραμματίζουν εισαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων αποκλειστικά για δική τους χρήση.

3.2.1.5 Διαδικασίες που αφορούν την εκχώρηση ΦΔΜ στις διασυνδέσεις (Δημοπρασίες)

3.2.1.5.1 Υπολογισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς στις διασυνδέσεις

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1, τη Συνολική Ικανότητα Μεταφοράς (Total Transmission Capacity ή TTC) και το Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς (Transmission Reliability Margin ή TRM) κάθε διασύνδεσης και ομάδας διασυνδέσεων, όπως ισχύει, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος συμβουλεύεται τους γειτονικούς διαχειριστές για τον ανωτέρω προσδιορισμό. Οι Συνολικές Ικανότητες Μεταφοράς στις Βόρειες Διασυνδέσεις καθορίζονται λαμβάνοντας υπόψη την ασφάλεια (N-1 κριτήριο) όλης της περιοχής των Βαλκανίων.

Ακολούθως, ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς (NTC) ως τη διαφορά μεταξύ της Συνολικής Ικανότητας Μεταφοράς (TTC) και του Περιθωρίου Αξιοπιστίας Μεταφοράς (TRM) κάθε διασύνδεσης και ομάδας διασυνδέσεων, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος μετά από συνεργασία με τους γειτονικούς διαχειριστές ανακοινώνει το τελικό NTC κάθε διασύνδεσης, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας, στην ιστοσελίδα του εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1.

Στη συνέχεια περιγράφεται η μεθοδολογία για τον υπολογισμό των ποσοτήτων μεταφοράς για εισαγωγές και εξαγωγές στις βόρειες Ελληνικές διασυνδέσεις. Για το καλώδιο με την Ιταλία, λόγω του γεγονότος ότι αποτελεί DC μεταφορά

ηλεκτρικής ενέργειας, η διακινούμενη καθαρή ποσότητα μεταφοράς είναι 500 MW, ανεξαρτήτου κατεύθυνσης, όση δηλαδή και η χωρητικότητα του καλωδίου.

Αρχές υπολογισμού της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς των Διασυνδέσεων

Ο υπολογισμός των τιμών της καθαρής ικανότητας μεταφοράς (NTC) στις βόρειες Ελληνικές διασυνδέσεις (σύνορα Ελλάδας-FYROM, Ελλάδας-Αλβανίας, Ελλάδας-Τουρκίας και Ελλάδας-Βουλγαρίας) βασίζεται σε κοινά αποδεκτό μοντέλο συστήματος μεταφοράς της SEE (South East European Region ή Νοτιανατολικής Ευρώπης) περιοχής, το οποίο λαμβάνει υπόψη την τοπολογία του δικτύου και της παραγωγής της εν λόγω περιοχής. Ο υπολογισμός γίνεται σύμφωνα με τους κανόνες υπολογισμού του ENTSO-E ([7],[8],[9][10]), ικανοποιώντας τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας με τη χρήση ενός ενοποιημένου πλήρους δικτύου της Νοτιανατολικής Ευρώπης.

Η διαδικασία που ακολουθείται για τον υπολογισμό των NTC τιμών (σε ετήσια, μηνιαία και ημερήσια βάση) είναι η εξής:

Αφού γίνει η σύνθεση (merging) του μοντέλου DACF (Day Ahead Congestion Forecast) κάθε Διαχειριστή με τα μοντέλα τα οποία λαμβάνονται από τους γειτονικούς Διαχειριστές, δημιουργείται ένα βασικό σενάριο εμπορικών προγραμμάτων ανταλλαγών ενέργειας και μοντέλων δικτύων (Base Case Exchange, BCE) για την ευρύτερη περιοχή της SEE (South East European region-Νοτιανατολικής Ευρώπης). Προκειμένου να υπολογιστούν οι NTC τιμές για εισαγωγές/εξαγωγές σε κάποια διασύνδεση (π.χ Βουλγαρία-Ελλάδα), η παραγωγή αυξάνεται σε μία περιοχή κατά (ΔΕ) αναλογικά με την εναπομείνασα χωρητικότητα των μονάδων παραγωγής στην περιοχή αυτή και μειώνεται αναλογικά στην άλλη περιοχή κατά το ίδιο ποσοστό (ξανά σύμφωνα με την εναπομείνασα χωρητικότητα των μονάδων παραγωγής της δεύτερης περιοχής). Με τη τήρηση του N-1 κριτηρίου στην ευρύτερη περιοχή της Νοτιανατολικής Ευρώπης η συνολική ικανότητα μεταφοράς (Total Transfer Capacity-TTC) μεταξύ των δύο περιοχών λαμβάνεται σαν $TTC=BCE+\Delta E$. Η καθαρή ικανότητα μεταφοράς (Net Transfer Capacity) κατόπιν τούτου υπολογίζεται σαν η τιμή TTC μείον ένα περιθώριο ασφαλείας για λόγους ασφαλείας (Transmission Reliability Margin), σύμφωνα με το Σχ.1.

Οι τιμές υπολογισμού των NTC εξαρτώνται από τη μέθοδο με την οποία αυξάνεται ή μειώνεται η παραγωγή των μονάδων που λαμβάνονται υπόψη κατά τη ανταλλαγή των προγραμμάτων. Για αυτό το λόγο, ο τρόπος μεταβολής της παραγωγής αποτελεί μία σημαντική παράμετρο κατά τους υπολογισμούς του NTC

Η αύξηση ή η μείωση της παραγωγής αναλογικά με την εναπομείνασα χωρητικότητα σε κάθε μία μονάδα γίνεται ως εξής :

Σε κάθε μονάδα παραγωγής η ενέργεια αυξάνεται/μειώνεται αναλογικά με την εναπομείνασα παραγωγή ως $P_{max} - P_{base\ case}$ (για αύξηση παραγωγής) ή $P_{base\ case} - P_{min}$ (για μείωση παραγωγής).

Ο καθορισμός των NTC τιμών γίνεται σύμφωνα με τους ορισμούς του ENTSO:

$$NTC = BCE + \Delta E - TRM$$

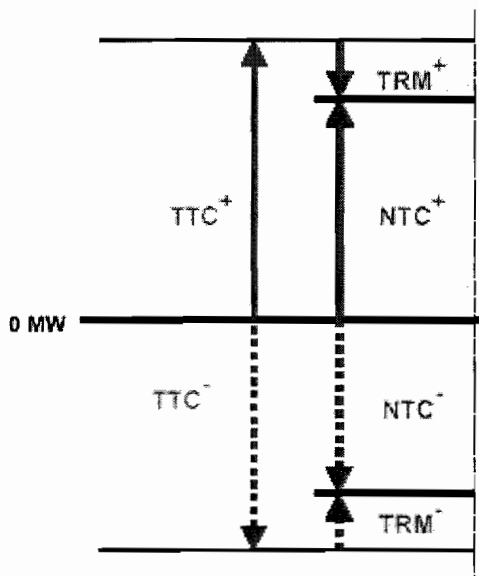
όπου:

BCE: Βασικό σενάριο συμφωνημένων ανταλλαγών (Base Case Exchange)

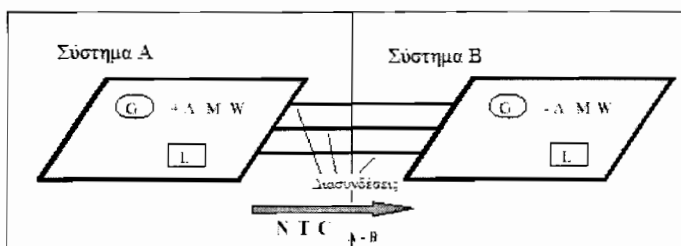
ΔE : Μέγιστη μεταβολή της παραγωγής η οποία μπορεί να γίνει μεταξύ δύο περιοχών ελέγχου υπό τη διατήρηση του κριτηρίου N-1 (Maximum Shift of generation)

TRM: Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς (Transmission Reliability Margin)

Στο Σχ.2 παρουσιάζεται η διαδικασία που ακολουθείται μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος (περιοχή A) και οποιουδήποτε γειτονικού Διαχειριστή, όπως π.χ MEPSO, OST, TEIAS και ESO EAD (περιοχή B).



Σχ.1. Καθαρή ικανότητα μεταφοράς και περιθώριο ασφαλείας



G: generation (Παραγωγή)
L: load (Φορτίο)

Σχ.2. Υπολογισμός NTC

Ορισμός της μεταβολής της παραγωγής (ΔE)

Όλες οι τροποποιήσεις στην αύξηση ή της μείωσης της παραγωγής γίνονται ως κάτωθι:

$$P_{new}^{inc} = P_i + \Delta E \frac{P_i^{max} - P_i}{\sum_n (P_i^{max} - P_i)}$$

$$P_{new}^{dec} = P_i + \Delta E \frac{P_i^{min} - P_i}{\sum_n (P_i^{min} - P_i)}$$

$$|\Delta E| \leq \left| \sum (P_m - P_i) \right|$$

όπου:

P_i : Παραγωγή ενεργού ισχύος

P_{new}^{inc} : Νέα (αυξημένη) έγχυση

P_{new}^{dec} : Νέα (μειωμένη) έγχυση

P_i^{max} : Μέγιστη επιτρεπτή παραγωγή

P_i^{min} : Ελάχιστη επιτρεπτή παραγωγή

Μέθοδος για το συνδυαστικό υπολογισμό των NTCs

Σύμφωνα με τις οδηγίες διαχείρισης συμφόρησης οι οποίες έχουν προταθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση, ο συνδυαστικός υπολογισμός των NTC των διασυνδέσεων θα πρέπει να στηρίζεται σε:

- Χρήση ενός κοινού μοντέλου μεταφοράς στο οποίο να λαμβάνεται επαρκώς υπόψη η αλληλεπίδραση των φυσικών ροών μεταξύ των διασυνδέσεων
- Καταμερισμό των εμπορικών προγραμμάτων με τέτοιο τρόπο ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι φυσικές ροές.

Προκειμένου να υπολογιστούν οι μέγιστα εμπορικά διαθέσιμες ικανότητες μεταφοράς υπό ασφαλή λειτουργία της SEE (Νοτιανατολικής Ευρώπης), μπορεί να γίνει χρήση της συνδυαστικής μεθόδου υπολογισμού του NTC όπου σαν μία περιοχή θεωρείται η Ελλάδα και σαν την άλλη περιοχή οι βόρειες διασυνδέσεις της Ελλάδας (Αλβανία, FYROM, Βουλγαρία, Τουρκία).

Ετήσιο χρονοδιάγραμμα

Για τον ετήσιο υπολογισμό των NTC τιμών για εισαγωγές ή εξαγωγές ακολουθείται το ακόλουθο χρονοδιάγραμμα:

- 10 - 20 Νοεμβρίου: NTC υπολογισμός από τους TSOs βάσει ενός κοινού μοντέλου υπολογισμού
- 20 Νοεμβρίου – 1 Δεκεμβρίου: εναρμονισμός των NTC τιμών για όλο το έτος

Κάθε Διαχειριστής εκτελεί υπολογισμούς και υπολογίζει τις τιμές των NTC υπό ασφαλή λειτουργία. Μετά τους υπολογισμούς, οι τιμές των NTCs

ανταλλάσσονται και εναρμονίζονται. Αν δεν υπάρχει συμφωνία λαμβάνεται τελικά η μικρότερη από τις δύο τιμές.

Μηνιαίο χρονοδιάγραμμα

Οι Διαχειριστές συμφωνούν σε ένα μηνιαίο μοντέλο αναφοράς το οποίο και λαμβάνεται υπόψη κατά τον υπολογισμό των NTC τιμών. Ως μοντέλο αναφοράς λαμβάνεται η τρίτη Τετάρτη του μήνα M στις 10:30 CET:

- έως τη 15^η του μήνα M-2: αποστολή των βασικών σεναρίων συμφωνημένων ανταλλαγών
- έως τη 17^η του μήνα M-2: εναρμονισμός των βασικών σεναρίων συμφωνημένων ανταλλαγών
- έως την 20^η του μήνα M-2: αποστολή των μοντέλων δικτύου με τις συμφωνημένες ανταλλαγές
- έως την 25^η του μήνα M-2: έλεγχος και merging του regional model
- έως την 1^η του μήνα M-1: NTC υπολογισμός για το μήνα M
- έως την 5^η του μήνα (M-1): εναρμονισμός NTC τιμών για το μήνα M

Τα μοντέλα των κρατών τα οποία ανταλλάσσονται και ενώνονται προκειμένου να δημιουργήσουν το δίκτυο της Νοτιοανατολικής Ευρώπης είναι των : Αλβανίας, Βοσνίας, Βουλγαρίας, Κροατίας, Ελλάδα, Ουγγαρίας, Αυστρίας, FYROM, Ρουμανίας, Σλοβενίας, Σερβίας, Μαυροβουνίου και Ουκρανίας .

Ο υπολογισμός του NTC γίνεται σε μηνιαία βάση για το πλήρες δίκτυο για την ώρα 10:30 CET (high tariff) της τρίτης Τετάρτης κάθε μήνα. Επιπρόσθετοι υπολογισμοί πραγματοποιούνται όταν κάποια από τις κύριες γραμμές του ενοποιημένου δικτύου είναι εκτός λειτουργίας (π.χ για λόγους συντήρησης) καθώς επίσης και για τη περίπτωση που κάτι απρόοπτο λαμβάνει χώρα.

Τα εμπλεκόμενα μέρη συμφωνούν μεταξύ τους σε περίπτωση ύπαρξης μη προκαθορισμένων συντηρήσεων, οι οποίες έχουν επίδραση στην ασφάλεια τροφοδοσίας.

Κάθε Διαχειριστής υπολογίζει τις NTC τιμές. Μετά την ολοκλήρωση των υπολογισμών τα NTCs ανταλλάσσονται και εναρμονίζονται. Εάν δεν υπάρχει συμφωνία λαμβάνεται υπόψη η μικρότερη από τις δύο τιμές για το NTC.

3.2.1.5.2 Όροι Διενέργειας Δημοπρασιών

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει τους όρους διενέργειας δημοπρασιών ή Κανονισμούς Δημοπρασιών στην ιστοσελίδα του. Οι Κανονισμοί Δημοπρασιών ενδέχεται να αφορούν μία (π.χ. τη διασύνδεση της Ιταλίας) ή περισσότερες διασυνδέσεις.

3.2.1.5.3 Ετήσιες και Μηνιαίες Δημοπρασίες

Πριν από κάθε δημοπρασία ΦΔΜ, ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει και δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τη Μακροχρόνια Διαθέσιμη Ικανότητα

Μεταφοράς (Ετήσιο ATC και Μηνιαίο ATC), ξεχωριστά για εισαγωγές ενέργειας και εξαγωγές ενέργειας, για κάθε διασύνδεση. Η Ετήσια και οι Μηνιαίες Δημοπρασίες γίνονται για την εκχώρηση του 100% του Ετήσιου και των Μηνιαίων ATC, αντίστοιχα.

Κατά τις Ετήσιες και Μηνιαίες Δημοπρασίες που διεξάγονται από το Διαχειριστή του Συστήματος γίνονται οι κάτωθι διεργασίες:

- Γίνεται δημοσίευση του Ετήσιου ή Μηνιαίου ATC στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.
- Γίνεται έλεγχος εγκυρότητας των οικονομικών προσφορών, ώστε να ληφθούν υπόψη κατά τη διαδικασία της Δημοπρασίας μόνο οι έγκυρες προσφορές.
- Εκτελείται η Ετήσια ή Μηνιαία Δημοπρασία.
- Δημοσιεύονται τα αποτελέσματα της Δημοπρασίας.
- Οι Συμμετέχοντες που έχουν συμμετάσχει στη Δημοπρασία δικαιούνται να καταθέσουν ένσταση, εφόσον θεωρούν ότι η δημοπρασία δεν έγινε σύμφωνα με τους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [3],[4].
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να ελέγξει αν οι ενστάσεις είναι βάσιμες ή όχι, και να απαντήσει αιτιολογημένα στους Συμμετέχοντες εντός ορισμένου χρονικού διαστήματος, που ορίζεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [3],[4].
- Γίνεται πληρωμή από τους κατόχους ΦΔΜ για τα αποκτηθέντα από τη Δημοπρασία ΦΔΜ.

Ο μηχανισμός υποβολής οικονομικών προσφορών βασίζεται σε ένα λογισμικό κρυπτογράφησης, το οποίο διασφαλίζει την εμπιστευτικότητα των υποβληθέντων προσφορών. Για πληροφορίες σχετικά με το λογισμικό κρυπτογράφησης, οι Συμμετέχοντες μπορούν να επικοινωνούν με το Τμήμα Πληροφορικής του Διαχειριστή του Συστήματος (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ).

Οι Συμμετέχοντες υποβάλλουν τις κρυπτογραφημένες προσφορές τους στις Δημοπρασίες, σύμφωνα με τις προδιαγραφές που περιγράφονται αναλυτικά στους Κανονισμούς Δημοπρασιών.

Η υποβολή των προσφορών γίνεται σε δύο φάσεις:

- υποβολή της κρυπτογραφημένης προσφοράς, και
- υποβολή του κλειδιού αποκρυπτογράφησης.

Οι Συμμετέχοντες υποβάλλουν τα κλειδιά αποκρυπτογράφησης σύμφωνα με τις προδιαγραφές που περιγράφονται αναλυτικά στους Κανονισμούς Δημοπρασιών. Μετά την υποβολή των οικονομικών προσφορών, ακολουθεί μία Περίοδος Σιγής. Η Περίοδος Σιγής απαιτείται από το διαδικτυακό Ηλεκτρονικό Σύστημα Υποβολής Προσφορών του Διαχειριστή του Συστήματος (EWOS) προκειμένου να ολοκληρωθεί η περίοδος υποβολής και να προετοιμαστούν όλες οι απαραίτητες δραστηριότητες πριν από την έναρξη της υποβολής των κλειδιών αποκρυπτογράφησης.

Ο παραπάνω τρόπος υποβολής προσφορών διασφαλίζει:

- μία ασφαλή ιστοσελίδα για την υποβολή των προσφορών, που να εγγυάται τη διαφάνεια κατά την υποβολή των προσφορών,
- κρυπτογράφηση των προσφορών, χρησιμοποιώντας ένα λογισμικό κρυπτογράφησης που διασφαλίζει την εμπιστευτικότητα των πληροφοριών, και
- ηλεκτρονική υπογραφή (με όνομα χρήστη και κωδικό πρόσβασης).

Τα αποτελέσματα της Ετήσιας και της Μηνιαίας Δημοπρασίας:

- δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος,
- ανακοινώνονται στο EWOS, και
- αποστέλλονται με e-mail στους Συμμετέχοντες που έχουν λάβει μέρος στη Δημοπρασία.

Σε περίπτωση που μία προσφορά είναι μη νόμιμη και δεν έχει γίνει αποδεκτή από το Διαχειριστή του Συστήματος, αποστέλλεται e-mail στον Συμμετέχοντα με περιγραφή του λόγου ακύρωσης της προσφοράς του.

Τα αποτελέσματα της Ετήσιας και της Μηνιαίας Δημοπρασίας αποστέλλονται επίσης στους γειτονικούς Διαχειριστές, προκειμένου να μπορούν να επεξεργαστούν τις μακροχρόνιες δηλώσεις πρόθεσης χρήσης των Συμμετεχόντων ή των συμβεβλημένων με τους Συμμετέχοντες εταιρειών (counterparties) των γειτονικών χωρών.

Οι Συμμετέχοντες, που είναι είτε κάτοχοι ΦΔΜ είτε συμβεβλημένοι με κατόχους ΦΔΜ, δηλώνουν τη χρήση των μακροχρονίων (Ετησίων ή/και Μηνιαίων) ΦΔΜ τους για εισαγωγές και εξαγωγές, σύμφωνα με τους Κανονισμούς Δημοπρασιών, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών, και στον Πιν.1., όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.2.1.7.2.

3.2.1.5.4 Ημερήσιες Δημοπρασίες

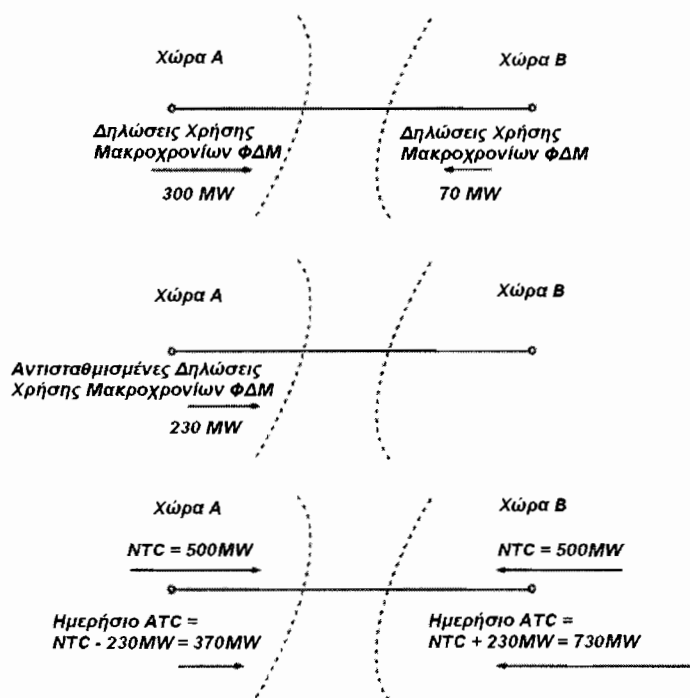
Κατά τις Ημερήσιες Δημοπρασίες που διεξάγονται από το Διαχειριστή του Συστήματος γίνονται οι κάτωθι διεργασίες:

- Γίνεται υπολογισμός και δημοσίευση του Ημερησίας Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς (ATC) στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.
- Γίνεται έλεγχος εγκυρότητας των οικονομικών προσφορών, ώστε να οριστεί αν οι υποβληθείσες προσφορές θα ληφθούν υπόψη κατά τη διαδικασία της Δημοπρασίας.
- Εκτελείται η Ημερήσια Δημοπρασία.
- Δημοσιεύονται τα αποτελέσματα της Δημοπρασίας.
- Οι Συμμετέχοντες που έχουν συμμετάσχει στη Δημοπρασία δικαιούνται να καταθέσουν ένσταση, εφόσον θεωρούν ότι η δημοπρασία δεν έγινε σύμφωνα με τους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [3],[4].

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να ελέγξει αν οι ενστάσεις είναι βάσιμες ή όχι, και να απαντήσει αιτιολογημένα στους Συμμετέχοντες εντός ορισμένου χρονικού διαστήματος, που ορίζεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει τη Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς (ATC) των διασυνδέσεων για εκχώρηση στις Ημερήσιες Δημοπρασίες, ξεχωριστά για εισαγωγές και εξαγωγές σε κάθε διασύνδεση, για κάθε Περίοδο Κατανομής της επόμενης ημέρας (σε ώρες Κεντρικής Ευρώπης, CET), σύμφωνα με τους Κανονισμούς Δημοπρασιών.

Στη συνέχεια, ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τη Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς (ATC) των διασυνδέσεων για εκχώρηση στις Ημερήσιες Δημοπρασίες, ξεχωριστά για εισαγωγές και εξαγωγές σε κάθε διασύνδεση για κάθε Περίοδο Κατανομής της επόμενης ημέρας (σε ώρες Κεντρικής Ευρώπης, CET) εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών και στον Πιν.1.

Ανάλογα με τις προβλέψεις των Κανονισμών Δημοπρασιών, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να χρησιμοποιεί τη διαδικασία συμψηφισμού (netting) των Δηλώσεων Χρήσης μακροχρονίων ΦΔΜ που οδηγούν σε αντίθετες ροές στη διασύνδεση (ΦΔΜ)⁶. Το Σχ.3 απεικονίζει τη διαδικασία αυτή κατά τον υπολογισμό της διαθέσιμης ισχύος για βραχυχρόνια εκχώρηση δικαιωμάτων μεταφοράς από τις δύο πλευρές της διασύνδεσης.



Σχ.3. Διαδικασία υπολογισμού του ATC για την Ημερήσια Δημοπρασία λαμβάνοντας υπόψη το συμψηφισμό εισαγωγών/εξαγωγών (netting)

⁶ Σήμερα, τέτοιος υπολογισμός γίνεται μόνο στις διασυνδέσεις της Ιταλίας και της Βουλγαρίας.

Το χρονοδιάγραμμα εκτέλεσης των Ημερησίων Δημοπρασιών αναφέρεται στον Πιν.1 του παρόντος Εγχειριδίου και στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος γνωστοποιεί τα αποτελέσματα της Ημερήσιας Δημοπρασίας, δηλαδή τα εκχωρημένα ΦΔΜ σε κάθε Συμμετέχοντα και την Τιμή Εκκαθάρισης της Δημοπρασίας εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών, και στον Πιν.1. με τρεις τρόπους:

- ανακοίνωση στη σελίδα του EWOS,
- δημοσίευση στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος, και
- αποστολή με e-mail στους Συμμετέχοντες που πήραν μέρος στη Δημοπρασία.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει επίσης, όπου αυτό απαιτείται, τα αποτελέσματα της Ημερήσιας Δημοπρασίας στους γειτονικούς διαχειριστές, προκειμένου να επεξεργαστούν τις δηλώσεις πρόθεσης χρήσης των Συμμετεχόντων.

Ακολούθως, ο Διαχειριστής του Συστήματος εισάγει το σύνολο των Ετήσιων, Μηνιαίων και Ημερησίων ΦΔΜ κάθε Συμμετέχοντα (καθώς και του Αντισυμβαλλόμενου αυτού από τη γειτονική χώρα) στο πληροφοριακό σύστημα του ΗΕΠ, ώστε οι Συμμετέχοντες να μπορούν να τα χρησιμοποιήσουν για την υποβολή των Προσφορών Έγχυσης στον ΗΕΠ, σύμφωνα με το Άρθρο 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ [1].

3.2.1.5.5 Περιορισμοί και κανόνες εγκυρότητας οικονομικών προσφορών στις Δημοπρασίες

Οι υποβληθείσες προσφορές πρέπει να είναι σύμφωνες με συγκεκριμένους κανόνες, προκειμένου να ληφθούν υπόψη σε μία Δημοπρασία. Οι υποβληθείσες προσφορές πρέπει να ακολουθούν την ονοματολογία και τη διαμόρφωση που περιγράφεται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI (κωδικός αρχείου=1 για Ετήσιες Δημοπρασίες, κωδικός αρχείου=2 για Μηνιαίες Δημοπρασίες και κωδικός αρχείου=3 για Ημερήσιες Δημοπρασίες).

Οι κανόνες εγκυρότητας είναι οι κάτωθι:

- 1) Στο αρχείο προσφορών πρέπει περιλαμβάνεται η ημερομηνία/περίοδος χρήσης των ΦΔΜ.
- 2) Στο αρχείο της προσφοράς ο Συμμετέχων υποχρεούται να δηλώσει σωστά το όνομα της εταιρείας, τον EIC κωδικό του και τον Κωδικό της δημοπρασίας.
- 3) Οι ποσότητες (MW) πρέπει να είναι ακέραιες (χωρίς δεκαδικά ψηφία) και μη-αρνητικές.

- 4) Οι τιμές (€/MW) πρέπει να έχουν έως δύο δεκαδικά ψηφία, και να είναι μη-αρνητικές⁷.
- 5) Το αρχείο προσφορών πρέπει να περιέχει έως 10 ζεύγη ποσότητας (MW) – τιμής (€/MW) για κάθε δημοπρατούμενο προϊόν.
- 6) Το άθροισμα των ποσοτήτων της προσφοράς δεν πρέπει να υπερβαίνει το συνολικό διαθέσιμο ATC του δημοπρατούμενου προϊόντος στη διασύνδεση.

Αν παραβιάζεται οποιοσδήποτε από τους παραπάνω κανόνες εγκυρότητας 1) έως 2), τότε το αρχείο προσφοράς του Συμμετέχοντα θεωρείται άκυρο και δε λαμβάνεται υπόψη καμία προσφορά του για οποιοδήποτε προϊόν της Δημοπρασίας.

Αν κάποια ζεύγη προσφοράς του Συμμετέχοντα παραβιάζουν, μόνο τους ή σε συνδυασμό με άλλα, οποιονδήποτε από τους παραπάνω κανόνες εγκυρότητας 3) έως 6), τότε όλα τα ζεύγη προσφοράς του Συμμετέχοντα που αναφέρονται στο συγκεκριμένο προϊόν θεωρούνται άκυρα και δε λαμβάνεται υπόψη καμία προσφορά του για το συγκεκριμένο προϊόν της Δημοπρασίας.

3.2.1.5.6 Εκχώρηση ΦΔΜ για εισαγωγές και εξαγωγές

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτελεί μία διαδικασία εκκαθάρισης για κάθε διασύνδεση με γειτονική χώρα λαμβάνοντας υπόψη τον περιορισμό ανά διασύνδεση και κατεύθυνση που αντανάκλα τη διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς (ATC) της διασύνδεσης

Η διαδικασία υπολογισμού της τιμής εκκαθάρισης της εκάστοτε δημοπρασίας και των ποσοτήτων που εκχωρούνται στους συμμετέχοντες σε αυτήν περιγράφεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών.

3.2.1.6 Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ

Ανάλογα με τον Κανονισμό Δημοπρασιών της εκάστοτε Διασύνδεσης, οι κάτοχοι ΦΔΜ μπορεί να έχουν τις ακόλουθες δυνητικές επιλογές:

- Να χρησιμοποιήσουν τα ΦΔΜ τους (όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.2.1.7) και στη συνέχεια να υποβάλλουν Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή και Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγή στον ΗΕΠ.
- Να μεταβιβάσουν τα Ετήσια ή Μηνιαία ΦΔΜ τους σύμφωνα με τις προβλέψεις των Κανονισμών Δημοπρασιών. Τα Ημερήσια ΦΔΜ δεν μπορούν να μεταβιβαστούν.
- Να μεταπωλήσουν τα Ετήσια ΦΔΜ τους σε επόμενες Μηνιαίες Δημοπρασίες σύμφωνα με τις προβλέψεις των Κανονισμών Δημοπρασιών.

⁷ Κατ'εξάιρεση, στη διασύνδεση Ελλάδα – Βουλγαρίας, οι τιμές πρέπει να είναι μεγαλύτερες του μηδενός.

- Να μη χρησιμοποιήσουν τα Ετήσια ή Μηνιαία ΦΔΜ τους, οπότε, βάσει της διαδικασίας «Χρήση ή Πώληση» (“Use It or Sell It), όταν αυτή προβλέπεται στους Κανονισμούς Δημοπρασιών, δικαιούνται αποζημίωσης ίσης με το γινόμενο των ΦΔΜ που δε χρησιμοποίησαν επί την τιμή εκκαθάρισης της Ημερήσιας Δημοπρασίας.

Ανάλογα με τον Κανονισμό Δημοπρασιών της εκάστοτε Διασύνδεσης, οι κάτοχοι ΦΔΜ μπορούν να συμμετάσχουν στη Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ με δύο τρόπους:

- Να μεταβιβάσουν τα Ετήσια και/ή Μηνιαία ΦΔΜ τους σε κάποιον άλλο Συμμετέχοντα, ή
- Να μεταπωλήσουν τα Ετήσια ΦΔΜ τους σε επόμενες Μηνιαίες Δημοπρασίες, σύμφωνα με τους Κανονισμούς Δημοπρασιών εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών, και στον Πιν.1.

Ο Κάτοχος ΦΔΜ μπορεί να μεταβιβάσει είτε ένα τμήμα είτε το σύνολο των ΦΔΜ που έχει αποκτήσει από Ετήσιες ή/και Μηνιαίες Δημοπρασίες ή από προηγούμενη μεταβίβαση.

Η Δήλωση Μεταβίβασης ΦΔΜ πρέπει να αποσταλεί μέσω e-mail μόνο από τον Κάτοχο ΦΔΜ στο Διαχειριστή του Συστήματος (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 4). Η Δήλωση Μεταβίβασης δεν μπορεί να ανακληθεί μετά την ολοκλήρωση της μεταβίβασης.

Η Δήλωση Μεταπώλησης ΦΔΜ πρέπει να αποσταλεί μέσω e-mail από τον Κάτοχο ΦΔΜ στο Διαχειριστή του Συστήματος (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 5). Ο Μεταπωλητής μπορεί να ζητήσει από το Διαχειριστή του Συστήματος την ακύρωση της Δήλωσης Μεταπώλησης. Η ακύρωση γίνεται αποδεκτή στην περίπτωση που γίνεται εντός της προθεσμίας υποβολής των Δηλώσεων Μεταπώλησης.

Αναλυτικές πληροφορίες σχετικά με τις διαδικασίες μεταβίβασης και μεταπώλησης ΦΔΜ παρουσιάζονται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών [3],[4].

3.2.1.7 Κανόνες χρήσης των ΦΔΜ

Προκειμένου να πραγματοποιηθούν εισαγωγές/εξαγωγές από τους Κατόχους ΦΔΜ, οι τελευταίοι πρέπει να υποβάλλουν κατάλληλες Δηλώσεις Χρήσης των ΦΔΜ που κατέχουν και κατάλληλες Τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης για εισαγωγές ή/και Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου για εξαγωγές στον ΗΕΠ. Επίσης, πρέπει να εκκαθαριστούν από την επίλυσή του ΗΕΠ και να φροντίσουν, μέσω των αντισυμβαλλόμενων εταιρειών τους (counterparties) των γειτονικών χωρών, την αποδοχή των προγραμμάτων ανταλλαγών τους από τον εκάστοτε όμορο Διαχειριστή.

3.2.1.7.1 Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας

Ο Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας (Capacity Usage Authorization (CUA) Table) εκδίδεται καθημερινά από το Διαχειριστή του Συστήματος μετά το πέρας της προθεσμίας συμμετοχής στη Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ όπως αυτή περιγράφεται στην Παρ. 3.2.1.6 και αναφέρεται στη μεθεπόμενη Ημέρα Κατανομής από αυτή στην οποία εκδίδεται.

Ο Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας περιέχει την τελική θέση όσον αφορά τα Μακροχρόνια ΦΔΜ που διαθέτουν προς χρήση οι Συμμετέχοντες, έχοντας ενσωματώσει όλες τις υποβληθείσες δηλώσεις στα πλαίσια της λειτουργίας της Δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ και οποιαδήποτε ενδεχόμενη περικοπή ΦΔΜ έχει υλοποιηθεί ως την ώρα έκδοσης του παραπάνω Πίνακα. Διευκρινίζεται ότι η έκδοση του Πίνακα Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας δε δεσμεύει το Διαχειριστή του Συστήματος ως προς τη δυνατότητα περικοπής Μακροχρονίων ΦΔΜ μέχρι την προθεσμία που αναφέρεται στους εκάστοτε Κανόνες Δημοπρασιών.⁸

Οι Συμμετέχοντες χρησιμοποιούν τον παραπάνω Πίνακα ώστε να πληροφορηθούν / επαληθεύσουν τις εκχωρηθείσες σε αυτούς ποσότητες ΦΔΜ, από την Πρωτεύουσα (Δημοπρασίες) και τη Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ, τις ενδεχόμενες περικοπές ΦΔΜ, και τους ισχύοντες Κωδικούς Αναγνώρισης ΦΔΜ (Capacity Agreement ID). Μετά την έκδοση του Πίνακα αυτού είναι δυνατή η αποστολή Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ από τους Συμμετέχοντες όπως περιγράφεται στη συνέχεια.

3.2.1.7.2 Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων ΦΔΜ

Προκειμένου να χρησιμοποιήσουν τα Ετήσια ή/και Μηνιαία ΦΔΜ τους (μακροχρόνια ΦΔΜ), οι Κάτοχοι ΦΔΜ, είτε οι Αντισυμβαλλόμενοι αυτών στην γειτονική χώρα, πρέπει να υποβάλουν Δήλωση Χρήσης των μακροχρονίων ΦΔΜ τους εντός της προθεσμίας που προβλέπεται στους Κανονισμούς Δημοπρασιών που εκδίδει ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος για την εκάστοτε διασύνδεση. Αλλαγές στη χρήση των μακροχρονίων ΦΔΜ μετά την ώρα αυτή δεν είναι δυνατή από πλευράς του Συμμετέχοντα παρά μόνο αν λάβει σχετική αιτιολογημένη οδηγία (π.χ. μη εκκαθάριση της αντίστοιχης ποσότητας ενέργειας στην Ελληνική αγορά) από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επικυρώνει αυτές τις Δηλώσεις Χρήσης βάσει των αντιστοιχών μακροχρονίων ΦΔΜ κάθε Συμμετέχοντα. Στη συνέχεια αποστέλλει, όπου αυτό απαιτείται, τις Δηλώσεις Χρήσης στους όμορους διαχειριστές ώστε να γίνει η αρχική επιβεβαίωσή τους πριν τη διαδικασία επίλυσης του ΗΕΠ. Μετά την ολοκλήρωση της διαδικασίας επιβεβαίωσης, εάν αυτή υλοποιείται με τον όμορο Διαχειριστή, και εφόσον ισχύει σχετική συμφωνία εγγύησης προγραμμάτων ανταλλαγών με τον όμορο Διαχειριστή⁹, τα προγράμματα ανταλλαγών που σχετίζονται με τις προαναφερθείσες Δηλώσεις

⁸ Για όλους τους Κανονισμούς Δημοπρασιών του Διαχειριστή του Συστήματος για το έτος 2011, η σχετική προθεσμία ταυτίζεται με την προθεσμία υποβολής Δηλώσεων Χρήσης μακροχρονίων ΦΔΜ και είναι στις 07:00 (ώρα Ελλάδος) της ημέρας D-1.

⁹ Για το έτος 2011, διαδικασίες αρχικής επιβεβαίωσης και εγγύησης προγραμμάτων ανταλλαγών υφίστανται μόνο στις διασυνδέσεις με την Ιταλία και τη Βουλγαρία, για τις οποίες ισχύουν και κοινοί Κανόνες Δημοπρασιών (Joint Auction Rules).

Χρήσης είναι εγγυημένα από τους Διαχειριστές και υλοποιούνται ανεξάρτητα από την ένταξή τους ή όχι στον ΗΕΠ. Τα εγγυημένα προγράμματα ανταλλαγών αποτελούν τη μόνη περίπτωση προγραμματισμένης εισαγωγής/εξαγωγής ενέργειας που ενδέχεται να μην έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.¹⁰

3.2.1.7.3 Δήλωση Χρήσης ΦΔΜ (Βραχυχρονίων & Μακροχρονίων)

Ένας Συμμετέχων πρέπει να υποβάλλει νέα Δήλωση Χρήσης για τις εισαγωγές/εξαγωγές του, ενσωματώνοντας όλες τις αλλαγές που έχουν λάβει χώρα στη χρήση των δικαιωμάτων του, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον Πιν.1. Η νέα αυτή Δήλωση αποτελεί τη συνολική εικόνα των επιθυμητών από το Συμμετέχοντα προγραμμάτων ανταλλαγών και περιλαμβάνει τόσο τα μακροχρόνια όσο και τα βραχυχρόνια ΦΔΜ του Συμμετέχοντα. Σε περίπτωση που η νέα αυτή δήλωση χρήσης είναι πανομοιότυπη με τη Δήλωση Μακροχρονίων ΦΔΜ, μπορεί να παραληφθεί η αποστολή της.

3.2.1.7.4 Αρχείο Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ

Η Δήλωση Χρήσης ακολουθεί τους κανόνες που περιγράφονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI (κωδικός αρχείου = 6) και γίνεται με τη χρήση ενός αρχείου Excel με ονομασία TPS (Trader Party Schedule). Το αρχείο αυτό ακολουθεί μία διαμόρφωση, κατά την οποία κάθε Συμμετέχων πρέπει να περιλάβει:

- Την περιοχή εξαγωγής/εισαγωγής της ενέργειας,
- Τον εισαγωγέα/εξαγωγέα της συναλλαγής. Ο εισαγωγέας για τις εισαγωγές και ο εξαγωγέας για τις εξαγωγές πρέπει να είναι ένας εγγεγραμμένος Συμμετέχων στην ελληνική αγορά.
- Τον Κωδικό Αναγνώρισης ΦΔΜ «Capacity Agreement ID» που εκδίδεται από τον Κλάδο Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού του Διαχειριστή του Συστήματος ή άλλο αρμόδιο φορέα¹¹ για κάθε εκχωρημένο ΦΔΜ.

Αντίστοιχοι κωδικοί Capacity Agreement IDs ενδέχεται να εκδίδονται από το Διαχειριστή του Συστήματος για τα ΦΔΜ που εκχωρούνται από γειτονικούς Διαχειριστές, αμέσως μετά την ενημέρωση των αποτελεσμάτων των Δημοπρασιών.¹² Ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει εγκαίρως τους Συμμετέχοντες για τα εκχωρούμενα ΦΔΜ και τους αντίστοιχους κωδικούς Capacity Agreement IDs.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει υιοθετήσει τη διαδικασία δήλωσης προγραμμάτων στις διασυνδέσεις “Cross Nomination” ή “A to B nomination” στα

¹⁰ Οι οικονομικές προεκτάσεις ενδεχόμενης μη ένταξης, ολικής ή μερικής, της αντίστοιχης ενέργειας στον ΗΕΠ παρουσιάζονται αναλυτικά στον ΚΔΣ&ΣΗΕ.

¹¹ Στη διασυνδεση Ελλάδας – Ιταλίας, για το έτος 2011 και δεδομένου ότι η διεξαγωγή των Δημοπρασιών από την εταιρία CASC.eu άρχισε τον Απρίλιο του 2011, χρησιμοποιούνται Κωδικοί Αναγνώρισης ΦΔΜ που εκδόθηκαν από το Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος, το Διαχειριστή του Ιταλικού Συστήματος και την εταιρία CASC.eu. Από το έτος 2012 θα χρησιμοποιούνται αποκλειστικά οι Κωδικοί αναγνώρισης που θα εκδίδονται από την εταιρία CASC.eu

¹² Όταν ο όμορος Διαχειριστής εκδίδει αντίστοιχους κωδικούς, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενδέχεται να τους χρησιμοποιήσει προς διευκόλυνση των Συμμετεχόντων.

αρχεία TPS. Αυτό σημαίνει ότι ο Συμμετέχων στην ελληνική αγορά πρέπει να δηλώσει τον Αντισυμβαλλόμενο του από την άλλη πλευρά της διασύνδεσης, προκειμένου να γίνει αποδεκτή η δήλωσή του.

Το αρχείο TPS υποβάλλεται από τους Συμμετέχοντες με e-mail στην ηλεκτρονική διεύθυνση tps@desmie.gr. Στη συνέχεια, επικυρώνεται η συντακτική ορθότητα της δήλωσης από ένα πληροφοριακό σύστημα που έχει αναπτυχθεί από το Διαχειριστή του Συστήματος. Το προϊόν της επικύρωσης είναι ένα e-mail που αποστέλλεται αυτόματα στους Συμμετέχοντες και περιέχει πληροφορίες σχετικά την υποβληθείσα Δήλωση Χρήσης. Η επικύρωση της συντακτικής ορθότητας της Δήλωσης Χρήσης δεν συνιστά ανεπιφύλακτη αποδοχή της από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Προγράμματα Ανταλλαγών

Τα Προγράμματα Ανταλλαγών προκύπτουν από τις Δηλώσεις Χρήσης των Κατόχων ΦΔΜ, αφού αυτές γίνουν αποδεκτές από το Διαχειριστή του Συστήματος και περάσουν επιτυχώς από τη σχετική Διαδικασία επιβεβαίωσης (matching) του Διαχειριστή του Συστήματος με τον εκάστοτε όμορο Διαχειριστή.

3.2.2 Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών

Στην Ελληνική Αγορά ΗΕ, οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς επιμερίζονται στους παραγωγούς των συμβατικών μονάδων (όχι ΑΠΕ) και στους εισαγωγείς ενέργειας, ενώ οι απώλειες του δικτύου διανομής επιμερίζονται στους Προμηθευτές.

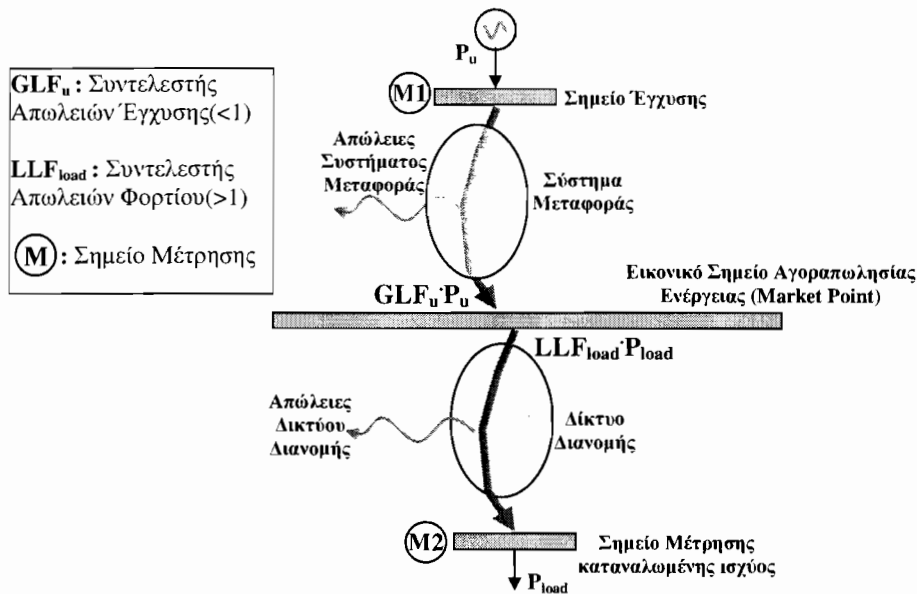
Η μεθοδολογία του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ εφαρμόζεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ (market point), δηλαδή το ισοζύγιο προσφοράς και ζήτησης ενέργειας εξασφαλίζεται σε αυτό το σημείο. Οι εγχύσεις και οι καταναλώσεις ισχύος μετρούνται σε συγκεκριμένα σημεία του Συστήματος (σημεία μέτρησης του Σχ.4).

Όπως γίνεται προφανές από το Σχ.4, η παραγόμενη ισχύς από τις γεννήτριες του Συστήματος αλλά και η απορροφούμενη ισχύς από τα φορτία πρέπει να αναπροσαρμοστούν κατάλληλα ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς καθώς και του Δικτύου Διανομής, αντίστοιχα. Για το λόγο αυτό υπολογίζονται οι συντελεστές απωλειών εγχύσεως, GLFu, αλλά και οι συντελεστές απωλειών φορτίου, LLFload. Οι Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης μετατρέπουν τις προσφορές έγχυσης ενέργειας στο σύστημα μεταφοράς (στα σημεία μέτρησης, M1) σε ισοδύναμη καθαρή ενέργεια (αφαιρώντας τις απώλειες μεταφοράς) που παραδίδεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ. Ομοίως, οι Συντελεστές Απωλειών Φορτίου μετατρέπουν τις δηλώσεις φορτίου των Προμηθευτών ενέργειας στο δίκτυο διανομής (σημεία μέτρησης) σε ισοδύναμη καταναλισκόμενη ενέργεια στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ (λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες διανομής).

Με τον τρόπο αυτό, απώλειες μεταφοράς και διανομής λαμβάνονται υπόψη πολλαπλασιάζοντας τις εγχύσεις ενέργειας με τους Συντελεστές Απωλειών

Έγχυσης και τις καταναλώσεις ενέργειας με τους Συντελεστές Απωλειών Φορτίου.

Οι Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης εφαρμόζονται επί των εγχύσεων, στα σημεία μέτρησης, M1, των μονάδων παραγωγής που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς καθώς επίσης και στις εισαγωγές ενέργειας από τις διασυνδέσεις. Οι εξαγωγές, τα κατανεμόμενα φορτία (αντλίες) και το φορτίο των Πελατών που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς (150 kV και 400 kV), εφόσον αυτό το φορτίο δε συνδέεται απευθείας με μονάδες παραγωγής π.χ. βιομηχανικό ή βοηθητικό φορτίο σταθμού, θεωρείται ότι συνδέεται απευθείας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ. Οι Συντελεστές Απωλειών Φορτίου εφαρμόζονται στα φορτία που συνδέονται στο δίκτυο διανομής.



Σχ.4. Επίδραση των απωλειών μεταφοράς και διανομής

3.2.2.1 Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης

Ο Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης περιλαμβάνει τους ισχύοντες συντελεστές απωλειών έγχυσης που αφορούν τις εγχύσεις ενέργειας (στα σημεία μέτρησης) από τις μονάδες παραγωγής και από τις εισαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις (μετρητές διασυνδέσεων). Ο Πίνακας αυτός δεν περιέχει συντελεστές απωλειών έγχυσης για τις εγχύσεις των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, διότι τα ΑΠΕ δε χρεώνονται για τις απώλειες του συστήματος μεταφοράς. Οι αριθμητικές τιμές των συντελεστών απωλειών έγχυσης που ισχύουν για τις μονάδες παραγωγής και τις εισαγωγές ενέργειας είναι συνήθως μικρότερες της μονάδας (1).

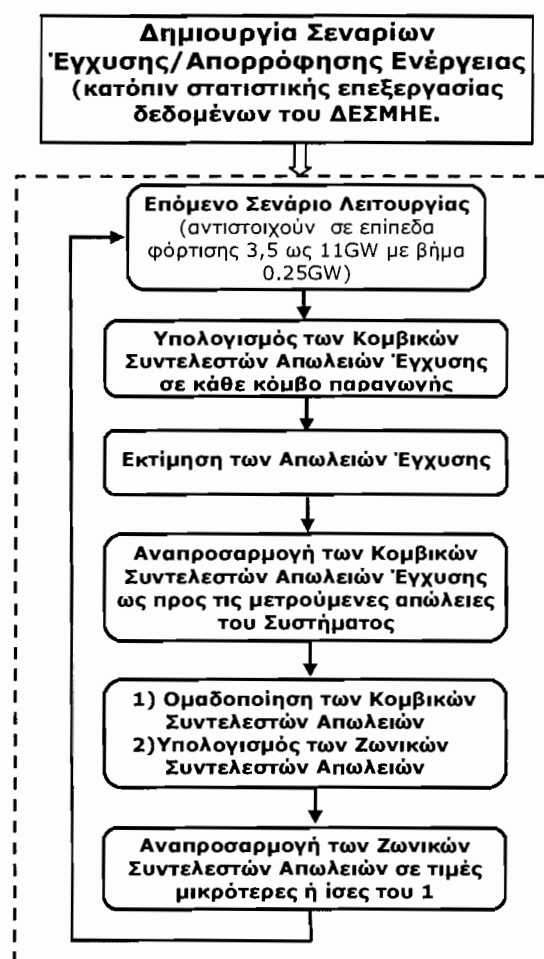
Οι συντελεστές απωλειών έγχυσης εξαρτώνται από την τοπολογία του Συστήματος Μεταφοράς, τις εγχύσεις/απορροφήσεις ενέργειας στους ζυγούς του Συστήματος και το επίπεδο φόρτισής του. Λόγω του γεγονότος ότι σε διαφορετικά επίπεδα φορτίου συστήματος γίνεται διαφορετική φόρτιση των μονάδων παραγωγής και απορρόφηση από τους ζυγούς του συστήματος,

δημιουργούνται σενάρια έγχυσης/απορρόφησης ενέργειας από τους ζυγούς σε διαφορετικά επίπεδα φορτίου συστήματος (από 3500 MW έως 11000 MW με βήματα των 250 MW). Για καθένα από τα παραπάνω σενάρια γίνεται ανάλυση ευαισθησίας γύρω από το σημείο λειτουργίας του σεναρίου, που αντιστοιχεί σε αύξηση κατά 1 MW της έγχυσης σε κάθε κόμβο έγχυσης του συστήματος και αύξηση του συνολικού φορτίου του συστήματος κατά 1 MW (αναλογικά σε όλους τους κόμβους του συστήματος σύμφωνα το φορτίο τους κατά το εξεταζόμενο σενάριο). Με την ανάλυση ευαισθησίας υπολογίζονται οι διαφορικές απώλειες σε κάθε κόμβο παραγωγής για κάθε επίπεδο φορτίου συστήματος, και προκύπτουν οι κομβικές διαφορικές απώλειες (ή αλλιώς ο συντελεστής ευαισθησίας απωλειών κάθε ζυγού) για κάθε ζυγό παραγωγής του συστήματος και επίπεδο φορτίου συστήματος.

Επειδή ο αριθμός των σημείων έγχυσης όπου πρέπει να υπολογιστούν οι συγκεκριμένοι συντελεστές είναι σημαντικά μεγάλος και επιπλέον οι αποκλίσεις μεταξύ γεωγραφικά συναφών κόμβων είναι σχετικά μικρές, κρίνεται χρήσιμη η ομαδοποίηση τους προς αποφυγή της δημιουργούμενης πολυπλοκότητας. Οι κομβικοί συντελεστές απωλειών έγχυσης ομαδοποιούνται με κριτήρια γεωγραφικά και εγγύτητας των τιμών τους για όλα τα επίπεδα φορτίου συστήματος που εξετάζονται. Η ομαδοποίηση αιτιολογείται από παρόμοια συγκριτικά στοιχεία, που αφορούν ιδίως στην τοπολογική διάταξη και διαθεσιμότητα στοιχείων του Συστήματος, τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, τη γεωγραφική κατανομή και το μέγεθος της ζητούμενης ποσότητας ενέργειας. Με τον τρόπο αυτό ορίζονται οι Ζώνες Χρέωσης Απωλειών και υπολογίζονται οι ζωνικοί συντελεστές απωλειών. Όλοι οι ζυγοί που περιέχονται στην ίδια Ζώνη Χρέωσης Απωλειών χρεώνονται το ίδιο ποσοστό για τις απώλειες μεταφοράς, βάσει των ζωνικών συντελεστών απωλειών.

Τα παραπάνω αναπαριστώνται σε μορφή διαγράμματος ροής διαδικασιών στο Σχ.5.

Οι τιμές των ζωνικών συντελεστών απωλειών όπως προκύπτουν από τους κομβικούς συντελεστές απωλειών έγχυσης παρουσιάζονται αναλυτικά σε ειδική Μελέτη η οποία διεξάγεται από το Διαχειριστή του Συστήματος κάθε δύο (2) έτη. Η μελέτη εγκρίνεται από τη ΡΑΕ και είναι σε ισχύ για τα επόμενα δύο (2) ημερολογιακά έτη. Η μελέτη αυτή μπορεί να τροποποιείται εντός του χρονικού διαστήματος ισχύος της σε περίπτωση σημαντικής αλλαγής μόνιμου χαρακτήρα στην τοπολογία του Συστήματος Μεταφοράς, όπως λόγω ένταξης νέας μονάδας παραγωγής ή διασυνδετικής γραμμής.



Σχ.5. Διαδικασία υπολογισμού συντελεστών απωλειών

3.2.2.2 Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου

Ο Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου περιλαμβάνει τους ισχύοντες συντελεστές απωλειών που αντιστοιχούν στους μετρητές του δικτύου διανομής. Οι συντελεστές αυτοί εκφράζουν για κάθε μετρητή του δικτύου διανομής το κατά προσέγγιση ποσοστό που θα πρέπει να επαυξηθεί η ενέργεια που απορροφάται από αυτούς προκειμένου να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του δικτύου διανομής που οφείλονται στην συγκεκριμένη απομάστευση ενέργειας.

Οι συντελεστές απωλειών φορτίου προσδιορίζονται με βάση ειδική μελέτη που εκπονείται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Για τη μελέτη αυτή λαμβάνονται υπόψη οι συντελεστές απωλειών του Δικτύου που καθορίζονται από το Διαχειριστή Δικτύου, σύμφωνα με στατιστικά στοιχεία λειτουργίας του Δικτύου κατά τα δύο προηγούμενα έτη. Η μεθοδολογία που ακολουθείται σήμερα για τον προσδιορισμό των συντελεστών απωλειών φορτίου, παρουσιάζεται στο Σχ.6 και περιγράφεται αναλυτικά στο Παράρτημα Γ. Η βασική παραδοχή που γίνεται σε αυτή την προσέγγιση είναι ότι οι απώλειες Δικτύου μπορούν να εκφραστούν από την παρακάτω πολυωνυμική σχέση σε συνάρτηση με το φορτίο του Δικτύου:

$$L = aP^2 + \beta$$

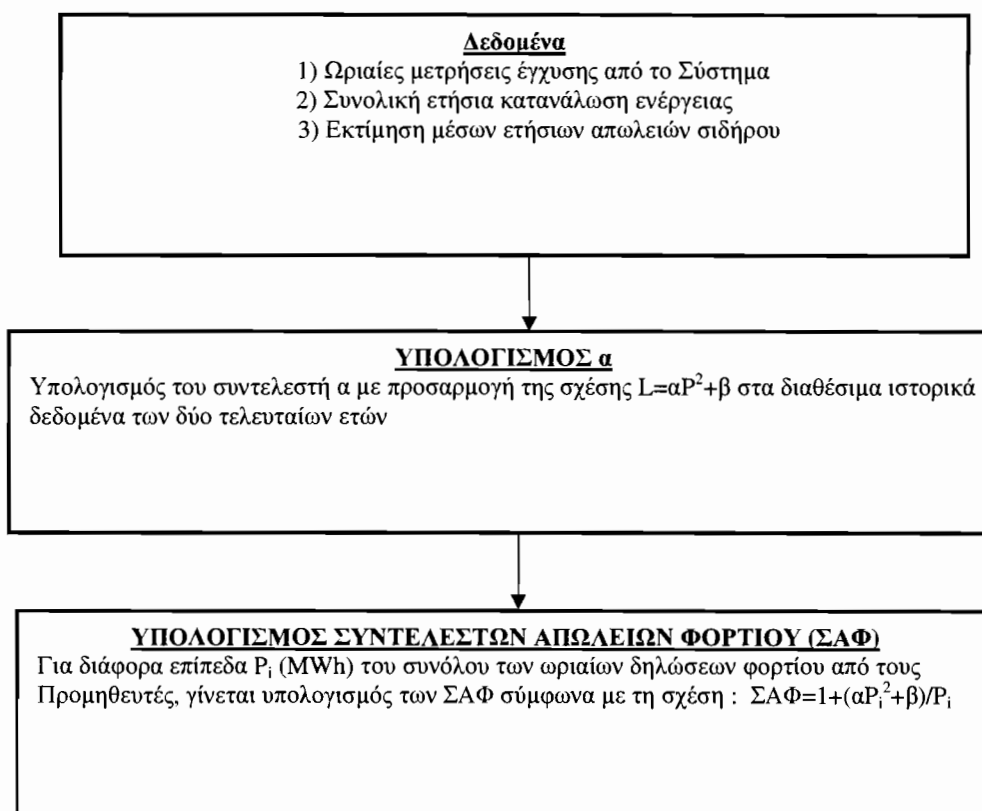
Όπου:

P : Φορτίο του Δικτύου

α : Συντελεστής απωλειών Δικτύου

β : Απώλειες σιδήρου

Οι συντελεστές απωλειών φορτίου μπορεί να είναι διαφορετικοί για διαφορετικά επίπεδα τάσεως, Περιόδους Κατανομής και Ημέρες Κατανομής. Οι συντελεστές απωλειών φορτίου υπόκεινται στην έγκριση της ΡΑΕ και είναι σε ισχύ για τα επόμενα δύο (2) ημερολογιακά έτη.



Σχ.6. Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών Φορτίου

3.2.3 Περιορισμοί Μεταφοράς Μεταξύ Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος

3.2.3.1 Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος

Σκοπός της Μελέτης Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος είναι η ανάλυση και πρόβλεψη των περιπτώσεων ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, σε συσχέτιση με το φορτίο του Συστήματος, τη διαθεσιμότητα των Μονάδων παραγωγής, τη

διαθεσιμότητα στοιχείων του εξοπλισμού του Συστήματος, και τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος.

Οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος αναφέρονται στους περιορισμούς φόρτισης του εξοπλισμού του Συστήματος, τήρησης ορίων τάσης και περιθωρίου ευστάθειας τάσης, οι οποίοι περιορίζουν, στην περίπτωση ενεργοποίησής τους, τη δυνατότητα ροής ενέργειας από τα σημεία έγχυσης στο Σύστημα προς τα σημεία απορρόφησης από το Σύστημα.

Με τη Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος τεκμηριώνονται:

- Ο ορισμός των Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος, οι οποίες αντιστοιχούν σε τμήματα του Συστήματος τα οποία συνδέονται με γραμμές μεταφοράς, η ροή ενέργειας επί των οποίων περιορίζεται στην περίπτωση ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος. Στις περιπτώσεις ενεργοποίησης Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, οι οποίοι ικανοποιούνται με τον περιορισμό της ροής ενέργειας επί των διασυνδεδειγμένων γραμμών μεταξύ των Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος, η λειτουργία του Συστήματος στο εσωτερικό κάθε Λειτουργικής Ζώνης δεν πρέπει κατά κανόνα να επηρεάζεται από την ενεργοποίηση άλλων Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η ανισοκατανομή παραγωγής και κατανάλωσης μεταξύ Βορρά και Νότου του διασυνδεδεμένου Συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας αναμένεται να οδηγήσει καταρχήν στον ορισμό αντίστοιχων Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος λόγω Περιορισμών Μεταφοράς που αφορούν στην ευστάθεια του Συστήματος.
- Η τυποποίηση των περιπτώσεων ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, και η κατάρτιση ενός συνόλου Κανόνων Περιορισμών Συμφόρησης, οι οποίοι συσχετίζουν τη λειτουργία των Μονάδων, των στοιχείων του εξοπλισμού του Συστήματος και το Φορτίο του Συστήματος, με τους Διαζωνικούς Περιορισμούς Μεταφοράς του Συστήματος. Οι Κανόνες Περιορισμών Συμφόρησης συνιστούν πρακτικούς κανόνες που περιγράφουν τους περιορισμούς που επιβάλλονται στη λειτουργία των Μονάδων ανά γεωγραφική περιοχή ή Λειτουργική Ζώνη ή στη ροή ενέργειας επί των διασυνδεδειγμένων γραμμών μεταξύ των Λειτουργικών Ζωνών, λόγω των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, σε διάφορες καταστάσεις διαθεσιμότητας στοιχείων εξοπλισμού του Συστήματος, φόρτισης του Συστήματος, διαθεσιμότητας άλλων Μονάδων, καιρικών συνθηκών, κλπ.
- Η εκτίμηση της πιθανότητας ενεργοποίησης των επιμέρους Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, σε συσχέτιση με το συνολικό Φορτίο του Συστήματος.
- Τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος με τα οποία δύναται να αποτραπεί η ενεργοποίηση των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, καθώς και τεχνικοοικονομική ανάλυση των αναμενόμενων επιπτώσεων των έργων αυτών ως προς το συνολικό κόστος παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για τους τελικούς καταναλωτές.

Βάσει του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρο 53), η Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος εκπονείται σε κυλιόμενη ετήσια βάση και ο χρονικός ορίζοντας της Μελέτης αναφέρεται σε μία πενταετία, περιλαμβανόμενου του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος, με βάση τα συμπεράσματα που θα εξάγει από τη Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, μπορεί να προτείνει στη ΡΑΕ τις απαιτούμενες αλλαγές στον ορισμό των Λειτουργικών Ζωνών και στους περιορισμούς του συστήματος μεταφοράς οι οποίες, εφόσον εγκριθούν από τη ΡΑΕ, θα εφαρμόζονται από την έναρξη του επόμενου ημερολογιακού έτους.

3.2.3.2 Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος

Σύμφωνα με τον ορισμό των Διζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς Συστήματος, που δίνεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρο 53), οι σημαντικότεροι λόγοι για τους οποίους ενδέχεται να περιορίζεται η μεταφορά ισχύος είναι:

- Τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς και των αυτομετασχηματιστών του Συστήματος.
- Τα όρια της τάσης του Συστήματος.
- Όρια ευστάθειας γωνίας (μεταβατική ή στατική ευστάθεια)

Οι παράμετροι που καθορίζουν τα παραπάνω όρια είναι:

- Το φορτίο του Συστήματος
- Η κατάσταση του Συστήματος (στοιχεία εκτός λειτουργίας λόγω συντηρήσεων ή βλαβών)
- Οι Μονάδες Παραγωγής, όπως προκύπτουν από το Πρόγραμμα Κατανομής και η ισχύς (ενεργός και άεργος) που εγχέουν

Για το Ελληνικό Σύστημα χρησιμοποιείται η οριοθέτηση δύο Λειτουργικών Ζωνών: της Βόρειας και της Νότιας Λειτουργικής Ζώνης.

Ο τρόπος ενεργοποίησης των Ζωνών, σύμφωνα με τη διεθνή πρακτική, είναι μέσω του Ορίου Μεταφοράς της Ζώνης, TL_z .

Θεωρώντας το διζωνικό σύστημα Βορρά-Νότου, η Ζώνη ενεργοποιείται όταν:

$$L_z - P_z \geq TL_z$$

όπου:

L_z : το συνολικό φορτίο της Νότιας Ζώνης

P_z : η συνολική παραγωγή της Νότιας Ζώνης

Εάν η παραπάνω ανισότητα υπόκειται στα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς ή των αυτομετασχηματιστών που συνδέουν τη Ζώνη με το υπόλοιπο ηλεκτρικό σύστημα, τότε για την υλοποίηση του κριτηρίου για την ενεργοποίηση θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί DC ροή φορτίου. Όταν όμως η μεταφορά ισχύος περιορίζεται και από την ευστάθεια τάσης, τότε προκειμένου να

εφαρμοστεί το παραπάνω κριτήριο πρέπει να βρεθεί το όριο για κάθε πιθανό σενάριο κατανομής, καθώς προκύπτει διαφορετικό Όριο Μεταφοράς για την ίδια συνολική παραγωγή Ζώνης με διαφορετικά σχήματα παραγωγής. Καθώς μειώνεται η διαθέσιμη παραγωγή στη Νότια Λειτουργική Ζώνη, μειώνεται η ικανότητα εξυπηρέτησης του φορτίου σε αυτή, διότι η ισχύς που πρέπει να μεταφερθεί από τη Βόρεια Ζώνη απειλεί την ευστάθεια του Συστήματος. Για το λόγο αυτό, για τον υπολογισμό του ορίου μεταφοράς της ζώνης, χρησιμοποιείται AC ροή φορτίου.

Ο υπολογισμός του Ορίου Μεταφοράς λαμβάνει υπόψη:

- Την πρόβλεψη φορτίου.
- Την αναμενόμενη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής (ως μη διαθέσιμες θεωρούνται οι μονάδες σε συντήρηση ή βλάβη).
- Την αναμενόμενη τοπολογία του Συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη μη διαθέσιμες γραμμές μεταφοράς και αυτομετασχηματιστές σε ΚΥΤ .
- Την αναμενόμενη λειτουργία των διασυνδέσεων

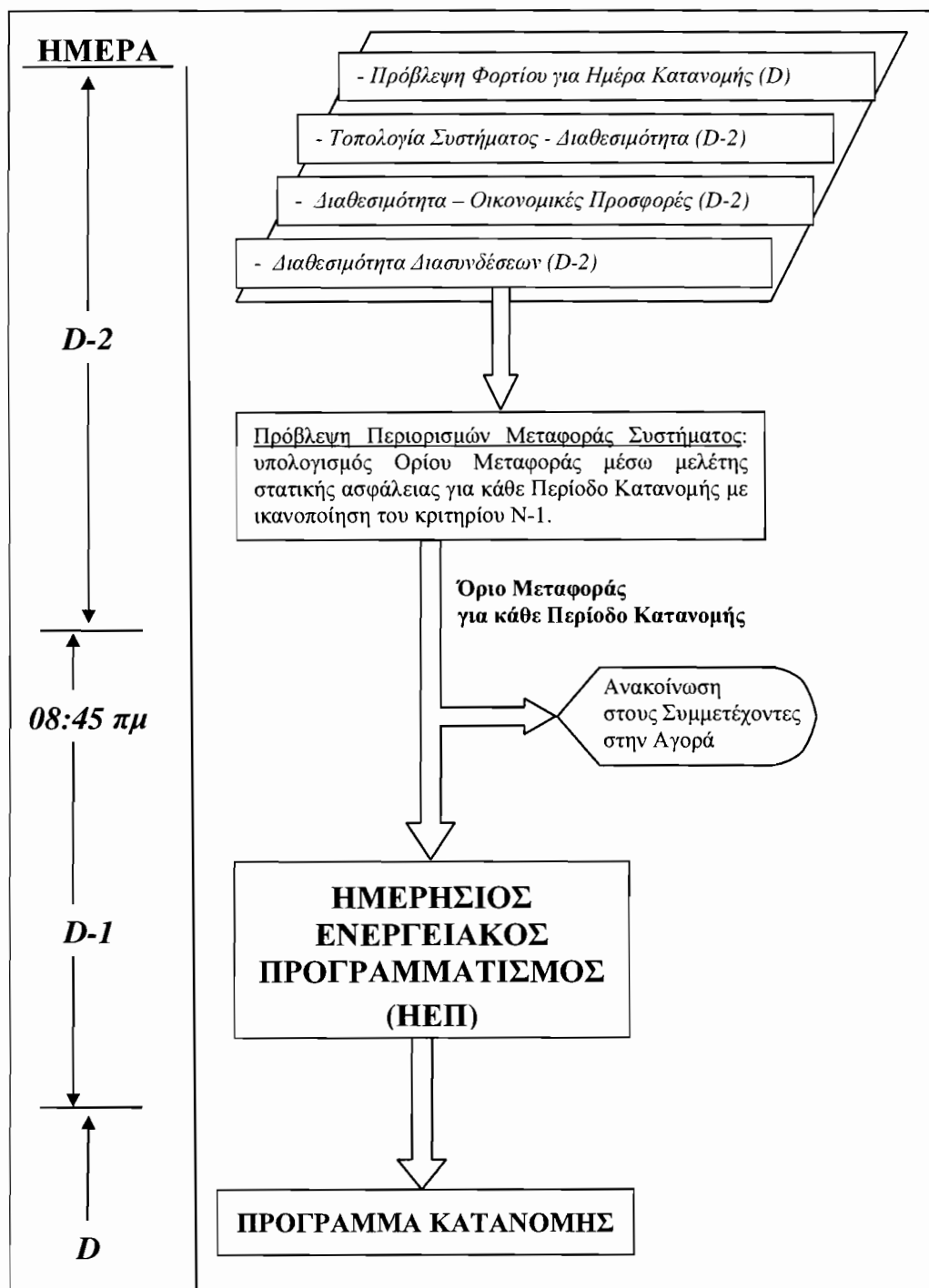
Χρησιμοποιώντας τις παραπάνω πληροφορίες γίνεται ανάλυση στατικής ασφάλειας με ικανοποίηση του κριτηρίου N-1 και κάποιων επιλεγμένων καταστάσεων N-2 και υπολογίζεται το Όριο Μεταφοράς για κάθε Περίοδο Κατανομής.

Προκειμένου να υπολογιστεί η μέγιστη δυνατή μεταφορά ισχύος από τη Βόρεια προς τη Νότια Λειτουργική Ζώνη ακολουθείται η παρακάτω μεθοδολογία:

- Χρησιμοποιείται ένα αντιπροσωπευτικό στιγμιότυπο του πραγματικού συστήματος μεταφοράς.
- Γίνεται ομοιόμορφα μείωση παραγωγής στη Νότια Λειτουργική Ζώνη με βάση οικονομικά κριτήρια (κόστος παραγωγής) διατηρώντας σταθερό το υπόλοιπο φορτίο του Συστήματος.
- Γίνεται αντίστοιχη αύξηση της παραγωγής στη Βόρεια Λειτουργική Ζώνη του συστήματος.
- Με την μέθοδο της AC Ροής Φορτίου εφαρμόζεται το κριτήριο N-1 και κάποιες επιλεγμένες καταστάσεις N-2.
- Η αυξομείωση της παραγωγής συνεχίζεται μέχρι το σημείο όπου εμφανίζεται περιορισμός μεταφοράς (τάσης ή θερμικού ορίου).

Δεδομένου ότι η πραγματική κατανομή των μονάδων και η πραγματική τοπολογία του δικτύου μεταφοράς την ημέρα κατανομής D δεν μπορεί να είναι γνωστή με ακρίβεια τις προηγούμενες ημέρες, το υπολογιζόμενο όριο μεταφοράς Βορρά – Νότου παίρνει υπόψη αυτή την αβεβαιότητα χρησιμοποιώντας ένα περιθώριο ασφαλείας (Transmission Reliability Margin) με σκοπό την ασφαλή μεταφορά ισχύος από βορρά προς νότο κατά την Ημέρα Κατανομής.

Η διαδικασία απεικονίζεται συνοπτικά, μέσω διαγράμματος ροής, στο Σχ.7.



Σχ.7. Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς

3.2.3.3 Χρήση Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος στον ΗΕΠ

Οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος έχουν προβλεφθεί για εφαρμογή κατά την επίλυση του ΗΕΠ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος

δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του το ισχύον όριο ροής ενεργού ισχύος σε κάθε «διάδρομο» μεταξύ των Λειτουργικών Ζωνών και προς κάθε κατεύθυνση εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1.

Στην περίπτωση κατά την οποία ένας διαζωνικός περιορισμός είναι «δεσμευτικός» (binding) κατά την επίλυση του ΗΕΠ, οι Οριακές Τιμές Παραγωγής των αντίστοιχων Λειτουργικών Ζωνών ενδέχεται να είναι διαφορετικές, όπως αναλύεται στην παράγραφο 1.4.2.

Σημειώνεται ότι οι διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς δεν ενεργοποιήθηκαν με την έλευση της 5^{ης} ημέρας μεταφοράς αλλά θα ενεργοποιηθούν κατόπιν νέας σχετικής μελέτης από το Διαχειριστή του Συστήματος και ακόλουθης έγκρισης από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Όλες οι αναφορές στις επιδράσεις τους που περιέχονται στο παρόν Εγχειρίδιο (π.χ. Διαφορετικές Οριακές Τιμές Βορρά – Νότου) γίνονται για την πληρότητα του Εγχειριδίου και την πλήρη απεικόνιση των διατάξεων του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

3.2.4 Ακούσιες Αποκλίσεις και Πρόγραμμα διόρθωσης διαφορών ροών

Η λειτουργία του συστήματος, το οποίο είναι διασυνδεδεμένο με γειτονικές χώρες, προκαλεί αποκλίσεις μεταξύ των προγραμματισμένων εισαγωγών και εξαγωγών στις διασυνδέσεις, και των μετρηθέντων ποσοτήτων εισαγωγών/εξαγωγών. Οι αποκλίσεις αυτές είναι μη ηθελημένες (unintentional deviations) και σε μεγάλο βαθμό απρόβλεπτες. Παρόλα αυτά, η επίδρασή τους στη λειτουργία της Αγοράς είναι περιορισμένη καθώς συνιστούν μικρό ποσοστό της διακινούμενης ενέργειας.

Ακούσιες Αποκλίσεις

Ακούσια απόκλιση είναι η διαφορά μεταξύ των προγραμματισμένων ποσοτήτων εισαγωγών και εξαγωγών στις διασυνδέσεις και των αντίστοιχων ποσοτήτων που μετρήθηκαν κατά την πραγματική λειτουργία του Συστήματος.

Οι ακούσιες αποκλίσεις καταμετρώνται από τους Διαχειριστές και αθροίζονται ανάλογα με την περίοδο κατά την οποία έγιναν. Ο ENTSO-E έχει ορίσει επακριβώς την κατανομή των περιόδων κατανομής σε αντίστοιχες κατηγορίες.

Για τη χειμερινή περίοδο, η οποία ορίζεται ως το διάστημα από 01/10 έως και 31/03, οι ισχύουσες κατηγορίες είναι:

- LT (Low Tariff)
- HT (High Tariff)
- HT1 (High Tariff 1)

Για τη θερινή περίοδο, η οποία ορίζεται ως το διάστημα από 01/04 έως και 30/09, οι ισχύουσες κατηγορίες είναι:

- LT (Low Tariff)
- HT (High Tariff)

- HT1 (High Tariff 1)
- HT1 (High Tariff 2)

Οι Ακούσιες Αποκλίσεις αντισταθμίζονται με κατάλληλα προγράμματα διόρθωσης διαφορών των ρών φορτίου στις διασυνδέσεις, αντίθετης ροής με την υπολογισθείσα συνολική απόκλιση. Τα προγράμματα αυτά προγραμματίζονται επί ενός μέρους της ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων, το οποίο δεσμεύεται ως Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς, κατά την παράγραφο 3.2.1.5.1. Υπολογίζονται σε περιοδική βάση, η οποία είναι κατά κανόνα εβδομαδιαία και αναφέρονται στην περίοδο που αρχίζει την Πέμπτη και τελειώνει την επόμενη Τετάρτη¹³:

- για τις Βόρειες διασυνδέσεις (AC) από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης (SCC),
- για τη διασύνδεση της Ιταλίας (DC) από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Τα προγράμματα διόρθωσης διαφορών των ρών φορτίου στις διασυνδέσεις εισάγονται στον ΗΕΠ από το Διαχειριστή του Συστήματος ως μη τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης (Άρθρο 29 του ΚΔΣ&ΣΗΕ) ή μη τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου (Άρθρο 16 του ΚΔΣ&ΣΗΕ) και έχουν προτεραιότητα στον προγραμματισμό έναντι των τιμολογούμενων προσφορών για εισαγωγές και εξαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τα προγράμματα διόρθωσης που εφαρμόζονται για την Ημέρα Κατανομής εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1.

Το σχετικό κόστος ή έσοδο από τα προγράμματα διόρθωσης στην αντίστοιχη Οριακή Τιμή Παραγωγής της λειτουργικής ζώνης (σε περίπτωση εισαγωγών) ή στην Οριακή Τιμή Συστήματος (σε περίπτωση εξαγωγών) ανακτάται ή επιστρέφεται σύμφωνα με τις προβλέψεις του λογαριασμού Προσαυξήσεων ΛΠ-2.

3.2.5 Πρόβλεψη Φορτίου

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί λογισμικό βραχυπρόθεσμης πρόβλεψης φορτίου το οποίο προβλέπει την καμπύλη ηλεκτρικού φορτίου με βήμα μιας ώρας και χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης από την επόμενη ώρα (συμπλήρωση της 24-ωρης καμπύλης φορτίου της τρέχουσας μέρας) μέχρι και επτά μέρες στο μέλλον. Η βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη ηλεκτρικού φορτίου γίνεται με χρήση νευρωνικών δικτύων (ΝΔ).

Είσοδοι των ΝΔ (βασικού ή βοηθητικού) που χρησιμοποιούνται για βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη ηλεκτρικού φορτίου είναι:

- Τα ωριαία φορτία των προηγούμενων ημερών και τα διαθέσιμα ωριαία φορτία της τρέχουσας ημέρας.

¹³ Η περίοδος άθροισης ή/και διόρθωσης που χρησιμοποιείται από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης μπορεί να είναι διαφορετική της τυπικής καθώς επηρεάζεται από τις κατά περίπτωση αργίες. Το ακριβές χρονοδιάγραμμα δημοσιεύεται από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης.

- Οι θερμοκρασίες (μέγιστη / ελάχιστη) των προηγούμενων ημερών και η πρόβλεψη της θερμοκρασίας της ημέρας πρόβλεψης.
- Ο «κωδικός καιρικών συνθηκών» (αίθριος, νεφελώδης, κτλ) των προηγούμενων ημερών και η πρόβλεψη του «κωδικού καιρικών συνθηκών» της ημέρας πρόβλεψης.
- Η ημέρα της εβδομάδας για την οποία γίνεται η πρόβλεψη.
- Η ημέρα του χρόνου για την οποία γίνεται η πρόβλεψη.

Έξοδοι του νευρωνικού δικτύου είναι οι 24 ωριαίες τιμές του φορτίου της επόμενης μέρας ή οι μη διαθέσιμες ωριαίες τιμές του φορτίου της τρέχουσας μέρας.

Για την εκπαίδευση των ΝΔ χρησιμοποιούνται ιστορικά στοιχεία φορτίων και καιρικών δεδομένων, τα οποία αποθηκεύονται σε βάση δεδομένων. Τα ιστορικά στοιχεία καιρικών δεδομένων αποθηκεύονται σε επίπεδο μετεωρολογικού σταθμού. Τα δεδομένα φορτίου αποθηκεύονται σε επίπεδο κόμβου. Το σύνολο των κόμβων του Συστήματος ορίζουν το «Σύστημα».

Για να υπάρχει η μέγιστη δυνατή ευελιξία ως προς τον ορισμό του φορτίου που προβλέπει το λογισμικό ορίζεται η έννοια του «Προφίλ Πρόβλεψης». Ένα προφίλ πρόβλεψης ορίζεται από ένα σύνολο κόμβων N , και ένα σύνολο μετεωρολογικών σταθμών, M . Το φορτίο που προβλέπεται με χρήση ενός προφίλ πρόβλεψης είναι το συνολικό φορτίο των κόμβων που ανήκουν στο σύνολο N και κατά την πρόβλεψη φορτίου χρησιμοποιούνται μετεωρολογικά δεδομένα από τους σταθμούς του συνόλου M . Κατ' αυτό τον τρόπο με τη χρήση του προφίλ πρόβλεψης είναι δυνατή η πρόβλεψη του φορτίου του Συστήματος (όταν το N είναι το σύνολο όλων των κόμβων του Συστήματος), το φορτίο μιας Ζώνης (όταν το N είναι το σύνολο των κόμβων της Ζώνης) αλλά και το φορτίο ενός ή περισσοτέρων μεμονωμένων κόμβων (με αντίστοιχη επιλογή του N). Σημειώνεται ότι σαν κόμβος μπορεί να ορισθεί ένας ΥΣ, ένα σύνολο ΥΣ, ή ολόκληρο το Σύστημα (τρέχουσα κατάσταση).

Η τελική πρόβλεψη φορτίου του συστήματος για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής εξάγεται από το Διαχειριστή του Συστήματος αφού ληφθούν υπόψη κάποια επιπρόσθετα στοιχεία που το λογισμικό δεν μπορεί να αξιοποιήσει όπως:

- Συμβάντα συστήματος τα οποία ο Διαχειριστής του Συστήματος γνωρίζει εκ των προτέρων, όπως είναι η συντήρηση εγκαταστάσεων μεταφοράς και παραγωγής και εργασίες επιδιόρθωσης ή εγκατάστασης.
- Περικοπή φορτίου ή χειρισμούς στο Δίκτυο Διανομής που έχουν σαν αποτέλεσμα μείωση του φορτίου για περισσότερο από 10 MW σε ένα συγκεκριμένο σημείο σύνδεσης με το Σύστημα Μεταφοράς, και
- Άλλες πληροφορίες που συλλέγονται ή κοινοποιούνται στο Διαχειριστή του Συστήματος και οι οποίες μπορεί να επηρεάζουν τις συνθήκες φόρτισης του συστήματος κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής

Η πρόβλεψη φορτίου γίνεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ, επομένως δεν περιλαμβάνει τις απώλειες μεταφοράς. Επίσης, η

πρόβλεψη φορτίου δεν περιλαμβάνει το τιμολογούμενο φορτίο (αυτό που προσφέρεται με τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου). Ο Διαχειριστής του Συστήματος περιοδικά αναλύει, ελέγχει και ρυθμίζει τις παραμέτρους του λογισμικού ώστε να διατηρεί χαμηλό το σφάλμα της πρόβλεψης φορτίου.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί συντελεστές διανομής φορτίου για να διανέμει το προβλεπόμενο φορτίο στις διάφορες Λειτουργικές Ζώνες. Οι συντελεστές διανομής φορτίου προκύπτουν από τα πραγματικά στοιχεία φορτίου του συστήματος προερχόμενα από το Σύστημα Ελέγχου και Παρακολούθησης που διαθέτει, κανονικοποιημένα, εξομαλυμένα και υπολογισμένα ως ένας μέσος όρος για διαφορετικές εποχές, τύπους, και ώρες τις ημέρας, ανάλογα με το πώς κρίνεται αναγκαίο με βάση τη μεταβλητότητά τους. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί έναν πίνακα συντελεστών διανομής φορτίου και αναπτύσσει μία διαδικασία για την περιοδική ενημέρωση και επιβεβαίωση των συντελεστών διανομής φορτίου.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του την πρόβλεψη φορτίου του συστήματος και την πρόβλεψη φορτίου για κάθε Λειτουργική Ζώνη για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1.

3.2.6 Πρόβλεψη Παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προβλέπει την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, για τις μονάδες του Άρθρου 35 του νόμου 2773/1999 [2] βασιζόμενος σε προβλέψεις ανέμου, στατιστικές πληροφορίες για το ιστορικό της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και άλλες σχετικές πληροφορίες που συλλέγονται από τους ιδιοκτήτες ή διαχειριστές των μονάδων. Ιδιαίτερα για την πρόβλεψη παραγωγής από αιολικά πάρκα, που είναι η συντριπτική πλειοψηφία των ΑΠΕ, ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί τα αποτελέσματα που προκύπτουν από λογισμικό πρόγνωσης αιολικής παραγωγής και παραλαμβάνονται σε καθημερινή βάση. Το μοντέλο πρόγνωσης είναι βασισμένο σε νευρωνικά δίκτυα ενώ ο τρόπος λειτουργίας του είναι ο ακόλουθος:

- Λαμβάνει σε τακτική βάση τις μετρήσεις των μετεωρολογικών παραμέτρων και δεδομένων παραγωγής από τα αιολικά πάρκα.
- Λαμβάνει προβλέψεις μετεωρολογικών δεδομένων στις περιοχές των αιολικών πάρκων.
- Παράγει την πρόβλεψη αιολικής παραγωγής σε επίπεδο αιολικού πάρκου λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του αιολικού πάρκου
- Παράγει την πρόβλεψη αιολικής παραγωγής για τις γεωγραφικές περιοχές ενδιαφέροντος (Εύβοια, Πελοπόννησος, Θράκη) καθώς και για το σύνολο του διασυνδεδεμένου συστήματος.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει το σφάλμα της πρόβλεψης της Αιολικής Παραγωγής για το σύνολο του διασυνδεδεμένου συστήματος και

αξιολογεί την παραπάνω μεθοδολογία σύμφωνα με τη διεθνή πρακτική με σκοπό να προτείνονται αλλαγές για την βελτίωση του μοντέλου.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του συγκεντρωτικές προβλέψεις ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1.

3.2.7 Καθορισμός αναγκών Επικουρικών Υπηρεσιών

3.2.7.1 Ορισμοί Επικουρικών Υπηρεσιών

Επικουρικές υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος από τα σημεία έγχυσης στα σημεία κατανάλωσης και για τη διασφάλιση της ποιότητας παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος. Ο αναλυτικός ορισμός κάθε Επικουρικής Υπηρεσίας, ο τρόπος μέτρησης και η διαδικασία ποσοτικού και ποιοτικού ελέγχου τους από το Διαχειριστή του Συστήματος καθορίζονται σύμφωνα με τους εκάστοτε κανονισμούς του ENTSO-E, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες λειτουργίας του ελληνικού Συστήματος.

Διακρίνονται οι ακόλουθες επιμέρους Επικουρικές Υπηρεσίες:

- 7) Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία,
- 8) Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος,
- 9) Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία,
- 10) Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία,
- 11) Στατή Εφεδρεία,
- 12) Ρύθμιση Τάσης,
- 13) Επανεκκίνηση του Συστήματος.

Οι επιμέρους Επικουρικές Υπηρεσίες υπό στοιχεία 7) έως και 10) ανωτέρω αναφέρονται συνοπτικά ως Επικουρικές Υπηρεσίες Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος.

Κατά τις διαδικασίες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνονται υπόψη μόνο οι Επικουρικές Υπηρεσίες Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας, Δευτερεύουσας Ρύθμισης και Εύρους, Τριτεύουσας Ρύθμισης και Στρεφόμενης Εφεδρείας, και Τριτεύουσας μη Στρεφόμενης Εφεδρείας. Για τις υπηρεσίες αυτές δημιουργούνται οι ανάλογες απαιτήσεις στα πλαίσια του ΗΕΠ, του ΠΚ και της ΚΠΧ. Οι απαιτήσεις αυτές εισάγονται στα αντίστοιχα προβλήματα βελτιστοποίησης ως περιορισμοί. Οι περιορισμοί αυτοί τοποθετούνται μαθηματικά στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι. Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τις Επικουρικές Υπηρεσίες βρίσκονται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.

Σημειώνεται ότι, ειδικά για τη Δευτερεύουσα Εφεδρεία, δημιουργείται ένα εκτεταμένο σύνολο απαιτήσεων (άνω, κάτω, γρήγορης και συνολικής δευτερεύουσας εφεδρείας). Η διάκρισή τους είναι ως προς το χρόνο (ταχύτητα παροχής της εφεδρείας) και την κατεύθυνση μεταβολής της παραγωγής (άνω ή κάτω). Οι έννοιες αυτές παρουσιάζονται και τοποθετούνται μαθηματικά στις Παρ. 3.4.9.2, 3.4.9.3, 1.2.3.6, 1.3.2.2.9, 1.3.2.2.14, 1.3.2.3.19.

3.2.7.2 Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος για τις Επικουρικές Υπηρεσίες

Ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό και για τη διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών. Για το σκοπό αυτό: α) εποπτεύει σχετικά με τη δυνατότητα των Κατανεμόμενων Μονάδων να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά τους, και β) προβαίνει στην εφαρμογή των διατάξεων σχετικά με τις εξαιρέσεις για τα τεχνικά στοιχεία Κατανεμόμενων Μονάδων για παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά ώστε συνολικά να είναι διαθέσιμες οι αναγκαίες Επικουρικές Υπηρεσίες για την εύρυθμη και ασφαλή λειτουργία του Συστήματος. Για τον σκοπό αυτό εποπτεύει το σύνολο των διαθέσιμων και παρεχόμενων Επικουρικών Υπηρεσιών, ανά Περίοδο Κατανομής και ανά υπηρεσία.

Ο προγραμματισμός και η διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών διενεργούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος με τρόπο ώστε να ελαχιστοποιούνται οι συνολικές δαπάνες κάλυψης των απαιτήσεων για τις υπηρεσίες αυτές.

3.2.7.3 Καθορισμός αναγκών Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις ανάγκες επικουρικών υπηρεσιών του συστήματος, για κάθε είδος επικουρικής υπηρεσίας και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, ως εξής:

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας ώστε να διασφαλίζει ότι η συχνότητα θα διατηρείται εντός των καθορισμένων ορίων, λαμβάνοντας υπόψη τους κανόνες του ENTSO-E και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του Ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις απαιτήσεις Δευτερεύουσας Εφεδρείας (προς τα πάνω και προς τα κάτω) ώστε να διασφαλίζει επαρκή έλεγχο και ρύθμιση ισχύος προκειμένου να διατηρεί σε χαμηλό επίπεδο τις αποκλίσεις της συχνότητας και του προγράμματος των καθαρών ανταλλαγών ισχύος του συστήματος και να ικανοποιεί τα καθορισμένα όρια απόδοσης για τη λειτουργία ελέγχου περιοχής. Οι απαιτήσεις δευτερεύουσας εφεδρείας (προς τα πάνω και προς τα κάτω) μπορεί να μεταβάλλονται κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής ώστε να προσαρμόζονται στο προβλεπόμενο σχήμα φορτίου και ιδίως στους διαφορετικούς ρυθμούς με τους οποίους το φορτίο μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια της ημέρας. Για

παράδειγμα, η προς τα επάνω δευτερεύουσα εφεδρεία μπορεί να είναι μεγαλύτερη κατά τη διάρκεια των πρώτων πρωινών ωρών, όταν το φορτίο αυξάνεται, ενώ η προς τα κάτω δευτερεύουσα εφεδρεία μπορεί να είναι μεγαλύτερη κατά τη διάρκεια των απογευματινών ωρών όταν το φορτίο μειώνεται.

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις απαιτήσεις τριτεύουσας εφεδρείας για να διασφαλίζει επαρκή έλεγχο ισχύος και ικανή εφεδρεία έναντι διαταραχών ώστε να ανταποκρίνεται σε διαταραχές και να αποκαθιστά το εύρος ρύθμισης εντός των καθορισμένων χρονικών ορίων απόκρισης σε διαταραχές. Η απαιτούμενη τριτεύουσα εφεδρεία αποτελείται από στρεφόμενη και μη στρεφόμενη εφεδρεία. Η στρεφόμενη εφεδρεία παρέχεται από μονάδες παραγωγής που λειτουργούν (είναι συγχρονισμένες) και διαθέτουν μη φορτισμένη ικανότητα ισχύος ενώ η μη στρεφόμενη εφεδρεία παρέχεται από μονάδες παραγωγής που είναι εκτός λειτουργίας αλλά μπορούν να συγχρονιστούν στο σύστημα εντός των καθορισμένων χρονικών ορίων απόκρισης σε διαταραχές.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του τις ανάγκες εφεδρείας για κάθε είδος επικουρικής υπηρεσίας και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1.

3.2.7.4 Υποχρεώσεις Παροχής Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας

Για τις ανάγκες της Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας οι κάτοχοι άδειας παραγωγής Μονάδων μέγιστης ικανότητας παραγωγής μεγαλύτερης των 2 MW υποχρεούνται να λειτουργούν τις Μονάδες τους που συγχρονίζονται στο Σύστημα συνεχώς υπό τον έλεγχο ρυθμιστή φορτίου Μονάδας. Εξαιρούνται οι Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999. Μονάδα μπορεί παροδικά να απαλλάσσεται της υποχρέωσης αυτής μόνο αν χορηγηθεί εξαίρεση κατά το Άρθρο 47.

Ως προς την απόκριση των Μονάδων ουδεμία χρονική καθυστέρηση επιτρέπεται εκτός από εκείνη που συνδέεται με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του ρυθμιστή φορτίου. Κατά τη λειτουργία του ρυθμιστή φορτίου δεν επιτρέπεται να εφαρμόζεται ανενεργός ζώνη συχνότητας μεγαλύτερη των ± 20 mHz περιλαμβανομένου του σφάλματος μέτρησης.

Περιορισμός της λειτουργίας του ρυθμιστή φορτίου για σύντομο χρονικό διάστημα, το οποίο δεν μπορεί να υπερβαίνει τη μία Ημέρα Κατανομής, επιτρέπεται κατ' εξαίρεση στις εξής περιπτώσεις:

- Μετά από έγκριση του Διαχειριστή του Συστήματος, η οποία χορηγείται κατόπιν αίτησης του κατόχου άδειας παραγωγής, εφόσον ο περιορισμός απαιτείται για λόγους ασφάλειας του προσωπικού ή των εγκαταστάσεων της Μονάδας, ή
- Εφόσον έχει εκδοθεί σχετική Εντολή Κατανομής.

Σε κάθε περίπτωση περιορισμού της λειτουργίας του ρυθμιστή φορτίου, ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να καταγράφει τη φύση του περιορισμού, τους λόγους που τον προκάλεσαν καθώς και το χρόνο διάρκειάς του.

3.2.7.5 Υποχρεώσεις Παροχής Δευτερεύουσας Ρύθμισης και Εύρους

Οι Μονάδες που έχουν καταχωρημένη ικανότητα μεγαλύτερη των 60 MW υποχρεούνται να παρέχουν Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος λειτουργώντας υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, εφόσον παραμένουν εντός της περιοχής ελέγχου που ορίζεται στα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά τους. Εξαιρούνται οι Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999. Μονάδα μπορεί παροδικά να απαλλάσσεται της υποχρέωσης αυτής μόνο αν χορηγηθεί εξαίρεση κατά το Άρθρο 47.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκδίδει Εντολή Κατανομής προς τις Μονάδες που λειτουργούν υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, για να παύσουν να λειτουργούν υπό το σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής.

Η λειτουργία Μονάδας υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής δύναται να διακοπεί για σύντομο χρονικό διάστημα, το οποίο δεν μπορεί να υπερβαίνει τη μία Ημέρα Κατανομής και ο κάτοχος της άδειας παραγωγής να αναλάβει τον έλεγχο της Ενεργού Ισχύος εξόδου της Μονάδας χειροκίνητα μετά από έγκριση του Διαχειριστή του Συστήματος, κατόπιν αιτιολογημένης αίτησης του κατόχου άδειας παραγωγής, εφόσον τούτο απαιτείται για λόγους ασφάλειας του προσωπικού ή των εγκαταστάσεων της Μονάδας. Ο κάτοχος άδειας παραγωγής υποχρεούται να επαναφέρει άμεσα τη λειτουργία της Μονάδας υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, αμέσως μετά την αποκατάσταση του προβλήματος, κατόπιν σχετικής ενημέρωσης του Διαχειριστή του Συστήματος.

3.2.8 Συντελεστές Προσδιορισμού Κάλυψης

Σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρο 22), ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τους Συντελεστές Προσδιορισμού Κάλυψης σε €/MWh για κάθε Ημέρα Κατανομής σε ένα ημερολογιακό έτος, ύστερα από έγκριση της ΡΑΕ. Οι Συντελεστές Προσδιορισμού Κάλυψης μπορούν να διαφέρουν για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου λαμβάνοντας υπόψη κριτήρια φερεγγυότητας. Στα κριτήρια αυτά περιλαμβάνονται: το ιστορικό φερεγγυότητας του Εκπροσώπου Φορτίου στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο χρόνος συμμετοχής του στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, η ετήσια ποσότητα ηλεκτρικού φορτίου που αντιπροσωπεύει, ο αριθμός των πελατών του, η ενδεχόμενη προσκόμιση πρόσθετων τραπεζικών εγγυήσεων ή βεβαιώσεων χρηματοπιστωτικής φερεγγυότητας και κάθε υποχρέωση προμήθειας μη Επιλεγόντων Πελατών.

Οι αριθμητικές τιμές των Συντελεστών Προσδιορισμού Κάλυψης καθορίζονται για κάθε Ημέρα Κατανομής ενός ημερολογιακού έτους κατά τρόπο ώστε να προσεγγίζεται κατά το δυνατόν η αναμενόμενη μέση τιμή της Οριακής Τιμής του Συστήματος για κάθε Ημέρα Κατανομής. Για τον καθορισμό των υπόψη αριθμητικών τιμών, ο Διαχειριστής του Συστήματος λαμβάνει υπόψη στατιστικά στοιχεία σχετικά με τις τιμές της Οριακής Τιμής του Συστήματος για κάθε

παρελθούσα Ημέρα Κατανομής, στοιχεία και συμπεράσματα της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος και κάθε άλλη σχετική πληροφορία. Οι αριθμητικές τιμές των Συντελεστών Προσδιορισμού Κάλυψης προσδιορίζονται με γνώμονα την επίτευξη ασφαλούς περιθωρίου για την αποφυγή ελλείμματος των συναλλαγών στον ΗΕΠ, χωρίς ωστόσο την υπερβολική χρηματοοικονομική επιβάρυνση των Εκπροσώπων Φορτίου.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τους Συντελεστές Προσδιορισμού Κάλυψης για κάθε ημερολογιακό έτος δύο (2) μήνες πριν από την έναρξη του υπόψη έτους.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δεν έχει ακόμη συμβληθεί με κάποιο Χρηματοπιστωτικό ίδρυμα το οποίο θα αναλάβει το ρόλο του Φορέα Κάλυψης. Έως ότου συμβληθεί, δε θα καθορίζονται οι εν λόγω συντελεστές ενώ θα ισχύουν οι διατάξεις των παραγράφων (18) έως και (29) του Άρθρου 335 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Βάσει των διατάξεων αυτών, κάθε Συμμετέχων οφείλει να προσκομίζει εγγυήσεις για το σύνολο των υποχρεώσεων που προκύπτουν από τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η σχετική διαδικασία περιγράφεται αναλυτικά στην επόμενη παράγραφο.

3.2.9 Διαδικασία υπολογισμού και παροχής εγγυήσεων από τους Συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

3.2.9.1 Γενικά

Σύμφωνα με τις προβλέψεις των παραγράφων 17 & 29 του Άρθρου 335 του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος & Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ&ΣΗΕ) από την Πέμπτη Ημέρα Αναφοράς και μέχρι να οριστούν από τον Διαχειριστή του Συστήματος οι Φορείς Εκκαθάρισης ΗΕΠ και Κάλυψης ΗΕΠ, κάθε Συμμετέχων οφείλει κατά τη διάρκεια ισχύος της Συμβάσεως Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας να προσκομίζει εγγυήσεις για την εκπλήρωση του συνόλου των υποχρεώσεων του που πηγάζουν από τη Σύμβαση αυτή.

Κάθε Συμμετέχων οφείλει να προσκομίζει εγγυήσεις πριν από την επομένη 31η Μαρτίου ή 30η Σεπτεμβρίου ανάλογα, και η έναρξη ισχύος τους δεν μπορεί να έπεται της 1ης Απριλίου ή της 1ης Οκτωβρίου αντίστοιχα.

Η υποχρέωση παροχής εγγυήσεων εκπληρώνεται, σύμφωνα με το Άρθρο 213 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, είτε με την κατάθεση εγγυητικής επιστολής είτε με την κατάθεση ποσού σε ειδικό λογαριασμό που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος είτε με κάθε άλλο νόμιμο τρόπο στον οποίο συναινεί ο Διαχειριστής του Συστήματος.

Οι εγγυήσεις που υποχρεούνται να καταθέτουν οι Συμμετέχοντες στις προαναφερθείσες ημερομηνίες θα είναι δυο. Η πρώτη εγγύηση θα αφορά στις υποχρεώσεις τους στο πλαίσιο του ΗΕΠ. Η δεύτερη εγγύηση θα αφορά σε όλες τις υπόλοιπες, εκτός ΗΕΠ, υποχρεώσεις τους στο πλαίσιο της Συμβάσεως Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Και οι δύο εγγυήσεις θα πρέπει να έχουν εξάμηνη διάρκεια ήτοι από 1η Απριλίου έως 30 Σεπτεμβρίου ή από 1η Οκτωβρίου έως 31η Μαρτίου.

3.2.9.2 Καθορισμός & έκδοση Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως

Πριν το τέλος κάθε ημερολογιακού έτους N και σε κάθε περίπτωση μετά την 1η Οκτωβρίου του έτους αυτού, ο Διαχειριστής του Συστήματος θα ανακοινώνει τον Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως ο οποίος θα ισχύει για το επόμενο έτος $N+1$. Τα στοιχεία του πίνακα αυτού θα χρησιμοποιούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος κατά τους υπολογισμούς που θα εκτελεί κατά τη διάρκεια του έτους $N+1$ για τον καθορισμό του ύψους των εγγυήσεων για τις περιόδους:

- από 1η Απριλίου έως 30η Σεπτεμβρίου του έτους $N+1$, και
- από 1η Οκτωβρίου του έτους $N+1$ έως και έως 31η Μαρτίου του έτους $N+2$.

Με βάση τα ιστορικά στοιχεία της περιόδου από την 1η Απριλίου έως και την 30η Σεπτεμβρίου του έτους N , υπολογίζεται για κάθε Συμμετέχοντα η Συνολική Ποσότητα Ενεργείας σε MWh που εντάχθηκε στα προγράμματα ΗΕΠ των Ημερών Κατανομής της περιόδου από την 1η Απριλίου έως και την 30η Σεπτεμβρίου του έτους N , $\Sigma ΠΕ_{01/04/N-30/09/N, \Sigma}$. Ειδικότερα, οι ποσότητες ενεργείας που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ αθροίζονται ως θετικές ποσότητες ανεξάρτητα αν αντιπροσωπεύουν εγχύσεις (παραγωγή, εισαγωγή) ή απομαστεύσεις (προμήθεια, εξαγωγή).

Ακολούθως, υπολογίζεται η μέγιστη τιμή από τις Συνολικές Ποσότητες Ενεργείας στον ΗΕΠ των Συμμετεχόντων, $\max(\Sigma ΠΕ_{01/04/N-30/09/N, \Sigma})$, και με βάση αυτήν ορίζονται μ κλάσεις τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας ΗΕΠ Συμμετέχοντα ως ακολούθως:

- 1^η κλάση K_1 με διάστημα τιμών από 0% έως και $\pi_1\%$ της τιμής $\max(\Sigma ΠΕ_{01/04/N-30/09/N, \Sigma})$.
- 2^η κλάση K_2 με διάστημα τιμών από $\pi_1\%$ έως και $\pi_2\%$ της τιμής $\max(\Sigma ΠΕ_{01/04/N-30/09/N, \Sigma})$.
-
- $i^{\text{η}}$ κλάση K_i με διάστημα τιμών από $\pi_{i-1}\%$ έως και $\pi_i\%$ της τιμής $\max(\Sigma ΠΕ_{01/04/N-30/09/N, \Sigma})$.
-
- $\mu^{\text{η}}$ κλάση K_μ με διάστημα τιμών πάνω από $\pi_{\mu-1}\%$ έως και 100% της τιμής $\max(\Sigma ΠΕ_{01/04/N-30/09/N, \Sigma})$.

Με βάση τις παραπάνω κλάσεις τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας Συμμετέχοντα στο πλαίσιο του ΗΕΠ ορίζονται μ κατηγορίες Συμμετεχόντων για το έτος $N+1$. Στις κατηγορίες αυτές κατατάσσονται οι Συμμετέχοντες με βάση τους σχετικούς υπολογισμούς του Διαχειριστή του Συστήματος στους οποίους προβαίνει κατά τη διάρκεια του έτους $N+1$ κατά τον καθορισμό του ύψους των αντιστοίχων εγγυήσεων. Ο τρόπος με τον οποίο γίνεται η σχετική κατάταξη παρουσιάζεται αναλυτικά στη συνέχεια του κειμένου.

Τα ποσοστά $\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_{\mu-1}$ και ο αριθμός των κλάσεων μ ορίζονται με τέτοιο τρόπο ώστε να γίνεται μια εύλογη κατανομή των Συμμετεχόντων στις διάφορες κατηγορίες.

Και για τα δυο άκρα, αριστερό και δεξί (A & Δ), κάθε κλάσεως τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας ΗΕΠ Συμμετέχοντα (K_i) ή ισοδύναμα και για τα δύο άκρα (A & Δ) των μ κατηγοριών Συμμετεχόντων (K_i) ορίζονται κατάλληλοι Συντελεστές Οικονομικού Κινδύνου, $\Sigma OK_{A,K_i}$ ή $\Sigma OK_{\Delta,K_i}$. Για αυτούς τους συντελεστές ισχύει:

$$\Sigma OK_{A,K_i} = \Sigma OK_{\Delta,K_{i-1}}$$

Οι Συντελεστές Οικονομικού Κινδύνου μεταβάλλονται σε κάθε κλάση τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας ΗΕΠ Συμμετέχοντα ή ισοδύναμα σε κάθε κατηγορία Συμμετέχοντα με γραμμικό τρόπο μεταξύ των τιμών $\Sigma OK_{A,K_i}$ και $\Sigma OK_{\Delta,K_i}$ και αντιστρόφως ανάλογα με το ύψος της Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας ΗΕΠ Συμμετέχοντα ($\Sigma ΠΕ_{\Sigma}$), ενώ η μέγιστη τιμή τους δεν επιτρέπεται να υπερβεί τη μονάδα.

Στην περίπτωση που η $\Sigma ΠΕ_{\Sigma}$ υπερβαίνει τη μέγιστη τιμή από τις Συνολικές Ποσότητες Ενεργείας στον ΗΕΠ των Συμμετεχόντων, $\max(\Sigma ΠΕ_{01/04/N-30/09/N}, \Sigma)$ τότε ο Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου που αντιστοιχίζεται στον Συμμετέχοντα Σ είναι ίσος με το $\Sigma OK_{\Delta,K_{\mu}}$.

Για κάθε κλάση τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας ΗΕΠ Συμμετέχοντα ή ισοδύναμα σε κάθε κατηγορία Συμμετέχοντα (K_i) ορίζονται Συντελεστές Διαρκείας ασκήσεως δραστηριότητας για Συμμετέχοντες, $\Sigma_{\Delta K_i}$. Οι συντελεστές αυτοί ορίζονται ως συναρτήσεις του αριθμού των μηνών με μη μηδενική δραστηριότητα στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενεργείας που οι Συμμετέχοντες έχουν πλήρως συμπληρώσει από την ημερομηνία εγγραφής τους στο Μητρώο Συμμετεχόντων ως την πρώτη ημέρα της περιόδου ισχύος της εγγυήσεως για την οποία γίνονται οι σχετικοί υπολογισμοί του ύψους της οφειλομένης εγγυήσεως.

Η μέγιστη τιμή των συντελεστών αυτών δεν μπορεί να υπερβαίνει το 1, ενώ η αντίστοιχη συνάρτηση θα είναι τέτοιας μορφής ώστε να δίνει:

- μια ελάχιστη, σταθερή, τιμή $\Pi \Sigma \Delta_{\min}$ για όσους Συμμετέχοντες έχουν ήδη συμπληρώσει 60 μήνες μη μηδενικής δραστηριότητας, και
- μια τιμή μεγαλύτερη της παραπάνω ελαχίστης τιμής για τους υπόλοιπους Συμμετέχοντες που θα είναι τόσο μεγαλύτερη όσο μικρότερη είναι η χρονική διάρκεια της δραστηριοποίησής του Συμμετέχοντα στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενεργείας.

Ορίζεται κατάλληλος Συντελεστής Ποινής, $\Sigma Π$, με σκοπό την αποτύπωση της συμπεριφοράς του κάθε Συμμετέχοντα σε σχέση με την παροχή των απαιτούμενων εγγυήσεων στο Διαχειριστή του Συστήματος κατά τους τελευταίους 60 μήνες.

Ειδικότερα, ο Συντελεστής Ποινής θα είναι ίσος με τη μονάδα για τους Συμμετέχοντες οι οποίοι υπέβαλαν εμπρόθεσμα τις εγγυήσεις που ζητήθηκαν από το Διαχειριστή του Συστήματος κατά τους παρελθόντες 60 μήνες, ενώ θα προσαυξάνεται με σταθερό ποσοστό ΠΠ% για κάθε ημέρα καθυστέρησης υποβολής των εγγυήσεων. Αν ένας Συμμετέχων υπέβαλε τμήμα της

απαιτούμενης εγγυήσεως τότε η προσαύξηση θα είναι αντιστρόφως ανάλογη του ασφαλιστέου ποσού που καλύφθηκε με μεγίστη τιμή το ΠΠ%.

Ο Συντελεστής Ποινής λαμβάνει τιμή 1 για τους Προμηθευτές που το ισχύουν, κάθε φορά, θεσμικό πλαίσιο ορίζει ως Προμηθευτές τελευταίου καταφυγίου.

Στον Πιν.2 παρουσιάζεται μια ενδεικτική μορφή ενός Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως. Στον πίνακα αυτόν και για λόγους απλότητας παρουσιάζεται, για όλες τις κατηγορίες Συμμετεχόντων, μια συνάρτηση για τους Συντελεστές Διάρκειας.

3.2.9.3 Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων

Στη διάρκεια κάθε ημερολογιακού έτους N, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει δύο φορές στον υπολογισμό του ύψους των ποσών των οφειλομένων εγγυήσεων για όλους τους Συμμετέχοντες. Ειδικότερα,

- μέχρι την 10η Μαρτίου του έτους N ολοκληρώνονται οι υπολογισμοί και ανακοινώνονται προς τους υπόχρεους τα ύψη των απαιτούμενων εγγυήσεων για την περίοδο από 1ης Απριλίου έως και 30ης Σεπτεμβρίου του έτους N,
- μέχρι την 10η Σεπτεμβρίου του έτους N ολοκληρώνονται οι υπολογισμοί και ανακοινώνονται προς τους υπόχρεους τα ύψη των απαιτούμενων εγγυήσεων για την περίοδο από 1ης Οκτωβρίου του έτους N έως και 31ης Μαρτίου του έτους N+1.

Για τον υπολογισμό του ύψους της εγγύησης για τον ΗΕΠ χρησιμοποιούνται ιστορικά στοιχεία της εκκαθάρισης ΗΕΠ των τελευταίων μηνών καθώς και τα στοιχεία του ισχύοντος Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως . Πιο συγκεκριμένα,

- για την περίοδο από 1ης Απριλίου έως και 30ης Σεπτεμβρίου του έτους N χρησιμοποιούνται στοιχεία από την εκκαθάριση ΗΕΠ που αφορούν στην περίοδο από την 1η Οκτωβρίου του έτους N-1 έως και την 28η Φεβρουαρίου (ή ανάλογα με το έτος 29η Φεβρουαρίου) του έτους N καθώς και τα στοιχεία του Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως που ανακοινώθηκαν πριν το τέλος του έτους N-1 και ισχύουν για τους σχετικούς υπολογισμούς που εκτελούνται στη διάρκεια του έτους N, ενώ
- για την περίοδο από 1ης Οκτωβρίου του έτους N έως και 31ης Μαρτίου του έτους N+1 χρησιμοποιούνται στοιχεία από την εκκαθάριση ΗΕΠ που αφορούν στην περίοδο από την 1η Απριλίου του έτους N έως και την 31η Αυγούστου του έτους N καθώς και τα στοιχεία του Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως που ανακοινώθηκαν πριν το τέλος του έτους N-1 και ισχύουν για τους σχετικούς υπολογισμούς που εκτελούνται στη διάρκεια του έτους N.

Η διαδικασία καθορισμού του ύψους των απαιτούμενων εγγυήσεων για τον ΗΕΠ περιλαμβάνει τα ακόλουθα στάδια:

- Με βάση τα ιστορικά στοιχεία των εκκαθαρίσεων ΗΕΠ των προαναφερθέντων χρονικών περιόδων προσδιορίζεται για όλους τους Συμμετέχοντες:

- ο η Μέση Ημερησία Χρέωσή τους στο πλαίσιο του ΗΕΠ (ΜΗΧΗΕΠ,Σ) καθώς και,
 - ο η Συνολική Ποσότητα Ενεργείας σε MWh που εντάχθηκε στα προγράμματα ΗΕΠ (ΣΠΕΣ).
- Οι Συμμετέχοντες κατατάσσονται στις διάφορες κατηγορίες Συμμετεχόντων του ισχύοντος Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως με βάση τη ΣΠΕΣ .
 - Για κάθε Συμμετέχοντα υπολογίζεται ένας Συντελεστής Διαρκείας (ΣΔΣ), ένας Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου (ΣΟΚΣ) και ένας Συντελεστής Ποινής (ΣΠΣ). Ο υπολογισμός γίνεται με βάση την κατηγορία Συμμετέχοντα στην οποία ταξινομήθηκε, τη Συνολική Ποσότητα Ενεργείας του και λαμβάνοντας υπόψη τα σχετικά στοιχεία του ισχύοντος Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως.
 - Για κάθε Συμμετέχοντα υπολογίζεται ένας μοναδικός Συντελεστής Χρηματοπιστωτικού Κινδύνου (ΣΧΠΚΣ) ο οποίος προκύπτει ως το γινόμενο του αντιστοιχούντος σε αυτόν Συντελεστού Διαρκείας, του Συντελεστού Οικονομικού Κινδύνου και του Συντελεστού Ποινής.
 - Το ύψος της απαιτούμενης εγγυήσεως ΗΕΠ για κάθε Συμμετέχοντα (ΕΓΓ-ΗΕΠΣ) υπολογίζεται ως το γινόμενο των ακόλουθων παραγόντων:
 - ο της αντιστοιχούσης σε αυτόν ιστορικής ΜΗΧΗΕΠ,Σ,
 - ο του υπολογισθέντος με τον πιο πάνω τρόπο ΣΧΠΚΣ , και
 - ο του αριθμού ΝΗ ο οποίος απεικονίζει τον αριθμό των ημερών δυο τυπικών μηνών (δηλ. 60) ή του αριθμού 14 ο οποίος αντιπροσωπεύει τον αριθμό των ημερών δυο ημερολογιακών εβδομάδων στην περίπτωση που ο Συμμετέχων αιτηθεί με δήλωσή του στο Διαχειριστή του Συστήματος, την οποία κοινοποιεί στη ΡΑΕ, την εβδομαδιαία εξόφληση των οφειλών του στο πλαίσιο της Διαδικασίας Εκκαθάρισης Λογαριασμών ΗΕΠ.

Η εξίσωση που περιγράφει το ύψος της απαιτούμενης εγγυήσεως ΗΕΠ για κάθε Συμμετέχοντα είναι ως ακολούθως:

$$ΕΓΓ-ΗΕΠ_{\Sigma} = ΜΗΧ_{ΗΕΠ,Σ} \times ΣΧΠΚ_{\Sigma} \times ΝΗ$$

όπου:

$$ΣΧΠΚ_{\Sigma} = ΣΔ_{\Sigma} \times ΣΟΚ_{\Sigma} \times ΣΠ_{\Sigma}$$

$$ΝΗ = 60 \text{ ή } 14$$

Για τον υπολογισμό του ύψους της εγγυήσεως για όλες τις, εκτός ΗΕΠ, υποχρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο της Συμβάσεως Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενεργείας χρησιμοποιούνται ιστορικά στοιχεία των σχετικών εκκαθαρίσεων (Χρέωση Χρήσης Συστήματος, Λογαριασμοί Προσαυξήσεων, Επικουρικές Υπηρεσίες, Αποκλίσεις, ΥΚΩ, Ειδικό Τέλος ΑΠΕ, Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, κλπ.) των τελευταίων μηνών καθώς και τα στοιχεία του ισχύοντος Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως . Πιο συγκεκριμένα,

- για την περίοδο από 1ης Απριλίου έως και 30ης Σεπτεμβρίου του έτους N χρησιμοποιούνται στοιχεία από τις σχετικές, εκτός ΗΕΠ, εκκαθαρίσεις που αφορούν στην περίοδο από την 1η Οκτωβρίου του έτους N-1 έως και την 28η Φεβρουαρίου (ή ανάλογα με το έτος 29η Φεβρουαρίου) του έτους N καθώς και τα στοιχεία του Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως που ανακοινώθηκαν πριν το τέλος του έτους N-1 και ισχύουν για τους σχετικούς υπολογισμούς που εκτελούνται στη διάρκεια του έτους N, ενώ
- για την περίοδο από 1ης Οκτωβρίου του έτους N έως και 31ης Μαρτίου του έτους N+1 χρησιμοποιούνται στοιχεία από τις σχετικές, εκτός ΗΕΠ, εκκαθαρίσεις που αφορούν στην περίοδο από την 1η Απριλίου του έτους N έως και την 31η Αυγούστου του έτους N καθώς και τα στοιχεία του Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως που ανακοινώθηκαν πριν το τέλος του έτους N-1 και ισχύουν για τους σχετικούς υπολογισμούς που εκτελούνται στη διάρκεια του έτους N.

Η διαδικασία καθορισμού του ύψους των απαιτούμενων εγγυήσεων για τις εκτός ΗΕΠ δοσοληψίες απαιτεί για κάθε Συμμετέχοντα τον προσδιορισμό της Μέσης Μηνιαίας Χρεώσεως του στο πλαίσιο των λοιπών, εκτός ΗΕΠ, εκκαθαρίσεων ($MMX_{ΕΚΤΟΣ\ ΗΕΠ,Σ}$) και για τις προαναφερθείσες κάθε φορά χρονικές περιόδους.

Ειδικότερα, η $MMX_{ΕΚΤΟΣ\ ΗΕΠ,Σ}$ υπολογίζεται ως ο μέσος όρος των μηνιαίων, μη μηδενικών, χρεοπιστώσεων στο πλαίσιο των εκτός ΗΕΠ εκκαθαρίσεων που υπολογίστηκαν για τον συμμετέχοντα Σ κατά τις προαναφερθείσες, κάθε φορά, χρονικές περιόδους.

Στη συνέχεια, το ύψος της απαιτούμενης εγγυήσεως για τις εκτός ΗΕΠ δοσοληψίες για κάθε Συμμετέχοντα ($ΕΓΓ-ΕΚΤΟΣ\ ΗΕΠ_Σ$) υπολογίζεται ως το γινόμενο των ακολούθων παραγόντων:

- της αντιστοιχούσης σε αυτόν ιστορικής $MMX_{ΕΚΤΟΣ\ ΗΕΠ,Σ}$,
- του υπολογισθέντος, με τον τρόπο που περιγράφηκε πιο πάνω, ΣΧΠΚ_Σ, και
- του αριθμού ΝΜ που αντιπροσωπεύει τον αριθμό των μηνών ενός διμήνου, δηλαδή 2.

Η σχετική εξίσωση που περιγράφει τον υπολογισμό του ύψους της εγγυήσεως για τις εκτός ΗΕΠ εκκαθαρίσεις είναι ως ακολούθως:

$$ΕΓΓ-ΕΚΤΟΣ\ ΗΕΠ_Σ = MMX_{ΕΚΤΟΣ\ ΗΕΠ,Σ} \times ΣΧΠΚ_Σ \times ΝΜ$$

όπου:

$$ΣΧΠΚ_Σ = ΣΔ_Σ \times ΣΟΚ_Σ \times ΣΠ_Σ$$

$$ΝΜ = 2$$

3.2.9.4 Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων για την πρώτη μεταβατική περίοδο μετά την Πέμπτη Ημέρα Αναφοράς

Για να είναι δυνατή η εφαρμογή των όσων περιγράφηκαν στην προηγούμενη παράγραφο θα πρέπει να μεσολαβήσει κάποια μεταβατική περίοδος έτσι ώστε

να είναι δυνατή η δημιουργία μιας επαρκούς βάσεως ιστορικών δεδομένων σε σχέση με τις διάφορες εκκαθαρίσεις τις οποίες θα εκτελεί ο Διαχειριστής του Συστήματος μετά την Πέμπτη Ημέρα Αναφοράς.

Για λόγους οικονομικής διασφάλισης του Διαχειριστή του Συστήματος έναντι πιθανών αθετήσεων των υποχρεώσεων κάποιων Συμμετεχόντων, είναι φανερό ότι κατά τη διάρκεια της μεταβατικής αυτής περιόδου θα πρέπει να εφαρμοστεί ένας μεταβατικός αλγόριθμος υπολογισμού του ύψους των οφειλομένων εγγυήσεων.

Η μεταβατική περίοδος θα εκτείνεται από την Πέμπτη Αναφοράς (30/09/2010) έως και την 30η Σεπτεμβρίου του 2011. Ο μεταβατικός αλγόριθμος υπολογισμού του ύψους των οφειλομένων εγγυήσεων θα διαφοροποιείται μεταξύ:

- του πρώτου εξαμήνου της μεταβατικής περιόδου και ειδικότερα από την 30η Σεπτεμβρίου 2010 έως και την 31η Μαρτίου του 2011,
- και του δεύτερου εξαμήνου αυτής ήτοι από την 1η Απριλίου 2011 έως και την 30η Σεπτεμβρίου 2011.

3.2.9.4.1 Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων για το α' εξάμηνο της μεταβατικής περιόδου

Ο υπολογισμός του ύψους των οφειλομένων εγγυήσεων θα γίνει επί τη βάση ιστορικών στοιχείων της εκκαθάρισης όπως αυτή εκτελούνταν πριν την εφαρμογή της Πέμπτης Ημέρας Αναφοράς.

Αναλυτικότερα, για τον υπολογισμό του ύψους των εγγυήσεων λόγω συμμετοχής στον ΗΕΠ για την περίοδο από την 30η Σεπτεμβρίου 2010 έως και την 31η Μαρτίου 2011 θα χρησιμοποιηθούν τα ιστορικά στοιχεία της εκκαθάρισης των Ωριαίων Αποκλίσεων ηλεκτρικής ενεργείας που αντιστοιχούν στην περίοδο μεταξύ 1ης Απριλίου 2010 και 31ης Αυγούστου 2010.

Ειδικότερα, το ύψος της οφειλομένης εγγυήσεως για έναν Συμμετέχοντα λόγω της συμμετοχής του στον ΗΕΠ κατά το α' εξάμηνο της μεταβατικής περιόδου θα ισούται με το διπλάσιο του μέσου όρου των μηνιαίων χρεοπιστώσεων (χρεώσεις – πιστώσεις) στο πλαίσιο της εκκαθάρισης των Ωριαίων Αποκλίσεων ηλεκτρικής ενεργείας που υπολογίστηκαν στον Συμμετέχοντα αυτόν στην περίοδο μεταξύ 1ης Απριλίου 2010 και 31ης Αυγούστου 2010.

Στην περίπτωση που ο Συμμετέχων αιτηθεί με δήλωσή του στο Διαχειριστή του Συστήματος, την οποία κοινοποιεί στη ΡΑΕ, την εβδομαδιαία εξόφληση των οφειλών του στο πλαίσιο της Διαδικασίας Εκκαθάρισης Λογαριασμών ΗΕΠ το ύψος της οφειλομένης εγγυήσεως για έναν Συμμετέχοντα λόγω της συμμετοχής του στον ΗΕΠ κατά το α' εξάμηνο της μεταβατικής περιόδου θα ισούται με το ήμισυ του μέσου όρου των μηνιαίων χρεοπιστώσεων στο πλαίσιο της εκκαθάρισης των Ωριαίων Αποκλίσεων ηλεκτρικής ενεργείας που υπολογίστηκαν στον Συμμετέχοντα αυτόν στην περίοδο μεταξύ 1ης Απριλίου 2010 και 31ης Αυγούστου 2010.

Διευκρινίζεται, ότι αν υπάρχουν μήνες στο εν λόγω εξάμηνο κατά τους οποίους ο Συμμετέχων δεν έχει ενεργοποιηθεί στο πλαίσιο του ΗΕΠ τότε αυτοί οι μήνες δεν λαμβάνονται υπόψη στον υπολογισμό του προαναφερθέντος μέσου όρου.

Για τον υπολογισμό του ύψους των εγγυήσεων για όλες τις, εκτός ΗΕΠ, υποχρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο της Συμβάσεως Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενεργείας για το α' εξάμηνο της μεταβατικής περιόδου θα χρησιμοποιηθούν τα ιστορικά στοιχεία της εκκαθάρισεως των δοσοληψιών εκτός Ωριαίων Αποκλίσεων ηλεκτρικής ενεργείας που αντιστοιχούν στην περίοδο μεταξύ 1ης Απριλίου 2010 και 31ης Αυγούστου 2010.

Πιο συγκεκριμένα, το ύψος της οφειλομένης εγγυήσεως για έναν Συμμετέχοντα λόγω των, εκτός ΗΕΠ, υποχρεώσεων του που πηγάζουν από τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενεργείας κατά το α' εξάμηνο της μεταβατικής περιόδου θα ισούται με το διπλάσιο του μέσου όρου των μηνιαίων χρεοπιστώσεων στο πλαίσιο της εκκαθάρισεως των δοσοληψιών εκτός Ωριαίων Αποκλίσεων ηλεκτρικής ενεργείας που υπολογίστηκαν στον Συμμετέχοντα αυτόν στην περίοδο μεταξύ 1ης Απριλίου 2010 και 31ης Αυγούστου 2010.

Διευκρινίζεται, ότι αν υπάρχουν μήνες στο εν λόγω εξάμηνο κατά τους οποίους ο Συμμετέχων δεν έχει ενεργοποιηθεί στο πλαίσιο των εκτός ΗΕΠ δοσοληψιών, τότε αυτοί οι μήνες δεν λαμβάνονται υπόψη στον υπολογισμό του προαναφερθέντος μέσου όρου.

3.2.9.4.2 Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων για το β' εξάμηνο της μεταβατικής περιόδου

Ο υπολογισμός του ύψους των οφειλομένων εγγυήσεων θα γίνει επί τη βάση των ιστορικών στοιχείων της εκκαθάρισεως που εκτελέστηκε κατά το α' εξάμηνο της μεταβατικής περιόδου.

Αναλυτικότερα, για τον υπολογισμό του ύψους των εγγυήσεων λόγω συμμετοχής στον ΗΕΠ για την περίοδο από την 1η Απριλίου 2011 έως και την 30η Σεπτεμβρίου 2011 θα χρησιμοποιηθούν τα ιστορικά στοιχεία της εκκαθάρισεως του ΗΕΠ που αντιστοιχούν στην περίοδο μεταξύ 30ης Σεπτεμβρίου 2010 και 28ης Φεβρουαρίου 2011.

Ειδικότερα, το ύψος της οφειλομένης εγγυήσεως για έναν Συμμετέχοντα λόγω της συμμετοχής του στον ΗΕΠ κατά το β' εξάμηνο της μεταβατικής περιόδου θα υπολογίζεται με βάση το μέσο όρο των ημερησίων χρεοπιστώσεων στο πλαίσιο της εκκαθάρισεως του ΗΕΠ που υπολογίστηκαν στον Συμμετέχοντα αυτόν στην περίοδο του α' εξαμήνου της μεταβατικής περιόδου. Αν αυτός ο μέσος όρος προκύψει χρεωστικός, τότε το ύψος της εγγυήσεως θα υπολογίζεται ως το γινόμενο του μέσου όρου επί του αριθμού 60 ο οποίος απεικονίζει τον αριθμό των ημερών δυο τυπικών μηνών ή του αριθμού 14 ο οποίος αντιπροσωπεύει τον αριθμό των ημερών δυο ημερολογιακών εβδομάδων στην περίπτωση που ο Συμμετέχων αιτηθεί με δήλωσή του στο Διαχειριστή του Συστήματος, την οποία κοινοποιεί στη ΡΑΕ, την εβδομαδιαία εξόφληση των οφειλών του στο πλαίσιο της Διαδικασίας Εκκαθάρισεως Λογαριασμών ΗΕΠ.

Διευκρινίζεται, ότι αν υπάρχουν ημέρες στο εν λόγω εξάμηνο κατά τις οποίες ο Συμμετέχων δεν έχει ενεργοποιηθεί στο πλαίσιο του ΗΕΠ τότε αυτές οι ημέρες δεν λαμβάνονται υπόψη στον υπολογισμό του προαναφερθέντος μέσου όρου.

Για τον υπολογισμό του ύψους των εγγυήσεων για όλες τις, εκτός ΗΕΠ, υποχρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο της Συμβάσεως Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενεργείας για την περίοδο από την 1η Απριλίου 2011 έως και την 30η Σεπτεμβρίου 2011 θα χρησιμοποιηθούν τα ιστορικά στοιχεία της εκκαθάρισεως των λοιπών, εκτός ΗΕΠ, εκκαθαρίσεων που αντιστοιχούν στην περίοδο μεταξύ 30ης Σεπτεμβρίου 2010 και 28ης Φεβρουαρίου 2011.

Πιο συγκεκριμένα, το ύψος της οφειλομένης εγγυήσεως για έναν Συμμετέχοντα λόγω των, εκτός ΗΕΠ, υποχρεώσεων του που πηγάζουν από τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενεργείας κατά το β' εξάμηνο της μεταβατικής περιόδου θα ισούται με το διπλάσιο του μέσου όρου των μηνιαίων χρεοπιστώσεων στο πλαίσιο των λοιπών, εκτός ΗΕΠ, εκκαθαρίσεων που υπολογίστηκαν στον Συμμετέχοντα αυτόν στην περίοδο του α' εξαμήνου της μεταβατικής περιόδου .

Διευκρινίζεται, ότι αν υπάρχουν μήνες στο εν λόγω εξάμηνο κατά τους οποίους ο Συμμετέχων δεν έχει ενεργοποιηθεί στο πλαίσιο των εκτός ΗΕΠ δοσοληψιών, τότε αυτοί οι μήνες δεν λαμβάνονται υπόψη στον υπολογισμό του προαναφερθέντος μέσου όρου.

3.2.9.5 Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων για νέους Συμμετέχοντες

Με βάση τις προβλέψεις

- της περιπτώσεως I, της παραγράφου 1 του Άρθρου 2, και
- της παραγράφου 29 του Άρθρου 335 του ΚΔΣ&ΣΗΕ

για την εγγραφή ενός νέου Συμμετέχοντα στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται η παροχή εγγυήσεων για την κάλυψη του συνόλου των υποχρεώσεων του στο πλαίσιο της Συμβάσεως Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενεργείας.

Ελλείψει ιστορικών στοιχείων εκκαθάρισης για έναν νέο Συμμετέχοντα, διαφοροποιείται ο υπολογισμός του ύψους των εγγυήσεων που οφείλει να καταθέσει προς το Διαχειριστή του Συστήματος.

Ειδικότερα, το ύψος της απαιτούμενης εγγυήσεως για τον ΗΕΠ υπολογίζεται ως το 0,25% της μέγιστης εγγυήσεως για τον ΗΕΠ η οποία έχει υπολογιστεί για το εξάμηνο

- 1ης Απριλίου του έτους N έως 30ης Σεπτεμβρίου του έτους N ή
- 1ης Οκτωβρίου του έτους N έως 31ης Μαρτίου του έτους N+1

ανάλογα σε ποιο από τα 2 εξάμηνα ανήκει η ημερομηνία εγγραφής του Συμμετέχοντα στο Μητρώο Συμμετεχόντων.

Η περίοδος ισχύος της εγγυήσεως για τον ΗΕΠ θα είναι τουλάχιστον τρεις μήνες από την ημερομηνία εγγραφής του νέου Συμμετέχοντα στο Μητρώο

Συμμετεχόντων και σε κάθε περίπτωση μέχρι την επομένη 31η Μαρτίου ή 30η Σεπτεμβρίου ανάλογα με την ημερομηνία εγγραφής.

Ομοίως, το ύψος της απαιτούμενης εγγυήσεως για τις εκτός ΗΕΠ δοσοληψίες ενός νέου Συμμετέχοντα υπολογίζεται ως το 0,25% της μεγίστης εγγυήσεως για τις εκτός ΗΕΠ δοσοληψίες η οποία έχει υπολογιστεί για το εξάμηνο

- 1ης Απριλίου του έτους N έως 30ης Σεπτεμβρίου του έτους N ή
- 1ης Οκτωβρίου του έτους N έως 31ης Μαρτίου του έτους N+1

ανάλογα σε ποιο από τα 2 εξάμηνα ανήκει η ημερομηνία εγγραφής του Συμμετέχοντα στο Μητρώο Συμμετεχόντων.

Επίσης, η περίοδος ισχύος της εγγυήσεως για τις εκτός ΗΕΠ δοσοληψίες θα είναι τουλάχιστον τρεις μήνες από την ημερομηνία εγγραφής του νέου Συμμετέχοντα στο Μητρώο Συμμετεχόντων και σε κάθε περίπτωση μέχρι την επομένη 31η Μαρτίου ή 30η Σεπτεμβρίου ανάλογα με την ημερομηνία εγγραφής.

Αν ο νέος Συμμετέχων αρχίσει να δραστηριοποιείται στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε χρόνο μεταγενέστερο από το χρόνο λήξεως των παραπάνω εγγυήσεων, τότε μετά τον πρώτο ημερολογιακό μήνα δραστηριοποίησης ο Διαχειριστής του Συστήματος καλεί το νέο Συμμετέχοντα να υποβάλλει νέες εγγυήσεις του ίδιου ύψους με τις παραπάνω και με περίοδο ισχύος τουλάχιστον τρεις μήνες και σε κάθε περίπτωση μέχρι την επομένη 31η Μαρτίου ή 30η Σεπτεμβρίου ανάλογα με την ημερομηνία ενάρξεως της δραστηριοποίησής του.

Με τη συμπλήρωση των πρώτων τριών μηνών δραστηριοποίησης του νέου Συμμετέχοντα, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε υπολογισμό του ύψους των δυο απαιτούμενων εγγυήσεων χρησιμοποιώντας τα ιστορικά στοιχεία εκκαθάρισης της περιόδου αυτής και με βάση τη μέση ημερήσια χρεοπίστωση ΗΕΠ προκειμένου για τον υπολογισμό της εγγυήσεως για τον ΗΕΠ και τη μέση μηνιαία χρεοπίστωση για τον υπολογισμό της εγγυήσεως για τις εκτός ΗΕΠ δοσοληψίες.

Σε περίπτωση που η διαφορά μεταξύ των υπολογισθέντων υψών των δυο εγγυήσεων και των υψών των αντιστοίχων κατατεθειμένων υπερβαίνει το 20% των κατατεθειμένων, ο Διαχειριστής του Συστήματος θα καλέσει το νέο Συμμετέχοντα να προβεί στην παροχή συμπληρωματικών εγγυήσεων με περίοδο ισχύος μέχρι την επομένη 31η Μαρτίου ή 30η Σεπτεμβρίου ανάλογα με την ημερομηνία που συμπληρώθηκε το πρώτο τρίμηνο δραστηριοποίησης του νέου Συμμετέχοντα.

Ο υπολογισμός του ύψους των απαιτούμενων εγγυήσεων για τις επόμενες εξαμηνιαίες περιόδους ισχύος από το εξάμηνο που ανήκει η παραπάνω τρίμηνη περίοδος, εκτελείται όπως και για τους υπόλοιπους Συμμετέχοντες..

3.2.10 Δημοσιοποίηση Στοιχείων πριν από τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του εντός των προθεσμιών που αναφέρονται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1 τα στοιχεία που παρουσιάζονται στην παράγραφο 5.1.

Πιν.2. Ενδεικτική μορφή Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΟΣΩΝ ΕΓΓΥΗΣΕΩΣ						
Κατηγορία Συμμετέχοντα	Συντελεστής Διαρκειάς (%)	Αριστερό άκρο Κατηγορίας Συμμετέχοντα		Δεξιό άκρο Κατηγορίας Συμμετέχοντα		Συντελεστής Ποιότης
		Συνολική Ποσότητα Ενέργειας ΗΕΠ (MWh)	Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου (%)	Συνολική Ποσότητα Ενέργειας ΗΕΠ (MWh)	Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου (%)	
1-η	$P_{\Sigma \Delta_{\min}} \% + (1 - M_{\Sigma} / 60) * (1 - P_{\Sigma \Delta_{\min}} \%)$ για $M_{\Sigma} < 60$	$0 \% * \max(\Sigma Π Ε_{01} / 04 / N - 30 / 09 / N_{\Sigma})$	ΣΟΚ _{Α,Κ1}	$\pi_1 \% * \max(\Sigma Π Ε_{01} / 04 / N - 30 / 09 / N_{\Sigma})$	ΣΟΚ _{Α,Κ1}	Επιβάλλεται προσαύξηση ΠΠ% για κάθε ημέρα καθυστερήσεως υποβολής των εγγυήσεων κατά τους τελευταίους 60 μήνες.
2-η	$P_{\Sigma \Delta_{\min}} \%$ για $M_{\Sigma} > 60$	$\pi_1 \% * \max(\Sigma Π Ε_{01} / 04 / N - 30 / 09 / N_{\Sigma})$	ΣΟΚ _{Α,Κ2}	$\pi_2 \% * \max(\Sigma Π Ε_{01} / 04 / N - 30 / 09 / N_{\Sigma})$	ΣΟΚ _{Α,Κ2}	
3-η	όπου: M _Σ ο αριθμός μηνών για το Συμμετέχοντα Σ με μη μηδενική δραστηριότητα από την ημερομηνία εγγραφής του στο Μητρώο Συμμετεχόντων μέχρι την πρώτη ημέρα της περιόδου ισχύος της εγγυήσεως	$\pi_2 \% * \max(\Sigma Π Ε_{01} / 04 / N - 30 / 09 / N_{\Sigma})$	ΣΟΚ _{Α,Κ3}	$\pi_3 \% * \max(\Sigma Π Ε_{01} / 04 / N - 30 / 09 / N_{\Sigma})$	ΣΟΚ _{Α,Κ3}	
.....		
ι-η		$\pi_{i-1} \% * \max(\Sigma Π Ε_{01} / 04 / N - 30 / 09 / N_{\Sigma})$	ΣΟΚ _{Α,Κi}	$\pi_i \% * \max(\Sigma Π Ε_{01} / 04 / N - 30 / 09 / N_{\Sigma})$	ΣΟΚ _{Α,Κi}	
.....		
μ-η		$\pi_{\mu-1} \% * \max(\Sigma Π Ε_{01} / 04 / N - 30 / 09 / N_{\Sigma})$	ΣΟΚ _{Α,Κμ}	$100 \% * \max(\Sigma Π Ε_{01} / 04 / N - 30 / 09 / N_{\Sigma})$	ΣΟΚ _{Α,Κμ}	

3.3 Δεδομένα Εισόδου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου του ΗΕΠ που πρέπει να υποβληθούν στο Σύστημα Επίλυσης ΗΕΠ, τα οποία διακρίνονται σε δεδομένα εισόδου του Διαχειριστή του Συστήματος και δεδομένα εισόδου των Συμμετεχόντων. Στα δεδομένα εισόδου του Διαχειριστή του Συστήματος περιλαμβάνονται οι απαιτήσεις και προβλέψεις του Διαχειριστή του Συστήματος, οι Δηλώσεις Φορτίου και οι Προσφορές Έγχυσης που υποβάλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Στα δεδομένα εισόδου των Συμμετεχόντων περιλαμβάνονται οι Προσφορές Έγχυσης, οι Δηλώσεις Φορτίου, οι Προσφορές Εφεδρειών, οι Δηλώσεις μη διαθεσιμότητας και οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων των Μονάδων Παραγωγής.

3.3.1 Δεδομένα Εισόδου από το Διαχειριστή του Συστήματος

Σε αυτό το Τμήμα παρουσιάζονται τα στοιχεία τα οποία ο Διαχειριστής του Συστήματος πρέπει να υποβάλλει στην αγορά του ΗΕΠ. Τα στοιχεία αυτά είναι οι απαιτήσεις και οι προβλέψεις του ΗΕΠ, οι μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για προγράμματα διόρθωσης ακούσιων αποκλίσεων στις διασυνδέσεις, και οι μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για προγράμματα διόρθωσης ακούσιων αποκλίσεων στις διασυνδέσεις, για υδροηλεκτρικές μονάδες, για την προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας των μονάδων του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 και για την αναμενόμενη παραγωγή ενέργειας από μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία.

Επίσης, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να υποβάλλει μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου και μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης που αντιστοιχούν σε προγράμματα στις διασυνδέσεις: α) διορθώσεων διαφορών των ροών φορτίου, β) εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων, και γ) επιστροφών έκτακτων εισαγωγών συμπληρωματικής ενέργειας συστήματος και επιστροφών εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων.

3.3.1.1 Απαιτήσεις και Προβλέψεις του ΗΕΠ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει σαν είσοδο στην επίλυση του ΗΕΠ την πρόβλεψη φορτίου (η οποία υπολογίζεται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.2.5), την πρόβλεψη αναγκών εφεδρειών (η οποία υπολογίζεται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.2.7), την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων (η οποία υπολογίζεται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.2.1.5.1), και τους διαζωνικούς περιορισμούς μεταφοράς μεταξύ των Λειτουργικών Ζωνών του συστήματος (που καθορίζονται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.2.3).

3.3.1.2 Προσφορές Έγχυσης που υποβάλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος

Για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει στο Σύστημα Επίλυσης ΗΕΠ τις κάτωθι μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης:

- Μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγικά προγράμματα διόρθωσης διαφορών των ροών φορτίου (βλ. Παράγραφο 3.2.4) στις διασυνδέσεις, που υπολογίζονται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.2.4. Αυτές οι εισαγωγές προγραμματίζονται εντός του Περιθωρίου Αξιοπιστίας Μεταφοράς (TRM) της συνολικής ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων, και έτσι δε μειώνουν την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς για εισαγωγές.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να υποβάλλει μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης που αντιστοιχούν σε εγγυήσεις εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφές έκτακτων εισαγωγών συμπληρωματικής ενέργειας συστήματος, και επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων.
- Μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για κάθε υδροηλεκτρική μονάδα, συμπεριλαμβανομένων και των αντλητικών μονάδων σε λειτουργία γεννήτριας, οι οποίες αντιστοιχούν στην υποχρεωτική λειτουργία τέτοιων μονάδων σύμφωνα με την αντίστοιχη Εβδομαδιαία Δήλωση Υποχρεωτικής Λειτουργίας των Υδροηλεκτρικών Μονάδων (Εβδομαδιαία Δήλωση Υποχρεωτικών Νερών του Άρθρου 28 του ΚΔΣ&ΣΗΕ). Τα δεδομένα αυτά μπορούν να τροποποιηθούν από τον παραγωγό εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1.
- Μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για την προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας από τις μονάδες του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999, όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.2.6.
- Οι Παραγωγοί μονάδων σε δοκιμαστική λειτουργία στέλνουν στο Διαχειριστή του Συστήματος τις εγχύσεις ενέργειας που προτίθενται να κάνουν προκειμένου να εκτελέσουν τις δοκιμές τους για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής. Βάσει αυτών ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης.

Οι παραπάνω προσφορές έγχυσης υποβάλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1.

3.3.1.3 Δηλώσεις Φορτίου που υποβάλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος

Για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει στο πληροφοριακό σύστημα της Αγοράς τις κάτωθι μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου:

- Μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για τα εξαγωγικά προγράμματα διόρθωσης διαφορών των ροών φορτίου (βλ. Παράγραφο 3.2.4) στις διασυνδέσεις. Αυτές οι εξαγωγές προγραμματίζονται εντός του Περιθωρίου Αξιοπιστίας Μεταφοράς (TRM) της συνολικής ικανότητας μεταφοράς των

διασυνδέσεων, και έτσι δεν ανταγωνίζονται τις συναλλαγές των Συμμετεχόντων στην αγορά.

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να υποβάλλει μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου που αντιστοιχούν σε εγγυήσεις εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφές έκτακτων εισαγωγών συμπληρωματικής ενέργειας συστήματος, και επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων.

Οι παραπάνω δηλώσεις φορτίου υποβάλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1.

3.3.2 Δεδομένα Εισόδου Συμμετέχοντα

Σε αυτό το Τμήμα παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου τα οποία οι Συμμετέχοντες οφείλουν να υποβάλλουν στο Διαχειριστή του Συστήματος. Τα δεδομένα αυτά είναι οι Προσφορές Έγχυσης, οι Δηλώσεις Φορτίου, οι Προσφορές Εφεδρειών, οι Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας των μονάδων και οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων.

Τα δεδομένα αυτά υποβάλλονται από τους Συμμετέχοντες κατευθείαν στο Πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς με αναφόρτωση (upload). Για την ασφαλή σύνδεση των Συμμετεχόντων στην Πλατφόρμα και την ταυτοποίησή τους παρέχεται στους Συμμετέχοντες από το Διαχειριστή του Συστήματος όνομα χρήστη, κωδικός πρόσβασης και ηλεκτρονικό κλειδί ασφαλείας (RSA security ID).

Σε περίπτωση που κάποιος συμμετέχων αντιμετωπίζει προβλήματα κατά τη διαδικασία σύνδεσής του με την πλατφόρμα του Πληροφοριακού συστήματος της Αγοράς, μπορεί να χρησιμοποιήσει την εναλλακτική υποβολή των σχετικών αρχείων μέσω ηλεκτρονικής αλληλογραφίας, αποστέλλοντάς τα από συγκεκριμένη ηλεκτρονική διεύθυνση που έχει πρότερα δηλωθεί και καταχωρηθεί στην πλατφόρμα, στην ηλεκτρονική διεύθυνση market@desmie.gr.¹⁴

Σε περίπτωση που κάποιος Συμμετέχων αντιμετωπίζει προβλήματα τόσο με τη σύνδεσή του στην πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς όσο και με την εναλλακτική υποβολή των αρχείων μέσω ηλεκτρονικής αλληλογραφίας στην ως άνω διεύθυνση, πρέπει να επικοινωνήσει άμεσα, με οποιοδήποτε τρόπο (ηλεκτρονική αλληλογραφία, τηλεφωνικά, κτλ) και σαφώς πριν την λήξη της προθεσμίας υποβολής των ως άνω αρχείων, με τη Διεύθυνση ΗΕΠ του Διαχειριστή του Συστήματος και να ενημερώσει σχετικά με τους λόγους αδυναμίας υποβολής των αρχείων του. Διευκρινίζεται ότι η ενημέρωση αυτή σε καμία περίπτωση δεν τον απαλλάσσει από τις υποχρεώσεις του στα πλαίσια της Συμμετοχής του στην Αγορά. Επίσης, καθίσταται σαφές ότι, σε

¹⁴ Επισημαίνεται ότι η ηλεκτρονική αυτή διεύθυνση χρησιμοποιείται αποκλειστικά για την εναλλακτική υποβολή των δεδομένων εισόδων των Συμμετεχόντων σε περίπτωση αδυναμίας σύνδεσης με την πλατφόρμα. Δεν αποτελεί μέσο γενικής επικοινωνίας με το Διαχειριστή του Συστήματος. Επίσης, δεν αποτελεί βασικό μέσο υποβολής αρχείων καθώς δεν παρέχει την ασφάλεια της σύνδεσης με την πλατφόρμα.

περίπτωση αδυναμίας σύνδεσης του Συμμετέχοντα στην πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς και εναλλακτικής υποβολής των αρχείων μέσω ηλεκτρονικής αλληλογραφίας στην ως άνω διεύθυνση, ο Διαχειριστής του Συστήματος ουδεμία ευθύνη δε φέρει για ενδεχόμενη αποτυχία υποβολής των απαραίτητων δεδομένων εισόδου. Οι ενδεχόμενες επιλογές / συστάσεις του Διαχειριστή του Συστήματος που παρουσιάζονται στη συνέχεια γίνονται αποκλειστικά για να συνδράμουν το Συμμετέχοντα στην υποβολή των δεδομένων εισόδου και δεν εξασφαλίζουν την εμπρόθεσμη και επιτυχή υποβολή ακόμη και αν ο Διαχειριστής του Συστήματος δρα ως ενδιάμεσος (proxy).

Ανάλογα με τη φύση του τεχνικού προβλήματος του Συμμετέχοντα και τα χρονικά περιθώρια έως τη λήξη της προθεσμίας υποβολής των αρχείων, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να προτείνει εναλλακτικό ηλεκτρονικό τρόπο επικοινωνίας (π.χ. από/σε άλλη ηλεκτρονική διεύθυνση) ή / και να λειτουργήσει ως ενδιάμεσος (proxy) για την υποβολή των αρχείων.

Η λειτουργία του Διαχειριστή του Συστήματος ως ενδιάμεσου δεν εξασφαλίζει τη μυστικότητα της υποβολής. Για το λόγο αυτό αντενδείκνυται η ευρεία χρησιμοποίησή της. Οι Συμμετέχοντες μπορούν να καταφεύγουν σε αυτή μόνο σε έκτακτες περιπτώσεις και εφόσον έχουν ήδη αποτύχει να υποβάλλουν άμεσα τα αρχεία τους με το βασικό (αναφόρτωση στην πλατφόρμα) και τον εναλλακτικό (αποστολή ηλεκτρονικής αλληλογραφίας στην πλατφόρμα) τρόπο υποβολής.

3.3.2.1 Προσφορές Έγχυσης

3.3.2.1.1 Υποβολή Προσφορών Έγχυσης

Οι Παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής για τις μονάδες παραγωγής που αντιπροσωπεύουν. Οι Προμηθευτές και οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες μπορούν να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης για εισαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις.

Οι Παραγωγοί υποχρεούνται να υποβάλλουν τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής για το σύνολο της παραγωγικής ικανότητας κάθε μονάδας παραγωγής που εκπροσωπούν, με εξαίρεση τις Περιόδους Κατανομής κατά τις οποίες η μονάδα είναι σε προγραμματισμένη συντήρηση ή πλήρως μη διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη δήλωση ολικής μη διαθεσιμότητας.

Σε Περιόδους Κατανομής κατά τις οποίες η μονάδα είναι μερικώς διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη δήλωση μερικής μη διαθεσιμότητας, οι Παραγωγοί θα πρέπει να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης μόνο για την ισχύ της μονάδας η οποία είναι τεχνικά διαθέσιμη.

Σε περίπτωση μονάδας Αυτοπαραγωγού που δεν εμπίπτει στο πεδίο εφαρμογής του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999, η προσφορά έγχυσης θα πρέπει να αφορά μόνο την Καθαρή Ισχύ της Μονάδας (NCAP).

Οι Προμηθευτές και οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες μπορούν να υποβάλλουν τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις. Η συνολική ποσότητα ενέργειας των προσφορών έγχυσης εισαγωγών από Αυτοπρομηθευόμενους Πελάτες για όλες τις διασυνδέσεις δεν επιτρέπεται να υπερβαίνει την συνολική ποσότητα ενέργειας των Δηλώσεων Φορτίου που έχουν υποβάλει για την ίδια Περίοδο Κατανομής, σε όλες τις λειτουργικές ζώνες, αφού αυτές διορθωθούν με τους αντίστοιχους συντελεστές απωλειών (βλ. ΚΔΣ&ΣΗΕ Άρθρο 23).

Οι παραπάνω Συμμετέχοντες υποβάλλουν ένα αρχείο XML στο πληροφοριακό σύστημα του ΗΕΠ, προκειμένου να συμμετάσχουν στον ΗΕΠ (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 7). Το αρχείο XML παράγεται μέσω ενός μετατροπέα, τον οποίο δίνει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες, από αρχείο Excel σε αρχείο XML. Το αρχείο XML βασίζεται στο πρότυπο "ETSO Scheduling System" (ESS). Ο Διαχειριστής του Συστήματος παρέχει επίσης στους Συμμετέχοντες το αρχείο "XML Schema Definition" (XSD), που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του αρχείου XML.

3.3.2.1.2 Περιεχόμενο Προσφορών Έγχυσης

Προσφορές Έγχυσης υποβάλλονται για εισαγωγές και για μονάδες παραγωγής. Το περιεχόμενο των προσφορών έγχυσης των δύο αυτών τύπων παρουσιάζεται παρακάτω.

Εισαγωγές

Οι τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγές ενέργειας περιλαμβάνουν, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και για κάθε διασύνδεση, μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια αύξουσες. Οι τιμές όλων των βαθμίδων πρέπει να είναι μη-αρνητικές.

Πρέπει να σημειωθεί ότι οι ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία Προσφορά Έγχυσης για εισαγωγές ενός Συμμετέχοντα σε μία διασύνδεση αντιστοιχούν στο σύνολο των προγραμμάτων εισαγωγών (με όλους τους Αντισυμβαλλόμενους του Συμμετέχοντα από την άλλη πλευρά των διασυνδέσεων) που ο Συμμετέχων επιθυμεί να υλοποιήσει στη διασύνδεση αυτή. Για τις ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία Προσφορά Έγχυσης για εισαγωγές ο Συμμετέχων υποχρεούται να διαθέτει ίσο ή μεγαλύτερο αριθμό αντίστοιχων ΦΔΜ.

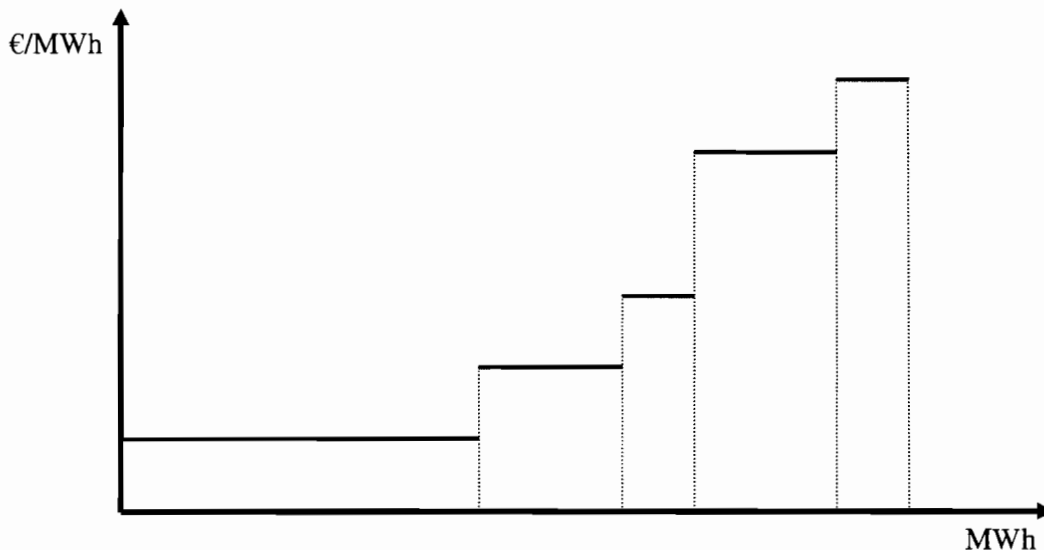
Το Σχ.8 δείχνει ένα παράδειγμα μίας τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης για εισαγωγή.

Μονάδες Παραγωγής

Οι τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για μονάδες παραγωγής περιλαμβάνουν, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια αύξουσες. Οι τιμές όλων των βαθμίδων πρέπει να είναι μη-αρνητικές.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος καθορίζει ένα μοναδικό στοιχείο ταυτότητας παραγωγής για κάθε μονάδα παραγωγής, ώστε να τηρεί την αντιστοιχία των μονάδων παραγωγής με τους Παραγωγούς. Ειδικά για τις υδροηλεκτρικές μονάδες και τις αεριοστροβιλικές μονάδες συνδυσασμένου ή ανοικτού κύκλου, όπου υφίσταται ισχυρή λειτουργική αλληλεξάρτηση, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί, κατόπιν αιτήσεως του κατόχου άδειας παραγωγής, να εγκρίνει την συσσωμάτωση αυτών των μονάδων στον ίδιο υδροηλεκτρικό σταθμό, ή στο ίδιο συγκρότημα μονάδων ΑΠΕ που βρίσκονται στην ίδια τοποθεσία, ή στον ίδιο αεριοστρόβιλο συνδυσασμένου ή ανοικτού κύκλου. Σε αυτή την περίπτωση, ο Διαχειριστής του Συστήματος καθορίζει ένα μοναδικό στοιχείο ταυτότητας παραγωγής για το σύνολο όλων των μονάδων που έχουν συσσωματωθεί στον ίδιο υδροηλεκτρικό σταθμό, ή στον ίδιο αεριοστρόβιλο συνδυσασμένου ή ανοικτού κύκλου.

Το Σχ.9 δείχνει ένα παράδειγμα τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης για μία μονάδα παραγωγής.

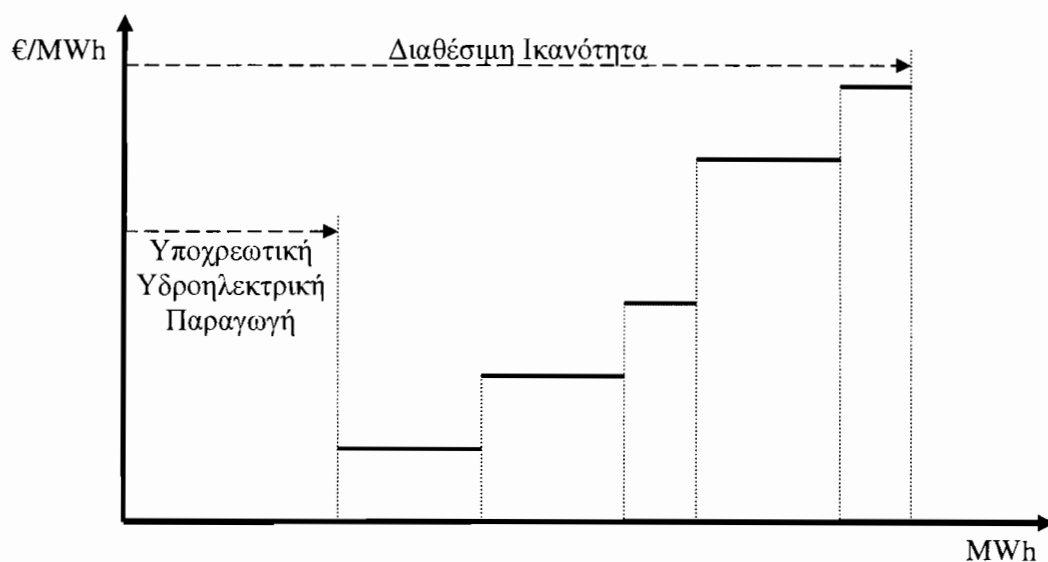


Σχ.8. Παράδειγμα τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης για μία εισαγωγή

Η ακρίβεια που χρησιμοποιείται στις προσφορές έγχυσης είναι της τάξεως των 0.001 €/MWh για τις τιμές και της τάξεως της 1 MWh για τις ποσότητες ενέργειας.

3.3.2.1.3 Τροποποίηση Προσφορών Έγχυσης

Μία προσφορά έγχυσης που αφορά μία δεδομένη Ημέρα υποβάλλεται από τους Συμμετέχοντες εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής όπως αυτή αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1. Η υποβληθείσα προσφορά έγχυσης μπορεί να αναθεωρηθεί μέχρι και δεκαπέντε (15) φορές πριν τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής, μετά την οποία η προσφορά έγχυσης γίνεται δεσμευτική.



Σχ.9. Παράδειγμα τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης για μονάδα παραγωγής

3.3.2.1.4 Αποδοχή Προσφορών Έγχυσης

Η επικύρωση των Προσφορών Έγχυσης γίνεται αυτόματα από το πληροφοριακό σύστημα της αγοράς κατά το χρόνο υποβολής της Προσφοράς Έγχυσης. Εάν μία Προσφορά Έγχυσης βρεθεί άκυρη, δεν γίνεται αποδεκτή και το πληροφοριακό σύστημα της αγοράς αποστέλλει στον αντίστοιχο Συμμετέχοντα μία αιτιολογημένη εξήγηση. Μετά την κοινοποίηση μη αποδοχής, ο Συμμετέχων πρέπει να διορθώσει ενδεχόμενα λάθη και να υποβάλλει ξανά την Προσφορά Έγχυσης μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες.

Οι έγκυρες προσφορές έγχυσης γίνονται αποδεκτές με την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, μετά την οποία οι προσφορές έγχυσης γίνονται οικονομικά υποχρεωτικές μέχρι την έκδοση και κοινοποίηση του προγράμματος ΗΕΠ.

Αποτυχία υποβολής προσφοράς έγχυσης για διαθέσιμες μονάδες παραγωγής έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, επισύρει κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

3.3.2.2 Δηλώσεις Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων

Οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες, συμπεριλαμβανομένων των υδραντλητικών μονάδων, οφείλουν να υποβάλλουν τις ακόλουθες δηλώσεις διαχείρισης υδάτινων πόρων: α) εβδομαδιαία υποχρεωτική υδροηλεκτρική παραγωγή, και β) δωδεκάμηνη πρόβλεψη χρήσης νερών.

Οι δηλώσεις εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής πρέπει να υποβάλλονται εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1, και να αναφέρονται σε περίοδο επτά (7) Ημερών όπως αυτή ορίζεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρο 28). Η δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής για κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα και για κάθε Περίοδο Κατανομής των υπόψη επτά Ημερών Κατανομής περιλαμβάνει την ενέργεια που πρέπει να παραχθεί λόγω των ακόλουθων υποχρεωτικών λειτουργιών: α) ύδρευσης, β) άρδευσης, γ) οικολογικής παροχής και δ) αποφυγής υπερχειλίσης. Η δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής πρέπει να αντιστοιχεί στο μη-τιμολογούμενο μέρος της προσφοράς έγχυσης από την αντίστοιχη υδροηλεκτρική μονάδα, και εντάσσεται στο πρόβλημα ΗΕΠ ως μη τιμολογούμενη προσφορά έγχυσης.

Οι δηλώσεις εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής οφείλουν να συνοδεύονται από σχετική τεκμηρίωση και είναι ενδεικτικές. Οι αντίστοιχοι Παραγωγοί μπορούν να υποβάλλουν στο Διαχειριστή του Συστήματος αίτηση τροποποίησης των δηλώσεων εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής τους, έως και δώδεκα (12) ώρες πριν τη λήξη της προθεσμίας υποβολής της Ημέρας Κατανομής που το υπό τροποποίηση στοιχείο αφορά, κατόπιν συνεννόησης με τους αντίστοιχους Γενικούς Γραμματείς Περιφέρειας, για λόγους που αφορούν την τεχνική λειτουργία της Μονάδας, έκτακτες συνθήκες και καταστάσεις που αφορούν τις υποχρεωτικές λειτουργίες, ή θέματα ασφαλείας. Ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να ζητήσει εκ των υστέρων πρόσθετες πληροφορίες, αν χρειαστεί, για αιτιολόγηση.

Οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες πρέπει να στέλνουν ένα αρχείο XML με την εβδομαδιαία υποχρεωτική υδροηλεκτρική παραγωγή στο Διαχειριστή του Συστήματος (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 8), και ο Διαχειριστής του Συστήματος, αφού το ελέγξει και εγκρίνει τις συνολικές ποσότητες που εμπεριέχονται για κάθε υδροηλεκτρική μονάδα για την Ημέρα Κατανομής, υποβάλλει το αρχείο αυτό στο πληροφοριακό σύστημα της Αγοράς εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον Πιν.1. Το αρχείο XML παράγεται

μέσω ενός μετατροπέα, τον οποίο δίνει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες, από αρχείο Excel σε αρχείο XML. Το αρχείο XML βασίζεται στο πρότυπο “ETSO Scheduling System” (ESS). Ο Διαχειριστής του Συστήματος παρέχει επίσης στους Συμμετέχοντες το αρχείο “XML Schema Definition” (XSD), που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του αρχείου XML.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει τις δηλώσεις εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής για κάθε υδροηλεκτρική μονάδα αμέσως μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής τους. Επιπλέον, ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει άμεσα μετά την παρέλευση της περιόδου αναφοράς κάθε δήλωση υποχρεωτικής εβδομαδιαίας υδροηλεκτρικής παραγωγής, την πραγματική παραγωγή ενέργειας που εγχύθηκε από κάθε υδροηλεκτρική μονάδα λόγω υποχρεωτικών λειτουργιών, για κάθε Περίοδο Κατανομής των προηγούμενων επτά Ημερών Κατανομής.

Οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες πρέπει να τεκμηριώνουν την παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων τους λόγω υποχρεωτικών λειτουργιών και να παρέχουν, σε τακτά χρονικά διαστήματα, πληροφορίες στο Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με αυτές τις λειτουργίες καθώς και σχετικά με το ισοζύγιο εισροών-εκροών στους ταμειυτήρες.

Οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες πρέπει επίσης να ετοιμάζουν 12-μηνες δηλώσεις προβλεπόμενης χρήσης νερού, σε κυλιόμενη μηνιαία βάση, για κάθε μήνα του επόμενου δωδεκαμήνου και πρέπει να υποβάλλουν αυτές τις δηλώσεις στο Διαχειριστή του Συστήματος εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1. Οι 12-μηνες δηλώσεις πρόβλεψης χρήσης νερού πρέπει να συνοδεύονται από τεκμηρίωση σχετικά με τη μεγιστοποίηση της αξίας των υδάτινων πόρων και του συνολικού οφέλους που συνεπάγεται για τον ενεργειακό τομέα η χρήση των Υδροηλεκτρικών Μονάδων.

Οι 12-μηνες δηλώσεις προβλεπόμενης χρήσης νερού πρέπει να παρέχουν τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε μήνα του επόμενου δωδεκαμήνου, για τρία υδρολογικά σενάρια (υψηλών, χαμηλών και ενδιάμεσων συνολικών εισροών):

- την προβλεπόμενη μηνιαία συνολική υδροηλεκτρική παραγωγή λόγω υποχρεωτικών λειτουργιών ύδρευσης, άρδευσης και αποφυγής υπερχείλισης,
- την προβλεπόμενη μηνιαία συνολική υδροηλεκτρική παραγωγή πέρα από τις υποχρεωτικές λειτουργίες,
- τις αναμενόμενες εισροές ύδατος στους ταμειυτήρες, και
- τα προβλεπόμενα αποθέματα νερού στους ταμειυτήρες στο τέλος κάθε μήνα.

Εντός ενός (1) μηνός από την παρέλευση κάθε Έτους Αξιοπιστίας, οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες πρέπει να υποβάλλουν στο Διαχειριστή του Συστήματος και στη ΡΑΕ απολογιστική έκθεση περί της διαχείρισης των υδάτινων πόρων κατά το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας. Στην έκθεση αυτή περιλαμβάνονται: α) η πραγματική χρήση νερού για κάθε μήνα του προηγούμενου Έτους Αξιοπιστίας, β) μία αντιπαραβολή με την τελευταία

δήλωση προβλεπόμενης χρήσης νερών για αυτό το μήνα και τεκμηρίωση τυχόν αποκλίσεων, και γ) τεκμηρίωση της μεγιστοποίησης της αξίας των υδάτινων πόρων και του συνολικού οφέλους για τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας από τη χρήση των υδροηλεκτρικών μονάδων.

3.3.2.3 Δηλώσεις Φορτίου

Κατανεμόμενα και Μη Κατανεμόμενα Φορτία

Κατανεμόμενα Φορτία θεωρούνται τα φορτία για τα οποία υποβάλλεται τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου. Η ένταξή τους γίνεται σύμφωνα με την επίλυση των ΗΕΠ και ΠΚ και κατόπιν εντολής Κατανομής. Μη Κατανεμόμενα λέγονται τα Φορτία για τα οποία απαιτείται μη-τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου.

3.3.2.3.1 Υποβολή Δηλώσεων Φορτίου

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να υποβάλλουν δηλώσεις φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, για το φορτίο που εκπροσωπούν. Για τα μη κατανεμόμενα φορτία, οι Εκπρόσωποι Φορτίου σε αυτό το πλαίσιο είναι Προμηθευτές, Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες και επίσης Παραγωγοί για το βοηθητικό φορτίο των μονάδων τους, σε περίπτωση που αυτό δε προέρχεται από την παραγόμενη από τις μονάδες αυτές ενέργεια. Για το κατανεμόμενο φορτίο, οι Εκπρόσωποι Φορτίου σε αυτό το πλαίσιο είναι Προμηθευτές για εξαγωγές ενέργειας και Προμηθευτές ή Παραγωγοί για αντλητικά φορτία. Ο Διαχειριστής του Συστήματος ενεργεί ως Εκπρόσωπος Φορτίου για τις περιπτώσεις Δηλώσεων Φορτίου που αναφέρονται στην Παράγραφο 3.3.1.3.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να υποβάλλουν ένα αρχείο XML με τη Δήλωση Φορτίου τους στο πληροφοριακό σύστημα της Αγοράς, προκειμένου να συμμετάσχουν στον ΗΕΠ (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 9 για Μη-Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου, και κωδικός αρχείου = 10 για Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου). Το αρχείο XML παράγεται μέσω ενός μετατροπέα, τον οποίο δίνει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες, από αρχείο Excel σε αρχείο XML. Το αρχείο XML βασίζεται στο πρότυπο "ETSO Scheduling System" (ESS). Ο Διαχειριστής του Συστήματος παρέχει επίσης στους Συμμετέχοντες το αρχείο "XML Schema Definition" (XSD), που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του αρχείου XML.

Στους Εκπροσώπους Φορτίου αντιστοιχούν μετρητές φορτίου για τα φορτία τους, καθώς επίσης και Συντελεστές Συμμετοχής Φορτίου που περιγράφουν το μερίδιο του φορτίου τους σε σχέση με άλλους Εκπροσώπους Φορτίου για έναν δεδομένο μετρητή. Οι μετρητές φορτίου κατατάσσονται σε διάφορες κατηγορίες μετρητών ανάλογα με τον τύπο του φορτίου που συνδέεται σε αυτούς. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί την αντιστοιχία Εκπροσώπων Φορτίου και Μετρητών Φορτίου, καθώς και τους αντίστοιχους συντελεστές συμμετοχής φορτίου στον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου. Οι Εκπρόσωποι Φορτίου υποχρεούνται να υποβάλλουν μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για το σύνολο της ενέργειας που αναμένεται να καταναλωθεί από το σύνολο του μη κατανεμόμενου φορτίου τους, ανά κατηγορία μετρητή και Λειτουργική Ζώνη. Οι μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου προγραμματίζονται

στην επίλυση ΗΕΠ χωρίς να ορίζουν τιμή (price-takers). Οι Εκπρόσωποι Φορτίου μπορούν να υποβάλλουν τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για κατανεμόμενο φορτίο, δηλαδή εξαγωγές ή υδροηλεκτρικές μονάδες σε λειτουργία άντλησης.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να επιδεικνύουν συμμόρφωση με την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που φέρουν σύμφωνα με τον Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος (ΜΔΕΙ) που περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Σε περιπτώσεις μη συμμόρφωσης, ο Διαχειριστής του Συστήματος επιβάλλει οικονομικές κυρώσεις, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

Όσον αφορά τις μεταβατικές διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρο 335, Παρ. 5) τα δεδομένα που αφορούν στην απόκλιση Εκπροσώπου Φορτίου μεταξύ της μετρούμενης ποσότητας MQ_{rt} που απορροφήθηκε από τους μετρητές του και της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας της Δήλωσης Φορτίου του ιδίου Εκπροσώπου Φορτίου, ωριαία δεδομένα θα υπολογίζονται σε ημερήσια βάση για όλους τους Συμμετέχοντες και θα αποστέλλονται στην αρχή του επόμενου μήνα στη ΡΑΕ προς ενημέρωση.

3.3.2.3.2 Περιεχόμενα Δηλώσεων Φορτίου

Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου υποβάλλονται για α) εξαγωγές, β) αντλητικές μονάδες, και γ) κατανεμόμενα φορτία καταναλωτών (μετά από έγκριση της ΡΑΕ). Το περιεχόμενο των δηλώσεων φορτίου των παραπάνω τύπων παρουσιάζεται παρακάτω.

Εξαγωγές

Οι Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγές ενέργειας περιλαμβάνουν, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και για κάθε διασύνδεση, μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια φθίνουσες. Όλες οι τιμές πρέπει να είναι μη-αρνητικές.

Πρέπει να σημειωθεί ότι οι ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία Δήλωση Φορτίου για εξαγωγές ενός Συμμετέχοντα σε μία διασύνδεση αντιστοιχούν στο σύνολο των προγραμμάτων εξαγωγών (με όλους τους Αντισυμβαλλόμενους του Συμμετέχοντα από την άλλη πλευρά των διασυνδέσεων) που ο Συμμετέχων επιθυμεί να υλοποιήσει στη διασύνδεση αυτή. Για τις ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία Δήλωση Φορτίου για εισαγωγές ο Συμμετέχων υποχρεούται να διαθέτει ίσο ή μεγαλύτερο αριθμό αντίστοιχων ΦΔΜ.

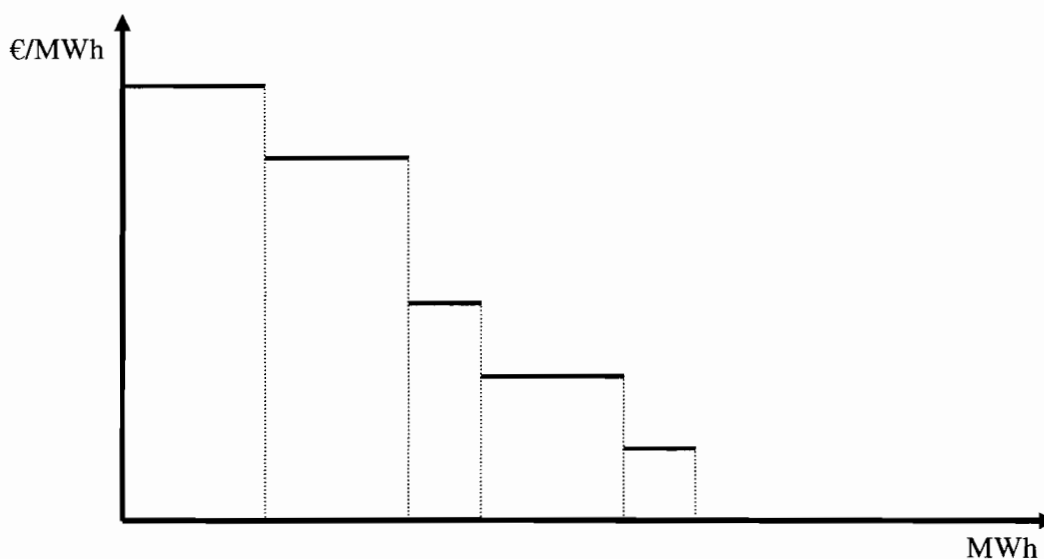
Αντλητικές Μονάδες

Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για κατανεμόμενα αντλητικά φορτία δηλώνουν, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, τη ζητούμενη

ενέργεια για την άντληση νερού για κάθε μετρητή αντλίας, ή, συγκεντρωτικά, για όλους τους μετρητές μίας αντλητικής μονάδας.

Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου περιλαμβάνουν μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε Ευρώ ανά MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια φθίνουσες. Όλες οι τιμές πρέπει να είναι μη-αρνητικές.

Το Σχ.10 και ο Πιν.3 δείχνουν παραδείγματα τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου για ένα κατανεμόμενο φορτίο ή για εξαγωγές.



Σχ.10. Παράδειγμα τιμολογούμενης δήλωσης φορτίου - Γράφημα

Πιν.3. Παράδειγμα Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου - Προσφορά

from Time	to Time	Total	MW1	Price1	MW2	Price2	MW3	Price3	MW4	Price4
0:00	1:00	110	10	150	20	70	30	5,2	50	1,231
1:00	2:00	120	20	150	20	70	30	5	50	1
2:00	3:00	120	20	150	20	70	30	5	50	1
3:00	4:00	110	20	150	20	70	20	5	50	1
4:00	5:00	110	20	150	20	70	20	10	50	1
5:00	6:00	110	20	150	20	70	20	10	50	1
6:00	7:00	110	20	150	20	70	20	10	50	1
7:00	8:00	120	30	150	20	70	20	10	50	1
8:00	9:00	120	30	150	20	80	20	10	50	1
9:00	10:00	120	30	150	20	80	20	10	50	1
10:00	11:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
11:00	12:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
12:00	13:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
13:00	14:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
14:00	15:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
15:00	16:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
16:00	17:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
17:00	18:00	100	20	150	20	80	10	20	50	1
18:00	19:00	100	20	150	20	80	10	20	50	1
19:00	20:00	100	20	150	20	80	10	20	50	1
20:00	21:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
21:00	22:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
22:00	23:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
23:00	0:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
checksum		2.600	0	0	0	0	0	0	0	0

Μη-Κατανεμόμενα και Κατανεμόμενα Φορτία

Οι μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου που αφορούν την απορρόφηση ενέργειας από έναν Πελάτη εντός της Ελληνικής Επικράτειας περιλαμβάνουν τη συνολική αναμενόμενη κατανάλωση ενέργειας σε MWh για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και για όλους τους μετρητές που σχετίζονται με τον αντίστοιχο Εκπρόσωπο Φορτίου, σε κάθε κατηγορία μετρητών και σε κάθε Λειτουργική Ζώνη.

Οι Μη-Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου για μη-κατανεμόμενα φορτία περιλαμβάνουν την προβλεπόμενη απορρόφηση ενέργειας σε MWh. Οι Εκπρόσωποι Φορτίου υποβάλλουν μία συγκεντρωτική Δήλωση Φορτίου για όλους τους Καταναλωτές που εκπροσωπούν, η οποία όμως τους ομαδοποιεί ανά επίπεδο τάσης (Υψηλή Τάση – HV / Μέση Τάση – MV / Χαμηλή Τάση - LV) και Γεωγραφική Ζώνη (Βορράς – North / Νότος – South). Κατά συνέπεια δημιουργούνται έξι πιθανοί συνδυασμοί:

- NORTH_HV (Σύνολο Κατανάλωσης στην Υψηλή Τάση στο Βορρά)
- NORTH_MV (Σύνολο Κατανάλωσης στη Μέση Τάση στο Βορρά)

- NORTH_LV (Σύνολο Κατανάλωσης στη Χαμηλή Τάση στο Βορρά)
- SOUTH_HV (Σύνολο Κατανάλωσης στην Υψηλή Τάση στο Νότο)
- SOUTH_MV (Σύνολο Κατανάλωσης στη Μέση Τάση στο Νότο)
- SOUTH_LV (Σύνολο Κατανάλωσης στη Χαμηλή Τάση στο Νότο)

Για κάθε ένα από τους παραπάνω συνδυασμούς, δημιουργείται ένα εικονικό σημείο μέτρησης το οποίο αναφέρεται στο σύνολο των φορτίων που εμπίπτουν στον εκάστοτε συνδυασμό. Προφανώς, ένας Εκπρόσωπος Φορτίου, ενδέχεται να μην εκπροσωπεί φορτία σε κάποιους από τους παραπάνω συνδυασμούς.

Στο Πιν.4 παρουσιάζεται ένα παράδειγμα Μη-Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου.

Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για κατανεμόμενα φορτία περιλαμβάνουν για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, όπου οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες πρέπει να είναι μονότονα φθίνουσες. Όλες οι τιμές πρέπει να είναι μη αρνητικές.

Η ακρίβεια που χρησιμοποιείται στις δηλώσεις φορτίου είναι της τάξης του 0.001 €/MWh για τις τιμές και της τάξης της 1 MWh για τις ποσότητες ενέργειας.

Πιν.4. Παράδειγμα Μη-Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου

			NORTH HV	NORTH MV	NORTH LV	SOUTH HV	SOUTH MV	SOUTH LV
			Sender name	Sender name	Sender name	Sender name	Sender name	Sender name
		Metering Point	MTG_Sender_name_N_HV_OUT	MTG_Sender_name_N_MV_OUT	MTG_Sender_name_N_LV_OUT	MTG_Sender_name_S_HV_OUT	MTG_Sender_name_S_MV_OUT	MTG_Sender_name_S_LV_OUT
from Time (GT)	to Time (GT)	Total MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
0:00	1:00	3		2		1		
1:00	2:00	3		2		1		
2:00	3:00	3		2		1		
3:00	4:00	4		3		1		
4:00	5:00	3		2		1		
5:00	6:00	6		5		1		
6:00	7:00	6		5		1		
7:00	8:00	7		6		1		
8:00	9:00	6		6		0		
9:00	10:00	6		6		0		
10:00	11:00	6		6		0		
11:00	12:00	8		8		0		
12:00	13:00	9		9		0		
13:00	14:00	10		10		0		
14:00	15:00	10		10		0		
15:00	16:00	9		8		1		
16:00	17:00	7		6		1		
17:00	18:00	7		6		1		
18:00	19:00	6		5		1		
19:00	20:00	6		5		1		
20:00	21:00	6		5		1		
21:00	22:00	3		2		1		
22:00	23:00	3		2		1		
23:00	0:00	3		2		1		
CheckNum		140	24	0	24	0	24	24

Δηλώσεις Φορτίου αναφορικά με την κατανάλωση των Βοηθητικών Φορτίων των Θερμικών Μονάδων και των Αιολικών Πάρκων

Στην Παράγραφος 7 του Άρθρου 21 του ΚΔΣ&ΣΗΕ υφίστανται ιδιαίτερες προβλέψεις σχετικά με τις Χρεώσεις Μη Συμμόρφωσης που επιβάλλονται για τις Δηλώσεις Φορτίου των καταναλώσεων των Βοηθητικών Φορτίων των Θερμικών Μονάδων και των Αιολικών Πάρκων.

Όσοι Συμμετέχοντες επιθυμούν να κάνουν χρήση των προβλέψεων του Άρθρου 21, παράγραφος 7 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, οφείλουν να υποβάλλουν ξεχωριστές Δηλώσεις Φορτίου για τις σχετικές καταναλώσεις του συνόλου των βοηθητικών φορτίων των Θερμικών Μονάδων και των Αιολικών Πάρκων που εκπροσωπούν.

Οι ενδιαφερόμενοι Συμμετέχοντες οφείλουν να δηλώσουν τη σχετική πρόθεσή τους με αποστολή μηνύματος ηλεκτρονικής αλληλογραφίας, χρησιμοποιώντας κάποια από τις καταχωρημένες διευθύνσεις τους, στη διεύθυνση HTSO_schedule@desmie.gr, με κοινοποίηση στη διεύθυνση HTSO_Settlement@desmie.gr. Στο μήνυμα αυτό, οι Συμμετέχοντες υποδεικνύουν τα επίπεδα τάσης (Υψηλή / Μέση / Χαμηλή) και τις λειτουργικές ζώνες (Βορράς / Νότος) για τις οποίες θα υποβάλλονται ξεχωριστές Δηλώσεις Φορτίου κατ'αναλογία με τις προβλέψεις της προηγούμενης παραγράφου.

Διευκρινίζεται ότι:

- 1) Κάθε Συμμετέχων ο οποίος εκπροσωπεί Μετρητές Βοηθητικών Φορτίων Θερμικών Μονάδων ή Αιολικών Πάρκων έχει την επιλογή και όχι την υποχρέωση να κάνει ξεχωριστή Δήλωση για το Σύνολο των Μετρητών αυτών, με Δηλώσεις ανά επίπεδο Τάσης και Λειτουργικής Ζώνης.
- 2) Σε περίπτωση που δεν επιλέξει να κάνει χρήση του δικαιώματος αυτού, η Δήλωση Φορτίου που υποβάλλει αφορά το Σύνολο των Μετρητών που εκπροσωπεί ο Συμμετέχων (ανά επίπεδο Τάσης και Λειτουργικής Ζώνης), συμπεριλαμβανομένων των προαναφερθέντων φορτίων, και εξαιρουμένων μόνο των Φορτίων Άντλησης των Υδροηλεκτρικών Μονάδων.
- 3) Σε περίπτωση που επιλέξει να κάνει χρήση του δικαιώματος αυτού, οφείλει να υποβάλει ξεχωριστή Δήλωση Φορτίου για τους Μετρητές των Γενικών Βοηθητικών και ξεχωριστή Δήλωση για το Σύνολο των υπολοίπων Μετρητών του εξαιρουμένων και πάλι των Φορτίων Άντλησης των Υδροηλεκτρικών Μονάδων (2 Δηλώσεις Φορτίου ανά επίπεδο Τάσης και Λειτουργικής Ζώνης). Σε περίπτωση μη υποβολής έγκυρης Δήλωσης Φορτίου για τα προαναφερθέντα Φορτία, η Δήλωση του θεωρείται μηδενική για τον υπολογισμό των σχετικών Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης. Η Δυνατότητα και η επακόλουθη υποχρέωση του Συμμετέχοντα να υποβάλει Δήλωση Φορτίου για τα Γενικά Βοηθητικά του αίρεται μόνο όταν ο ίδιος δηλώσει εγγράφως ότι δεν επιθυμεί πλέον να υποβάλει ξεχωριστή Δήλωση. Τότε επανέρχεται στην κατάσταση που περιγράφεται παραπάνω (σημείο 2).

3.3.2.3.3 Βεβαίωση Δηλώσεων Φορτίου

Οι Δηλώσεις Φορτίου πρέπει να συνοδεύονται από βεβαίωση που χορηγείται από το πιστωτικό ίδρυμα, στο οποίο ο Εκπρόσωπος Φορτίου τηρεί Λογαριασμό Συμμετέχοντα, με την οποία πιστοποιείται ότι υπάρχει επαρκές υπόλοιπο στον Λογαριασμό Συμμετέχοντα για την κάλυψη των χρηματικών του υποχρεώσεων από τη συγκεκριμένη Δήλωση Φορτίου. Η βεβαίωση αυτή πρέπει να ισχύει έως την ολοκλήρωση της διαδικασίας Εκκαθάρισης ΗΕΠ και για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής και δεν ανακαλείται για οποιονδήποτε λόγο.¹⁵

Το απαιτούμενο χρηματικό ποσό κάλυψης των χρηματικών υποχρεώσεων που αντιστοιχεί σε μία Δήλωση Φορτίου για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής, υπολογίζεται από το γινόμενο της συνολικής ποσότητας ενέργειας σε MWh όπως αυτή δηλώνεται στη Δήλωση Φορτίου επί τον Συντελεστή Προσδιορισμού Κάλυψης σε Ευρώ/MWh, ο οποίος ισχύει για την υπόψη Ημέρα Κατανομής και προσδιορίζεται σύμφωνα με το Άρθρο 22 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Για τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου, η συνολική ποσότητα ενέργειας είναι το σύνολο των ποσοτήτων ενέργειας όλων των βαθμίδων της Δήλωσης.

3.3.2.3.4 Τροποποίηση Δηλώσεων Φορτίου

Μία Δήλωση Φορτίου που αφορά μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής υποβάλλεται από τους Συμμετέχοντες εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής όπως αυτή αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1. Οι Εκπρόσωποι Φορτίου μπορούν να αναθεωρούν την υποβληθείσα δήλωση φορτίου μέχρι και δεκαπέντε (15) φορές πριν τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής, μετά την οποία η δήλωση φορτίου γίνεται δεσμευτική.

3.3.2.3.5 Αποδοχή Δηλώσεων Φορτίου

Η επικύρωση των Δηλώσεων Φορτίου γίνεται αυτόματα από το πληροφοριακό σύστημα της αγοράς κατά το χρόνο υποβολής της Δήλωσης Φορτίου. Εάν μία Δήλωση Φορτίου βρεθεί άκυρη, δεν γίνεται αποδεκτή και το πληροφοριακό σύστημα της αγοράς αποστέλλει στον αντίστοιχο Εκπρόσωπο Φορτίου μία αιτιολογημένη εξήγηση. Μετά την κοινοποίηση μη αποδοχής, ο Εκπρόσωπος Φορτίου πρέπει να διορθώσει ενδεχόμενα λάθη και να υποβάλλει ξανά τη δήλωση φορτίου μέχρι την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες.

Οι έγκυρες Δηλώσεις Φορτίου γίνονται αποδεκτές με τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, μετά την οποία η δήλωση φορτίου γίνεται δεσμευτική για τον Συμμετέχοντα μέχρι την έκδοση και κοινοποίηση του προγράμματος ΗΕΠ.

Αποτυχία υποβολής υποχρεωτικής Δήλωσης Φορτίου έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, επισύρει κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

3.3.2.4 Προσφορές Εφεδρειών

¹⁵ Η ενεργοποίηση της υποβολής της βεβαίωσης δηλώσεων φορτίου θα γίνει αφού συμβληθεί ο Διαχειριστής του συστήματος με τον απαιτούμενο Χρηματοοικονομικό φορέα κάλυψης.

3.3.2.4.1 Υποβολή Προσφορών Εφεδρειών

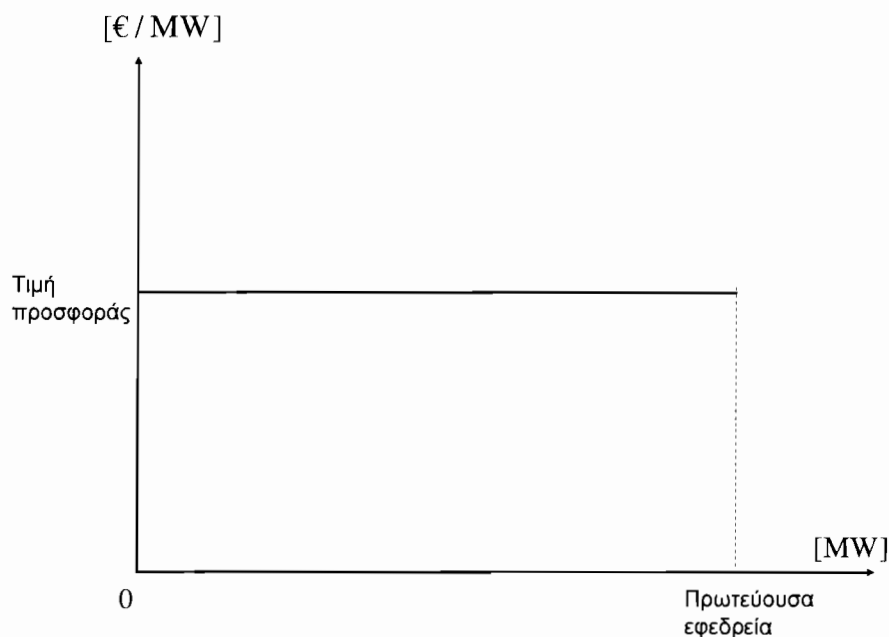
Οι Παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές εφεδρειών, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, για τις μονάδες που αντιπροσωπεύουν. Οι προσφορές εφεδρειών πρέπει να γίνονται για το σύνολο της βεβαιωμένης ικανότητας κάθε μονάδας παραγωγής, για κάθε βεβαιωμένη εφεδρεία, με εξαίρεση τις Περιόδους Κατανομής που η μονάδα είναι σε προγραμματισμένη συντήρηση ή πλήρως μη διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη δήλωση ολικής μη διαθεσιμότητας. Σε Περιόδους Κατανομής κατά τις οποίες μία μονάδα είναι μερικώς διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη σχετική δήλωση μερικής μη διαθεσιμότητας, οι Παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές εφεδρειών μόνο για την εκάστοτε διαθέσιμη ικανότητα της μονάδας.

3.3.2.4.2 Περιεχόμενα Προσφορών Εφεδρειών

Οι τύποι προσφορών εφεδρειών είναι οι κάτωθι:

- προσφορά εφεδρειών για πρωτεύουσα εφεδρεία, και
- προσφορά εφεδρειών για εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης.

Κάθε μία από τις παραπάνω προσφορές εφεδρειών περιλαμβάνει μία ποσότητα παρεχόμενης εφεδρείας (σε MW) και μία τιμή προσφοράς (σε €/MW) για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, όπως π.χ. φαίνεται στο Σχ.11.



Σχ.11. Παράδειγμα προσφοράς πρωτεύουσας εφεδρείας μονάδας

Τιμή προσφοράς

Για να γίνει αποδεκτή από το Διαχειριστή του Συστήματος η προσφορά εφεδρειών, η τιμή προσφοράς για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής πρέπει να είναι σύμφωνη με τους κάτωθι κανόνες εγκυρότητας :

- Να είναι μεγαλύτερη του μηδενός.
- Να είναι μικρότερη από την αντίστοιχη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς (για πρωτεύουσα εφεδρεία και εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης). Οι Διοικητικά Οριζόμενες Μέγιστες Τιμές Προσφοράς για την Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης και το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης μετά από σύμφωνη γνώμη της ΡΑΕ.
- Να έχει ακρίβεια το πολύ τριών δεκαδικών ψηφίων, δηλαδή 0.001 €/MW.

Προσφερόμενη ποσότητα

Η ποσότητα που αντιστοιχεί στην προσφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μιας μονάδας είναι:

- εφόσον δεν υποβληθεί δήλωση μη διαθεσιμότητας για τη μονάδα, η ποσότητα πρωτεύουσας εφεδρείας που αναφέρεται στα Καταχωρημένα Στοιχεία της μονάδας που έχουν υποβληθεί από τον Παραγωγό, κατά το Άρθρο 295 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ή
- εφόσον υποβληθεί δήλωση μη διαθεσιμότητας για τη μονάδα που να αλλάζει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ της, το μέγιστο μεταξύ της ποσότητας που αναφέρεται στα Καταχωρημένα Στοιχεία της μονάδας και της διαφοράς μεταξύ της μέγιστης και της ελάχιστης διαθέσιμης ισχύς της.

Η ποσότητα που αντιστοιχεί στην προσφορά εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης μιας μονάδας είναι:

- εφόσον δεν υποβληθεί δήλωση μη διαθεσιμότητας για τη μονάδα, η ποσότητα εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης που προκύπτει από τα Καταχωρημένα Στοιχεία της μονάδας που έχουν υποβληθεί από τον Παραγωγό, κατά το Άρθρο 295 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ως εξής:

$$SecRange'_u = AGC \max'_u - AGC \min'_u$$

όπου

$SecRange'_u$: η ποσότητα εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης στην οποία αναφέρεται η προσφορά εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης της μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t , σε MW

$AGC \max'_u$: η μέγιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ της μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t , σε MW

$AGC \min'_u$: η ελάχιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ της μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t , σε MW

- εφόσον υποβληθεί δήλωση μη διαθεσιμότητας για τη μονάδα που να αλλάζει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ της, το εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης που προκύπτει περιορίζοντας την ποσότητα $AGC max'_u$ στη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ της, σε περίπτωση που αυτή είναι μικρότερη από $AGC max'_u$.

Η ακρίβεια που χρησιμοποιείται στις προσφορές εφεδρειών είναι της τάξης του 1 MW.

Υποβολή Προσφοράς Εφεδρειών στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της αγοράς

Οι Παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν ένα αρχείο XML στο πληροφοριακό σύστημα της Αγοράς (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 11), το οποίο σύμφωνα με τα παραπάνω περιέχει μόνο τις τιμές προσφοράς για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Η δομή του αρχείου XML βασίζεται στο πρότυπο "ETSO Scheduling System" (ESS).

Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- είτε μέσω ενός προτύπου αρχείου Excel (ExcelToXMLConverter), το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες,
- είτε μέσω του σχετικού αρχείου "XML Schema Definition" (XSD). Τα περιεχόμενα του αρχείου XSD («offer-message.xsd») για τη δημιουργία των προσφορών εφεδρειών φαίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI.

3.3.2.4.3 Τροποποίηση Προσφορών Εφεδρειών

Μία προσφορά εφεδρειών που αφορά μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής υποβάλλεται από τους Συμμετέχοντες εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής όπως αυτή αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1. Η υποβληθείσα προσφορά εφεδρειών μπορεί να αναθεωρηθεί μέχρι και δεκαπέντε (15) φορές πριν τη Λήξη της Προθεσμίας, μετά την οποία η προσφορά εφεδρειών γίνεται δεσμευτική.

3.3.2.4.4 Αποδοχή Προσφορών Εφεδρειών

Οι έγκυρες προσφορές εφεδρειών γίνονται αποδεκτές έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, μετά την οποία οι προσφορές εφεδρειών γίνονται δεσμευτικές για τους Συμμετέχοντες μέχρι την έκδοση και κοινοποίηση του προγράμματος ΗΕΠ. Παραγωγοί με προσφορές εφεδρειών οι οποίες εξακολουθούν να είναι άκυρες με την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες υπόκεινται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

Αποτυχία υποβολής προσφοράς εφεδρειών για βεβαιωμένες και διαθέσιμες μονάδες παραγωγής έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, επισύρει κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

3.3.2.5 Μη διαθεσιμότητα Μονάδων Παραγωγής

3.3.2.5.1 Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας

Σε περίπτωση:

- απώλειας μίας μονάδας παραγωγής, η οποία οφείλεται αποκλειστικά σε τεχνικά αίτια που σχετίζονται με τη λειτουργία ή την ασφάλεια των εγκαταστάσεων της μονάδας, και η οποία καθιστά αδύνατη την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη μονάδα, ή
- μερικής απώλειας μίας μονάδας παραγωγής, η οποία οφείλεται αποκλειστικά σε τεχνικά αίτια, που σχετίζονται με τη λειτουργία ή την ασφάλεια των εγκαταστάσεων της μονάδας, και η οποία καθιστά αδύνατη την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στην Καθαρή Ισχύ της μονάδας παράγωγης, όπως αυτή αναφέρεται στο Μητρώο Μονάδων, ή επιβάλλει την αλλαγή των τεχνικών στοιχείων της μονάδας (μέγιστη διαθεσιμότητα, τεχνικό ελάχιστο, μέγιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ, ελάχιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ) ή επιβάλλει τον περιορισμό της μέγιστης δυνατότητας παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας, ή
- ειδικά για τις υδροηλεκτρικές μονάδες, περιορισμών στη ροή ύδατος κατάντη του σταθμού για λόγους ασφαλείας,

ο αντίστοιχος Παραγωγός οφείλει να υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος δήλωση ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας για όλες τις Περιόδους Κατανομής όλων των Ημερών Κατανομής για τις οποίες υφίστανται τα παραπάνω.

Οι δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας πρέπει να περιλαμβάνουν μία περιγραφή των τεχνικών αιτιών ή των λόγων ασφαλείας, στους οποίους οφείλεται η μη διαθεσιμότητα της μονάδας. Παρόλα αυτά, κατά την περίοδο δοκιμαστικής λειτουργίας μίας μονάδας και μέχρι την ημερομηνία έναρξης της εμπορικής λειτουργίας, δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας μπορούν να υποβάλλονται χωρίς επίκληση κάποιου ειδικού λόγου.

3.3.2.5.2 Περιεχόμενο Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας

Η Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας περιλαμβάνει για μία μονάδα και για κάθε Περίοδο Κατανομής που υφίσταται κάποιος περιορισμός στα τεχνικά στοιχεία της μονάδας σε σχέση με τα Καταχωρημένα Στοιχεία της μονάδας, όπως αυτά ορίζονται στο Άρθρο 295 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και έχουν υποβληθεί από τον παραγωγό, την ισχύουσα μέγιστη διαθεσιμότητα της μονάδας, σε MW.

Εφόσον υποβληθεί Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας για μία μονάδα, η μέγιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ, η ελάχιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ και η ελάχιστη δυνατότητα παραγωγής της μονάδας προσαρμόζονται όπως περιγράφεται αναλυτικά στην παράγραφο 3.3.2.4.2.

3.3.2.5.3 Υποβολή Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας

Οι δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας για Περιόδους Κατανομής μίας ορισμένης Ημέρας Κατανομής μπορούν να υποβάλλονται έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής.

Κάθε Παραγωγός μπορεί να τροποποιεί ή να ακυρώνει μία δήλωση μη διαθεσιμότητας που υποβλήθηκε προηγουμένως εάν αλλάξει η κατάσταση της μονάδας μετά τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.

Σημειώνεται ότι, παρότι η προαναφερθείσα τροποποίηση ή ακύρωση είναι μέρος των υποχρεώσεων ενός Παραγωγού στα πλαίσια της παροχής πληροφοριών προς το Διαχειριστή του Συστήματος σύμφωνα με τα Άρθρα 78, 79 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, σε καμία περίπτωση δεν τον απαλλάσσει από τις υποχρεώσεις που προκύπτουν για την εκάστοτε Μονάδα παραγωγής από τη συμμετοχή της στον ΗΕΠ και την ακόλουθη διαδικασία εκκαθάρισης των αποκλίσεων Παραγωγής- Ζήτησης.

Επίσης, διευκρινίζεται ότι ο ΗΕΠ επιλύεται λαμβάνοντας υπόψη τις Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας που υπεβλήθησαν έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής. Σε περίπτωση που κάποια Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας υποβληθεί μετά το πέρας της ως άνω προθεσμίας, αυτή δε λαμβάνεται υπόψη στην επίλυση του ΗΕΠ, ακόμη και αν αυτή δεν έχει ακόμη ολοκληρωθεί – δημοσιευθεί, λαμβάνεται όμως υπόψη στις επιλύσεις Προγραμματισμού Κατανομής που θα εκπονηθούν μεταγενέστερα.

Ο χρόνος ισχύος των δηλώσεων μερικής ή ολικής μη διαθεσιμότητας είναι το σύνολο των διαδοχικών Περιόδων Κατανομής όπως αναφέρονται στις δηλώσεις, αλλά δεν μπορεί να ξεκινάει σε μία χρονική στιγμή πριν από την υποβολή τέτοιων δηλώσεων. Οι δηλώσεις μη διαθεσιμότητας παραμένουν σε ισχύ μέχρι το τέλος του χρόνου ισχύος τους, εκτός αν ακυρωθούν ή τροποποιηθούν νωρίτερα από τους αντίστοιχους Παραγωγούς. Μία δήλωση μη διαθεσιμότητας μπορεί επίσης να ακυρωθεί ή να λήξει από το Διαχειριστή του Συστήματος πριν το τέλος του χρόνου ισχύος της στην περίπτωση που βρεθεί άκυρη, όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.3.3.4.

Εφόσον η δήλωση ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας μιας μονάδας υποβληθεί έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής, λαμβάνεται υπόψη στον ΗΕΠ για την Ημέρα Κατανομής. Διαφορετικά, λαμβάνεται υπόψη στο Πρόγραμμα Κατανομής.

Υποβολή Δήλωσης Μη Διαθεσιμότητας στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της αγοράς

Οι Παραγωγοί πρέπει να υποβάλλουν ένα αρχείο XML στο πληροφοριακό σύστημα της Αγοράς (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 13). Η δομή του αρχείου XML βασίζεται στο πρότυπο "ETSO Scheduling System" (ESS).

Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- είτε μέσω ενός προτύπου αρχείου Excel (ExcelToXMLConverter), το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες,
- είτε μέσω του σχετικού αρχείου "XML Schema Definition" (XSD). Τα περιεχόμενα του αρχείου XSD («schedule-xml.xsd») για τη δημιουργία των προσφορών εφεδρειών φαίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI.

Στο παρακάτω παράδειγμα αρχείου Δήλωσης Μη Διαθεσιμότητας, η μονάδα unit1 αδυνατεί να παράγει ηλεκτρική ενέργεια σύμφωνα με την Καθαρή Ισχύ της (π.χ. 120MW) όπως αυτή έχει δηλωθεί στο Μητρώο Μονάδων λόγω κάποιου τεχνικού προβλήματος όπως, για παράδειγμα, λόγω μειωμένης πίεσης τυμπάνου για μία συγκεκριμένη χρονική περίοδο. Η μονάδα υποχρεούται να δηλώσει τη νέα μειωμένη της διαθεσιμότητα, την περίοδο που αυτή ισχύει (π.χ. 08:00 – 10:00) και το λόγο της μείωσης της Διαθεσιμότητας. Στο προαναφερθέν αρχείο, αναφέρονται τα παραπάνω στοιχεία. Σημειώνεται ότι οι χρόνοι έναρξης και λήξης (TimeStart και TimeStop) είναι σε UT (Universal Time).

Πιν.5. Παράδειγμα Δήλωσης Μερικής Μη Διαθεσιμότητας

Reason Code		Reason Text			
Z01		ΛΠ 0			
TS Id.	Ver.	Type	Product	Aggr.	Meter
Unit1	1	PARTIAL UNAVAIL	Active Power	MP	MTG_unit1_IN
Capacity Agreement	Contract type	Unit	Area (In/out)	Party (In/out)	
		MW	10YGR-HTSO----Y /	Party EIC Code	
Period Begin and End Date/Time			Resolution		
YYYY-MM-DDTUCTimeStart:00Z/ YYYY-MM-DDTUCTimeStop			PT1H		
Position			Quantity		
1			80		
2			80		
Reason Code		Reason Text			
Z01		Unit1 Λειτουργία λέβητα με μειωμένη πίεση τυμπάνου. _/0			

3.3.2.5.4 Δηλώσεις Αδυναμίας Λειτουργίας και Μείζονος Βλάβης

Αν μία μονάδα παραγωγής δεν μπορεί να λειτουργήσει εξαιτίας τεχνικών λόγων για χρονικό διάστημα που αναμένεται να υπερβεί τις δέκα (10) συνεχόμενες

ημέρες εντός της περιόδου από 15 Ιουνίου έως 31 Αυγούστου ή, διαφορετικά, για τρεις (3) συνεχόμενους μήνες (σύμφωνα με το Άρθρο 41 του ΚΔΣ&ΣΗΕ), ο αντίστοιχος Παραγωγός πρέπει να υποβάλλει άμεσα στο Διαχειριστή του Συστήματος μία Δήλωση Μείζονος Βλάβης στην οποία αναφέρει τους τεχνικούς λόγους και τον προβλεπόμενο χρόνο αποκατάστασης της βλάβης.

Αν η άδεια παραγωγής ή λειτουργίας ενός Παραγωγού ανακληθεί ή αν η ισχύς της παύσει προσωρινά ή οριστικά κατά οποιοδήποτε άλλο τρόπο, καθώς επίσης και σε κάθε άλλη περίπτωση αδυναμίας λειτουργίας της μονάδας, η οποία δεν εμπίπτει στην έννοια των απρόβλεπτων βλαβών μικρής κλίμακας για τις οποίες υποβάλλονται δηλώσεις μερικής ή ολικής μη διαθεσιμότητας, ο παραγωγός πρέπει να υποβάλλει άμεσα στο Διαχειριστή του Συστήματος μία δήλωση αδυναμίας λειτουργίας στην οποία αναφέρει τους λόγους και τον προβλεπόμενο χρόνο αποκατάστασης λειτουργίας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αξιολογεί τους λόγους που αναφέρονται στη δήλωση μείζονος βλάβης ή αδυναμίας λειτουργίας της μονάδας σε σχέση με τη δυνατότητα άρσης των λόγων που οδήγησαν σε αδυναμία λειτουργίας. Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει στη συνέχεια ένα πόρισμα σχετικά με τον προσωρινό ή οριστικό χαρακτήρα της αδυναμίας λειτουργίας. Σε περίπτωση προσωρινής αδυναμίας λειτουργίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει την ημερομηνία αποκατάστασης της λειτουργίας της μονάδας.

Ο Παραγωγός έχει το δικαίωμα υποβολής δικαιολογημένων αντιρρήσεων κατά της απόφασης του Διαχειριστή του Συστήματος εντός δεκαπέντε (15) ημερών από την κοινοποίηση της απόφασης αυτής. Σε αυτήν την περίπτωση, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται οριστικά επί της ενστάσεως εντός προθεσμίας πέντε (5) ημερών με αιτιολογημένη απόφαση, η οποία κοινοποιείται εγγράφως στον κάτοχο άδειας παραγωγής. Τυχόν περαιτέρω διαφορές που μπορεί να ανακύψουν μεταξύ των μερών επιλύεται σύμφωνα με την καθορισμένη διαδικασία επίλυσης διαφορών, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Γενικών Διατάξεων.

Κατά τη διάρκεια ισχύος Δήλωσης Μείζονος Βλάβης ή αδυναμίας λειτουργίας η οποία έχει γίνει αποδεκτή από το Διαχειριστή του Συστήματος, ο Παραγωγός οφείλει να υποβάλει καθημερινά στο πληροφοριακό Σύστημα του Διαχειριστή του Συστήματος Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας σύμφωνα με τις προβλέψεις της προηγούμενης παραγράφου. Σε καμία περίπτωση δεν αίρεται η υποχρέωσή του αυτή από την υποβολή Δήλωσης Μείζονος Βλάβης ή αδυναμίας λειτουργίας ακόμη και αν αυτή γίνει αποδεκτή από το Διαχειριστή του Συστήματος.

3.3.2.5.5 Δηλώσεις Αναστολής Κανονικής Λειτουργίας

Αν ένας Παραγωγός προτίθεται να αποσυνδέσει την μονάδα από το δίκτυο ή απλώς να αναστείλει τη λειτουργία της για μεγάλο χρονικό διάστημα που υπερβαίνει τα τρία (3) Έτη Αξιοπιστίας, τότε ο Παραγωγός αυτός πρέπει να υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος μία δήλωση αναστολής κανονικής λειτουργίας. Στη δήλωση πρέπει να εξηγούνται οι λόγοι για την αναστολή της κανονικής λειτουργίας της μονάδας, η ημερομηνία διακοπής και το χρονικό διάστημα διακοπής λειτουργίας. Η δήλωση αναστολής κανονικής λειτουργίας

πρέπει να υποβάλλεται τουλάχιστον έξι (6) μήνες πριν από την επιθυμητή ημερομηνία αναστολής λειτουργίας.

3.3.2.6 Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

3.3.2.6.1 Υποβολή Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Σύμφωνα με το Άρθρο 44 του ΚΔΣ&ΣΗΕ οι κάτοχοι άδειας παραγωγής οφείλουν να υποβάλλουν στο Διαχειριστή του Συστήματος Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για όλες τις μονάδες παραγωγής της κατοχής τους που είναι εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων.

Οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων υποβάλλονται καθημερινά στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της Αγοράς του Διαχειριστή του Συστήματος. Η υποβολή¹⁶ των στοιχείων αυτών αφορά μία καθορισμένη Ημέρα Κατανομής και γίνεται έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες.

Τα στοιχεία των Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων ισχύουν για όλες τις Περιόδους Κατανομής μιας Ημέρας Κατανομής και όχι για τμήμα αυτής.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει το περιεχόμενο των εμπρόθεσμα υποβληθέντων Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων εφαρμόζοντας τους ελέγχους που αναφέρονται στην παράγραφο 3.3.3.5 του παρόντος εγχειριδίου.

Τα στοιχεία των Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων χρησιμοποιούνται στην επίλυση του ΗΕΠ, στον Προγραμματισμό της Κατανομής (ΠΚ), στην Κατανομή Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ), στη μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ) Παραγωγής-Ζήτησης, καθώς επίσης και στον υπολογισμό του μεταβλητού κόστους που περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων.

Οι Παραγωγοί υποβάλλουν τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για μία ή περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής τους δηλώνοντας στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της Αγοράς ένα κατάλληλο αρχείο XML (σχετικά βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 14).

Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- μέσω ενός προτύπου φύλλου εργασίας Excel για την επεξεργασία και μετατροπή σε XML το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI
- μέσω του σχετικού αρχείου "XML Schema Definition" (XSD/XSL) το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI («participant-techno-economic-declaration.xsd»).

¹⁶ Η τρέχουσα έκδοση του πληροφοριακού συστήματος λειτουργίας της Αγοράς για τεχνικούς λόγους δεν υποστηρίζει την υποβολή δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων με περίοδο ισχύος μεγαλύτερη από μία Ημέρα Κατανομής. Ωστόσο, δίνεται η δυνατότητα στους συμμετέχοντες Παραγωγούς να υποβάλλουν μέσα στα πλαίσια των αντίστοιχων προθεσμιών υποβολής ξεχωριστές δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για κάθε Ημέρα Κατανομής.

3.3.2.6.2 Περιεχόμενα Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων περιλαμβάνονται τα στοιχεία που αναφέρονται στους πίνακες Α, Β και Γ του Άρθρου 44 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Πρέπει να σημειωθεί ότι με τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων που υποβάλλει ο Παραγωγός υποβάλλει και τα ακόλουθα στοιχεία (τα οποία δεν περιλαμβάνονται στις διατάξεις του Άρθρου 44 του ΚΔΣ&ΣΗΕ):

- Κόστος Μηδενικού Φορτίου της μονάδας. Το στοιχείο αυτό δε χρησιμοποιείται κατά τις διαδικασίες της αγοράς, αλλά υποβάλλεται για λόγους ενημέρωσης.
- Το Κόστος Αποσυγχρονισμού. Το στοιχείο αυτό πρέπει να λαμβάνει τιμή μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός και να ισούται με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση αναμονής.

3.3.2.7 *Δηλώσεις Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών*

3.3.2.7.1 Υποβολή Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

Σύμφωνα με το Άρθρο 295 του ΚΔΣ&ΣΗΕ κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής υποβάλλει στον Διαχειριστή του Συστήματος λίστα με τα λεπτομερή τεχνικά χαρακτηριστικά για κάθε μονάδα παραγωγής της κατοχής του. Τα λεπτομερή αυτά χαρακτηριστικά πρέπει να ανταποκρίνονται στα πραγματικά τεχνικά χαρακτηριστικά για κάθε μονάδα παραγωγής, όπως αυτά προκύπτουν βάσει των σχετικών δοκιμών/ελέγχων που δύναται ή είναι υποχρεωμένος να διενεργεί ο κάτοχος άδειας παραγωγής κατά τη διαδικασία ελέγχου/παραλαβής εξοπλισμού και σύμφωνα με τα σχετικά Άρθρα του Κεφαλαίου 55 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών μονάδας παραγωγής υποβάλλεται στον Διαχειριστή του Συστήματος άπαξ κατά την εγγραφή της μονάδας στο Μητρώο Μονάδων. Η δήλωση υποβάλλεται έως τη λήξη προθεσμίας υποβολής για τους Συμμετέχοντες της πρώτης Ημέρας Κατανομής της ισχύος της.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει το περιεχόμενο της Δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών και σε περίπτωση αποδοχής καταχωρεί το περιεχόμενό της για κάθε μονάδα παραγωγής στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της Αγοράς.

Η ισχύς εφαρμογής της Δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών έχει απεριόριστη διάρκεια. Σε περίπτωση που Παραγωγός επιθυμεί να τροποποιήσει μέρος των Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών για μία ή περισσότερες μονάδες της κατοχής του θα πρέπει να υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος σχετικό αίτημα εξαίρεσης σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 315 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Τα στοιχεία των Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών χρησιμοποιούνται στην επίλυση του ΗΕΠ, στον Προγραμματισμό της Κατανομής (ΠΚ), στην Κατανομή Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ), στη μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ) Παραγωγής-

Ζήτησης, καθώς επίσης και στον υπολογισμό του μεταβλητού κόστους που περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων.

Οι Παραγωγοί υποβάλουν τη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών για μία ή περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής τους στο Διαχειριστή του Συστήματος υποβάλλοντας ένα κατάλληλο αρχείο XML (σχετικά βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου =15.

Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- μέσω ενός προτύπου φύλλου εργασίας Excel για την επεξεργασία και μετατροπή σε XML το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI
- μέσω του σχετικού αρχείου "XML Schema Definition" (XSD) το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI («reserved-techno-economic-declaration.xsd»).

3.3.2.7.2 Περιεχόμενο Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

Στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών περιλαμβάνονται τα παρακάτω στοιχεία της παραγράφου 5 του Άρθρου 295 του ΚΔΣ&ΣΗΕ:

Πιν.6. Τεχνικά Στοιχεία για τη λειτουργία της μονάδας

Περιγραφή	Μονάδα Μέτρησης
Καθαρή Ισχύς Μονάδας (NCAP)	MW
Μέγιστη Συνεχής Ικανότητα Παραγωγής (Καθαρή Ισχύς Μονάδας αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας)	MW
Μέγιστη Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία	MW
Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας	MW
Μέγιστη Ημερήσια Έγχυση Ενέργειας (Υδροηλεκτρικές Μονάδες)	MWh
Μέγιστος Αριθμός Εκκινήσεων ανά έτος	Εκκινήσεις
Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας	Min
Ελάχιστος χρόνος κράτησης	Min
Βραχυχρόνια Μέγιστη Ικανότητα παραγωγής αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας	MW
Μέγιστος Χρόνος Λειτουργίας σε βραχυχρόνια Μέγιστη Ικανότητα Παραγωγής - ANENERΓΟ	Min
Τιμή για Μέγιστη δυνατότητα παραγωγής (σε περίπτωση επικουρικής υπηρεσίας) - ANENERΓΟ	€/MWh
Χρόνος Κράτησης για Μετάβαση από Θερμή / Ενδιάμεση κατάσταση σε ετοιμότητα	min

Περιγραφή	Μονάδα Μέτρησης
Χρόνος Κράτησης για Μετάβαση από Ενδιάμεση /Ψυχρή κατάσταση σε ετοιμότητα	min
Χρόνος για συγχρονισμό από Θερμή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό)	min
Χρόνος για συγχρονισμό από Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό)	min
Χρόνος για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό)	min
Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Θερμή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο)	min
Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο)	min
Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο)	min
Φορτίο Συγχρονισμού αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας	MW
Χρόνος Σβέσης (Χρόνος από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι τον αποσυγχρονισμό)	min
Ρυθμός Ανόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Ανόδου από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι την Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής)	MW/min
Ρυθμός Καθόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Καθόδου από τη Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής μέχρι την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή)	MW/min
Μέγιστη φόρτιση υπό ΑΡΙΠ	MW
Ελάχιστη φόρτιση υπό ΑΡΙΠ	MW
Ρυθμός μεταβολής παραγωγής υπό ΑΡΙΠ	MW/min
Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης	MW
Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης	MW
Στατή Εφεδρεία	MW
Ζεύγη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας / καθαρής παραγωγής σε δέκα (10) επίπεδα καθαρής παραγωγής	MW / (GJ/MWh)
Ζεύγη Μέγιστης συνεχής ικανότητας αέργου ισχύος/ καθαρής παραγωγής (υπό ονομαστική τάση σημείου έγχυσης – χωρητική. Ελάχιστη παραγωγή, μέγιστη παραγωγή και πέντε (5) ενδιάμεσα επίπεδα	MW/MVar
Ζεύγη Μέγιστης συνεχής ικανότητας αέργου ισχύος / καθαρής παραγωγής (υπό ονομαστική τάση σημείου έγχυσης – επαγωγική. Ελάχιστη παραγωγή, μέγιστη παραγωγή και πέντε (5) ενδιάμεσα επίπεδα	MW/MVar
Απαγορευμένες ζώνες συνεχούς λειτουργίας	MW1, MW2
Ζεύγη Βοηθητικού Φορτίου και Καθαρής Παραγωγής	MWh/ MWh

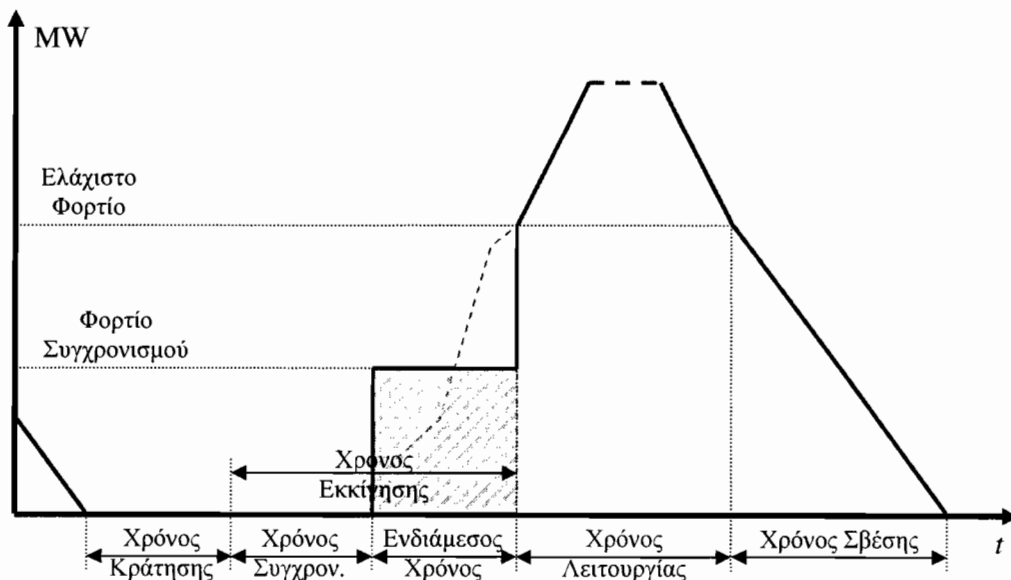
Το φορτίο κατά το συγχρονισμό το οποίο καταχωρείται στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών είναι η μέση παραγωγή της γεννήτριας κατά τη διάρκεια του χρόνου παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο. Το πραγματικό φορτίο κατά τον συγχρονισμό της μηχανής αυξάνεται κατά τη διάρκεια του χρόνου

παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο από το μηδέν μέχρι το τεχνικά ελάχιστο φορτίο. Όμως, όταν γίνεται μοντελοποίηση στον υπολογιστή το φορτίο της γεννήτριας θεωρείται σταθερό σε αυτό το χρονικό διάστημα για λόγους απλοποίησης, επειδή ο πραγματικός ρυθμός ανόδου κατά την εκκίνηση της γεννήτριας είναι μεταβαλλόμενος. Το δηλωμένο φορτίο κατά το συγχρονισμό μπορεί να υπολογιστεί προκειμένου να ελαχιστοποιηθούν οι αποκλίσεις ανάμεσα στον ΗΕΠ και την Κατανομή Πραγματικού Χρόνου, καθώς αυτές οι αποκλίσεις τακτοποιούνται κατά την Εκκαθάριση Αποκλίσεων.

Οι Παραγωγοί οφείλουν να υπολογίζουν το μέσο φορτίο κατά το συγχρονισμό διαιρώντας την ενέργεια που παράγεται κατά τη διάρκεια του χρόνου παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο, η οποία αντιστοιχεί στη σκιασμένη περιοχή. στο Σχ.12, με το χρόνο παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο. Αυτός ο υπολογισμός δίνει την ίδια ενέργεια εκκίνησης με αυτή του δηλωθέντος φορτίου κατά το συγχρονισμό, η οποία είναι η διαγραμμισμένη περιοχή στο Σχ.12.

Κατά τον έλεγχο τήρησης του Ελάχιστου χρόνου λειτουργίας λαμβάνεται υπόψη η περίοδος προετοιμασίας συγχρονισμού, η περίοδος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο, η περίοδος κανονικής λειτουργίας και η περίοδος αποσυγχρονισμού, όπως ορίζονται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων. Κατά τον έλεγχο τήρησης του Ελάχιστου χρόνου κράτησης λαμβάνεται υπόψη μόνο η περίοδος κράτησης.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί τα στοιχεία της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας που υποβάλλονται με τη δήλωση καταχωρημένων χαρακτηριστικών καθώς και του κόστους καυσίμου που περιλαμβάνονται στις Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για να υπολογίζει το μεταβλητό κόστος για κάθε θερμική μονάδα παραγωγής. Λεπτομέρειες σχετικά με τα παραπάνω τεχνικά και οικονομικά στοιχεία καθώς και τη μεθοδολογία υπολογισμού του



Σχ.12. Εκκίνηση και Σβέση Θερμικής Μονάδας

μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων περιλαμβάνονται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων.

Το μεταβλητό κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων τίθεται ίσο με μία σταθερή αριθμητική τιμή, η οποία καθορίζεται ετησίως από τη ΡΑΕ για κάθε σύνολο υδροηλεκτρικών μονάδων που βρίσκονται κατάντη του ίδιου υδροσυστήματος, π.χ. στον ίδιο ποταμό¹⁷. Το διαφορικό μεταβλητό κόστος προσδιορίζεται από την οριακή τιμή της αξίας χρήσης του νερού σε κάθε υδροσύστημα, η οποία αντανάκλα την εξοικονόμηση μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων παραγωγής. Η ΡΑΕ καθορίζει το διαφορικό μεταβλητό κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων τουλάχιστον δύο (2) μήνες πριν από την αρχή κάθε ημερολογιακού έτους. Το διαφορικό μεταβλητό κόστος παραμένει σε ισχύ για το επόμενο ημερολογιακό έτος και δεν τροποποιείται μέσα σε αυτό το έτος.

Οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων οι οποίες υποβάλλονται από έναν Αυτοπαραγωγό για μία μονάδα που δεν εμπίπτει στο πεδίο εφαρμογής του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 [5], αφορούν τουλάχιστον την Καθαρή Ισχύ της μονάδας σύμφωνα με την παράγραφο 5 του Άρθρου 44 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος λαμβάνει υπόψη τα ακόλουθα στοιχεία, με αύξουσα σειρά σημασίας, για να καθορίσει τα χαρακτηριστικά λειτουργίας μίας μονάδας για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

- Τα Καταχωρημένα χαρακτηριστικά λειτουργίας της μονάδας, συμπεριλαμβανομένων τυχόν εγκεκριμένων εξαιρέσεων σχετικών με τα τεχνικά χαρακτηριστικά
- Τα οικονομικά στοιχεία της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων,
- Τυχόν Δήλωση ολικής ή μερικής Μη Διαθεσιμότητας, και

Κάθε σχετική πληροφορία που υποβάλλεται από τον Παραγωγό μετά τη λήξη της Προθεσμίας Υποβολής από τους Συμμετέχοντες σύμφωνα με τις απαιτήσεις του Άρθρου 79 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

3.3.2.7.3 Αποδοχή Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επικυρώνει όλες τις Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων και Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών που υποβάλλονται εγκαίρως. Στην παράγραφο 3.3.3.5 αναφέρονται αναλυτικά οι κανόνες εγκυρότητας για τα τεχνικά στοιχεία που περιλαμβάνονται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων και στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών.

¹⁷ Μέχρι στιγμής ισχύει ενιαία τιμή για όλους τους ποταμούς

Οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων οι οποίες έχουν υποβληθεί εγκαίρως και βρέθηκαν να είναι ανακριβείς ή μη αληθείς, θεωρούνται άκυρες από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Όταν μία Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων θεωρείται άκυρη τότε θα θεωρείται σε ισχύ η τελευταία έγκυρη δήλωση. Σε περίπτωση που δεν υπάρχει έγκυρη δήλωση για μία μονάδα παραγωγής, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει τη ΡΑΕ για αυτό το θέμα προκειμένου να επιβάλει κυρώσεις όπως αυτές περιγράφονται στο Άρθρο 33 του Νόμου 2773/99 [2].

3.3.3 Έλεγχος εγκυρότητας Δεδομένων Εισόδου

Στο Τμήμα αυτό παρουσιάζεται η διαδικασία επικύρωσης που ακολουθεί ο Διαχειριστής του Συστήματος για να επικυρώσει τα δεδομένα εισόδου των Συμμετεχόντων, συμπεριλαμβανομένων των δηλώσεων φορτίου, των προσφορών έγχυσης, των προφορών εφεδρειών, των δηλώσεων μη διαθεσιμότητας των Μονάδων Παραγωγής και των Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων.

3.3.3.1 Έλεγχος εγκυρότητας Δηλώσεων Φορτίου

Αν μία δήλωση φορτίου δε συνοδεύεται από αποδεκτή βεβαίωση, όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.3.2.3.3, ο Διαχειριστής του Συστήματος απαιτεί από τον αντίστοιχο Εκπρόσωπο Φορτίου να υποβάλλει μία τέτοια βεβαίωση μέσα σε μία (1) ώρα από την υποβολή της ή μέχρι τριάντα (30) λεπτά πριν τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες (ό,τι είναι νωρίτερο). Αν ο Εκπρόσωπος Φορτίου δεν υποβάλλει τη βεβαίωση εμπρόθεσμα, ο Διαχειριστής του Συστήματος δρα ως εξής:

- Εάν η δήλωση φορτίου έχει υποβληθεί από έναν Προμηθευτή για το φορτίο ενός Πελάτη εντός της Ελληνικής Επικράτειας, ο Διαχειριστής του Συστήματος κοινοποιεί προς τον υπόψη Προμηθευτή μία πράξη καταγγελίας της Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, δημοσιοποιεί την πράξη αυτήν, την κοινοποιεί στους Πελάτες που επηρεάζονται ή στον Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής, ανάλογα με τον τρόπο σύνδεσης, και διαγράφει τις σχετικές καταχωρήσεις εκπροσώπησης μετρητή για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής από τον πίνακα αντιστοίχισης μετρητών και εκπροσώπων φορτίου. Δηλώσεις φορτίου για το φορτίο του Πελάτη που επηρεάζεται επιτρέπονται εντός μίας (1) ώρας είτε από άλλους Προμηθευτές είτε από τους ίδιους τους Πελάτες οι οποίοι ενεργούν ως Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες. Στην τελευταία περίπτωση, δεν απαιτείται εγγραφή Πελάτη στο Μητρώο Συμμετεχόντων ούτε απαιτούνται εγγυήσεις επαρκούς ισχύος για δύο συνεχόμενες ημέρες. Εάν υποβληθούν περισσότερες από μία αποδεκτές δηλώσεις φορτίου για τον ίδιο μετρητή Πελάτη, ο Διαχειριστής του Συστήματος επιλέγει κατά προτεραιότητα τη δήλωση φορτίου ενός Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη και στη συνέχεια τις δηλώσεις φορτίου των Προμηθευτών σύμφωνα με τη σειρά υποβολής τους. Αν δεν υποβληθεί καμία έγκυρη δήλωση φορτίου εντός μίας ώρας, ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει δήλωση φορτίου για την ίδια ποσότητα φορτίου με την αρχική δήλωση που δεν είχε αποδεκτή βεβαίωση. Σε αυτή την

περίπτωση, η χρέωση για το πρόγραμμα φορτίου που αντιστοιχεί σε μία τέτοια δήλωση φορτίου η οποία εφαρμόζεται στην εκκαθάριση του ΗΕΠ, συνιστά έλλειμμα συναλλαγών για την Ημέρα Κατανομής στην οποία αναφέρεται. Ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να στραφεί εναντίον των σχετικών Πελατών για την ανάκτηση κάθε οφειλής και κάθε ζημίας που υπέστη από την εκκαθάριση των αποκλίσεων και τις προσαυξήσεις.

- Εάν η Δήλωση Φορτίου δεν έχει υποβληθεί από έναν Προμηθευτή, ο Διαχειριστής του Συστήματος κοινοποιεί στον αντίστοιχο Συμμετέχοντα μία πράξη καταγγελίας της Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, και ενεργοποιεί αυθημερόν τη διαδικασία διακοπής της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας προς τον αντίστοιχο Εκπρόσωπο Φορτίου. Η διαδικασία διακοπής της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας διενεργείται από το Διαχειριστή του Συστήματος ή τον Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής κατόπιν εντολής του Διαχειριστή του Συστήματος.

Εκτός από την απαίτηση υποβολής αποδεκτής βεβαίωσης, μία δήλωση φορτίου από έναν Εκπρόσωπο Φορτίου θα κηρύσσεται άκυρη εάν δεν συμμορφώνεται με οποιονδήποτε από τους ακόλουθους κανόνες εγκυρότητας:

- Η δήλωση φορτίου για μία καθορισμένη Ημέρα Κατανομής πρέπει να υποβάλλεται εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής για Συμμετέχοντες για αυτήν την Ημέρα Κατανομής,
- Η δήλωση φορτίου πρέπει να υποβάλλεται από έναν Εκπρόσωπο Φορτίου με μία έγκυρη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας,
- Η δήλωση φορτίου που υποβάλλεται από έναν Εκπρόσωπο Φορτίου πρέπει να αναφέρεται σε έναν καταχωρημένο μετρητή που σχετίζεται με τον υπόψη Εκπρόσωπο Φορτίου,
- Η ποσότητα ενέργειας σε μία μη τιμολογούμενη δήλωση φορτίου και όλες οι ποσότητες ενέργειας σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου πρέπει να είναι μη αρνητικές,
- Η συνολική ποσότητα ενέργειας σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου για μία εξαγωγή δεν πρέπει να υπερβαίνει τα αντίστοιχα ΦΔΜ,
- Όλες οι τιμές σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου πρέπει να είναι μη αρνητικές και μικρότερες ή ίσες της διοικητικά οριζόμενης μέγιστη τιμής,
- Πρέπει να υπάρχουν 1-10 ζεύγη ποσότητας-τιμής (Βαθμίδες Προσφοράς) σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου οι οποίες να είναι συνεχείς. Για παράδειγμα, εφόσον υπάρχει 1η και 3η βαθμίδα, τότε πρέπει υποχρεωτικά να υπάρχει και 2η, και
- Οι τιμές ενέργειας των βαθμίδων σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου πρέπει να είναι γνήσια φθίνουσες.
- Η συνολική ποσότητα ενέργειας σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου για εξαγωγές ανά διασύνδεση και κατεύθυνση πρέπει να είναι μεγαλύτερη από ή ίση με την ποσότητα ενέργειας που αντιστοιχεί στην Επιβεβαιωμένη Δήλωση

Χρήσης Μακροχρόνιων ΦΔΜ, όπως αυτή καθορίζεται μετά τη σχετική διαδικασία επιβεβαίωσης που λαμβάνει χώρα μεταξύ των όμορων Διαχειριστών.

Σημειώνεται ότι, κατ' εξαίρεση, ενδεχόμενη μη συμμόρφωση με τους παραπάνω δύο κανόνες δεν συνεπάγεται μη αποδοχή της τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου για εξαγωγές. Οι προσφορές που υποβάλλονται για εξαγωγές γίνονται αποδεκτές ακόμη και αν παραβιάζουν τους παραπάνω δύο κανόνες. Παρόλα αυτά, παραβίαση των παραπάνω κανόνων μπορεί να έχει οικονομικές συνέπειες στα πλαίσια της εκκαθάρισης αποκλίσεων ή/και ποινές.

Εκπρόσωποι Φορτίου με δηλώσεις φορτίου που εξακολουθούν να είναι άκυρες μετά τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, υπόκεινται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς. Κυρώσεις επίσης επιβάλλονται για ανεπαρκείς δηλώσεις φορτίου που έχουν σαν αποτέλεσμα σημαντικές αποκλίσεις από τη μετρούμενη ενεργειακή κατανάλωση.

3.3.3.2 Έλεγχος εγκυρότητας Προσφορών Έγχυσης

Μία προσφορά έγχυσης υπόκειται σε **βασικούς κανόνες εγκυρότητας**, ως εξής:

- Η προσφορά έγχυσης για μία καθορισμένη Ημέρα Κατανομής πρέπει να υποβάλλεται εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής για Συμμετέχοντες για αυτήν την Ημέρα Κατανομής.
- Η προσφορά έγχυσης πρέπει να υποβάλλεται από έναν Παραγωγό ή Προμηθευτή (για εισαγωγές ενέργειας) με μία έγκυρη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Η προσφορά έγχυσης που υποβάλλεται από έναν Παραγωγό ή Προμηθευτή πρέπει να αναφέρεται σε μία έγκυρη μονάδα παραγωγής ή σε μία εισαγωγή από διασύνδεση (μετρητής) που σχετίζεται με αυτόν τον Παραγωγό ή Προμηθευτή.
- Η ποσότητα ενέργειας σε μία μη-τιμολογούμενη προσφορά έγχυσης και όλες οι ποσότητες ενέργειας σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου πρέπει να είναι μη αρνητικές.
- Η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης οφείλει να είναι μικρότερη ή ίση της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας και μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.
- Πρέπει να υπάρχουν 1-10 ζεύγη ποσότητας-τιμής (Βαθμίδες Προσφοράς) σε μία τιμολογούμενη προσφορά έγχυσης, οι οποίες να είναι συνεχείς. Για παράδειγμα, εφόσον υπάρχει 1η και 3η βαθμίδα προσφοράς, τότε πρέπει υποχρεωτικά να υπάρχει και 2η.

- Οι τιμές ενέργειας των βαθμίδων σε μία τιμολογούμενη προσφορά έγχυσης πρέπει να είναι μονοτόνως γνήσια αύξουσες.

Συμπληρωματικά στους βασικούς κανόνες εγκυρότητας, μία προσφορά έγχυσης από **θερμική μονάδα παραγωγής** πρέπει να συμμορφώνεται με τους κάτωθι κανόνες εγκυρότητας:

- Η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης προσφοράς έγχυσης, διαιρεμένη με τον αντίστοιχο συντελεστή απωλειών μεταφοράς, δεν πρέπει να είναι μικρότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της μονάδας, όπως αυτό υπολογίζεται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων, για την αντίστοιχη ικανότητα της μονάδας και Περίοδο Κατανομής.
- Ειδικά για την πρώτη βαθμίδα της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης, στην οποία αντιστοιχεί χαμηλότερη τιμή ενέργειας μεταξύ όλων των βαθμίδων, η προσφερόμενη τιμή ενέργειας επιτρέπεται να είναι χαμηλότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της Μονάδας. Για μία Περίοδο Κατανομής, η ποσότητα ενέργειας η οποία περιλαμβάνεται στην πρώτη αυτή βαθμίδα της κλιμακωτής συνάρτησης δεν επιτρέπεται να είναι υψηλότερη από το 30% της συνολικής ποσότητας ενέργειας της Προσφοράς Έγχυσης.
- Σε κάθε περίπτωση, η σταθμισμένη με τις ποσότητες ενέργειας κάθε βαθμίδας μέση τιμή ενέργειας του συνόλου των βαθμίδων της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της Μονάδας, όπως το όριο αυτό ισχύει για την Περίοδο Κατανομής στην οποία αντιστοιχεί η κλιμακωτή συνάρτηση της Προσφοράς Έγχυσης.
- Προσφορά Έγχυσης η οποία υποβάλλεται για Μονάδα Αυτοπαραγωγού που δεν εμπίπτει στο πεδίο εφαρμογής της διάταξης του άρθρου 35 του Ν.2773/1999, αφορά τουλάχιστον το τμήμα της ισχύος της Μονάδας το οποίο αντιστοιχεί στην Καθαρή Ισχύ της Μονάδας NCAP, όπως αυτή υπολογίζεται κατά το Άρθρο 217. Επιπροσθέτως, στην Προσφορά Έγχυσης συμπεριλαμβάνεται η ενδεχόμενη πρόσθετη ποσότητα ενέργειας που εγγέεται πέραν της Καθαρής Ικανότητας της Μονάδας NCAP, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Η κλιμακωτή συνάρτηση τιμής ενέργειας και ποσότητας ενέργειας για Μονάδα Αυτοπαραγωγού αφορά τη συνολική ποσότητα προσφερόμενης ενέργειας.
- Το σύνολο των προσφερόμενων ποσοτήτων ενέργειας πρέπει να ισούται με τη διαθέσιμη ικανότητα παραγωγής της μονάδας.

Περισσότερες λεπτομέρειες για τους τρεις πρώτους κανόνες επικύρωσης περιλαμβάνονται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων.

Συμπληρωματικά στους βασικούς κανόνες εγκυρότητας, για μία **προσφορά έγχυσης από ΥΗΣ** (συμπεριλαμβανομένων των αντλητικών μονάδων σε λειτουργία γεννήτριας), πρέπει να ισχύουν οι κάτωθι κανόνες εγκυρότητας:

- Η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης προσφοράς έγχυσης, διαιρεμένη με τον αντίστοιχο συντελεστή απωλειών μεταφοράς, οφείλει να είναι μικρότερη ή ίση της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας και δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του μεταβλητού κόστους της Μονάδας το οποίο καθορίζεται κατά το Άρθρο 44 παράγραφος (4) του ΚΔΣ&ΣΗΕ, όπως τα όρια αυτά ισχύουν για την Περίοδο Κατανομής στην οποία αντιστοιχεί η Προσφορά Έγχυσης.
- Το σύνολο των προσφερόμενων ποσοτήτων ενέργειας πρέπει να ισούται με τη διαθέσιμη ικανότητα παραγωγής της μονάδας μείον την υποχρεωτική παραγωγή της υδροηλεκτρικής μονάδας.

Περισσότερες λεπτομέρειες για τον πρώτο κανόνα επικύρωσης υπάρχουν στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων.

Συμπληρωματικά στους βασικούς κανόνες εγκυρότητας, για μία **προσφορά έγχυσης για εισαγωγές** πρέπει να ισχύουν οι κάτωθι κανόνες:

- Το άθροισμα των ποσοτήτων των βαθμίδων της προσφοράς έγχυσης για εισαγωγές ανά διασύνδεση και κατεύθυνση πρέπει να είναι μικρότερο από ή ίσο με το σύνολο των αντιστοίχων ΦΔΜ του Συμμετέχοντα.
- Το άθροισμα των ποσοτήτων των βαθμίδων της προσφοράς έγχυσης για εισαγωγές ανά διασύνδεση και κατεύθυνση πρέπει να είναι μεγαλύτερο από ή ίσο με την ποσότητα ενέργειας που αντιστοιχεί στην Επιβεβαιωμένη Δήλωση Χρήσης Μακροχρόνιων ΦΔΜ, όπως αυτή καθορίζεται μετά τη σχετική διαδικασία επιβεβαίωσης που λαμβάνει χώρα μεταξύ των όμορων Διαχειριστών.

Σημειώνεται ότι, κατ' εξαίρεση, ενδεχόμενη μη συμμόρφωση με τους παραπάνω κανόνες δεν συνεπάγεται μη αποδοχή της προσφοράς έγχυσης για εισαγωγές. Οι προσφορές που υποβάλλονται για εισαγωγές γίνονται αποδεκτές ακόμη και αν παραβιάζουν τους παραπάνω δύο κανόνες. Παρόλα αυτά, παραβίαση των παραπάνω κανόνων μπορεί να έχει οικονομικές συνέπειες στα πλαίσια της εκκαθάρισης αποκλίσεων ή/και ποινές.

Παραγωγοί με προσφορές έγχυσης για μονάδες παραγωγής που εξακολουθούν να είναι άκυρες με την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες υπόκεινται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

3.3.3.3 Έλεγχος εγκυρότητας Προσφορών Εφεδρειών

Μία προσφορά εφεδρειών από έναν Παραγωγό κηρύσσεται άκυρη εάν δεν συμμορφώνεται με οποιονδήποτε από τους ακόλουθους κανόνες εγκυρότητας:

- Η προσφορά εφεδρειών για μία Ημέρα Κατανομής πρέπει να υποβάλλεται εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής για αυτήν την Ημέρα Κατανομής.

- Η προσφορά εφεδρειών πρέπει να υποβάλλεται από έναν Παραγωγό με μία έγκυρη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Η προσφορά εφεδρειών που υποβάλλεται από έναν Παραγωγό πρέπει να αναφέρεται σε μία έγκυρη μονάδα παραγωγής (μετρητής) που σχετίζεται με αυτόν τον Παραγωγό.
- Η προσφορά εφεδρειών που υποβάλλεται από έναν Παραγωγό πρέπει να αναφέρεται σε μία μονάδα παραγωγής που έχει βεβαίωση για την παροχή αυτής της εφεδρείας.
- Η τιμή σε μία προσφορά εφεδρείας δεν πρέπει να είναι ούτε αρνητική ούτε μεγαλύτερη από την Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς για αυτή την εφεδρεία.

Παραγωγοί με προσφορές εφεδρείας που εξακολουθούν να είναι άκυρες με την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες υπόκεινται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται από το Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

3.3.3.4 Έλεγχος εγκυρότητας Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας

Δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας μπορούν να κηρυχθούν άκυρες στις ακόλουθες δύο περιπτώσεις:

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει εάν οι δηλώσεις μη διαθεσιμότητας είναι αληθινές και ακριβείς. Για το σκοπό αυτό, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να απαιτήσει εγγράφως, και εντός λογικής χρονικής προθεσμίας, από τους Παραγωγούς που έχουν υποβάλει μία δήλωση μη διαθεσιμότητας να υποβάλλουν έγγραφα και εκθέσεις στο Διαχειριστή του Συστήματος και τη ΡΑΕ με όλες τις σχετικές πληροφορίες, και να επιτρέπουν στη ΡΑΕ την πρόσβαση στους σχετικούς χώρους για επιβεβαίωση. Σε περίπτωση ελέγχου από τη ΡΑΕ, η τελευταία μπορεί να δώσει εντολή στο Διαχειριστή του Συστήματος να τερματίσει ή να ακυρώσει την μη διαθεσιμότητα της μονάδας.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος, με αιτιολογημένη απόφαση που κοινοποιείται στον αντίστοιχο Παραγωγό, μπορεί να τερματίσει ή να ακυρώσει μία δήλωση ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας πριν από τη λήξη του χρόνου ισχύος της, ή να θεωρήσει άκυρη μία δήλωση της οποίας ο χρόνος ισχύος έχει λήξει, εφόσον διαπιστώσει ότι η δήλωση είναι αναληθής και ανακριβής. Από τη στιγμή που ο Παραγωγός λάβει την ανακοίνωση του Διαχειριστή του Συστήματος για τερματισμό ή ακύρωση, ο Παραγωγός είναι υποχρεωμένος να υποβάλλει προσφορές έγχυσης για την συνολική ικανότητα ισχύος της μονάδας και προσφορές εφεδρειών για το σύνολο της πιστοποιημένης ικανότητας για όλες τις επιβεβαιωμένες εφεδρείες. Ο Παραγωγός έχει το δικαίωμα να υποβάλλει αιτιολογημένη ένσταση στο Διαχειριστή του Συστήματος, εγγράφως και μέσα σε πέντε (5) εργάσιμες ημέρες από την ημέρα που παρέλαβε την σχετική ανακοίνωση. Στην περίπτωση αυτή, ο Διαχειριστής του Συστήματος κοινοποιεί στον Παραγωγό

εγγράφως και εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών μία οριστική και αιτιολογημένη απόφαση.

Αν μία δήλωση μη διαθεσιμότητας κηρυχθεί άκυρη, ο αντίστοιχος Παραγωγός υπόκειται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

3.3.3.5 Έλεγχος εγκυρότητας Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων και Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

3.3.3.5.1 Έλεγχος εγκυρότητας Δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει τη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών που υποβλήθηκε από Παραγωγό για μία ή και περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής του. Ο έλεγχος που διεξάγει ο Διαχειριστής του Συστήματος αφορά:

- στην πληρότητα των στοιχείων όπως αυτά αναφέρονται στην Παρ. 3.3.2.7.2
- στην ανταπόκρισή τους με τα πραγματικά χαρακτηριστικά όπως αυτά έχουν προκύψει από τις δοκιμές παραλαβής και ελέγχου
- στην εγκυρότητά τους

Τα στοιχεία που εμπεριέχονται στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών υπόκεινται στους ακόλουθους κανόνες εγκυρότητας:

- 1) Η Καθαρή Ισχύς Μονάδας (NCAP) πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μικρότερη ή ίση με τη Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής (Καθαρή Ισχύς Μονάδας αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας). Η Καθαρή Ισχύς Μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερη από την μέγιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ, όπως δηλώνεται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων.
- 2) Η Μέγιστη Συνεχής Ικανότητα Παραγωγής (Καθαρή Ισχύς Μονάδας αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας) πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός, και μεγαλύτερη ή ίση με την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP).
- 3) Η Μέγιστη Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός, και μικρότερη ή ίση με την Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής.
- 4) Η Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μικρότερη ή ίση από την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP) και μικρότερη ή ίση από την Ελάχιστη φόρτιση της μονάδας υπό ΑΡΠ (εφόσον υπάρχει δυνατότητα παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας).
- 5) Ο κάτοχος άδειας παραγωγής Υδροηλεκτρικής Μονάδας δύναται να κάνει χρήση του στοιχείου «Μέγιστη Ημερήσια Έγχυση Ενέργειας» υπό την

προϋπόθεση ότι τα υδάτινα αποθέματα για την τρέχουσα χρονική περίοδο είναι χαμηλά, δηλαδή οριακά ασφαλή. Κατ'εξάιρεση, στην περίπτωση που τα υδάτινα αποθέματα εκτιμώνται ως ασφαλή, αλλά σημαντική ικανότητα θερμικής παραγωγής έχει τεθεί ή αναμένεται να τεθεί εκτός διαθεσιμότητας για οποιοδήποτε λόγο, ο κάτοχος άδειας παραγωγής Υδροηλεκτρικής Μονάδας δύναται να κάνει χρήση του στοιχείου της «Μέγιστης Ημερήσιας Έγχυσης Ενέργειας». Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να μην αποδεχθεί τη χρήση του στοιχείου αυτού σε περίπτωση που δεν πληρούνται οι παραπάνω προϋποθέσεις.

- 6) Ο Μέγιστος Αριθμός Εκκινήσεων ανά έτος πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Το στοιχείο αυτό δε χρησιμοποιείται από τον αλγόριθμο επίλυσης του ΗΕΠ, αλλά υποβάλλεται μόνο για λόγους ενημέρωσης.
- 7) Ο Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας πρέπει να είναι μεγαλύτερος του μηδενός.
- 8) Ο Ελάχιστος χρόνος κράτησης πρέπει να είναι μεγαλύτερος του μηδενός.
- 9) Η Βραχυχρόνια Μέγιστη Ικανότητα παραγωγής αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση με τη Μέγιστη Συνεχής Ικανότητα Παραγωγής (Καθαρή Ισχύς Μονάδας αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας). Το στοιχείο αυτό δε χρησιμοποιείται από τον αλγόριθμο επίλυσης του ΗΕΠ, αλλά υποβάλλεται μόνο για λόγους ενημέρωσης.
- 10) Ο Μέγιστος Χρόνος Λειτουργίας σε βραχυχρόνια Μέγιστη Ικανότητα Παραγωγής πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Το στοιχείο αυτό δε χρησιμοποιείται από τον αλγόριθμο επίλυσης του ΗΕΠ, αλλά υποβάλλεται μόνο για λόγους ενημέρωσης.
- 11) Ο Χρόνος Κράτησης για Μετάβαση από Θερμή / Ενδιάμεση κατάσταση σε ετοιμότητα πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός.
- 12) Ο Χρόνος Κράτησης για Μετάβαση από Ενδιάμεση / Ψυχρή κατάσταση σε ετοιμότητα πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός.
- 13) Ο Χρόνος για συγχρονισμό από Θερμή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μικρότερος ή ίσος από το Χρόνο για συγχρονισμό από Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) και το Χρόνο για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό).
- 14) Ο Χρόνος για συγχρονισμό από Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο για συγχρονισμό από Θερμή κατάσταση (λειτουργία από την

έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) και μικρότερος ή ίσος με το Χρόνο για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό).

- 15) Ο Χρόνος για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο για συγχρονισμό από Θερμή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) και το Χρόνο για συγχρονισμό από Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό).
- 16) Ο Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Θερμή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μικρότερος ή ίσος από το Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) και το Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο).
- 17) Ο Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Θερμή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) και μικρότερος ή ίσος με το Χρόνο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο).
- 18) Ο Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Θερμή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) και το Χρόνο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο).
- 19) Το Φορτίο Συγχρονισμού αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερο του μηδενός και μικρότερο ή ίσο με την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας.
- 20) Ο Χρόνος Σβέσης (Χρόνος από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι τον αποσυγχρονισμό) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός.
- 21) Ο Ρυθμός Ανόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Ανόδου από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι την Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής) πρέπει να είναι μεγαλύτερος του μηδενός και μεγαλύτερος ή ίσος με το

Ρυθμό Μεταβολής Παραγωγής υπό ΑΡΠ (εφόσον υπάρχει δυνατότητα παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας).

- 22) Ο Ρυθμός Καθόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Καθόδου από τη Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής μέχρι την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή) πρέπει να είναι μεγαλύτερος του μηδενός και μεγαλύτερος ή ίσος με το Ρυθμό Μεταβολής Παραγωγής υπό ΑΡΠ (εφόσον υπάρχει δυνατότητα παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας).
- 23) Η Μέγιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μικρότερη ή ίση από την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP).
- 24) Η Ελάχιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μεγαλύτερη ή ίση από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας.
- 25) Ο Ρυθμός Μεταβολής Παραγωγής υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερος του μηδενός και μικρότερος ή ίσος με το Ρυθμό Ανόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Ανόδου από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι την Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής) και το Ρυθμό Καθόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Καθόδου από τη Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής μέχρι την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή).
- 26) Το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός, και πρέπει να είναι ίσο με τη διαφορά Μέγιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ και Ελάχιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ. Όταν είναι μηδέν, σημαίνει ότι η μονάδα δε δύναται να παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία.
- 27) Η Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.
- 28) Η Στατή Εφεδρεία πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.
- 29) Η Καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας των θερμικών μονάδων πρέπει να αποτελείται από 10 ακριβώς σημεία (ζεύγη) κατανάλωσης θερμότητας και ισχύος εξόδου. Για κάθε σημείο της Καμπύλης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας τόσο η κατανάλωση θερμότητας όσο και η ισχύς εξόδου της μονάδας παραγωγής πρέπει να είναι μεγαλύτερες του μηδενός.
- 30) Το Βοηθητικό Φορτίο σε διάφορα επίπεδα καθαρής παραγωγής της μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 31) Η Χωρητική (απορρόφηση) για παραγωγή ενεργού ισχύος ίση με την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής καθώς και για πέντε (5) ενδιάμεσα επίπεδα ενεργού ισχύος πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.
- 32) Η Επαγωγική (έγχυση) για παραγωγή ενεργού ισχύος ίση με την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής καθώς και για πέντε

(5) ενδιάμεσα επίπεδα ενεργού ισχύος πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση του μηδενός.

- 33) Τα επίπεδα καθαρής παραγωγής των απαγορευμένων ζωνών συνεχούς λειτουργίας των ΥΗΣ πρέπει να λαμβάνουν τιμές μεγαλύτερες ή ίσες του μηδενός, και μικρότερες ή ίσες από την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP). Απαγορευμένες ζώνες λειτουργίας για θερμικές μονάδες δεν επιτρέπονται.

3.3.3.5.2 Έλεγχος εγκυρότητας Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων που υποβλήθηκε από Παραγωγό για μία ή και περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής του. Ο έλεγχος που διεξάγει ο Διαχειριστής του Συστήματος αφορά:

- στην πληρότητα των στοιχείων όπως αυτά αναφέρονται στους Πίνακες Α, Β και Γ του Άρθρου 44 του ΚΔΣ&ΣΗΕ
- στην ανταπόκρισή τους με τα πραγματικά χαρακτηριστικά. όπως αυτά έχουν προκύψει από τις δοκιμές παραλαβής και ελέγχου, στις περιπτώσεις που αφορούν στοιχεία που έχουν υποβληθεί με τη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών
- στην εγκυρότητα τους

Τα στοιχεία που εμπεριέχονται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Χαρακτηριστικών υπόκεινται στους ακόλουθους κανόνες εγκυρότητας:

- 1) Ο Ελάχιστος πρόσθετος χρόνος επιπλέον του Χρόνου Εκκίνησης όταν η μονάδα επιστρέφει από κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) όπως τα στοιχεία αυτά υπάρχουν στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά.
- 2) Η Μέγιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μικρότερη ή ίση από την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP) όπως αυτή υπάρχει στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά. Η τιμή της Μέγιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 295. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΚΠΧ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.
- 3) Η Ελάχιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μεγαλύτερη ή ίση από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας. Η τιμή της Ελάχιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων

Χαρακτηριστικών του Άρθρου 295. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΚΠΧ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.

- 4) Το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός, και πρέπει να είναι ίσο με τη διαφορά Μέγιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ και Ελάχιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ. Όταν είναι μηδέν, σημαίνει ότι η μονάδα δε δύναται να παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία. Η τιμή του Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 295. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΚΠΧ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.
- 5) Η Ικανότητα επανεκκίνησης από γενική διακοπή λαμβάνει τιμές μηδέν (0) και ένα (1).
- 6) Η Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός. Η τιμή της Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 295. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΠΚΚ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.
- 7) Η Στατή Εφεδρεία πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.
- 8) Το Κόστος καυσίμου για τα καύσιμα Α, Β και Γ πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 9) Η Κατώτερη θερμογόνος δύναμη καυσίμου για τα καύσιμα Α, Β και Γ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός.
- 10) Η Ποσοστιαία σύνθεση καυσίμων σε κάθε σημείο ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας (Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός και μικρότερη του 100%. Το άθροισμα της ποσοστιαίας σύνθεσης για όλα τα καύσιμα πρέπει να είναι ίσο με 100%. Επίσης, εάν υπάρχει έστω και ένα επίπεδο καθαρής παραγωγής με μη-μηδενική ποσοστιαία σύνθεση για ένα καύσιμο, τότε πρέπει η Κατώτερα Θερμογόνος Δύναμη αυτού του καυσίμου να είναι μη-μηδενική (θετική).
- 11) Το Μέσο Ειδικό κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 12) Το Μέσο Ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας, εκτός δαπανών συντήρησης παγίου χαρακτήρα (για όλα τα

επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

- 13) Το Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 14) Το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης, το οποίο καθορίζεται ως το συνολικό μεταβλητό κόστος εκκίνησης της μονάδας έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, διακριτά για έναρξη από μη συγχρονισμένη ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής.
- 15) Το Κόστος καυσίμου που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας για την παροχή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, όταν αυτή δεν είναι συγχρονισμένη, ανά MW της Μέγιστης Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 16) Το Κόστος λειτουργίας και συντήρησης, εκτός του κόστους καυσίμου, που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας για την παροχή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, όταν αυτή δεν είναι συγχρονισμένη, ανά MW της Μέγιστης Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 17) Το Κόστος Αποσυγχρονισμού πρέπει να λαμβάνει τιμή μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός και να ισούται με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση αναμονής.
- 18) Το Κόστος Μηδενικού Φορτίου της μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος και η ΡΑΕ ελέγχουν εάν οι υποβληθείσες Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων είναι αληθείς και ακριβείς. Για το σκοπό αυτό, κατόπιν προηγούμενης έγγραφης ειδοποίησης με την οποία τίθεται εύλογη χρονική προθεσμία, οι Παραγωγοί που έχουν υποβάλει δηλώσεις θα πρέπει να παρουσιάσουν έγγραφα και εκθέσεις στο Διαχειριστή του Συστήματος και τη ΡΑΕ, και να επιτρέψουν στη ΡΑΕ την πρόσβαση στους σχετικούς χώρους, καθώς επίσης και σε όλες τις σχετικές πληροφορίες. Αφού κάνει έλεγχο, η ΡΑΕ εκδίδει πόρισμα για την εγκυρότητα της δήλωσης, το οποίο κοινοποιεί στο Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος αποδέχεται ή απορρίπτει τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων. Αν η δήλωση δεν γίνει αποδεκτή και αναφέρεται στην τρέχουσα ή σε μελλοντικές Ημέρες Κατανομής, ο αντίστοιχος Παραγωγός υποχρεούται σε άμεση υποβολή μίας νέας Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων. Οι Παραγωγοί έχουν το δικαίωμα να υποβάλλουν ένσταση κατά της απόφασης της ΡΑΕ εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών. Η ΡΑΕ εκδίδει τότε μία οριστική απόφαση εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών, η οποία κοινοποιείται εγγράφως στον αντίστοιχο Παραγωγό και στο Διαχειριστή του Συστήματος.

Αν μία Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων κηρυχθεί άκυρη από τη ΡΑΕ, ο αντίστοιχος Παραγωγός υπόκειται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

3.3.4 Χρεώσεις λόγω μη νόμιμων Προσφορών και Δηλώσεων

Σε περίπτωση που υποβάλλονται μη νόμιμες Προσφορές ή/και Δηλώσεις προβλέπονται χρεώσεις σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ. Αναλυτικότερα εφαρμόζονται:

- Οι διατάξεις του Άρθρου 21 του ΚΔΣ&ΣΗΕ όσον αφορά τις Δηλώσεις Φορτίου
- Οι διατάξεις του Άρθρου 32 του ΚΔΣ&ΣΗΕ όσον αφορά τις Προσφορές Έγχυσης
- Οι διατάξεις του Άρθρου 46 του ΚΔΣ&ΣΗΕ όσον αφορά τις Προσφορές Εφεδρειών
- Οι διατάξεις του Άρθρου 40 του ΚΔΣ&ΣΗΕ όσον αφορά τις Δηλώσεις μη Διαθεσιμότητας
- Οι διατάξεις του Άρθρου 46 του ΚΔΣ&ΣΗΕ όσον αφορά τις Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Οι παραπάνω χρεώσεις υπολογίζονται από το Διαχειριστή του Συστήματος στις αρχές κάθε μήνα για τον προηγούμενο. Εφόσον ολοκληρωθεί ο υπολογισμός των εν λόγω χρεώσεων, αποστέλλονται στους συμμετέχοντες μέσω e-mail σε μορφή Excel και σε ωριαία βάση όλα τα επιμέρους δεδομένα τα οποία χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό των χρεώσεων λόγω μη νόμιμων προσφορών και δηλώσεων. Επιπλέον ο Διαχειριστής του Συστήματος, αποστέλλει μέσω ταχυδρομείου σχετικά μηνιαία ενημερωτικά σημειώματα.

3.4 Μεθοδολογία Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Στο Τμήμα αυτό παρουσιάζεται η μεθοδολογία κατάρτισης και επίλυσης του ΗΕΠ που περιλαμβάνει: το χρονικό ορίζοντα του ΗΕΠ, τα δεδομένα εισόδου του ΗΕΠ, το χειρισμό των απωλειών μεταφοράς και διανομής, το μηχανισμό επίλυσης του ΗΕΠ, τους περιορισμούς που επιβάλλονται στον μηχανισμό επίλυσης του ΗΕΠ, τις τιμές που υπολογίζονται στην αγορά του ΗΕΠ και τη μεθοδολογία που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό αυτών των τιμών.

3.4.1 Χρονικός Ορίζοντας Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ο χρονικός ορίζοντας του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) είναι η επόμενη Ημέρα Κατανομής, η οποία είναι μία ημερολογιακή ημέρα που ξεκινάει στις 12:00 τα μεσάνυχτα (0:00) και τελειώνει στις 24:00. Το διακριτό χρονικό διάστημα του ΗΕΠ είναι η Περίοδος Κατανομής, η οποία είναι μία ημερολογιακή ώρα. Υπάρχουν 24 Περίοδοι Κατανομής σε κάθε Ημέρα Κατανομής, εκτός από τις “μικρές” και “μεγάλες” ημέρες, το φθινόπωρο και την άνοιξη αντίστοιχα, όταν η τοπική ώρα μεταβάλλεται μία ώρα μπροστά και πίσω, αντίστοιχα. Η μικρή Ημέρα Κατανομής την άνοιξη αποτελείται από 23 Περίοδους Κατανομής γιατί απουσιάζει η ώρα από τις 03:00 ως τις 04:00. Η μεγάλη Ημέρα Κατανομής το φθινόπωρο αποτελείται από 25 Περίοδους Κατανομής γιατί υπάρχουν δύο Περίοδοι Κατανομής από τις 03:00 ως τις 04:00, μία για την ώρα εξοικονόμησης του ημερήσιου φωτός και άλλη μία για την κανονική ώρα.

3.4.2 Δεδομένα Εισόδου στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό

Το πρόγραμμα του ΗΕΠ υπολογίζεται με βάση τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

- 1) Τιμολογούμενες και μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου,
- 2) Τιμολογούμενες και μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης,
- 3) Προσφορές Εφεδρειών,
- 4) Απαιτήσεις Εφεδρειών,
- 5) Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων,
- 6) Δηλώσεις ολικής και μερικής μη διαθεσιμότητας,
- 7) Αρχική κατάσταση των μονάδων παραγωγής και σχετικές πληροφορίες στην αρχή της Ημέρας Κατανομής,
- 8) Όρια ροής ενεργού ισχύος στα σημεία σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών,
- 9) Όρια ροής ενεργού ισχύος σε κάθε διασύνδεση,
- 10) Πίνακας ΦΔΜ για τις διασυνδέσεις,

- 11) Πίνακες συντελεστών απωλειών μεταφοράς και διανομής, και
- 12) Μητρώο μονάδων και πίνακας αντιστοίχισης μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου.

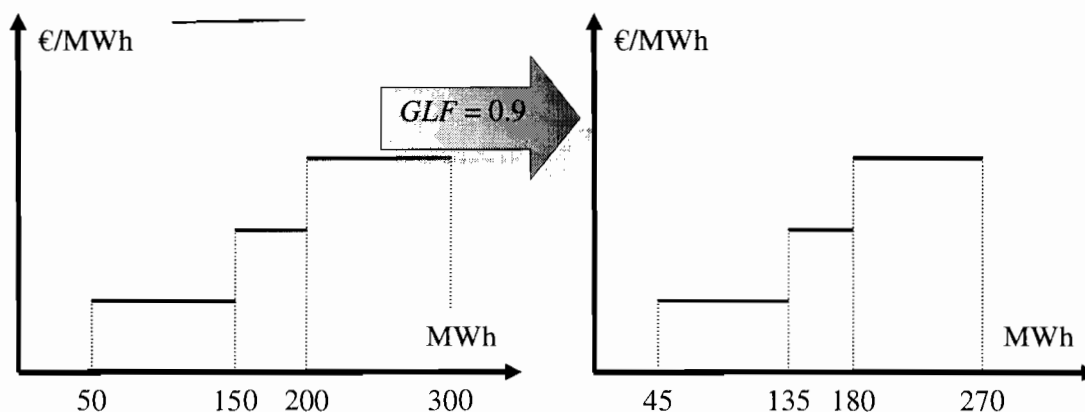
3.4.3 Απώλειες Συστήματος Μεταφοράς και Δικτύου Διανομής

Οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς και του Δικτύου Διανομής συμμετέχουν άμεσα στο Μηχανισμό Επίλυσης ΗΕΠ προσαρμόζοντας τις προσφορές έγχυσης και τις δηλώσεις φορτίου με βάση την ακόλουθη μεθοδολογία:

- Οι ποσότητες ενέργειας στις προσφορές έγχυσης από μονάδες παραγωγής και εισαγωγές ενέργειας πολλαπλασιάζονται με τους αντίστοιχους Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης, και
- Οι ποσότητες ενέργειας στις δηλώσεις φορτίου που αναφέρονται σε φορτία του δικτύου διανομής πολλαπλασιάζονται με τους αντίστοιχους Συντελεστές Απωλειών Φορτίου.

Το Σχ.13 δείχνει την επίδραση των απωλειών έγχυσης στις Προσφορές Έγχυσης, και το Σχ.14 δείχνει την επίδραση των απωλειών φορτίου στις Δηλώσεις Φορτίου.

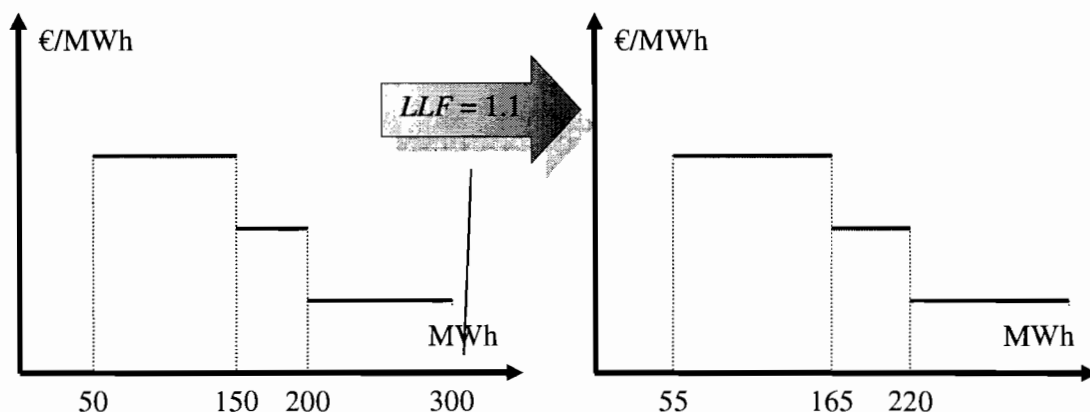
Το Πρόγραμμα ΗΕΠ υπολογίζεται με τις ποσότητες ενέργειας προσαρμοσμένες με τις απώλειες έγχυσης και φορτίου. Αυτές οι προσαρμοσμένες με τις απώλειες ποσότητες ενέργειας αποστέλλονται στην εκκαθάριση του ΗΕΠ, ενώ το Πρόγραμμα ΗΕΠ στα μετρητικά σημεία των γεννητριών και στους μετρητές φορτίου υπολογίζεται διαιρώντας αυτές τις προσαρμοσμένες ποσότητες ενέργειας με τους ισχύοντες συντελεστές απωλειών.



Σχ.13. Παράδειγμα προσαρμογής προσφοράς έγχυσης ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες μεταφοράς

Στο Σχ.13, η τιμή του GLF ελήφθη ίση με 0,9, καθαρά για λόγους παρουσίασης. Η εκάστοτε πραγματική τιμή του λαμβάνεται βάσει του Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης (βλ. Παρ. 3.2.2.1). Δεδομένου ότι οι τιμές του Πίνακα

αναφέρονται σε διακριτά επίπεδα φορτίου¹⁸, οι ακριβείς τιμές των συντελεστών προκύπτουν μέσω γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των συντελεστών του Πίνακα που βρίσκονται εκατέρωθεν της τιμής του υπόψη φορτίου. Σε περίπτωση που το επίπεδο φορτίου του Συστήματος ξεπεράσει τα όρια της μελέτης του Διαχειριστή του Συστήματος¹⁹, η τιμή του Συντελεστή λαμβάνεται με γραμμική επέκταση του τελευταίου διαθέσιμου διαστήματος. Η ακρίβεια που χρησιμοποιείται κατά τους παραπάνω υπολογισμούς είναι της τάξης των έξι δεκαδικών ψηφίων.



Σχ.14. Παράδειγμα προσαρμογής δήλωσης φορτίου ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες διανομής

3.4.4 Μηχανισμός Επίλυσης Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Η επίλυση του ΗΕΠ είναι ένα σύνθετο πρόβλημα βελτιστοποίησης όπου βελτιστοποιείται το κοινωνικό πλεόνασμα για όλη την Ημέρα Κατανομής ενώ παράλληλα ισχύει το ισοζύγιο ενέργειας σε κάθε λειτουργική ζώνη του συστήματος, και ικανοποιούνται οι απαιτήσεις σε εφεδρείες, οι διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς και οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων.

Η περιγραφή της επίλυσης του ΗΕΠ σε αυτό το τμήμα είναι πολύ γενική, σύμφωνα με μία γενική διατύπωση του προβλήματος ένταξης μονάδων (unit commitment).

3.4.5 Μεταβλητές Απόφασης

Οι μεταβλητές απόφασης στο Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ είναι οι ακόλουθες:

- Η κατάσταση κάθε μονάδας παραγωγής (σε λειτουργία, σε κράτηση, σε διαδικασία εκκίνησης ή σε διαδικασία σβέσης) για κάθε Περίοδο Κατανομής,

¹⁸ Τυπικά, ανά 250 MW.

¹⁹ (2009) Κάτω όριο: 3500MW, Άνω όριο 11500MW

- Η έγχυση ενέργειας από κάθε βαθμίδα τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης μονάδας παραγωγής, για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Η απορρόφηση ενέργειας από κάθε βαθμίδα τιμολογούμενης δήλωσης φορτίου κάθε Συμμετέχοντα, για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Η έγχυση ενέργειας από κάθε βαθμίδα τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης για εισαγωγές, για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Η απορρόφηση ενέργειας από κάθε βαθμίδα τιμολογούμενης δήλωσης φορτίου για εξαγωγές, για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Η παρεχόμενη πρωτεύουσα εφεδρεία κάθε μονάδας παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Η παρεχόμενη άνω και κάτω δευτερεύουσα εφεδρεία κάθε μονάδας παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Η παρεχόμενη τριτεύουσα στρεφόμενη εφεδρεία κάθε μονάδας παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής, και
- Η παρεχόμενη τριτεύουσα μη-στρεφόμενη εφεδρεία κάθε μονάδας παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής.

Τέσσερις τρόποι λειτουργίας μοντελοποιούνται για τις μονάδες παραγωγής:

- Λειτουργία: η μονάδα είναι συνδεδεμένη και συγχρονισμένη με το δίκτυο,
- Κράτηση: η μονάδα δεν είναι συνδεδεμένη στο δίκτυο και δεν παράγει ενέργεια,
- Εκκίνηση: η μονάδα είναι σε διαδικασία εκκίνησης, και
- Σβέση: η μονάδα είναι σε διαδικασία σβέσης.

Οι λειτουργίες εκκίνησης και σβέσης εφαρμόζονται μόνο σε μονάδες που έχουν χρόνους εκκίνησης και σβέσης μεγαλύτερους από μία ώρα, αντίστοιχα, καθώς αυτές οι μονάδες χρειάζονται περισσότερο από μία Περίοδο Κατανομής (ένα διάστημα) για να εκτελέσουν αυτές τις λειτουργίες, επομένως θα βρίσκονται σε αυτές τις μεταβατικές καταστάσεις τουλάχιστον για μία Περίοδο Κατανομής (ένα διάστημα). Διαφορετικά, η κατάσταση της μονάδας μεταβάλλεται άμεσα, από κράτηση σε λειτουργία και αντιστρόφως, χωρίς ενδιάμεσες καταστάσεις λειτουργίας.

Οι μη τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης και δηλώσεις φορτίου είναι σταθερές στη διαμόρφωση του προβλήματος.

Οι προσφορές εφεδρειών των μονάδων παραγωγής οφείλουν να γίνονται για το σύνολο της βεβαιωμένης ικανότητάς τους για κάθε εφεδρεία. Πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα στρεφόμενη εφεδρεία μπορούν να παρασχεθούν μόνο από μονάδες σε λειτουργία. Τριτεύουσα μη-στρεφόμενη εφεδρεία μπορεί να παρασχεθεί μόνο από μονάδες υπό συνθήκες κράτησης.

3.4.6 Εξαρτημένες Μεταβλητές

Οι εξαρτημένες μεταβλητές σχετίζονται με τις μεταβλητές απόφασης μέσω των περιορισμών. Οι εξαρτημένες μεταβλητές στο Μηχανισμό Επίλυσης της Αγοράς του ΗΕΠ είναι οι ακόλουθες:

- Η έγχυση ενέργειας από κάθε μονάδα παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Η απορρόφηση ενέργειας από κάθε Συμμετέχοντα για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Η έγχυση ενέργειας από κάθε Συμμετέχοντα για εισαγωγές σε κάθε διασύνδεση για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Η απορρόφηση ενέργειας από κάθε Συμμετέχοντα για εξαγωγές σε κάθε διασύνδεση για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Καθαρή ροή ενεργού ισχύος σε κάθε σημείο σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών και σε κάθε διασύνδεση για κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Η κατάσταση για λειτουργία υπό ΑΡΠ για κάθε μονάδα παραγωγής σε κάθε Περίοδο Κατανομής,
- Ο αριθμός Περιόδων Κατανομής (διαστήματα) στα οποία κάθε μονάδα παραγωγής παραμένει σε μία συγκεκριμένη κατάσταση λειτουργίας, για κάθε Περίοδο Κατανομής, και
- Η κατάσταση παραμονής σε ετοιμότητα για κάθε μονάδα παραγωγής (θερμή / ενδιάμεση / ψυχρή) για κάθε Περίοδο Κατανομής.

Οι εγχύσεις και απορροφήσεις ενέργειας εξάγονται από το άθροισμα των εγχύσεων των τιμολογούμενων προσφορών έγχυσης ή των απορροφήσεων των τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου όλων των βαθμίδων συμπεριλαμβανομένων των μη-τιμολογούμενων.

Η έγχυση μιας μονάδας παραγωγής κατά την περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού είναι μηδέν, κατά την περίοδο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο είναι ίση με το φορτίο συγχρονισμού, και κατά την περίοδο αποσυγχρονισμού παράγεται από μία γραμμική μεταβολή από την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή μέχρι το μηδέν. Επιπλέον, κάθε μονάδα παραγωγής παραμένει στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή της για τουλάχιστον μία Περίοδο Κατανομής (διάστημα) μετά από μία εκκίνηση και πριν από μία σβέση και δεν παρέχει εφεδρείες κατά τη διάρκεια αυτού του διαστήματος.

Η κατάσταση λειτουργίας υπό ΑΡΠ μίας μονάδας παραγωγής εξαρτάται από το αν αυτή η μονάδα παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία ή όχι. Η κατάσταση της μονάδας κατά τη διάρκεια παραμονής σε κατάσταση αναμονής εξαρτάται από το χρόνο κράτησης της υπόψη μονάδας.

3.4.7 Δυϊκές Μεταβλητές

Οι δυϊκές μεταβλητές σχετίζονται με τους περιορισμούς του προβλήματος. Η δυϊκή τιμή ενός δεσμευτικού περιορισμού είναι μη μηδενική, και εκφράζει την

επίδραση στο συνολικό κόστος του συστήματος της οριακής «χαλάρωσης» του περιορισμού. Οι δυϊκές τιμές των περιορισμών που δεν είναι δεσμευτικοί για την επίτευξη της βέλτιστης λύσης είναι μηδενικές. Οι βασικές δυϊκές μεταβλητές που επηρεάζουν τις οριακές τιμές στον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ είναι οι ακόλουθες:

- Οι δυϊκές τιμές των περιορισμών του ισοζυγίου ενέργειας σε κάθε Λειτουργική Ζώνη και Περίοδο Κατανομής, και
- Οι δυϊκές τιμές των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς του Συστήματος σε κάθε Περίοδο Κατανομής.

3.4.8 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση που πρέπει να ελαχιστοποιηθεί στον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ αποτελείται από τα ακόλουθα στοιχεία κόστους:

- Το κόστος εκκίνησης των μονάδων παραγωγής για κάθε εκκίνηση στην Ημέρα Κατανομής. Σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας [1] (Άρθρο 59), το κόστος εκκίνησης των μονάδων θεωρείται ίσο με μηδέν στον ΗΕΠ.
- Το κόστος αποσυγχρονισμού των μονάδων παραγωγής για κάθε σβέση στην Ημέρα Κατανομής. Σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας [1] (Άρθρο 59), το κόστος αποσυγχρονισμού των μονάδων θεωρείται ίσο με το πραγματικό κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση.
- Το κόστος παραγωγής ενέργειας των ενταγμένων μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- Το κόστος που προκύπτει από τις τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγές για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- Το όφελος που προκύπτει από τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για εξαγωγές για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- Το όφελος που προκύπτει από τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου από τους Προμηθευτές (για τους καταναλωτές) για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- Το κόστος προμήθειας πρωτεύουσας εφεδρείας των ενταγμένων μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- Το κόστος προμήθειας εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης των ενταγμένων μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- Το ενδεχόμενο κόστος προμήθειας τριτεύουσας στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και
- Το ενδεχόμενο κόστος προμήθειας τριτεύουσας μη-στρεφόμενης εφεδρείας των μη ενταγμένων μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

3.4.9 Περιορισμοί

3.4.9.1 Ισοζύγιο Ενέργειας

Με τους περιορισμούς ισοζυγίου ενέργειας σε κάθε Λειτουργική Ζώνη του συστήματος εξισώνεται η συνολική έγχυση ενέργειας με τη συνολική απορρόφηση ενέργειας σε κάθε Λειτουργική Ζώνη, για κάθε Περίοδο Κατανομής. Για κάθε Λειτουργική Ζώνη, η προσαρμοσμένη έγχυση ενέργειας από τις μονάδες παραγωγής και τις εισαγωγές εξισώνεται, ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς, με την προσαρμοσμένη απορρόφηση ενέργειας από τις δηλώσεις φορτίου των Προμηθευτών, ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του δικτύου διανομής από τη Ζώνη αυτή.²⁰

Σε κάθε περίπτωση, η πρόβλεψη φορτίου ή οι μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου υπολογίζονται στο σημείο αγοραπωλησίας του ΗΕΠ (ή σημείο εκκαθάρισης της αγοράς (market point)) πριν εισαχθούν στον περιορισμό ισοζυγίου ενέργειας κάθε Λειτουργικής Ζώνης.

3.4.9.2 Απαιτήσεις Εφεδρειών

Οι περιορισμοί των απαιτήσεων εφεδρειών εξασφαλίζουν την απαιτούμενη ποσότητα εφεδρειών για κάθε εφεδρεία και για κάθε Περίοδο Κατανομής. Κάθε απαίτηση εφεδρειών καλύπτεται από εφεδρείες του ίδιου τύπου (δε γίνεται επικάλυψη εφεδρειών).

Οι απαιτήσεις εφεδρειών που θέτει ο Διαχειριστής του Συστήματος για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής είναι οι κάτωθι:

- απαίτηση πρωτεύουσας εφεδρείας,
- απαίτηση δευτερεύουσας άνω εφεδρείας,
- απαίτηση δευτερεύουσας κάτω εφεδρείας,
- απαίτηση γρήγορης δευτερεύουσας άνω εφεδρείας,
- απαίτηση γρήγορης δευτερεύουσας κάτω εφεδρείας, και
- απαίτηση τριτεύουσας εφεδρείας.

Οι απαιτήσεις γρήγορης δευτερεύουσας εφεδρείας τίθενται για τη χρήση μονάδων με αρκετά μεγάλο ρυθμό μεταβολής υπό ΑΡΠ καθ' όλη τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής, π.χ. με ρυθμό μεγαλύτερο ή ίσο με 50 MW/min. Ουσιαστικά, οι περιορισμοί αυτοί επιβάλλουν καθ' όλη τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής να υπάρχει μία, κατ'ελάχιστο, ενταγμένη υδροηλεκτρική μονάδα, που να παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία.

3.4.9.3 Ικανότητα Εφεδρειών

²⁰ Στον Προγραμματισμό Κατανομής χρησιμοποιείται η πρόβλεψη φορτίου στη θέση των μη-τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου των Προμηθευτών για το μη-κατανεμόμενο φορτίο.

Η παρεχόμενη εφεδρεία από κάθε μονάδα παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής περιορίζεται από την επιβεβαιωμένη ικανότητά της για την παροχή της εφεδρείας αυτής.

Η παρεχόμενη πρωτεύουσα εφεδρείας δεν περιορίζεται από κανένα χρονικό πλαίσιο διότι η απόκριση του ρυθμιστή στροφών είναι πολύ γρήγορη σε κάθε περίπτωση.

Η δευτερεύουσα εφεδρεία έχει δύο χρονικά πλαίσια, ένα για γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία και ένα για κανονική δευτερεύουσα εφεδρεία. Το όριο ικανότητας παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας λαμβάνει υπόψη τις τιμές του ρυθμού μεταβολής υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (ΑΡΠ) των μονάδων (τόσο για άνω όσο και για κάτω εφεδρεία). Σημειώνεται ότι δυνατότητα παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας προς τα κάτω έχουν και οι υδροηλεκτρικές μονάδες που έχουν τη δυνατότητα να λειτουργήσουν και σαν αντλητικές μονάδες.

Το όριο ικανότητας εφεδρειών για την τριτεύουσα μη-στρεφόμενη εφεδρεία λαμβάνει επίσης υπόψη το χρόνο εκκίνησης της μονάδας καθώς η μονάδα πρέπει πρώτα να εκκινήσει προκειμένου να παράγει ενέργεια όταν κληθεί να παρέχει τις υπόψη υπηρεσίες.

3.4.9.4 Όρια Ικανότητας Παραγωγής

Τα προγράμματα εγχύσεων και εφεδρειών για κάθε μονάδα παραγωγής σε κάθε Περίοδο Κατανομής περιορίζονται ανάμεσα στο κατώτερο και στο ανώτερο όριο ρύθμισης ή λειτουργίας της μονάδας, ανάλογα με το αν η μονάδα είναι σε ΑΡΠ ή όχι. Μία μονάδα θεωρείται ότι είναι σε ΑΡΠ όταν έχει πρόγραμμα δευτερεύουσας εφεδρείας. Όσο είναι σε ΑΡΠ, η μονάδα λειτουργεί μέσα στα όρια ρύθμισής της. Κατά εξαίρεση, το πρόγραμμα πρωτεύουσας εφεδρείας για λειτουργία σε ΑΡΠ δεν περιορίζεται από τα όρια ρύθμισης αλλά, αντίθετα, από τα όρια λειτουργίας της καθώς ο ρυθμιστής στροφών της μονάδας μπορεί να αποκριθεί σε διαταραχές συχνότητας οδηγώντας την μονάδα εκτός των ορίων λειτουργίας της.

Τα όρια ρύθμισης συνήθως είναι πιο περιοριστικά από τα λειτουργικά όρια. Το κατώτερο λειτουργικό όριο είναι η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή. Το ανώτερο λειτουργικό όριο είναι η μέγιστη διαθέσιμη ικανότητα, όπως αυτή μεταβάλλεται από κάθε ισχύουσα δήλωση μη διαθεσιμότητας. Στην τελευταία περίπτωση, και για λειτουργία σε ΑΡΠ, το ανώτερο όριο για τα προγράμματα εγχύσεων και εφεδρειών είναι η μικρότερη τιμή ανάμεσα στη μέγιστη διαθέσιμη ικανότητα και στο δηλωμένο ανώτερο όριο ρύθμισης.

3.4.9.5 Περιορισμοί Μεταφοράς

Οι περιορισμοί μεταφοράς που εφαρμόζονται στον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ σε κάθε Περίοδο Κατανομής είναι οι κάτωθι:

- Αμφίπλευρα όρια καθαρών ροών ενεργού ισχύος στα σημεία σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών,

- Όρια καθαρών ροών ενεργού ισχύος σε κάθε διασύνδεση για εισαγωγές και εξαγωγές. Σημειώνεται ότι στους περιορισμούς αυτούς λαμβάνεται υπόψη η διαδικασία συμψηφισμού εισαγωγών/εξαγωγών (netting).
- Ενδεχόμενα όρια καθαρών ροών ενεργού ισχύος σε κάθε ομάδα διασυνδέσεων για εισαγωγές και εξαγωγές. Στους περιορισμούς αυτούς δε λαμβάνεται υπόψη η διαδικασία συμψηφισμού εισαγωγών/εξαγωγών (netting).

3.4.9.6 Διαχρονικοί Περιορισμοί

Οι διαχρονικοί περιορισμοί οι οποίοι εφαρμόζονται σε κάθε μονάδα παραγωγής στον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ είναι οι κάτωθι:

- Ελάχιστος χρόνος παραμονής σε λειτουργία: η μονάδα πρέπει να παραμείνει σε λειτουργία τουλάχιστον για αυτό το χρόνο από τη στιγμή που θα δεχθεί την εντολή για συγχρονισμό και ένταξη.
- Ελάχιστος χρόνος κράτησης: η μονάδα πρέπει να παραμείνει υπό κράτηση τουλάχιστον για αυτό το χρόνο από τη στιγμή που θα ολοκληρώσει έναν αποσυγχρονισμό της.
- Περιορισμός χρόνου παραμονής στην περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού: η μονάδα πρέπει να παραμείνει στην περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού κατά τη διάρκεια αυτού του χρόνου από τη στιγμή που θα ξεκινήσει η διαδικασία εκκίνησής της (από την εντολή για συγχρονισμό).
- Περιορισμός χρόνου παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο: η μονάδα πρέπει να παραμείνει στην περίοδο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο κατά τη διάρκεια αυτού του χρόνου από τη στιγμή που θα συγχρονίσει έως ότου φτάσει το τεχνικό της ελάχιστο.
- Περιορισμός χρόνου αποσυγχρονισμού: η μονάδα πρέπει να παραμείνει σε λειτουργία αποσυγχρονισμού κατά τη διάρκεια αυτού του χρόνου από τη στιγμή που θα ξεκινήσει η διαδικασία αποσυγχρονισμού της.
- Περιορισμοί του ρυθμού μεταβολής παραγωγής: η αλλαγή του προγράμματος έγχυσης μίας μονάδας από τη μία Περίοδο Κατανομής στην άλλη, περιορίζεται, προς τα επάνω και προς τα κάτω, από την ικανότητα μεταβολής παραγωγής της μονάδας, που ορίζεται από τους ρυθμούς ανόδου και καθόδου, ή το αντίστοιχο εύρος ρύθμισης εάν η μονάδα είναι σε ΑΡΠ.

3.4.10 Κανόνας αποσύνδεσης – Χειρισμού Προσφορών με Ίδια Τιμή

3.4.10.1 Προσφορές Έγχυσης

Σε περίπτωση προσφορών έγχυσης με την ίδια τιμή προσφοράς (σε κάποια από τις βαθμίδες προσφοράς τους), γίνονται οι εξής χειρισμοί από το μηχανισμό επίλυσης του ΗΕΠ:

- Πρώτα, επιλέγεται τυχαία ένα είδος προσφορών στο οποίο θα εφαρμοστεί ο κανόνας αποσύνδεσης των προσφορών, από τα κάτωθι είδη προσφορών:

- θερμικές μονάδες,
 - εισαγωγές,
 - υδροηλεκτρικές μονάδες.
- Εάν επιλεγεί έγχυση από θερμικές μονάδες ή εισαγωγές με την ίδια τιμή προσφοράς (σε κάποια από τις βαθμίδες προσφοράς τους), τότε οι συγκεκριμένες προσφορές έγχυσης που μερικώς ή ολικώς εντάσσονται στο πρόγραμμα του ΗΕΠ, θα επιλεγούν **τυχαία**. Στην περίπτωση αυτή, η τυχαία ταξινόμηση αυτών των προσφορών θα καθορίσει ποια προσφορά θα επιλεγεί.
 - Εάν επιλεγεί έγχυση από υδροηλεκτρικές μονάδες, τότε η ποσότητα ενέργειας που απαιτείται για τη συμπλήρωση του Προγράμματος ΗΕΠ κατανέμεται στις αντίστοιχες προσφορές έγχυσης **κατ' αναλογία** των ποσοτήτων ενέργειας που περιλαμβάνεται στις προς επιλογήν βαθμίδες μεταξύ των προσφορών αυτών. Στην περίπτωση αυτή, ο κανόνας της αναλογίας θα εφαρμοστεί σε περίπτωση που πολλές προσφορές με την ίδια τιμή επιλεγούν ταυτόχρονα.

Οι προσφορές έγχυσης από υδροηλεκτρικές μονάδες με τις ίδιες τιμές θεωρούνται αλληλένδετες. Αυτές οι προσφορές έγχυσης κατανέμονται σε αναλογία της ποσότητας σε MW των αλληλένδετων βαθμίδων ενέργειας. Αυτό επιτυγχάνεται με το μοντέλο αποσύνδεσης που εφαρμόζεται στην επίλυση του ΗΕΠ, διατυπώνοντας τον κανόνα αποσύνδεσης σαν έναν χαλαρό περιορισμό.

3.4.10.2 Δηλώσεις φορτίου

Σε περίπτωση δηλώσεων φορτίου με την ίδια τιμή προσφοράς (σε κάποια από τις βαθμίδες προσφοράς τους), η μέθοδος τυχαίας επιλογής εφαρμόζεται για τον προσδιορισμό της προτεραιότητας ένταξης αυτών των δηλώσεων φορτίου. Η τυχαία επιλογή απόσυρσης προσφορών από φορτία ή εξαγωγές γίνεται με την τυχαία ταξινόμηση των προσφορών που έχουν τις ίδιες τιμές.

3.4.10.3 Προσφορές Εφεδρειών

Σε περίπτωση προσφορών εφεδρειών με την ίδια τιμή προσφοράς, γίνεται τυχαία επιλογή μεταξύ των προσφορών αυτών.

3.4.10.4 Χειρισμός από μηχανισμό επίλυσης ΗΕΠ

Πιθανές προσφορές με ίδια τιμή μπορούν να αναγνωριστούν και να συνδυαστούν όταν έχουν ίδιες τιμές προσφορών. Η λογική της αποσύνδεσης εφαρμόζεται σε αυτές τις προσφορές ως μέρος του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Αυτή η προσέγγιση, που γίνεται με τη διατύπωση ενός περιορισμού, είναι το πρώτο βήμα για την αποσύνδεση των προσφορών με την ίδια τιμή, όταν εφαρμόζεται η κατ' αναλογία ένταξη.

Θεωρούμε ότι την ώρα t , K βαθμίδες προσφορών είναι αλληλένδετες και εκφράζονται από το ταξινομημένο σύνολο S_K . Το εύρος σε MW για

οποιοσδήποτε δύο βαθμίδες $cobi$ και $cobj$ από αυτές είναι $BandWidth_{cobi}$ και $BandWidth_{cobj}$, αντίστοιχα.

Οι ακόλουθοι περιορισμοί τίθενται ως μέρος της διατύπωσης του προβλήματος ώστε οι βαθμίδες με την ίδια τιμή να κατανέμονται ανάλογα με το αντίστοιχο εύρος τους:

$$Slack1_{cobi,cobj} - Slack2_{cobi,cobj} = \\ BandWidth_{cobj} \times BandMW_{cobi} - BandWidth_{cobi} \times BandMW_{cobj}$$

όπου $cobi \neq cobj; cobi, cobj \in S_k$;

$Slack1_{cobi,cobj} \geq 0$: Μεταβλητή αναφοράς 1 για τις τιμολογιακά αλληλένδετες βαθμίδες $cobi$ και $cobj$;

$Slack2_{cobi,cobj} \geq 0$: Μεταβλητή αναφοράς 2 για τις τιμολογιακά αλληλένδετες βαθμίδες $cobi$ και $cobj$.

Οι μεταβλητές αναφοράς $Slack1_{cobi,cobj}$ και $Slack2_{cobi,cobj}$, επιβαρύνουν την αντικειμενική συνάρτηση με πολύ μικρούς συντελεστές ποινής (της τάξης του 10^{-6}). Σαν αποτέλεσμα, οι βαθμίδες με ίδια τιμή κατανέμονται σε αναλογία με το μέγεθός τους, με την προϋπόθεση ότι αυτή η προσέγγιση δεν θα προκαλέσει την παράβαση κάποιου άλλου περιορισμού και δε θα επηρεάσει άλλες ανταγωνιστικές τιμολογούμενες προσφορές.

3.4.11 Σειρά άρσης παραβίασης των περιορισμών κατά την επίλυση του ΗΕΠ

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος μη σύγκλισης κάτω από συγκεκριμένες περιστάσεις, προστίθενται, σε κάθε περιορισμό, επιπλέον μεταβλητές παράβασης (έλλειψης ή περίσσειας), καθώς και πρόσθετοι όροι για τα κόστη ποινής των μεταβλητών παράβασης στην αντικειμενική συνάρτηση.

Οι τιμές των κοστών ποινής (penalty costs) που εφαρμόζονται στον ΗΕΠ φαίνονται στην παράγραφο 1.3.2.3.11. Οι τιμές ποινής (penalty costs) των παραπάνω μεταβλητών θέτουν τη σχετική σειρά παραβίασης των περιορισμών έτσι ώστε ο ΗΕΠ να επιλύεται με παραβίαση των περιορισμών (Solved with Violations).

Χαμηλότερη τιμή ποινής, της μεταβλητής χαλάρωσης του αντίστοιχου περιορισμού σημαίνει προτεραιότητα στην παραβίαση αυτού του περιορισμού σε σχέση με έναν άλλο στο οποίο τη μεταβλητή χαλάρωσης έχει αντιστοιχισθεί υψηλότερη τιμή ποινής.

Η σειρά παραβίασης των περιορισμών κατά την επίλυση του ΗΕΠ είναι η κάτωθι. Η παραβίαση γίνεται εάν απαιτείται, διαφορετικά παραβιάζεται ο επόμενος περιορισμός:

Αρχικά, παραβιάζεται τυχόν γενικός περιορισμός, ο οποίος στην περίπτωση του ΗΕΠ χρησιμοποιείται αποκλειστικά και μόνον για την εισαγωγή του ειδικού περιορισμού της ελάχιστης παραγωγής ενέργειας από τις Μονάδες του άρθρου

19 παρ. 2 περίπτωση ε' στοιχείο ββ' Ν.2773/1999, 3(Ε) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζεται ο περιορισμός της τριτεύουσας εφεδρείας του συστήματος, 3(Β) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζεται ο περιορισμός του ισοζυγίου ενέργειας κάθε Λειτουργικής Ζώνης του συστήματος ή του συστήματος συνολικά, 3(Α) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζεται ο περιορισμός της Μέγιστης Ημερήσιας Έγχυσης Ενέργειας στο Σύστημα από Υδροηλεκτρική Μονάδα, 3 (Ζ) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζεται ο περιορισμός της δευτερεύουσας εφεδρείας του συστήματος, 3(Β) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζεται ο περιορισμός της πρωτεύουσας εφεδρείας του συστήματος, 3(Β) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί των Μονάδων Παραγωγής (Τεχνικό Ελάχιστο, Τεχνικό Μέγιστο και Ρυθμός Μεταβολής), 3 (Γ) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Τέλος, παραβιάζονται οι περιορισμοί των διαθέσιμων ικανοτήτων μεταφοράς των Διασυνδέσεων (NTC) για εισαγωγές και εξαγωγές, 3 (Δ) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

3.4.11.1 Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σε περίπτωση παραβίασης περιορισμών του ΗΕΠ

Σε περιπτώσεις παραβίασης των περιορισμών του προβλήματος ΗΕΠ, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει κατά την επίλυση του ΗΕΠ στις ακόλουθες ενέργειες:

Σε περίπτωση κατά την οποία παραβιάζεται ο Γενικός Περιορισμός, δηλαδή ο ειδικός Περιορισμός της ελάχιστης παραγωγής ενέργειας από τις Μονάδες του άρθρου 19 παρ. 2 περίπτωση ε' στοιχείο ββ' Ν.2773/1999, 3(Ε) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, τότε ο Διαχειριστής του Συστήματος αγνοεί την επίλυση του ΗΕΠ (λύση Α – με παραβιάσεις (with violations)), και επιλύει εκ νέου τον ΗΕΠ χαλαρώνοντας σταδιακά/οριακά τον περιορισμό έως ότου προκύψει επίλυση του ΗΕΠ (λύση Β – χωρίς παραβιάσεις (without violations)). Αυτή η δεύτερη λύση, συμπεριλαμβανομένων των Οριακών Τιμών Συστήματος (ΟΤΣ) και του Προγραμματισμού Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών, αποτελεί την οριστική δημοσιεύσιμη επίλυση του ΗΕΠ, επί της οποίας θα γίνει η αντίστοιχη εκκαθάριση.

Σε περίπτωση κατά την οποία παραβιάζεται ο Περιορισμός Τριτεύουσας Εφεδρείας Συστήματος, 3(Β) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, τότε ο Διαχειριστής του Συστήματος αγνοεί την επίλυση του ΗΕΠ (λύση Α – με παραβιάσεις (with violations)), και επιλύει εκ νέου τον ΗΕΠ χαλαρώνοντας σταδιακά/οριακά τον περιορισμό έως ότου προκύψει επίλυση του ΗΕΠ (λύση Β – χωρίς παραβιάσεις (without violations)). Αυτή η δεύτερη λύση, συμπεριλαμβανομένων των Οριακών Τιμών Συστήματος (ΟΤΣ) και του Προγραμματισμού Εγχύσεων –

Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών, αποτελεί την οριστική δημοσιεύσιμη επίλυση του ΗΕΠ επί της οποίας θα γίνει η αντίστοιχη εκκαθάριση.

Σε περίπτωση κατά την οποία παραβιάζεται ο Περιορισμός Ωριαίου Ισοζυγίου Ενέργειας, 3(Α) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, τότε ως Οριακές Τιμές Συστήματος (ΟΤΣ) της επίλυσης του ΗΕΠ ο Διαχειριστής του Συστήματος θέτει τις ΟΤΣ της επίλυσης του ΗΕΠ (λύση Α – με παραβιάσεις (with violations)) αντικαθιστώντας τις αρνητικές τιμές κάθε ΟΤΣ με μηδέν (0) €/MWh και τις μεγαλύτερες από την Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας τιμές κάθε ΟΤΣ με την τιμή αυτή. Για τον καθορισμό του Προγραμματισμού Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών, ο Διαχειριστής του Συστήματος εισάγει μη τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης ή Δηλώσεις Φορτίου με αντίστοιχα προγράμματα Εισαγωγών ή Εξαγωγών ποσοτήτων ενέργειας βάσει του μεγέθους παράβασης του Περιορισμού ανά Ώρα Κατανομής και επιλύει εκ νέου τον ΗΕΠ έως ότου προκύψει επίλυση του ΗΕΠ (λύση Β – χωρίς παραβιάσεις (without violations)). Αυτή η σύνθετη λύση, ήτοι οι Οριακές Τιμές Συστήματος (ΟΤΣ) από την λύση Α και ο Προγραμματισμός Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών από την λύση Β, αποτελεί την οριστική δημοσιεύσιμη επίλυση του ΗΕΠ επί της οποίας θα γίνει η αντίστοιχη εκκαθάριση. Στη συνέχεια και αμέσως ο Διαχειριστής του Συστήματος: α) στην περίπτωση έλλειψης παραγωγής, συνυπολογίζοντας τις ποσότητες εισαγωγών για τις οποίες προσέθεσε Προσφορές Έγχυσης μετά την λύση Α και τις τυχόν ποσότητες εγγυημένων εξαγωγών που περικόπηκαν με την λύση Α, ανακοινώνει Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης για το Σύστημα και το πρόγραμμα περικοπής φορτίου για την αντίστοιχη Ημέρα Κατανομής, β) στην περίπτωση περίσσειας παραγωγής, συνυπολογίζοντας τις ποσότητες εξαγωγών για τις οποίες έθεσε Δηλώσεις Φορτίου μετά την λύση Α και τις τυχόν ποσότητες εγγυημένων εισαγωγών που περικόπηκαν με την λύση Α, ανακοινώνει το πρόγραμμα περίσσειας παραγωγής για την αντίστοιχη Ημέρα Κατανομής.

Κατά κανόνα, η παραβίαση του προηγούμενου Περιορισμού αποτρέπει, λόγω των προαναφερθέντων τιμών ποινής, την παραβίαση του Περιορισμού της Μέγιστης Ημερήσιας Έγχυσης Ενέργειας στο Σύστημα από Υδροηλεκτρική Μονάδα, 3 (Ζ) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Για αυτό τον λόγο αλλά και για την αποφυγή παρακράτησης διαθεσιμότητας, ο Διαχειριστής του Συστήματος θα αποδέχεται από κάτοχο άδειας παραγωγής από Υδροηλεκτρική Μονάδα ενεργοποίηση του περιορισμού κατ'εξαίρεση και μόνο στις εξής περιπτώσεις: α) σε περίπτωση που τα αντίστοιχα υδάτινα αποθέματα ασφαλείας είναι χαμηλά και βάσει συγκεκριμένης μεθοδολογίας, όπως αυτή θα διαμορφωθεί μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος και έγκριση της ΡΑΕ, β) σε επίπεδα ασφαλών υδάτινων αποθεμάτων, αποκλειστικά και μόνον σε περιπτώσεις κατά τις οποίες σημαντική ποσότητα θερμικής παραγωγής τίθεται εκτός διαθεσιμότητας για οποιονδήποτε λόγο.

Σε περίπτωση κατά την οποία παραβιάζεται ο Περιορισμός Δευτερεύουσας Εφεδρείας Συστήματος, 3 (Β) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, τότε ως Οριακές Τιμές Συστήματος (ΟΤΣ) της επίλυσης του ΗΕΠ ο Διαχειριστής του Συστήματος θέτει τις ΟΤΣ της επίλυσης του ΗΕΠ (λύση Α – με παραβιάσεις (with violations))

αντικαθιστώντας τις μεγαλύτερες από την Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας τιμές κάθε ΟΤΣ με την τιμή αυτή. Στην περίπτωση αυτή, η τιμή δευτερεύουσας εφεδρείας του ΗΕΠ ισούται με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς για Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης. Για τον καθορισμό του Προγραμματισμού Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών, ο Διαχειριστής του Συστήματος επιλύει εκ νέου τον ΗΕΠ χαλαρώνοντας σταδιακά/οριακά τον Περιορισμό Δευτερεύουσας Εφεδρείας Συστήματος έως ότου προκύψει επίλυση του ΗΕΠ (λύση Β – χωρίς παραβιάσεις (without violations)). Αυτή η σύνθετη λύση, ήτοι οι Οριακές Τιμές Συστήματος (ΟΤΣ) από την λύση Α και ο Προγραμματισμός Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών από την λύση Β, αποτελεί την οριστική δημοσιεύσιμη επίλυση του ΗΕΠ επί της οποίας θα γίνει η αντίστοιχη εκκαθάριση. Στη συνέχεια και αμέσως ο Διαχειριστής του Συστήματος ανακοινώνει Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης για το Σύστημα και λαμβάνει όλα τα απαραίτητα μέτρα για την διασφάλιση της απαραίτητης Δευτερεύουσας Εφεδρείας.

Σε περίπτωση κατά την οποία παραβιάζεται ο Περιορισμός Πρωτεύουσας Εφεδρείας Συστήματος, 3 (Β) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, τότε ως Οριακές Τιμές Συστήματος (ΟΤΣ) της επίλυσης του ΗΕΠ ο Διαχειριστής του Συστήματος θέτει τις ΟΤΣ της επίλυσης του ΗΕΠ (λύση Α – με παραβιάσεις (with violations)) αντικαθιστώντας τις μεγαλύτερες από την Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας τιμές κάθε ΟΤΣ με την τιμή αυτή. Στην περίπτωση αυτή, η τιμή πρωτεύουσας εφεδρείας του ΗΕΠ ισούται με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς για Πρωτεύουσα Εφεδρεία. Για τον καθορισμό του Προγραμματισμού Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών, ο Διαχειριστής του Συστήματος επιλύει εκ νέου τον ΗΕΠ χαλαρώνοντας σταδιακά/οριακά τον Περιορισμό Πρωτεύουσας Εφεδρείας Συστήματος έως ότου προκύψει επίλυση του ΗΕΠ (λύση Β – χωρίς παραβιάσεις (without violations)). Αυτή η σύνθετη λύση, ήτοι οι Οριακές Τιμές Συστήματος (ΟΤΣ) από την λύση Α και ο Προγραμματισμός Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών από την λύση Β, αποτελεί την οριστική δημοσιεύσιμη επίλυση του ΗΕΠ επί της οποίας θα γίνει η αντίστοιχη εκκαθάριση. Στη συνέχεια και αμέσως ο Διαχειριστής του Συστήματος ανακοινώνει Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης για το Σύστημα και λαμβάνει όλα τα απαραίτητα μέτρα για την διασφάλιση της απαραίτητης Πρωτεύουσας Εφεδρείας.

Κατά κανόνα η παραβίαση των προηγούμενων Περιορισμών αποτρέπει, λόγω των προαναφερθέντων τιμών ποινής, την παραβίαση των Περιορισμών: α) Ρυθμού Μεταβολής και Τεχνικού Ελαχίστου / Μεγίστου Μονάδας Παραγωγής, 3 (Γ) και β) Εισαγωγών ή Εξαγωγών σε κάθε Διασύνδεση (NTC), 3 (Δ) του Άρθρου 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Σε κάθε άλλη ενδεχόμενη περίπτωση η οποία δεν καλύπτεται ρητά στα παραπάνω, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενεργεί ανάλογα για την οριστική επίλυση του ΗΕΠ..

3.4.12 Οριακές Τιμές

Οι Οριακές Τιμές που καθορίζονται από την επίλυση του ΗΕΠ για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρα Κατανομής είναι οι ακόλουθες:

- Οριακή Τιμή Παραγωγής για κάθε ισχύουσα Λειτουργική Ζώνη. Από τις τιμές αυτές προκύπτει η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) ως ο μεσοσταθμισμένος μέσος όρος των Οριακών Τιμών Παραγωγής όλων των Λειτουργικών Ζωνών του συστήματος.
- Δυϊκές τιμές των περιορισμών ενέργειας μεταξύ των λειτουργικών ζωνών.

3.5 Αποτελέσματα Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Τα αποτελέσματα του ΗΕΠ αποτελούνται από τα προγράμματα εγχύσεων και απορροφήσεων ενέργειας, τα προγράμματα παροχής εφεδρειών, τις μοναδιαίες τιμές πληρωμής για Επικουρικές Υπηρεσίες και τις οριακές τιμές για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

3.5.1 Προγράμματα έγχυσης, απορρόφησης ενέργειας και παροχής εφεδρειών

Τα προγράμματα που εξάγονται από την επίλυση του ΗΕΠ αποτελούνται από τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

- Κατάσταση μονάδων παραγωγής (κράτηση, λειτουργία, εκκίνηση, ή σβέση),
- Πρόγραμμα έγχυσης ενέργειας για μονάδες παραγωγής και εισαγωγές από τις αποδεκτές μη-τιμολογούμενες και τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης,
- Πρόγραμμα απορρόφησης ενέργειας για κατανεμόμενα και μη-κατανεμόμενα φορτία και εξαγωγές από τις αποδεκτές μη-τιμολογούμενες και τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου,
- Προγράμματα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας για τις μονάδες παραγωγής, από τις αποδεκτές προσφορές πρωτεύουσας εφεδρείας,
- Προγράμματα παροχής άνω και κάτω δευτερεύουσας εφεδρείας για τις μονάδες παραγωγής από τις αποδεκτές προσφορές δευτερεύουσας εφεδρείας,
- Ποσότητες τριτεύουσας στρεφόμενης εφεδρείας για μονάδες παραγωγής,
- Ποσότητες τριτεύουσας μη-στρεφόμενης εφεδρείας για μονάδες παραγωγής, και
- Καθαρή ροή ενεργού ισχύος στα σημεία σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών και στις διασυνδέσεις.

Το συνολικό πρόγραμμα προς δημοσίευση αποτελείται από τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

- Συνολική παραγωγή σε κάθε Λειτουργική Ζώνη, με ξεχωριστή αναφορά για την υποχρεωτική παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων, την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και την παραγωγή από μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία,
- Συνολικό κατανεμόμενο φορτίο σε κάθε Λειτουργική Ζώνη,
- Συνολικό μη-κατανεμόμενο φορτίο σε κάθε Λειτουργική Ζώνη,
- Πρωτεύουσα εφεδρεία στο σύστημα,
- Άνω και κάτω δευτερεύουσα εφεδρεία στο σύστημα,

- Τριτεύουσα στρεφόμενη και μη-στρεφόμενη εφεδρεία στο σύστημα,
- Συνολική έγχυση ενέργειας για εισαγωγή, συνολική απορρόφηση ενέργειας για εξαγωγή, και καθαρή ροή ενεργού ισχύος σε κάθε διασύνδεση, και
- Καθαρή ροή ενεργού ισχύος σε κάθε σημείο σύνδεσης μεταξύ των λειτουργικών ζωνών.

3.5.2 Ημερήσιες Οριακές Τιμές

Οι τιμές που εξάγονται από την επίλυση του ΗΕΠ αποτελούνται από τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

- 1) Οριακή Τιμή Παραγωγής για κάθε Λειτουργική Ζώνη,
- 2) Οριακή Τιμή Συστήματος, υπολογιζόμενη ως ο σταθμισμένος, ως προς τη συνολική έγχυση ενέργειας σε κάθε ζώνη, μέσος όρος των Οριακών Τιμών Παραγωγής των λειτουργικών ζωνών,
- 3) Μοναδιαία τιμή πληρωμής Πρωτεύουσας Εφεδρείας,
- 4) Μοναδιαία τιμή πληρωμής Δευτερεύουσας Εφεδρείας (άνω και κάτω)

3.6 Δραστηριότητες μετά τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό

3.6.1 Δημοσίευση Στοιχείων του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ο Διαχειριστής του Συστήματος κοινοποιεί τα αποτελέσματα του ΗΕΠ στους Συμμετέχοντες εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ και στον Πιν.1, όπως αναφέρεται στην παράγραφο 5.1.

3.6.2 Υποβολή τροποποιημένων Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ

Οι Συμμετέχοντες έχουν υποβάλει Προσφορές Έγχυσης για εισαγωγές ή/και Δηλώσεις Φορτίου για εξαγωγές στον ΗΕΠ, προκειμένου να υλοποιήσουν τις εισαγωγές/εξαγωγές τους (εφόσον εκκαθαριστούν από την επίλυση του ΗΕΠ). Αυτές οι Προσφορές Έγχυσης και οι Δηλώσεις Φορτίου συμπεριλαμβάνουν το σύνολο των προγραμμάτων ανά διασύνδεση και ανά κατεύθυνση (εισαγωγή/εξαγωγή). Επίσης, έχουν υποβάλει τις Δηλώσεις Χρήσης των ΦΔΜ που κατέχουν, οι οποίες περιλαμβάνουν τόσο τα μακροχρόνια όσο και τα βραχυχρόνια ΦΔΜ τους. Μετά την υποβολή των Δηλώσεων αυτών, ενδέχεται να απαιτηθεί μεταβολή των Δηλώσεων Χρήσης των Κατόχων ΦΔΜ, η οποία υλοποιείται με την υποβολή τροποποιημένης Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ από τους Κατόχους ΦΔΜ. Κάθε τροποποιημένη Δήλωση Χρήσης ΦΔΜ περιέχει το σύνολο των επιθυμητών προγραμμάτων ανταλλαγών του Κατόχου ΦΔΜ, περιλαμβάνοντας τη χρήση τόσο των βραχυχρονίων όσο και των μακροχρονίων ΦΔΜ του. Σημειώνεται ότι τροποποίηση των Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ μετά το πέρας της προθεσμίας υποβολής τους γίνεται μόνον καθ'υπόδειξη του Διαχειριστή του Συστήματος. Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι βασικοί λόγοι που οδηγούν σε απαίτηση τροποποίησης της Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ ενός συμμετέχοντα.

3.6.2.1 Υποβολή τροποποιημένης Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ λόγω αναντιστοιχίας με την επίλυση του ΗΕΠ.

Σε περίπτωση που, μετά την επίλυση του προγράμματος ΗΕΠ, προκύπτει αναντιστοιχία μεταξύ των ποσοτήτων ενέργειας που εκκαθαρίστηκαν για κάποιο Συμμετέχοντα σε οποιαδήποτε διασύνδεση και κατεύθυνση με τις αντίστοιχες ποσότητες ενέργειας που προκύπτουν από τη Δήλωση Χρήσης του Συμμετέχοντα, ο Συμμετέχων καλείται να υποβάλλει τροποποιημένη Δήλωση Χρήσης ώστε να εξαλειφθεί η αναντιστοιχία. Σημειώνεται ότι τα εγγυημένα προγράμματα ανταλλαγών δεν μπορούν να αλλαχθούν.

Οι Συμμετέχοντες οφείλουν να υποβάλλουν την τροποποιημένη Δήλωση Χρήσης των ΦΔΜ τους, όταν αυτή απαιτείται, σύμφωνα με την επίλυση του ΗΕΠ και τις υποδείξεις του Διαχειριστή του Συστήματος, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον Πιν.1. Με την παρέλευση της προθεσμίας αυτής και σε περίπτωση που η τροποποιημένη Δήλωση Χρήσης δεν έχει υποβληθεί στο Διαχειριστή του Συστήματος ή δεν είναι σύμφωνη με τη λύση του ΗΕΠ και τις υποδείξεις του Διαχειριστή, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να αναλάβει

αυτοβούλως την τροποποίηση των τελικών Δηλώσεων Χρήσης των Συμμετεχόντων ώστε να προχωρήσει στην τελική διαδικασία επιβεβαίωσης των προγραμμάτων ανταλλαγών με τους όμορους Διαχειριστές.

Στα πλαίσια της αυτόβουλης αυτής τροποποίησης:

- Σε περίπτωση που η ποσότητα ενέργειας που έχει εξασφαλίσει ο Συμμετέχων από την επίλυση του ΗΕΠ, σε κάποια κατεύθυνση και διασύνδεση, είναι μεγαλύτερη από αυτήν που προκύπτει από την τελευταία Δήλωση Χρήσης του Συμμετέχοντα, ο Διαχειριστής μπορεί να χρησιμοποιήσει την τελευταία αποδεκτή Δήλωση Χρήσης του Συμμετέχοντα, εάν αυτή υπάρχει, με πιθανό αποτέλεσμα τη δημιουργία απόκλισης για το Συμμετέχοντα η οποία εκκαθαρίζεται σύμφωνα με τις προβλέψεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Εάν δεν υπάρχει καμία αποδεκτή Δήλωση Χρήσης για το Συμμετέχοντα, ο Διαχειριστής του Συστήματος θεωρεί ότι ο Συμμετέχων δε δύναται να υλοποιήσει κανένα πρόγραμμα ανταλλαγών με πιθανό αποτέλεσμα, όπως και πριν, τη δημιουργία απόκλισης για το Συμμετέχοντα.
- Σε περίπτωση που η ποσότητα ενέργειας που έχει εξασφαλίσει ο Συμμετέχων από την επίλυση του ΗΕΠ, σε κάποια κατεύθυνση και διασύνδεση, είναι μικρότερη από αυτήν που προκύπτει από την τελευταία Δήλωση Χρήσης του Συμμετέχοντα, ο Διαχειριστής μπορεί να τροποποιήσει κατά βούληση την τελευταία αποδεκτή Δήλωση Χρήσης του Συμμετέχοντα ώστε η προκύπτουσα ποσότητα ενέργειας να είναι συμβατή με την επίλυση του ΗΕΠ και τις υποδείξεις του Διαχειριστή.

3.6.2.2 Υποβολή τροποποιημένης Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ λόγω μη επιβεβαίωσης των προγραμμάτων ανταλλαγών.

Μετά την επίλυση του ΗΕΠ και αφού ολοκληρωθεί η διαδικασία τροποποίησης των Δηλώσεων Χρήσης, όταν αυτό απαιτείται, ξεκινά η διαδικασία επιβεβαίωσης των προγραμμάτων ανταλλαγών με τους γειτονικούς Διαχειριστές όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.6.5.

Στα πλαίσιά της, ενδέχεται να απαιτηθεί αλλαγή των Δηλώσεων Χρήσης κάποιου Συμμετέχοντα ώστε να αντιστοιχισθούν πλήρως τα προγράμματα ανταλλαγών που έχουν δηλωθεί στο Διαχειριστή του Συστήματος και στον εκάστοτε όμορό του Διαχειριστή. Στην περίπτωση αυτή, οι Συμμετέχοντες οφείλουν να επιλύσουν την προκύπτουσα αναντιστοιχία εντός 30λέπτου με κατάλληλη τροποποίηση των Δηλώσεων Χρήσης του στο Διαχειριστή του Συστήματος ή τον όμορο Διαχειριστή. Σε περίπτωση που δεν επιλύσουν την αναντιστοιχία αυτή, ο Διαχειριστής του Συστήματος κινείται αυτοβούλως, στα πλαίσια των πρακτικών του ENTSO-E, ώστε να αρθεί η αναντιστοιχία.

3.6.3 Δεδομένα Εξόδου που Μεταφέρονται στη Δραστηριότητα της Ημερήσιας Εκκαθάρισης

Τα προγράμματα που παρατίθενται στην παράγραφο 3.5.1 και οι τιμές που παρατίθενται στην παράγραφο 3.5.2, μεταφέρονται στις ημερήσιες εκκαθαρίσεις.

3.6.4 Ημερήσια Εκκαθάριση

Οι Συμμετέχοντες αποζημιώνονται ή χρεώνονται σύμφωνα με τα αποτελέσματα του ΗΕΠ, όπως περιγράφεται λεπτομερώς στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς.

3.6.5 Επιβεβαίωση Προγραμμάτων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ανταλλάσσει τα αναλυτικά προγράμματα ενέργειας των Συμμετεχόντων με τους γειτονικούς Διαχειριστές για λόγους εναρμόνισης, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στα κείμενα πρακτικών (Policies) του ENTSO-E και στον Πιν.1.

Η ανταλλασσόμενη πληροφορία αποτελείται από δύο αρχεία:

Αρχείο CAS

Το Αρχείο CAS (Control Area Schedules) περιέχει τα αναλυτικά προγράμματα που υποβάλλονται από τους Συμμετέχοντες. Ο τρόπος αναφοράς των προγραμμάτων συμφωνείται διμερώς μεταξύ των γειτονικών Διαχειριστών.

Αρχείο CBSb

Το Αρχείο CBSb (Control Block Schedules-bilateral) περιέχει τα συνολικά καθαρά προγράμματα ανά κατεύθυνση για κάθε διασύνδεση.

Η μορφοποίηση των δύο παραπάνω αρχείων γίνεται σε διαμόρφωση KISS (αρχεία Excel) και σε αρχεία xml, εκτός από τη διασύνδεση της Ιταλίας, στην οποία οι δύο Διαχειριστές (ΔΕΣΜΗΕ και TERNΑ) ανταλλάσσουν μόνο αρχεία XML.

Εάν υπάρχει απόλυτη εναρμόνιση, οι Διαχειριστές στέλνουν τα συγκεντρωτικά προγράμματα στα κέντρα συντονισμού, δηλαδή στο Νότιο Συντονιστικό Κέντρο (Swissgrid) ή στο αντίστοιχο Βόρειο (Amprion). Τα συγκεντρωτικά προγράμματα περιλαμβάνουν τα συνολικά καθαρά προγράμματα ανά κατεύθυνση για κάθε διασύνδεση του Διαχειριστή του Συστήματος συμπεριλαμβανομένου του προγράμματος διόρθωσης των ακούσιων αποκλίσεων (compensation program). Διαφορετικά, εάν υπάρχει μόνο μερική εναρμόνιση, δηλαδή εάν ένα ή περισσότερα προγράμματα δεν ταυτίζονται, οι Διαχειριστές λαμβάνουν κατάλληλα μέτρα για να επιλύσουν το πρόβλημα και να εναρμονίσουν τα προγράμματα. Η συνηθισμένη προσέγγιση είναι ο κανόνας του ελαχίστου, δηλαδή χρησιμοποιείται το μικρότερο πρόγραμμα ενέργειας των αγορών ενέργειας των γειτονικών χωρών.

Αναφορικά με τα προγράμματα ενέργειας που δηλώνονται στο Διαχειριστή του Συστήματος, οι Συμμετέχοντες των οποίων τα προγράμματα έχουν αλλάξει, υποχρεούνται να υποβάλλουν ενημερωμένα προγράμματα ενέργειας στο Διαχειριστή του Συστήματος όπως αναλυτικότερα περιγράφεται στην παράγραφο 3.6.2. Ο Διαχειριστής του Συστήματος επικυρώνει τα ενημερωμένα

προγράμματα έναντι των αντιστοίχων προγραμμάτων ενέργειας του γειτονικού Διαχειριστή και γίνεται επιβεβαίωση μεταξύ των δύο Διαχειριστών.

3.6.6 Δεδομένα που Μεταφέρονται στη Δραστηριότητα Προγραμματισμού Κατανομής

Όλα τα δεδομένα εισόδου στον ΗΕΠ, που περιγράφονται στην παράγραφο 3.3, μεταφέρονται στον Προγραμματισμό Κατανομής, εκτός από τα ακόλουθα:

- Οι δηλώσεις φορτίου για τιμολογούμενα φορτία, οι οποίες λαμβάνονται στο Πρόγραμμα Κατανομής ως σταθερές από τα αποτελέσματα του ΗΕΠ, και
- Οι προσφορές έγχυσης για εισαγωγές και οι δηλώσεις φορτίου για εξαγωγές, οι οποίες λαμβάνονται στο Πρόγραμμα Κατανομής ως σταθερές από τα αποτελέσματα του ΗΕΠ.

3.6.7 Συγκέντρωση Μηνιαίων Στοιχείων Επικουρικών Υπηρεσιών και Μεταφορά στη Δραστηριότητα Εκκαθάρισης Επικουρικών Υπηρεσιών

Μετά το τέλος κάθε ημερολογιακού μήνα, τα συγκεντρωτικά προγράμματα επικουρικών υπηρεσιών για όλο τον προηγούμενο μήνα συγκεντρώνονται και μεταφέρονται στην εκκαθάριση επικουρικών υπηρεσιών.

3.7 Έλεγχος Ενεργοποίησης Περιορισμών Μεταφοράς Λειτουργικών Ζωνών

Εάν κάποιος περιορισμός στις διασυνδέσεις ή στα σημεία σύνδεσης μεταξύ των λειτουργικών ζωνών είναι δεσμευτικός σε κάποια Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτελεί ξανά σε λειτουργία ανάλυσης (off-line) τον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ χρησιμοποιώντας το αντίστοιχο διαφορικό κόστος για τις Κατανεμόμενες μονάδες αντί των υποβληθέντων τιμολογούμενων προσφορών έγχυσης. Εάν κάποιος από τους δεσμευτικούς περιορισμούς στα σημεία σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών καθίσταται μη υποχρεωτικός κατά την εκτέλεση του ΗΕΠ (σε λειτουργία ανάλυσης) για την ίδια Περίοδο Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος αναφέρει αυτό το περιστατικό στη ΡΑΕ παρέχοντας ταυτόχρονα όλα τα σχετικά στοιχεία. Η ΡΑΕ αναλύει τα στοιχεία, και ιδιαίτερα τη συχνότητα αυτού του περιστατικού (το οποίο αναφέρεται σαν “οικονομική ενεργοποίηση των περιορισμών μεταφοράς”), και μπορεί να επιβάλλει κυρώσεις σύμφωνα με το Άρθρο 33 του Νόμου 2773/1999 [2].

3.8 Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης

3.8.1 Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δηλώνει αμέσως κατάσταση έκτακτης ανάγκης όποτε συμβαίνει κάποια από τις ακόλουθες περιπτώσεις:

- Όταν συντρέχει αδυναμία λειτουργίας του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, η οποία δεν μπορεί να αποκατασταθεί μέσω μη ηλεκτρονικής επικοινωνίας,
- Υπάρχει μία σοβαρή διαταραχή στο σύστημα μεταφοράς ή στο δίκτυο διανομής, ή
- Όταν ενδεχόμενη ανεπάρκεια παροχής ενέργειας για την ικανοποίηση της ζήτησης, μεγάλη συμφόρηση του συστήματος, ή άλλοι λόγοι επιβάλλουν την ενεργοποίηση των διαδικασιών απόρριψης φορτίου.

Κανένας οικονομικός λόγος, ακόμη και αν αφορά θέματα τιμών των προσφορών έγχυσης ή των εφεδρειών δεν δικαιολογεί την δήλωση έκτακτης ανάγκης.

Η δήλωση έκτακτης ανάγκης παρέχει πληροφορίες για την κατάσταση έκτακτης ανάγκης και ορίζει έναν ενδεικτικό χρόνο στον οποίο η κατάσταση έκτακτης ανάγκης αναμένεται να τερματιστεί. Κατά τη διάρκεια της έκτακτης ανάγκης, ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει ειδικές οδηγίες στους Συμμετέχοντες και ο ΗΕΠ λειτουργεί σε κατάσταση έκτακτης ανάγκης. Η λειτουργία έκτακτης ανάγκης του ΗΕΠ μπορεί να περιλαμβάνει χαλάρωση των περιορισμών μεταφοράς, χρήση της πρόβλεψης φορτίου αντί των μη τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου, και αποφάσεις έκδοσης εντολών ένταξης των μονάδων από τους χειριστές του Διαχειριστή του Συστήματος.

Αμέσως μετά τη λήξη της κατάστασης έκτακτης ανάγκης, ο Διαχειριστής του Συστήματος δηλώνει την αποκατάσταση της κανονικής λειτουργίας του ΗΕΠ και καθορίζει την ώρα που ο ΗΕΠ θα επανέλθει σε κανονική λειτουργία.

Η δήλωση έκτακτης ανάγκης κοινοποιείται από το Διαχειριστή του Συστήματος στους Συμμετέχοντες και τη ΡΑΕ με ηλεκτρονικό τρόπο, ήτοι με αποστολή μηνύματος ηλεκτρονικής αλληλογραφίας και / ή ανάρτηση στον ιστοχώρο του Διαχειριστή του Συστήματος. Στην περίπτωση που δεν είναι δυνατή η κοινοποίηση με ηλεκτρονικό τρόπο, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει τη ΡΑΕ και τους εμπλεκόμενους προς ενέργεια Συμμετέχοντες με τηλεομοιοτυπία ή / και τηλεφωνικά για την κατάσταση έκτακτης ανάγκης και τις απαιτούμενες από αυτούς ενέργειες.

Εντός ευλόγου χρονικού διαστήματος από την αποκατάσταση της ομαλής λειτουργίας του ΗΕΠ, ο Διαχειριστής του Συστήματος διερευνά τις αιτίες της κατάστασης έκτακτης ανάγκης και ετοιμάζει μία αναφορά, στην οποία καταγράφει τις πληροφορίες σχετικά με την έκτακτη ανάγκη και αιτιολογεί τα μέτρα και τις ενέργειες που αποφάσισε για την αποκατάσταση της ομαλής λειτουργίας του ΗΕΠ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει αυτή την αναφορά στη ΡΑΕ και τη δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του.

3.8.2 Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σε Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης

Σε μία κατάσταση έκτακτης ανάγκης, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να παρατείνει τη Λήξη Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες ή να αναστείλει την υποβολή προσφορών έγχυσης και εφεδρειών ή δηλώσεων φορτίου για ορισμένους ή και για όλους τους Συμμετέχοντες.

Σε περίπτωση αναστολής της υποβολής δηλώσεων φορτίου, ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτιμά τις δηλώσεις φορτίου λαμβάνοντας υπόψη τα αντίστοιχα ιστορικά στοιχεία δηλώσεων φορτίου για μία αντίστοιχη Ημέρα Κατανομής και πρόβλεψης φορτίου.

Σε περίπτωση αναστολής της υποβολής προσφορών έγχυσης και εφεδρειών, ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτιμά τις προσφορές έγχυσης και εφεδρειών λαμβάνοντας υπόψη τα αντίστοιχα ιστορικά στοιχεία προσφορών έγχυσης και εφεδρειών για μία παρόμοια Ημέρα Κατανομής και τη βεβαιωμένη ικανότητα για παροχή εφεδρειών των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής. Ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί επίσης να χρησιμοποιεί το διαφορικό κόστος των μονάδων παραγωγής για να συντάσσει προσφορές έγχυσης.

Οι Συμμετέχοντες που λαμβάνουν εντολές σε μία κατάσταση έκτακτης ανάγκης υποχρεούνται να τις εκτελούν χωρίς ενστάσεις σχετικά με τις οικονομικές επιπτώσεις. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δεν ευθύνεται για οποιαδήποτε οικονομική ζημία προκληθεί σε Συμμετέχοντα εξαιτίας μίας κατάστασης έκτακτης ανάγκης η οποία δεν οφείλεται στο Διαχειριστή του Συστήματος.

Εάν οι οριακές τιμές δεν μπορούν να υπολογιστούν με το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο Διαχειριστής του Συστήματος εφαρμόζει την Διοικητικά Οριζόμενη Οριακή Τιμή του Συστήματος για να πραγματοποιήσει την ημερήσια εκκαθάριση την οποία κοινοποιεί στους υπόχρεους. Οι πληρωμές εφεδρειών για κατακυρωμένες εφεδρείες υπολογίζονται με βάση προκαθορισμένα κόστη ευκαιρίας στην αγορά ενέργειας. Μετά την συλλογή των μετρήσεων εκτελείται η εκκαθάριση των Αποκλίσεων, όπου αποκαθίσταται η πραγματική χρέωση ή πίστωση σύμφωνα με τις εντολές κατανομής που έχουν εκδοθεί στο αντίστοιχο χρονικό διάστημα.

3.8.3 Διοικητικά Οριζόμενες Τιμές

Η διοικητικά οριζόμενη μέγιστη τιμή προσφοράς ενέργειας, η οποία είναι το ανώτερο όριο για τις τιμές στις τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης και στις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου, ορίζεται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης ύστερα από γνωμοδότηση της ΡΑΕ.

Οι διοικητικά οριζόμενες μέγιστες τιμές εφεδρειών για κάθε εφεδρεία, οι οποίες είναι τα ανώτερα όρια για τις τιμές στις αντίστοιχες προσφορές εφεδρειών, ορίζονται επίσης με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης ύστερα από γνωμοδότηση της ΡΑΕ.

Η διοικητικά οριζόμενη Οριακή Τιμή Συστήματος για κάθε περίπτωση έκτακτης ανάγκης ορίζεται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης ύστερα από γνωμοδότηση της ΡΑΕ μετά την αποκατάσταση της κανονικής λειτουργίας του ΗΕΠ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΟΡΙΑΚΗΣ ΤΙΜΗΣ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ (ΟΤΑ)

4.1 Εισαγωγή

4.1.1 Αντικείμενο της μεθοδολογίας υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ)

Αντικείμενο της μεθοδολογίας αυτής είναι ο υπολογισμός των Οριακών Τιμών Αποκλίσεων οι οποίες χρησιμοποιούνται στην εκκαθάριση των αποκλίσεων.

4.1.2 Χρονοδιάγραμμα της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διεξάγει τη μεθοδολογία αυτή, για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής D, μετά το τέλος της υπόψη ημέρας και πριν από την Ημέρα Υπολογισμού που αναφέρεται στον Πιν.1, κατά την οποία ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει τις πληρωμές και τις χρεώσεις των αποκλίσεων και κοινοποιεί τις Καταστάσεις Αρχικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων στους Συμμετέχοντες.

4.1.3 Δεδομένα Εισόδου για την Εκ των Υστέρων Τιμολόγηση των Αποκλίσεων

Το τμήμα αυτό περιγράφει τα δεδομένα εισόδου που απαιτούνται στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ.

4.2 Δεδομένα

4.2.1 Δεδομένα Εισόδου από τον ΗΕΠ

Στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιούνται τα ακόλουθα δεδομένα από τον ΗΕΠ που αφορούν την ίδια Ημέρα Κατανομής:

- Οι Προσφορές Έγχυσης και οι Προσφορές Εφεδρειών για τις κατανεμόμενες μονάδες.
- Οι Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής, όπως έχουν υποβληθεί από τους Παραγωγούς.
- Οι ποσότητες ενέργειας της τελευταίας υποβληθείσας Δήλωσης Εβδομαδιαίας Διαχείρισης Υποχρεωτικών Νερών από τους Παραγωγούς.
- Οι απαιτήσεις εφεδρειών του συστήματος, που έθεσε ο Διαχειριστής του Συστήματος.
- Οι τιμές των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς, που έθεσε ο Διαχειριστής του Συστήματος.

4.2.2 Δεδομένα εισόδου από τις διαδικασίες Πραγματικού Χρόνου

Στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιούνται τα ακόλουθα δεδομένα από το Πρόγραμμα Κατανομής και από την Κατανομή Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ):

- Οι ενδεχόμενες αναθεωρημένες δηλώσεις μη διαθεσιμότητας για τις μονάδες παραγωγής που έχουν υποβάλει οι Παραγωγοί, στις οποίες περιλαμβάνονται πραγματικά συμβάντα όπως π.χ. αποσυγχρονισμοί λόγω τεχνικών προβλημάτων ή μειωμένη δυνατότητα παραγωγής λόγω ποιότητας καυσίμου. Οι Παραγωγοί είναι υποχρεωμένοι να δηλώνουν οποιαδήποτε μεταβολή της Διαθεσιμότητάς τους στο Διαχειριστή του Συστήματος, Παρότι οποιαδήποτε Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας, μερική ή ολική, που κατατίθεται μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής προσφορών στον ΗΕΠ δεν λαμβάνεται υπόψη στην επίλυσή του, η επίλυση του ΠΚ και η μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ λαμβάνει υπόψη την πιο ενημερωμένη έκδοση της προαναφερθείσας Δήλωσης.
- Οι πραγματικές διαθεσιμότητες των μονάδων, όπως έχουν διαπιστωθεί από το Διαχειριστή του Συστήματος με βάση τις Εντολές Κατανομής του Διαχειριστή του Συστήματος και την κατανομή πραγματικού χρόνου. Παρά την προαναφερθείσα υποχρέωση για ενημέρωση του Διαχειριστή του Συστήματος από τους Παραγωγούς, ο Διαχειριστής δύναται να θεωρήσει διαφορετική διαθεσιμότητα για κάποια μονάδα παραγωγής από την υποβληθείσα, αν διαπιστωθεί, π.χ. από την απόκρισή της στις Εντολές Κατανομής που λαμβάνει, ή με οποιοδήποτε άλλο μέσο πληροφόρησης, ότι η πραγματική διαθεσιμότητα της μονάδας δεν ταυτίζεται με τη δηλωθείσα.
- Οι ενδεχόμενες αναθεωρημένες τιμές απαιτήσεων εφεδρειών για το σύστημα, από την τελευταία επίλυση του Προγράμματος Κατανομής. Ο

Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να επαναπροσδιορίζει τις απαιτήσεις εφεδρειών ώστε να ανταποκριθεί σε γεγονότα που συμβαίνουν σε πραγματικό χρόνο ή εύλογα πιθανολογούνται να συμβούν στο προσεχές μέλλον (π.χ. αιφνίδια αλλαγή καιρικών συνθηκών). Στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιείται η πιο επικαιροποιημένη έκδοση των απαιτήσεων εφεδρειών για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

- Οι ενδεχόμενες αναθεωρημένες τιμές των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς, από την τελευταία επίλυση του Προγράμματος Κατανομής. Ανάλογα με την κατάσταση του Συστήματος κατά την πραγματική λειτουργία, σε συνδυασμό με την κατάσταση και τη φόρτιση των μονάδων παραγωγής, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να επανακαθορίζει τα όρια των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς. Στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιείται η πιο επικαιροποιημένη έκδοση των ορίων αυτών για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Οι ποσότητες ενέργειας που εγχύθηκαν στο Σύστημα από κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα η οποία συμπεριλαμβάνεται στην τελευταία υποβληθείσα Δήλωση Εβδομαδιαίας Διαχείρισης Υποχρεωτικών Νερών που έχει υποβάλει ο Παραγωγός. Οι ποσότητες αυτές ενδέχεται να αλλάξουν ώστε να αντιμετωπισθούν έκτακτα φαινόμενα όπως π.χ. σε καταστάσεις πλημμυρών ή για να διατηρηθούν οι στάθμες των ταμιευτήρων σε ασφαλή για την εποχή επίπεδα. Σε περίπτωση που η ποσότητα ενέργειας της τελευταίας υποβληθείσας Δήλωσης Εβδομαδιαίας Διαχείρισης Υποχρεωτικών Νερών είναι μικρότερη από την πραγματικά εγχυθείσα, χρησιμοποιείται αντ' αυτής στον υπολογισμό της ΟΤΑ, δυνάμει του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρο 182).
- Γίνεται έλεγχος αν εγχέεται ενέργεια από Συμβεβλημένες Μονάδες ή από Έκτακτες Εισαγωγές ή από Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για κάθε Περίοδο Κατανομής.

4.2.3 Δεδομένα Μετρήσεων

Στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιούνται τα ακόλουθα δεδομένα, τα οποία έχουν καταγραφεί από το Τμήμα Μετρήσεων του Διαχειριστή του Συστήματος:

- Το πραγματικό ωριαίο φορτίο.
- Η πραγματική ωριαία εισαγωγή και εξαγωγή ενέργειας από κάθε διασύνδεση.
- Η πραγματική απορρόφηση ενέργειας από τις αντλητικές μονάδες.
- Η πραγματική έγχυση ενέργειας των ΑΠΕ.
- Η πραγματική έγχυση των μονάδων σε δοκιμαστική λειτουργία.

4.3 Μεθοδολογία της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων

Η μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ είναι μία διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς παρόμοια με τον ΗΕΠ, αλλά με τις ακόλουθες διαφορές:

- Μόνο οι Κατανεμόμενες μονάδες έχουν μεταβλητές ελέγχου στο πρόβλημα.
- Λαμβάνεται υπόψη το πραγματικό Φορτίο που απορροφήθηκε στα Σημεία Σύνδεσης και στους Κόμβους των Διασυνδέσεων (Φορτίο Συστήματος) για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Κατά τον υπολογισμό του Φορτίου Συστήματος λαμβάνονται υπόψη οι μετρούμενες ποσότητες εισαγωγών – εξαγωγών στις διασυνδέσεις.
- Η ενέργεια που εγχύθηκε στο Σύστημα σε κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και αντιστοιχεί στις Προσφορές Έγχυσης για τις Μονάδες του άρθρου 35 του Ν.2773/1999 και τις Μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία (Άρθρο 29 παράγραφοι 2 & 4 του [1]) απομειώνει το πραγματικό φορτίο που απορροφήθηκε από το Σύστημα την ίδια Περίοδο Κατανομής.
- Λαμβάνονται υπόψη οι τιμές απαιτήσεων εφεδρειών για το σύστημα, από την τελευταία επίλυση του Προγράμματος Κατανομής.
- Λαμβάνονται υπόψη οι τιμές των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς, από την τελευταία επίλυση του Προγράμματος Κατανομής.
- Σχετικά με τις ποσότητες ενέργειας που εγχύθηκαν στο Σύστημα από κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα η οποία συμπεριλαμβάνεται στην τελευταία υποβληθείσα Δήλωση Εβδομαδιαίας Διαχείρισης Υποχρεωτικών Νερών που έχει υποβάλει ο Παραγωγός, λαμβάνεται υπόψη το ελάχιστο μεταξύ αυτών που δηλώθηκαν στον ΗΕΠ και αυτών που πραγματικά εγχύθηκαν στο Σύστημα, δυνάμει του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρο 182).
- Λαμβάνεται υπόψη η διορθωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς κάθε μονάδας παραγωγής, ως εξής:
 - Σε περίπτωση μείωσης της Μέγιστης Διαθέσιμης Ισχύος, η Προσφορά Έγχυσης λαμβάνεται υπόψη έως τη Διορθωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύ της Μονάδας.
 - Σε περίπτωση αύξησης της Μέγιστης Διαθέσιμης Ισχύος, σύμφωνα με το Άρθρο 83.
 - Η Διορθωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς της Μονάδας υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής και ισούται με τη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύ της Μονάδας, όπως διορθώθηκε κατόπιν υποβολής Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας ή Δηλώσεων έκτακτης αύξησης της Μέγιστης Διαθέσιμης Ισχύος.
 - Η Διορθωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς προσαρμόζεται περαιτέρω από τον Διαχειριστή του Συστήματος με βάση νεότερα στοιχεία σχετικά με την πραγματική διαθεσιμότητα της Μονάδας, τα οποία περιήλθαν σε γνώση του. Κατά τον υπολογισμό της

Διορθωμένης Μέγιστης Ισχύος της Μονάδας λαμβάνεται ιδίως υπόψη τυχόν μη συμμόρφωση της Μονάδας με Εντολές Κατανομής.

Στην περίπτωση που εγχύθηκε ενέργεια από Συμβεβλημένες Μονάδες ή από Έκτακτες Εισαγωγές ή από Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για μία Περίοδο Κατανομής, η Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης καθορίζεται ίση με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας για αυτή την Περίοδο Κατανομής. Επίσης, για αυτή την Περίοδο Κατανομής, το Φορτίο Συστήματος απομειώνεται με τις ποσότητες ενέργειας που εγχύθηκαν στο Σύστημα από τις Μονάδες αυτές ή από τις Έκτακτες εισαγωγές.

Σε περίπτωση που σε συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής έγιναν Περικοπές Φορτίων, κατά τις διατάξεις του Άρθρου 85 παράγραφος (2) στοιχείο (5) και του Άρθρου 113 παράγραφος (1) στοιχείο Δ) του [1], η Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης καθορίζεται ίση με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας.

Σημειώνεται ότι η σειρά άρσης της παραβίασης των περιορισμών του προβλήματος είναι αυτή που ισχύει και στον ΗΕΠ.

4.4 Αποτελέσματα μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ

Η μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ υπολογίζει μία Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής για κάθε Λειτουργική Ζώνη (Zonal IMbalance Price ή ZIMP) για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Η μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ υπολογίζει επίσης μία Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Συστήματος (System IMbalance Price ή SIMP) ως τον σταθμισμένο μέσο όρο των ZIMPs όλων των Λειτουργικών Ζωνών, παρόμοια με τον υπολογισμό της ΟΤΣ στον ΗΕΠ. Εάν οι διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς συστήματος δεν είναι δεσμευτικοί στην επίλυση της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ, οι ZIMPs είναι ίσες με την αντίστοιχη SIMP.

Σε καταστάσεις έκτακτης ανάγκης κατά τις οποίες χρησιμοποιούνται έκτακτες εισαγωγές εφαρμόζεται η Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας. Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με την Διοικητικά Οριζόμενη ΟΤΣ δίνονται στην παράγραφο 3.8.3.

Οι Οριακές Τιμές Αποκλίσεων των Λειτουργικών Ζωνών και του Συστήματος που υπολογίζονται από τη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιούνται στην εκκαθάριση των αποκλίσεων ενέργειας.

4.5 Δημοσιοποίηση αποτελεσμάτων μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει τις Οριακές Τιμές Εκκαθάρισης Αποκλίσεων των Λειτουργικών Ζωνών και του Συστήματος στη ιστοσελίδα του αμέσως μόλις ολοκληρωθεί η διαδικασία της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ και σε κάθε περίπτωση πριν από την κοινοποίηση των Καταστάσεων Αρχικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων στους Συμμετέχοντες.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί αρχείο με τις Οριακές Τιμές Εκκαθάρισης Αποκλίσεων των Λειτουργικών Ζωνών και του Συστήματος για κάθε Περίοδο Κατανομής για πέντε (5) χρόνια και καθιστά τις τιμές αυτές διαθέσιμες σε όλες τις ενδιαφερόμενες πλευρές.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΗ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΝΑΛΛΑΓΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

5.1 Στοιχεία που δημοσιοποιούνται σε καθημερινή βάση

Τα στοιχεία που δημοσιεύει ο Διαχειριστής του Συστήματος σε καθημερινή βάση είναι τα ακόλουθα:

A. Έως τις 14:00 της ημέρας που προηγείται κατά τρεις ημέρες της Ημέρας Κατανομής (D-3) και για κάθε Περίοδο Κατανομής αυτής, την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς των διασυνδέσεων για εισαγωγές και εξαγωγές.

B. Έως τις 14:00 της ημέρας που προηγείται κατά δύο ημέρες της Ημέρας Κατανομής (D-2) και για κάθε Περίοδο Κατανομής αυτής, τον Πίνακα Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας στις Διασυνδέσεις για εισαγωγές και εξαγωγές.²¹

Γ. Έως τις 08:45 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1) και για κάθε Περίοδο Κατανομής αυτής, τα ακόλουθα στοιχεία:

- 1) τις τρέχουσες διαθεσιμότητες των μονάδων παραγωγής και τις προβλεπόμενες διαθεσιμότητες για την επόμενη ημέρα, με βάση τα στοιχεία που είναι γνωστά στο Διαχειριστή του Συστήματος έως την ώρα αυτή,
- 2) το σύνολο των υποβληθέντων Δηλώσεων Χρήσης (Nominations) Ετησίων και Μηνιαίων ΦΔΜ μεταφοράς, ξεχωριστά για εισαγωγές και εξαγωγές, και
- 3) την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς (NTC) και τη Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς (ATC) για την Ημερήσια Δημοπρασία, όπως υπολογίζεται σύμφωνα με τους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών.
- 4) την πρόβλεψη φορτίου για το σύστημα και για κάθε Λειτουργική Ζώνη,
- 5) τις απαιτήσεις πρωτεύουσας, δευτερεύουσας άνω, δευτερεύουσας κάτω, γρήγορης δευτερεύουσας άνω, γρήγορης δευτερεύουσας κάτω, τριτεύουσας εφεδρείας για το σύστημα.
- 6) την Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος,
- 7) τη διαθέσιμη ικανότητα για κάθε διασύνδεση,

²¹ Πλην της διασύνδεσης Ελλάδα – Ιταλία για την οποία τη σχετική υποχρέωση έχει η εταιρία CASC.eu.

- 8) τη συνολική προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας,
- 9) την υποχρεωτική παραγωγή ανά υδροηλεκτρική μονάδα,
- 10) την έγχυση των μονάδων παραγωγής σε δοκιμαστική λειτουργία,
- 11) τα προγράμματα διόρθωσης των ακούσιων αποκλίσεων στις διασυνδέσεις,
- 12) τα πιθανά προγράμματα εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφών εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων και επιστροφών εκτάκτων εισαγωγών/εξαγωγών, εφόσον είναι γνωστά έως τις 08:15 π.μ. της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί αρχεία από όλα τα στοιχεία και τις παραμέτρους που χρησιμοποιούνται για την πρόβλεψη φορτίου, τον προσδιορισμό των αναγκών εφεδρείας, τον προσδιορισμό της καθαρής ικανότητας μεταφοράς στις διασυνδέσεις, τον προσδιορισμό των ορίων των Διαζωνικών περιορισμών, καθώς και τα αποτελέσματα αυτών των διαδικασιών για κάθε ημερολογιακό έτος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του και κοινοποιεί στη ΡΑΕ στατιστικά στοιχεία σχετικά με την ακρίβεια της πρόβλεψης φορτίου σε διάστημα δύο (2) μηνών από το τέλος κάθε ημερολογιακού έτους.

Δ. Έως τις 10:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής(D-1), τα αποτελέσματα των Ημερήσιων Δημοπρασιών που διενεργούνται για βραχυχρόνια εκχώρηση ικανότητας μεταφοράς, σύμφωνα με τα οριζόμενα στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών.

Ε. Έως τις 10:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1) και για κάθε Περίοδο Κατανομής των ερχόμενων επτά Ημερών Κατανομής, σε κυλιόμενη βάση, τα ακόλουθα στοιχεία:

- 1) την πρόβλεψη φορτίου για το σύστημα και για κάθε Λειτουργική Ζώνη,
- 2) την προβλεπόμενη Διαθέσιμη Εφεδρεία όπως αυτή ορίζεται στο Άρθρο 223 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και τις αριθμητικές τιμές κάθε προσθετέου της.

ΣΤ. Έως τις 11:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1) και για κάθε Περίοδο Κατανομής των ερχόμενων επτά Ημερών Κατανομής, σε κυλιόμενη βάση, επικαιροποιήσεις των ακόλουθων στοιχείων:

- 1) την πρόβλεψη φορτίου για το σύστημα και για κάθε Λειτουργική Ζώνη,
- 2) τις απαιτήσεις πρωτεύουσας, δευτερεύουσας άνω, δευτερεύουσας κάτω, γρήγορης δευτερεύουσας άνω, γρήγορης δευτερεύουσας κάτω, τριτεύουσας εφεδρείας για το σύστημα.
- 3) την Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος,

- 4) τη διαθέσιμη ικανότητα για κάθε διασύνδεση,
- 5) τη συνολική προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας,
- 6) την υποχρεωτική παραγωγή ανά υδροηλεκτρική μονάδα,
- 7) την έγχυση των μονάδων παραγωγής σε δοκιμαστική λειτουργία,
- 8) τα προγράμματα διόρθωσης των ακούσιων αποκλίσεων στις διασυνδέσεις.

Ζ. Έως τις 14:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1), τα ακόλουθα στοιχεία:

- 1) αναλυτικά το Πρόγραμμα ΗΕΠ, και
- 2) την ΟΤΣ και τις ΟΤΠ για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

Η. Έως τις 18:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1), των ακόλουθων στοιχείων για κάθε Περίοδο Κατανομής της επόμενης Ημέρας Κατανομής :

- 1) αναλυτικά το Πρόγραμμα Κατανομής.

Θ. Έως τις 10:00 της επόμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D+1), απολογιστικά στοιχεία για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής D, αναφορικά με την πραγματική λειτουργία του Συστήματος:

- 1) τις πραγματικές εγχύσεις των μονάδων παραγωγής,
- 2) το πραγματικό φορτίο του συστήματος και τις πραγματικές απώλειες του συστήματος μεταφοράς,
- 3) τις πραγματικές εισαγωγές και εξαγωγές ενέργειας από τις διασυνδέσεις,
- 4) τις πραγματικές εγχύσεις των ΑΠΕ, και
- 5) την πραγματική άντληση.

Ι. Έως τις 17:00, πέντε ημέρες μετά την Ημέρα Κατανομής (D+5) τα ακόλουθα στοιχεία:

- 1) τα αναλυτικά αποτελέσματα της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ, κατ' αντιστοιχία με το Πρόγραμμα ΗΕΠ, και
- 2) την ΟΤΑ (ζωνικές τιμές και τιμή συστήματος) για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

5.2 Λοιπά στοιχεία που δημοσιοποιούνται σε τακτά χρονικά διαστήματα

A. Στοιχεία σχετικά με τη Διαθεσιμότητα του Συστήματος Μεταφοράς και των Διασυνδέσεων:

- 1) Έως την 1η Δεκεμβρίου, το Πρόγραμμα Απομονώσεων των διασυνδέσεων της χώρας καθώς και των γραμμών μεταφοράς των γειτονικών συστημάτων που επιδρούν στην ικανότητα εισαγωγών και εξαγωγών του ελληνικού συστήματος.
- 2) Έως την 1η Δεκεμβρίου, το Πρόγραμμα Απομονώσεων του Συστήματος Μεταφοράς για το επόμενο έτος.
- 3) Έως την 10η ημέρα κάθε μήνα, τις απομονώσεις στοιχείων του Συστήματος Μεταφοράς για τον επόμενο μήνα βάσει του Προγράμματος Απομονώσεων που ισχύει κατά το χρόνο δημοσιοποίησης των απομονώσεων αυτών, για τις οποίες ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτιμά ότι ενδέχεται να επηρεάσουν την ομαλή λειτουργία του Συστήματος και ιδίως τη δυνατότητα απομάστευσης ισχύος από μονάδες παραγωγής και τη δυνατότητα μεταφοράς ισχύος μεταξύ κέντρων παραγωγής και κατανάλωσης καθώς και μέσω των διασυνδέσεων, με αναφορά στις αναμενόμενες επιπτώσεις των απομονώσεων αυτών.
- 4) Έως την 1η Οκτωβρίου κάθε έτους το Πρόγραμμα Συντήρησης Μονάδων Παραγωγής του Συστήματος για το επόμενο έτος και κάθε μεταγενέστερη τροποποίηση του προγράμματος κατά το χρόνο που αυτή συντελείται.

B. Στοιχεία που σχετίζονται άμεσα με το διασυνοριακό εμπόριο και τη διαχείριση της συμφόρησης στις διασυνδέσεις:

- 1) Σε ετήσια βάση δημοσιοποιούνται πληροφορίες σχετικά με τη μακροπρόθεσμη εξέλιξη των υποδομών μεταφοράς (ΜΑΣΜ) και των επιπτώσεων της στη διαθέσιμη δυναμικότητα για διασυνοριακό εμπόριο.
- 2) Έως την 1η Δεκεμβρίου έκαστου έτους προβλέψεις αναφορικά με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων για το επόμενο έτος και έως τη 15η ημέρα έκαστου μήνα προβλέψεις αναφορικά με τη διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων για τον επόμενο μήνα. Οι προβλέψεις αυτές θα βασίζονται σε κάθε σχετική πληροφορία που είναι στη διάθεση του Διαχειριστή του Συστήματος τη στιγμή του υπολογισμού, όπως το πρόγραμμα συντήρησης των δικτύων, η εποχιακή διακύμανση του θερμικού ορίου των διασυνδετικών γραμμών, η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής κλπ.
- 3) Τα στοιχεία που καθορίζονται βάσει των Κανονισμών Δημοπρασιών (Auction Rules) για την εκχώρηση ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων, αναφορικά με τη διενέργεια και τα αποτελέσματα των ετήσιων και των μηνιαίων δημοπρασιών
 - 4) Για κάθε διασύνδεση, τα αποτελέσματα της αντίστοιχης δευτερεύουσας αγοράς δικαιωμάτων (Transfer & Resale) σύμφωνα με τους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών (Auction Rules).

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΔΙΑΤΥΠΩΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

Ι.1 Εισαγωγή

Στο Παράρτημα αυτό περιγράφεται το λογισμικό του μηχανισμού επίλυσης που χρησιμοποιείται για την επίλυση των διαδικασιών της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, αναφορικά με τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ) , τον Προγραμματισμό Κατανομής (ΠΚ), την Κατανομή Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ) και τη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ.

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται:

α) Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος του ΗΕΠ, του Προγράμματος Κατανομής και της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ, τα οποία είναι σε μεγάλο βαθμό κοινά ενώ παρουσιάζουν διαφορές στα δεδομένα εισόδου κάθε διαδικασίας. Το πρόβλημα αυτό είναι ένα πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής (Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού) ή «Unit Commitment» (UC). Εφεξής, το μοντέλο επίλυσης του προβλήματος αυτού θα αναφέρεται ως «μοντέλο UC».

β) Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος Κατανομής Πραγματικού Χρόνου, το οποίο είναι ένα πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου (Γραμμικού Προγραμματισμού) ή «Economic Dispatch» (ED). Εφεξής, το μοντέλο επίλυσης του προβλήματος αυτού θα αναφέρεται ως «μοντέλο ED».

I.2 Λειτουργική Περιγραφή Επίλυσης του ΗΕΠ

I.2.1 Τρόποι Λειτουργίας

Στο σύστημα διαχείρισης της αγοράς περιέχονται τέσσερις διαφορετικές λειτουργίες για την επίλυση των προβλημάτων της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας:

- 1) Η λειτουργία Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) που επιλύεται ως πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής, μεγιστοποιεί το κοινωνικό πλεόνασμα, όπως ορίζεται στο Άρθρο 59, παρ. 2 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη τις τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης και τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου, ενώ ταυτόχρονα ικανοποιεί μία σειρά από περιορισμούς. Τα αποτελέσματα του ΗΕΠ περιλαμβάνουν όχι μόνο τα προγράμματα παραγωγής και φορτίου, αλλά και τα προγράμματα εφεδρειών των μονάδων καθώς επίσης και τις τιμές εκκαθάρισης του ΗΕΠ.
- 2) Η λειτουργία Ημερήσιου/Ενδοημερήσιου Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ), είναι παρόμοια με τη λειτουργία του Ημερήσιου Προγραμματισμού και δίνει τη δυνατότητα στο Διαχειριστή του Συστήματος να προετοιμάσει τα προγράμματα παραγωγής των μονάδων και να εκδώσει Εντολές Κατανομής, λαμβάνοντας υπόψη τις ενημερωμένες δηλώσεις των μονάδων και, ενδεχομένως, πρόσθετες πηγές ενέργειας και εφεδρειών. Η διαδικασία αυτή εκτελείται μετά τον ΗΕΠ, για την επόμενη ημέρα (Ημερήσιος ΠΚ) και κατά τη διάρκεια της ημέρας (Ενδοημερήσιος ΠΚ), ανάλογα με τις ανάγκες λειτουργίας του συστήματος. Επιλύεται ως πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής.
- 3) Η λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ) βελτιστοποιεί την κατανομή της παραγωγής για έναν ορίζοντα (τυπικά) 5 λεπτών από την τρέχουσα κατάσταση. Η διαδικασία αυτή εκτελείται κυκλικά (π.χ. κάθε 5 λεπτά) ή με βάση κάποιο συμβάν το οποίο προκαλείται από τη λειτουργία της ΑΡΠ. Επιλύεται ως πρόβλημα Γραμμικού Προγραμματισμού.
- 4) Η μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των Οριακών Τιμών Αποκλίσεων για το Σύστημα και τις Λειτουργικές Ζώνες με βάση τα πραγματικά στοιχεία. Επιλύεται ως πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής.

I.2.2 Λειτουργία Ανάλυσης

Αυτή η λειτουργία είναι ιδιαίτερα χρήσιμη για την ανάλυση των αποτελεσμάτων των διαδικασιών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Βασίζεται σε μία ανεξάρτητη εφαρμογή και επιτρέπει στο Διαχειριστή του Συστήματος να εισάγει ένα σενάριο λειτουργίας, να ανακαλέσει ένα σενάριο Ημερήσιου Προγραμματισμού ή Ημερήσιου / Ενδοημερήσιου προγραμματισμού κατανομής ή ένα σενάριο της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ.

Η λειτουργία αυτή χρησιμοποιείται επίσης και για τον έλεγχο ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του συστήματος, όπως αναλύεται στο Άρθρο 60 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

1.2.3 Μοντέλα Επίλυσης Αγοράς

1.2.3.1 Οντότητες

Οι οντότητες περιλαμβάνουν όλα τα φυσικά και μη φυσικά πάγια στοιχεία. Αποτελούνται από όλες τις μονάδες παραγωγής, τα φυσικά φορτία, τα πάγια άντλησης και τα διασυνοριακά σημεία σύνδεσης.

Οι τιμολογούμενες και οι μη τιμολογούμενες προσφορές από τους παραγωγούς ανήκουν σε μία φυσική οντότητα, η οποία εκπροσωπεί τα πάγια παραγωγής (μονάδα ή σταθμός). Μία και μόνο μία τιμολογούμενη προσφορά και μία και μόνο μία μη τιμολογούμενη προσφορά μπορούν να δοθούν από μία τέτοια οντότητα.

Οι τιμολογούμενες και οι μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου, ανήκουν σε μία φυσική οντότητα, η οποία εκπροσωπεί τα πάγια φορτίου. Μία και μόνο μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου και μία και μόνο μία μη τιμολογούμενη δήλωση φορτίου μπορούν να δοθούν από μία τέτοια οντότητα.

Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για αντλητικές μονάδες ανήκουν σε μία φυσική οντότητα, η οποία εκπροσωπεί τα πάγια άντλησης. Μία και μόνο μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου μπορεί να δοθεί από μία τέτοια οντότητα.

Οι τιμολογούμενες προσφορές από τους εισαγωγείς, οι δηλώσεις φορτίου από τους εξαγωγείς, και οι διορθώσεις ανταλλαγών ενέργειας στις διασυνδέσεις ανήκουν σε μία οντότητα που εκπροσωπεί μία διασυνοριακή γραμμή διασύνδεσης. Αρκετές προσφορές έγχυσης ή δηλώσεις φορτίου, από διαφορετικούς Συμμετέχοντες, μπορούν να δοθούν από μία τέτοια οντότητα. Παρόλα αυτά, το σύστημα της αγοράς μπορεί να δεχθεί μόνο μία προσφορά από κάθε Συμμετέχοντα, για κάθε διασύνδεση και για κάθε κατεύθυνση (εισαγωγή / εξαγωγή).

Οι τιμολογούμενες βαθμίδες προσφορών πρωτεύουσας εφεδρείας και οι τιμολογούμενες βαθμίδες προσφορών δευτερεύουσας εφεδρείας υποβάλλονται από τις οντότητες που αντιστοιχούν στα πάγια παραγωγής (μονάδα ή σταθμός).

Δεν μοντελοποιείται καμία βαθμίδα προσφοράς για στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία. Παρόλα αυτά, υποβάλλεται το κόστος καυσίμου και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης από τις οντότητες που αντιστοιχούν στα πάγια παραγωγής (μονάδα ή σταθμός) για τον υπολογισμό μίας τιμολογούμενης βαθμίδας για τη μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία.

Όλες οι στάθμες παραγωγής θεωρούνται ως καθαρές στάθμες παραγωγής.

1.2.3.2 Σημεία Μέτρησης

Ένα σημείο μέτρησης σχετίζεται με κάθε οντότητα. Μία οντότητα αντιστοιχεί σε ένα και μόνο ένα σημείο μέτρησης. Οι Συντελεστές Κατανομής Μεταφερόμενης

Ισχύος (ΣΚΜΙ) καθορίζονται στο επίπεδο του σημείου μέτρησης (μετρητικό σημείο).

1.2.3.3 Πρόβλεψη Φορτίου

Ανάλογα με το πρόβλημα που επιλύεται, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να χρησιμοποιήσει τις τιμές πρόβλεψης φορτίου στον περιορισμό ισοζυγίου ενέργειας αντί για τις μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου των εκπροσώπων φορτίου. Οι τιμές προβλεπόμενου φορτίου πρέπει να δίνονται ανά λειτουργική ζώνη, δεδομένου ότι το ισοζύγιο ενέργειας γίνεται σε κάθε λειτουργική ζώνη.

1.2.3.4 Στοιχεία Μονάδων

Ο Μηχανισμός Επίλυσης της αγοράς λαμβάνει υπόψη τα ακόλουθα τεχνικοοικονομικά στοιχεία:

- Ελάχιστη στάθμη παραγωγής: όταν η μονάδα είναι ενταγμένη, και δεν βρίσκεται σε φάση εκκίνησης / σβέσης, η μονάδα δεν μπορεί να κατανέμεται κάτω από αυτό το όριο. Η ελάχιστη στάθμη παραγωγής είναι ίση με το Τεχνικό Ελάχιστο Παραγωγής, εκτός αν η μονάδα είναι μη διαθέσιμη (δήλωση ολικής μη διαθεσιμότητας). Στην περίπτωση ολικής μη διαθεσιμότητας, η τιμή αυτή είναι μηδέν και η μονάδα δεν μπορεί να ενταχθεί.
- Μέγιστη στάθμη παραγωγής: όταν η μονάδα είναι ενταγμένη, και δεν βρίσκεται σε φάση εκκίνησης / σβέσης, η μονάδα δεν μπορεί να κατανέμεται πάνω από αυτό το όριο. Η τιμή αυτή είναι ίση με τη μέγιστη συνεχή ικανότητα παραγωγής, εκτός αν η μονάδα είναι μη διαθέσιμη (δήλωση μερικής ή ολικής μη διαθεσιμότητας). Στην περίπτωση ολικής μη διαθεσιμότητας, η τιμή αυτή είναι μηδέν και η μονάδα δεν μπορεί να ενταχθεί. Στην περίπτωση μερικής μη διαθεσιμότητας, η μονάδα μπορεί να ενταχθεί, αλλά η μέγιστη στάθμη παραγωγής της είναι χαμηλότερη από τη μέγιστη συνεχή ικανότητα παραγωγής.
- Μέγιστος αριθμός εκκινήσεων για την τρέχουσα ημέρα: ο μέγιστος αριθμός εκκινήσεων ανά ημερολογιακό έτος δεν μπορεί να μοντελοποιηθεί στην επίλυση της ημερήσιας αγοράς γιατί ο ορίζοντας βελτιστοποίησης είναι μόνο μία ημέρα. Παρόλα αυτά, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να καθορίσει από μόνος του έναν μέγιστο αριθμό εκκινήσεων ανά ημέρα ώστε να περιορίσει περισσότερο το μοντέλο ένταξης μονάδων. Αυτό το δεδομένο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο ένταξης μονάδων (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Μέγιστη ημερήσια ενέργεια: η μέγιστη ημερήσια ενέργεια, σε MWh, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας: Ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας για μία Μονάδα είναι ο ελάχιστος χρόνος (σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας) ανάμεσα στην Εντολή Κατανομής για Εκκίνηση και την επόμενη Σβέση της Μονάδας (χρόνος στον οποίο ο διακόπτης της Μονάδας

ανοίγει). Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).

- Ελάχιστος χρόνος εκτός λειτουργίας: Ο ελάχιστος χρόνος εκτός λειτουργίας για μία Μονάδα είναι ο ελάχιστος χρόνος (σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας) ανάμεσα στη Σβέση της μονάδας (χρόνος στον οποίο ο διακόπτης της Μονάδας ανοίγει) και στην επόμενη Εντολή Κατανομής Εκκίνησης. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος μετάβασης από θερμή σε ενδιάμεση κατάσταση: όταν μία μονάδα είναι εκτός λειτουργίας, και εφόσον δεν επανεκκινήσει πριν από αυτή την χρονική περίοδο, τότε η μονάδα μεταβαίνει από μία θερμή κατάσταση σε μία ενδιάμεση κατάσταση. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος μετάβασης από ενδιάμεση σε ψυχρή κατάσταση: όταν μία μονάδα είναι εκτός λειτουργίας, και εφόσον δεν επανεκκινήσει πριν από αυτή την χρονική περίοδο, τότε η μονάδα μεταβαίνει από μία ενδιάμεση κατάσταση σε μία ψυχρή κατάσταση. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος συγχρονισμού από θερμή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να συγχρονίσει μία μονάδα από τη στιγμή που εκκινεί από μία θερμή κατάσταση. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της είναι μηδενικό. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος συγχρονισμού από ενδιάμεση κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να συγχρονίσει μία μονάδα από τη στιγμή που εκκινεί από μία ενδιάμεση κατάσταση. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της είναι μηδενικό. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος συγχρονισμού από ψυχρή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να συγχρονίσει μία μονάδα από τη στιγμή που εκκινεί από μία ψυχρή κατάσταση. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της είναι μηδενικό. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο από θερμή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για μία μονάδα, κατά τη διάρκεια μίας εκκίνησης από θερμή κατάσταση, για να παραμείνει στο φορτίο συγχρονισμού μετά το συγχρονισμό, και πριν να γίνει κατανεμόμενη ανάμεσα στο ελάχιστο και στο μέγιστο επίπεδο παραγωγής. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της θεωρείται ίσο με το φορτίο συγχρονισμού. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).

- Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο από ενδιάμεση κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για μία μονάδα, κατά τη διάρκεια μίας εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση, για να παραμείνει στο φορτίο συγχρονισμού μετά το συγχρονισμό, και πριν να γίνει κατανεμόμενη ανάμεσα στο ελάχιστο και στο μέγιστο επίπεδο παραγωγής. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της θεωρείται ίσο με το φορτίο συγχρονισμού. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο από ψυχρή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για μία μονάδα, κατά τη διάρκεια μίας εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση, για να παραμείνει στο φορτίο συγχρονισμού μετά το συγχρονισμό, και πριν να γίνει κατανεμόμενη ανάμεσα στο ελάχιστο και στο μέγιστο επίπεδο παραγωγής. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της θεωρείται ίσο με το φορτίο συγχρονισμού. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Φορτίο Συγχρονισμού: αυτό είναι το επίπεδο παραγωγής στο οποίο θεωρείται ότι παραμένει μία μονάδα κατά τη διάρκεια παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο, αφού συγχρονίσει. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος από την ελάχιστη παραγωγή μέχρι τον αποσυγχρονισμό: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να μεταβληθεί προς τα κάτω η παραγωγή μίας γεννήτριας κατά τη διάρκεια της φάσης σβέσης από την ελάχιστη στάθμη παραγωγής μέχρι τα μηδέν MW (η μεταβολή θεωρείται γραμμική). Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Ρυθμός ανόδου: είναι ο ρυθμός ανόδου μίας μονάδας, που ισχύει όταν η μονάδα είναι ενταγμένη και εκτός της φάσης εκκίνησης ή σβέσης.
- Ρυθμός καθόδου: είναι ο ρυθμός καθόδου μίας μονάδας, που ισχύει όταν η μονάδα είναι ενταγμένη και εκτός της φάσης εκκίνησης ή σβέσης.
- Μέγιστη συνεισφορά στην πρωτεύουσα ρύθμιση: αυτή η μέγιστη συνεισφορά, που εκφράζεται σε MW, είναι η ίδια για ρύθμιση προς τα επάνω και προς τα κάτω.
- Μέγιστη συνεισφορά στη δευτερεύουσα ρύθμιση: αυτή η μέγιστη συνεισφορά, που εκφράζεται σε MW, είναι το εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης που προσφέρεται από τη μονάδα για ρύθμιση προς τα επάνω και προς τα κάτω (Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης = Προς τα Επάνω Δευτερεύουσα Εφεδρεία + Προς τα Κάτω Δευτερεύουσα).
- Μέγιστη συνεισφορά στην στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία: αυτή η μέγιστη συνεισφορά στην τριτεύουσα εφεδρεία, που εκφράζεται σε MW, προσφέρεται από την μονάδα όταν αυτή είναι σε λειτουργία (on-line).

- Μέγιστη συνεισφορά στην μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία: αυτή η μέγιστη συνεισφορά στην τριτεύουσα εφεδρεία, που εκφράζεται σε MW, προσφέρεται από την μονάδα όταν αυτή είναι εκτός λειτουργίας.
- Μέγιστη συνεισφορά στην τριτεύουσα ρύθμιση: αυτή η μέγιστη συνεισφορά, που εκφράζεται σε MW, δίνεται μόνο για ρύθμιση προς τα επάνω.
- Κόστος εκκίνησης από θερμή κατάσταση: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC για κάθε εκκίνηση από θερμή κατάσταση. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC για κάθε εκκίνηση από ενδιάμεση κατάσταση. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Κόστος εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC για κάθε εκκίνηση από ψυχρή κατάσταση. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Κόστος σβέσης: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC κάθε φορά που η μονάδα σβένει. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Κόστος λειτουργίας εν κενώ: αυτό το κόστος, σε €/h, δε λαμβάνεται υπόψη κατά την επίλυση των διαδικασιών της αγοράς, αλλά χρησιμοποιείται μόνο σε λειτουργία ανάλυσης.

Επίσης, για λόγους ανάλυσης, λαμβάνονται υπόψη στο μοντέλο ένταξης μονάδων για τις θερμικές μονάδες τα ακόλουθα δεδομένα κόστους καυσίμου. Στη λειτουργία ανάλυσης, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να αποφασίσει εάν θα χρησιμοποιήσει τις καμπύλες διαφορικού κόστους αντί για τις προσφορές έγχυσης. Οι καμπύλες διαφορικού κόστους υπολογίζονται εσωτερικά στο μοντέλο UC από τα στοιχεία καυσίμου και την καμπύλη της συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου της μονάδας.

Τα ακόλουθα δεδομένα λαμβάνονται από το μοντέλο UC:

- Κόστος καυσίμου ανά τύπο καυσίμου: αυτό το κόστος καυσίμου δίνεται σε €/μονάδα καυσίμου.
- Απόδοση καυσίμου ανά τύπο καυσίμου: αυτός είναι ο συντελεστής απόδοσης του καυσίμου σε GJ/μονάδα καυσίμου.
- Μίγμα καυσίμου μονάδας: Δεδομένης της τιμής, του συντελεστή απόδοσης του καυσίμου και του προγράμματος για το μίγμα καυσίμου μίας μονάδας υπολογίζεται ο μέσος όρος τόσο των δαπανών καυσίμου όσο και των συντελεστών απόδοσης, σύμφωνα με το ποσοστό καύσης του κάθε καυσίμου, ώστε να υπολογισθούν τα σύνθετα κόσθη καυσίμων και οι

σύνθετοι συντελεστές απόδοσης. Αυτό γίνεται για κάθε εύρος παραγωγής σε MW η οποία καθορίζεται από τη σύσταση του μίγματος. Η κατανομή και η κοστολόγηση για την υπόψη ώρα γίνονται χρησιμοποιώντας αυτούς τους σύνθετους όρους. Οι σύνθετοι όροι χρησιμοποιούνται εσωτερικά στο λογισμικό και δεν επιδεικνύονται. Τα κόστη καυσίμου που προκύπτουν πολλαπλασιάζονται με την αντίστοιχη τιμή της βηματικής συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου για τα κατανεμόμενα MW. Αυτό δίνει τα ολοκληρωμένα κόστη ενέργειας για κάθε περίοδο της μελέτης.

- Καμπύλη συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου: οι καμπύλες των συναρτήσεων ειδικής κατανάλωσης καυσίμου καθορίζουν το ρυθμό κατανάλωσης καυσίμου ανά παραγόμενο MW. Αυτό επιτρέπει τη μετατροπή των προγραμμάτων από MW σε κατανάλωση καυσίμου. Η κατανάλωση καυσίμου πολλαπλασιάζεται τότε με το πρόγραμμα κόστους καυσίμου για να υπολογιστεί το λειτουργικό κόστος της μονάδας. Το μοντέλο UC μοντελοποιεί τις καμπύλες της συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου της μονάδας σαν τμηματικά γραμμικές συναρτήσεις έτσι ώστε η συνάρτηση οικονομικής κατανομής να μπορεί να διατυπωθεί σαν ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού.
- Κόστος λειτουργίας και Συντήρησης: αυτό το κόστος εφαρμόζεται για κάθε ώρα που η μονάδα είναι σε λειτουργία. Εκφράζεται σε €/MWh.

Σημείωση: Στην περίπτωση των υδροηλεκτρικών μονάδων, όπου ένα PLC αντιστοιχεί σε περισσότερες από μία μονάδες, τα τεχνικά στοιχεία εισάγονται για κάθε μονάδα ξεχωριστά και, επιπρόσθετα, εισάγονται συγκεντρωτικά στοιχεία στο PLC. Τα συγκεντρωτικά στοιχεία που εισάγονται στο PLC (για την αντίστοιχη οντότητα της αγοράς) χρησιμοποιούνται στην επίλυση των εφαρμογών του μοντέλου UC, ενώ τα στοιχεία των μονάδων εξάγονται μέσω του ΚΠΧ στο EMS/ΑΡΠ (EMS/AGC).

Το μοντέλο ED (ΚΠΧ) δημιουργεί αυτόματα τα συγκεντρωτικά δεδομένα του PLC λαμβάνοντας υπόψη τα στοιχεία πραγματικού χρόνου από το EMS όπως περιγράφεται παρακάτω. Αυτά τα δεδομένα/όρια αναφέρονται στην προσφορά έγχυσης από μία Οντότητα της Αγοράς ή, με άλλα λόγια, στη συγκεντρωτική διαθεσιμότητα όλων των αντίστοιχων μονάδων, ενώ στην ΚΠΧ τα δεδομένα/όρια (εκτός από τους Ρυθμούς Μεταβολής) στη βάση του PLC αφορούν μόνο τις συγχρονισμένες μονάδες.

Τα λειτουργικά όρια για μία Οντότητα (PLC) (ελάχιστο και μέγιστο όριο παραγωγής, ελάχιστο και μέγιστο όριο δευτερεύουσας ρύθμισης), αναπτύσσονται στην ΚΠΧ λαμβάνοντας υπόψη τις καταστάσεις λειτουργίας πραγματικού χρόνου (σε λειτουργία [FLOL] και σε ρύθμιση [σε ΑΡΠ]), των μονάδων κάθε θεωρούμενου υδροηλεκτρικού σταθμού, τα ελάχιστα-μέγιστα ανά μονάδα που ορίζονται από τον χειριστή του Διαχειριστή του Συστήματος, και τα ελάχιστα-μέγιστα ανά μονάδα τα οποία ορίζονται από το χειριστή του σταθμού.

1.2.3.5 Μοντέλο Συντελεστή Απωλειών

Οι απώλειες λαμβάνονται υπόψη με βάση την ακόλουθη μεθοδολογία:

- Από τις ποσότητες ενέργειας των βαθμίδων των τιμολογούμενων και των μη τιμολογούμενων προσφορών έγχυσης, οι απώλειες του συστήματος που κατανέμονται σε αυτές αφαιρούνται γραμμικά, εφαρμόζοντας τις αντίστοιχες αριθμητικές τιμές του πίνακα συντελεστών απωλειών παραγωγής.
- Στις ποσότητες ενέργειας των βαθμίδων των τιμολογούμενων και των μη τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου, οι απώλειες του δικτύου διανομής που κατανέμονται σε αυτές προστίθενται γραμμικά, εφαρμόζοντας τις αντίστοιχες αριθμητικές τιμές του πίνακα συντελεστών απωλειών φορτίου.

1.2.3.6 Απαιτήσεις Εφεδρειών

Η πρωτεύουσα, η δευτερεύουσα και η τριτεύουσα εφεδρεία είναι οι τρεις τύποι των απαιτήσεων εφεδρειών που λαμβάνονται υπόψη από το Μηχανισμό Επίλυσης της αγοράς. Οι απαιτήσεις των εφεδρειών καθορίζονται τόσο για τις λειτουργικές ζώνες όσο και για όλο το σύστημα. Οι απαιτήσεις τριτεύουσας εφεδρείας μπορούν επίσης να καθοριστούν σε ένα συγκεκριμένο υποσύνολο των μονάδων παραγωγής με τη χρήση των γενικών περιορισμών.

Κάθε είδος εφεδρείας διαχωρίζεται: η πρωτεύουσα εφεδρεία δεν περιλαμβάνεται στη δευτερεύουσα εφεδρεία και η δευτερεύουσα εφεδρεία δεν περιλαμβάνεται στην τριτεύουσα εφεδρεία.

Η δευτερεύουσα εφεδρεία ορίζεται και στις δύο κατευθύνσεις (προς τα επάνω και προς τα κάτω). Η πρωτεύουσα εφεδρεία και οι τριτεύουσες εφεδρείες ορίζονται μόνο προς τα επάνω.

Μία μονάδα παραγωγής δεν μπορεί να συνεισφέρει σε μία εφεδρεία όταν είναι σε φάση εκκίνησης ή σβέσης.

1.2.3.7 Πρόσθετη Ενέργεια και Εφεδρεία

Όταν ο Μηχανισμός Επίλυσης δεν μπορεί να συγκλίνει (π.χ. έλλειμμα παραγωγής και/ή έλλειμμα τριτεύουσας εφεδρείας), το μοντέλο UC μπορεί να εκτελεστεί ξανά (χειροκίνητα) με συμπληρωματική ενέργεια και τις αντίστοιχες ποσότητες εφεδρειών.

Συμπληρωματική ενέργεια Συστήματος μπορεί να παρασχεθεί όταν αυτό απαιτείται. Η συμπληρωματική ενέργεια προέρχεται από:

- συμβεβλημένες μονάδες για συμπληρωματική ενέργεια,
- συμβόλαια εισαγωγών εκτάκτου ανάγκης για συμπληρωματική ενέργεια, και
- μονάδες εφεδρείας εκτάκτων αναγκών με αντίστοιχα συμβόλαια.

Οι πρόσθετες ποσότητες εφεδρείας παρέχονται από συμβεβλημένες μονάδες.

Οι προσφορές έγχυσης που προέρχονται από τις παραπάνω συμβεβλημένες μονάδες αντιμετωπίζονται από το μοντέλο UC όπως και όλες οι άλλες προσφορές έγχυσης. Με τον ίδιο τρόπο, οι πρόσθετες ποσότητες εφεδρειών

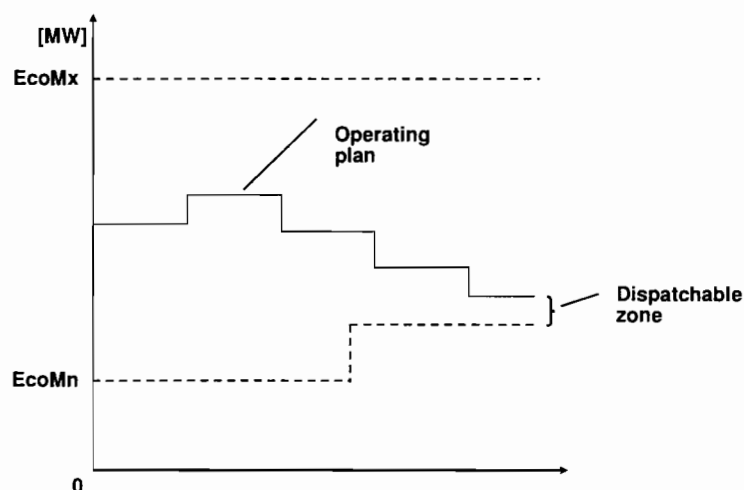
αντιμετωπίζονται από την επίλυση της αγοράς όπως και οι άλλες προσφορές εφεδρειών.

1.2.3.8 Μοντέλο Περιορισμένης Ενέργειας

Στις λειτουργίες τιμολόγησης του Ημερήσιου Προγραμματισμού και της εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων, η μέγιστη ημερήσια ενέργεια μοντελοποιείται απευθείας στο μοντέλο UC.

Στη λειτουργία Προγραμματισμού Κατανομής, η μέγιστη ημερήσια ενέργεια μειώνεται κατά το ποσό της ενέργειας που έχει ήδη προγραμματιστεί από την έναρξη της ημέρας (μόνο ενδοημερήσια).

Σε λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου, το μοντέλο ED περιορίζεται από το ισχύον σχήμα λειτουργίας για τις μονάδες παραγωγής το οποίο περιορίζεται από μία μέγιστη ημερήσια ενέργεια. Η Εντολή Κατανομής δεν μπορεί να υπερβεί αυτό το όριο.



Σχ.15. Κατανεμόμενη ζώνη για Μονάδες Περιορισμένης Ενέργειας σε λειτουργία πραγματικού χρόνου

Αν μία κατανεμόμενη μονάδα για οποιοδήποτε λόγο μετακινηθεί εκτός της ζώνης κατανομής, το μοντέλο ED θα προσπαθήσει να την επαναφέρει πίσω, εντός της ζώνης κατανομής. Ο ρυθμός μεταβολής της παραγωγής εφαρμόζεται για να μετακινήσει τη μονάδα όσο το δυνατό πιο γρήγορα πίσω στη ζώνη κατανομής.

Παρόλα αυτά, σε λειτουργία ΚΠΧ και κατόπιν εντολής του χειριστή, το Ενεργειακό ημερήσιο όριο μπορεί να αγνοηθεί. Σε αυτή την περίπτωση, ο προηγούμενος περιορισμός δεν θα εφαρμοστεί.

1.2.3.9 Περιορισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς

Για κάθε διασύνδεση, το άθροισμα των εκκαθαρισμένων προσφορών έγχυσης πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο από το όριο της καθαρής ικανότητας μεταφοράς αυτής της διασύνδεσης.

Ο ίδιος κανόνας ισχύει σε μία διασύνδεση για εξαγωγή ενέργειας.

Μία αντίθετη ροή λαμβάνεται υπόψη σε μία δεδομένη διασύνδεση: η ροή που προσδιορίζεται προς την μία κατεύθυνση αυξάνει το όριο ροής στην άλλη κατεύθυνση.

1.2.3.10 Γενικοί Περιορισμοί

Οι Γενικοί περιορισμοί παρέχουν στο Διαχειριστή του Συστήματος έναν απλό τρόπο για να προγραμματίσει πρόσθετους περιορισμούς ασφαλείας στους μηχανισμούς επίλυσης της αγοράς.

Πρέπει να τονιστεί ότι οι Γενικοί Περιορισμοί δεν εφαρμόζονται στον ΗΕΠ και στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ, αλλά μόνο στο Πρόγραμμα Κατανομής.

Όποτε εφαρμόζονται Γενικοί Περιορισμοί, προστίθεται ειδική αναφορά στα αποτελέσματα του αντίστοιχου Προγράμματος που δημοσιοποιεί ο Διαχειριστής του Συστήματος, όπου αναγράφεται ο αναλυτικός τύπος του Περιορισμού, καθώς και η αιτιολόγηση της ανάγκης προσθήκης αυτού.

Οι γενικοί περιορισμοί μπορούν να οριστούν σε MW (οντότητα παραγωγής) και/ή τριτεύουσα εφεδρεία (κατανομή της τριτεύουσας εφεδρείας στην υπόψη οντότητα). Η δομή των γενικών περιορισμών μπορεί να περιγραφεί μαθηματικά ως εξής:

$$\begin{aligned} & \text{SumOverEntities [EntityMW(e,h) * EntityMWFactor(e)]} \\ & + \text{SumOverEntities [EntityTerRsv(e,h) * EntityRsvFactor(e)]} \\ & \{ = , \leq , \geq \} \quad (\text{επιλογή ενός τύπου περιορισμού}) \\ & \text{ConstraintLimit(h)} \end{aligned}$$

Ο τύπος του περιορισμού (=, ≤ ή ≥) καθορίζεται για κάθε περιορισμό. Οι παράμετροι EntityMWFactor και EntityRsvFactor καθορίζονται από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Το χαρακτηριστικό του γενικού περιορισμού χρησιμοποιείται για:

- Τον καθορισμό μίας πρόσθετης απαίτησης τριτεύουσας εφεδρείας σε περιφερειακό επίπεδο ή σε επίπεδο ομάδων μονάδων παραγωγής.
- Την μοντελοποίηση ενός πρόσθετου ελαχίστου ορίου παραγωγής για τις λιγνιτικές μονάδες που υπόκεινται σε μία ελάχιστη ετήσια παραγωγή ενέργειας.
- Την μοντελοποίηση της ελάχιστης συνολικής έγχυσης ενέργειας στη Λειτουργική Ζώνη.
- Την μοντελοποίηση περιορισμών από το Διαχειριστή του Συστήματος για τη ρύθμιση του προγράμματος μίας επιλεγμένης οντότητας για συγκεκριμένους λόγους (π.χ. περιορισμοί τάσεως, περιορισμοί μεταφοράς μεταξύ των λειτουργικών ζωνών, κλπ)

1.2.3.11 Κανόνας Αποσύνδεσης – Χειρισμού Προσφορών με Ίδια Τιμή

Οι προσφορές έγχυσης που έχουν την ίδια τιμή θεωρούνται ως τιμολογιακά αλληλένδετες. Οι αλληλένδετες τιμές των προσφορών έγχυσης, των τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου και των προσφορών εφεδρειών για επικουρικές υπηρεσίες μπορούν να αποσυνδεθούν με τον Κανόνα της Αποσύνδεσης. Τέσσερις περιπτώσεις μπορούν να διακριθούν σε αυτό το πλαίσιο:

- Προσφορές έγχυσης με αλληλένδετες τιμές από εισαγωγείς που σχετίζονται με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων για εισαγωγή. Αντίστοιχα, δηλώσεις φορτίου με αλληλένδετες τιμές που σχετίζονται με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων για εξαγωγή.
- Προσφορές έγχυσης με αλληλένδετες τιμές χωρίς περιορισμούς καθαρής ικανότητας μεταφοράς.
- Δηλώσεις φορτίου με αλληλένδετες τιμές για το εξαρτώμενο από την τιμή φορτίο, εξαιρώντας τις εξαγωγές.
- Προσφορές έγχυσης με αλληλένδετες τιμές για επικουρικές υπηρεσίες.

1.2.3.11.1 Προσφορές με Αλληλένδετες Τιμές

Η περίπτωση αυτή αφορά προσφορές με αλληλένδετες τιμές από παραγωγούς και εισαγωγείς αλλά εξαιρεί την περίπτωση στην οποία πρέπει να γίνει επιλογή ανάμεσα στις προσφορές εισαγωγών σχετικά με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς στη διασύνδεση. Η τελευταία περίπτωση αναλύεται στην επόμενη παράγραφο.

Όταν συναγωνίζονται (ανταγωνίζονται) προσφορές με τις ίδιες τιμές, εφαρμόζονται οι ακόλουθοι κανόνες:

- Οι προσφορές αναλύονται με βάση την κατηγορία τους (θερμικές, υδροηλεκτρικές, εισαγωγές).
- Επιλέγεται τυχαία μία από αυτές τις κατηγορίες.
- Αν επιλεγεί η θερμική κατηγορία ή οι εισαγωγές, οι προσφορές που έχουν τις ίδιες τιμές από την επιλεγμένη κατηγορία επιλέγονται τυχαία.
- Αν επιλεγεί η υδροηλεκτρική κατηγορία, εφαρμόζεται ένας κανόνας αναλογίας. Ο κανόνας αυτός παρουσιάζεται λεπτομερώς στο τμήμα διατύπωσης της αγοράς.

1.2.3.11.2 Προσφορές με αλληλένδετες τιμές /Δηλώσεις Φορτίου για Εισαγωγές/Εξαγωγές με Περιορισμούς στην Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς

Έστω μία διασύνδεση με μία συγκεκριμένη καθαρή ικανότητα μεταφοράς για εισαγωγές/εξαγωγές ενέργειας. Οι “τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης”/“δηλώσεις φορτίου” επιλέγονται με βάση την τιμή τους λαμβάνοντας υπόψη το αντίστοιχο καθαρό όριο ικανότητας μεταφοράς. Για προσφορές/δηλώσεις φορτίου με την ίδια τιμή (αλληλένδετες τιμές), καταρχήν, εξυπηρετούνται κατά προτεραιότητα αυτές που αντιστοιχούν σε μακροχρόνια

ΦΔΜ έναντι αυτών που αντιστοιχούν σε βραχυχρόνια ΦΔΜ. Μεταξύ των προσφορών που έχουν δικαίωμα ικανότητας με την ίδια τιμή, εφαρμόζεται ο κανόνας της τυχαία επιλογής.

1.2.3.11.3 Δηλώσεις Φορτίου με Αλληλένδετες Τιμές

Οι δηλώσεις φορτίου με αλληλένδετες τιμές επιλέγονται τυχαία.

1.2.3.11.4 Προσφορές Έγχυσης για Επικουρικές Υπηρεσίες με Αλληλένδετες Τιμές

Εκτός από την περίπτωση τριτεύουσας εφεδρείας, όπου δεν καθορίζεται μία ακριβής τιμή προσφοράς, για όλες τις άλλες περιπτώσεις οι προσφορές εφεδρειών με αλληλένδετες τιμές επιλέγονται τυχαία.

1.2.3.12 Οριακές Τιμές Ενέργειας και Εφεδρειών

Οι οριακές τιμές για την παραγωγή ενέργειας και τις Εφεδρείες υπολογίζονται με βάση τις δυϊκές τιμές του αντίστοιχου προβλήματος βελτιστοποίησης. Εναλλακτικά μπορούν να ερμηνευθούν ως το κόστος που απαιτείται για την παροχή ενός πρόσθετου MW ισχύος ή εφεδρείας.

Για την παραγωγή ενέργειας και την παροχή πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας, η Οριακή Τιμή υπολογίζεται βάσει της δυϊκής τιμής του περιορισμού που αντιπροσωπεύει την ικανοποίηση της πρόβλεψης φορτίου ή της απαίτησης εφεδρείας. Για την παραγωγή ενέργειας, σε μερικές περιπτώσεις αυτό οδηγεί σε διαφορετικές Οριακές Τιμές Παραγωγής σε κάθε Λειτουργική Ζώνη (ο διαχωρισμός γίνεται γιατί ο περιορισμός που σχετίζεται με το όριο μεταφοράς ανάμεσα στις λειτουργικές ζώνες είναι υποχρεωτικός). Κατά συνέπεια, η Οριακή Τιμή του Συστήματος υπολογίζεται από έναν σταθμισμένο σε MW μέσο όρο των Οριακών Τιμών Παραγωγής των λειτουργικών ζωνών, όπου η κάθε ζώνη σταθμίζεται από τη δική της πρόβλεψη φορτίου διαιρεμένη με τη συνολική πρόβλεψη φορτίου.

1.2.4 Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου

Σε πραγματικό χρόνο, ειδικό βάρος δίνεται στην ισχύουσα συμπεριφορά της μονάδας, καθώς επίσης και στην σταθερότητα του σήματος της τηλεμετρούμενης τιμής. Ανάλογα με την κατάσταση του σήματος, ειδικοί κανόνες και/ή περιορισμοί μπορούν να λαμβάνονται υπόψη από το Μηχανισμό ΚΠΧ ο οποίος μοντελοποιείται μαθηματικά από το μοντέλο ED.

1.2.4.1 Δυναμικός Προσδιορισμός των Ορίων Λειτουργίας

Όταν μία οντότητα παραγωγής είναι ενταγμένη και κατανομημένη, τα μέγιστα/ελάχιστα όριά της εξαρτώνται από την κατάσταση της ΑΡΠ (ανάλογα με το αν η οντότητα είναι σε ΑΡΠ ή όχι). Για το σκοπό αυτό, μία σημαία η οποία ονομάζεται UnderAGC φανερώνει εάν η μονάδα ελέγχεται μέσω της ΑΡΠ ή εάν ελέγχεται τοπικά.

Κατά συνέπεια, αν η μονάδα δεν είναι σε ΑΡΠ, τότε κατανέμεται ανάμεσα στην τεχνικά ελάχιστη και μέγιστη διαθεσιμότητα της μονάδας, λαμβάνοντας υπόψη τη συνεισφορά της στην τριτεύουσα εφεδρεία.

Παρόλα αυτά, αν η μονάδα είναι σε ΑΡΠ, εφαρμόζονται τα όρια ελαχίστου και μέγιστου της ΑΡΠ.

1.2.4.2 Σημαίες FLOL και MCMODE

Η σημαία FLOL υποδηλώνει αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ή εκτός λειτουργίας. Η σημαία MCMODE χρησιμοποιείται για να δηλώσει την υποχρέωση (MCMODE = 1) ή τη μη υποχρέωση (MCMODE = 0) μιας μονάδας παραγωγής να μεταβάλλει την παραγωγή ενεργού ισχύος της ακολουθώντας Εντολές Κατανομής που εκδίδονται από το λογισμικό ΚΠΧ.

Θεωρώντας αυτές τις τρεις καταστάσεις λειτουργίας, τα ακόλουθα συμπεράσματα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη:

- Αν η μονάδα είναι εκτός λειτουργίας (FLOL = 0), τότε η Εντολή Κατανομής που λαμβάνει από την επίλυση της αγοράς (market setpoint) είναι μηδέν.
- Αν η μονάδα είναι σε λειτουργία (FLOL = 1), τότε δύο περιπτώσεις πρέπει να εξεταστούν:
 - Αν ισχύει MCMODE = 0, τότε η Εντολή Κατανομής που λαμβάνει τίθεται ίση με την μετρούμενη τιμή.
 - Αν ισχύει MCMODE = 1, τότε η μονάδα οφείλει να μεταβάλλει την παραγωγή ενεργού ισχύος της ακολουθώντας Εντολές Κατανομής που εκδίδονται από το λογισμικό ΚΠΧ εκτός από τις ειδικές περιπτώσεις που περιγράφονται παρακάτω (η μετρούμενη τιμή είναι εκτός του εύρους της κατανομής, ή η ποιότητα σήματος δεν είναι καλή).

1.2.4.3 Μετρούμενες Τιμές Εκτός Του Εύρους Κατανομής

Σε περίπτωση που η οντότητα είναι σε φάση εκκίνησης ή σβέσης, η μετρούμενη τιμή (MW εξόδου) είναι πιο χαμηλά από το όριο ανοχής (το οποίο είναι μία ρυθμιζόμενη παράμετρος) από την ελάχιστη ικανότητα. Σε αυτή την περίπτωση το MCMODE τίθεται εκτός από το χειριστή και η Εντολή Κατανομής που λαμβάνει από το λογισμικό ΚΠΧ τίθεται ίση με την μετρούμενη τιμή.

Σε περίπτωση που η οντότητα δεν είναι σε φάση εκκίνησης ή σβέσης και η μετρούμενη τιμή της (MW εξόδου) είναι εκτός του εύρους κατανομής (εντός του ορίου ανοχής), τότε το MCMODE τίθεται εντός από το χειριστή και η Εντολή Κατανομής τίθεται ίση με τη λύση της ΚΠΧ.

1.2.4.4 Μετρούμενες Τιμές με Όχι Καλή ποιότητα

Αν η ποιότητα της τηλε-μετρούμενης τιμής (MW εξόδου) και της τηλεμετρούμενης κατάστασης (FLOL) δεν είναι καλή, τότε η οντότητα δεν ανακατανέμεται και η Εντολή Κατανομής που λαμβάνει από την επίλυση του λογισμικού ΚΠΧ τίθεται ίση με τη μετρούμενη τιμή.

1.2.4.5 Μη Συμμόρφωση σε Εντολή Κατανομής

Σε περίπτωση που μία οντότητα δεν ακολουθήσει μία Εντολή Κατανομής που εκδίδεται από το μοντέλο ΚΠΧ, ή αν μετακινηθεί προς μία διαφορετική κατεύθυνση, τότε δηλώνεται ως “οντότητα με μη συμμορφούμενη αντίδραση”.

Αυτή η περίπτωση αφορά μία οντότητα η οποία δεν ακολουθεί την εντολή κατανομής για N διαδοχικές εφαρμογές της ΚΠΧ (N ένας αριθμός που καθορίζεται στο DB). Σε περίπτωση που το σύστημα ανιχνεύσει μία διαφορά ανάμεσα στην επιβεβλημένη παραγωγή και την πραγματική τιμή (μόνο για μία οντότητα εκτός ΑΡΠ, χρησιμοποιώντας ένα όριο ανοχής), το σύστημα καταγράφει το συμβάν στην οθόνη του χειριστή.

Όταν διαπιστώνεται ότι μία μονάδα δε συμμορφώνεται με Εντολές Κατανομής, τότε προκύπτουν χρεώσεις μη συμμόρφωσης σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρα 92 & 148) ενώ, ανάλογα με την περίπτωση, προκύπτουν και άλλες χρεώσεις / πιστώσεις κατά τη διαδικασία της εκκαθάρισης αποκλίσεων. Οι Εντολές Κατανομής και οι αποκλίσεις από αυτές τοποθετούνται αναλυτικότερα στο Εγχειρίδιο Κατανομής ενώ οι οικονομικές τους προεκτάσεις παρουσιάζονται αναλυτικά στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος παρακολουθεί διαχρονικά την απόκριση της Μονάδας στις Εντολές Κατανομής. Αν διαπιστωθεί ότι κάποια Μονάδα κατ'επανάληψη δε συμμορφώνεται με τις Εντολές Κατανομής του Διαχειριστή του Συστήματος, ενεργοποιούνται οι διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρα 289 & 293).

1.2.4.6 Εντολές Εκκίνησης και Σβέσης σε Πραγματικό Χρόνο από το Διαχειριστή του Συστήματος

Σε πραγματικό χρόνο, ο χειριστής μπορεί να ενημερώσει την ΚΠΧ ότι μία μονάδα είναι (οι επιλογές αποκλείουν η μία την άλλη):

- Σε λειτουργία εκκίνησης (ο χρόνος καταγράφεται όταν η σημαία ενεργοποιείται και απενεργοποιείται)
- Σε λειτουργία σβέσης (ο χρόνος καταγράφεται όταν η σημαία ενεργοποιείται και απενεργοποιείται)

Η απόφαση για εκκίνηση ή σβέση μίας μονάδας, ή για να τεθεί μία μονάδα εντός και εκτός Μηχανισμού ΚΠΧ λαμβάνεται εκτός του ΚΠΧ. Είναι ευθύνη του χειριστή να επιλέγει ή όχι στην παραθυρική εφαρμογή τις μονάδες που η κατάσταση τους αλλάζει.

Όταν η εντολή του χειριστή είναι να εκκινήσει μία μονάδα, αυτό δεν έχει καμία επίδραση στην ΚΠΧ καθώς είναι ευθύνη του χειριστή να θέσει την μονάδα εκτός Εντολής Κατανομής από το λογισμικό ΚΠΧ και να της δώσει τη σωστή κατανομή. Παρόλα αυτά, όταν η εντολή είναι για σβέση, ο Μηχανισμός της ΚΠΧ κατανέμει τη μονάδα θεωρώντας την ακόλουθη εξίσωση:

$$\text{EntityMW} = \max(\text{CurrentGen} - \text{DownRampRate}, \text{MINMW})$$

Επιπρόσθετα, ο χειριστής μπορεί να ενημερώσει την ΚΠΧ με την εκάστοτε ισχύουσα τιμή της σημαίας MCMODE (MCMODE flag).

Ο χειριστής μπορεί να επιλέγει τις μονάδες που λειτουργούν κάτω από περιορισμούς. Όταν ο χειριστής επιλέγει μία τέτοια μονάδα, τότε καταγράφονται ο χρόνος και η επιλογή. Όταν η “σημαία” της επιλογής αλλάζει, ο χρόνος καταγράφεται επίσης. Η υπόψη “σημαία” δεν έχει καμία επίδραση στην επίλυση της αγοράς, αλλά χρησιμοποιείται στην εκκαθάριση.

1.3 Μαθηματική Διατύπωση

1.3.1 Βασικά Στοιχεία της Αγοράς

1.3.1.1 Οντότητες

Μία οντότητα μπορεί να είναι μία μονάδα παραγωγής ή ένα φορτίο, είναι μέλος του συνόλου ENTITIES και συμβολίζεται ως “e”. Για κάθε διαφορετική κατηγορία οντοτήτων, ορίζονται διαφορετικά υποσύνολα.

Το υποσύνολο GENERATING_ENTITIES του συνόλου ENTITIES περιλαμβάνει τις μονάδες παραγωγής (θερμικές και υδροηλεκτρικές) και τις (φανταστικές) οντότητες εισαγωγών. Αυτό το υποσύνολο συμβολίζεται ως “ge”. Ανάμεσα σε αυτές τις οντότητες παραγωγής το υποσύνολο COMMITED_ENTITIES, το οποίο συμβολίζεται ως “ce”, αντιπροσωπεύει τις μονάδες παραγωγής που έχουν ενταχθεί από τη λειτουργία του ΗΕΠ ή του Προγράμματος Κατανομής. Αυτό το υποσύνολο αντιπροσωπεύει τις μονάδες που θα κατανεμηθούν σε πραγματικό χρόνο (ΚΠΧ). Οι μη ενταγμένες μονάδες αντιπροσωπεύονται από το σύνολο NONCOMMITTED_ENTITIES το οποίο συμβολίζεται ως “nce”.

Το υποσύνολο LOADS περιλαμβάνει όλες τις οντότητες φορτίου, συμπεριλαμβανομένων των αντλητικών μονάδων, και τις φανταστικές οντότητες των εξαγωγών. Τι υποσύνολο αυτό συμβολίζεται ως “ld”.

Σημείωση: Το σύστημα της αγοράς δέχεται μία προσφορά από κάθε Συμμετέχοντα για εισαγωγές/εξαγωγές ανά διασύνδεση. Κατά συνέπεια, μία προσφορά (μία οντότητα) εισάγεται για κάθε Συμμετέχοντα και για κάθε διασύνδεση.

1.3.1.2 Βαθμίδες

Οι βαθμίδες παριστάνονται από το σύνολο BLOCKS και συμβολίζονται ως “b”. Κάθε βαθμίδα σχετίζεται με μία χρονική περίοδο (δηλαδή μία βαθμίδα έχει ισχύ κατά τη διάρκεια μίας συγκεκριμένης χρονικής περιόδου και μόνο).

1.3.1.3 Περίοδοι

Οι ΠΕΡΙΟΔΟΙ είναι σύνολα χρονικών διαστημάτων και συμβολίζονται ως “p”. Στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό, στον Προγραμματισμό Κατανομής και στη λειτουργία της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων, το σύνολο αυτό περιλαμβάνει όλα τα χρονικά διαστήματα της περιόδου της μελέτης. Αυτά είναι, τυπικά, 60-λεπτες περίοδοι εμπορίας. Σε λειτουργία Πραγματικού Χρόνου, το σύνολο αυτό περιέχει μόνο μία περίοδο εμπορίας (τυπικά τα επόμενα 5 λεπτά).

1.3.1.4 Λειτουργικές Ζώνες

Οι Λειτουργικές ζώνες, οι οποίες παριστάνονται από το σύνολο ZONES και συμβολίζονται ως “z”, είναι γεωγραφικές περιοχές της Ελλάδας. Κάθε οντότητα

πρέπει να ανήκει σε μία και μόνο μία ζώνη. Διαζωνικοί διάδρομοι (corridors) μπορούν να ορίζονται ανάμεσα στις ζώνες.

1.3.1.5 Σημεία Μέτρησης

Τα σημεία μέτρησης, τα οποία παριστάνονται από το σύνολο METERINGPOINTS και συμβολίζονται με “*mtgp*”, είναι τα σημεία μέτρησης στα οποία αντιστοιχεί ο ΣΚΜΙ. Κάθε οντότητα ανήκει σε ένα και μόνο ένα σημείο μέτρησης.

1.3.1.6 Διαζωνικοί Διάδρομοι

Οι διαζωνικοί διάδρομοι, οι οποίοι αντιπροσωπεύονται από το σύνολο FLOWGATES και συμβολίζονται με “*fg*”, ορίζουν τα σημεία σύνδεσης μεταξύ των εσωτερικών λειτουργικών ζωνών. Κάθε διαζωνικός διάδρομος έχει διπλή κατεύθυνση. Οι ροές σε κάθε διαζωνικό διάδρομο υπολογίζονται με τη χρήση των ΣΚΜΙ (Συντελεστών Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος) ή, στην περίπτωση των δύο λειτουργικών ζωνών, από το “διαζωνικό μοντέλο μεταφοράς”.

1.3.2 Διατύπωση των Περιορισμών του Προβλήματος Βελτιστοποίησης

Η επίλυση της αγοράς διατυπώνεται σαν ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με ορισμένους περιορισμών. Το πρόβλημα περιγράφεται από μία αντικειμενική συνάρτηση και ένα σύνολο περιορισμών (ισοτικών και ανισοτικών).

1.3.2.1 Γενικό Πλαίσιο

Οι δύο Μηχανισμοί Επίλυσης της αγοράς (μοντέλο UC και μοντέλο ED) διατυπώνουν το πρόβλημα της επίλυσης των προσφορών για τη φυσική αγορά σαν ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης το οποίο αποτελείται από μία αντικειμενική συνάρτηση, ένα σύνολο μεταβλητών απόφασης, και ένα σύνολο από περιορισμούς ισοτήτων και ανισοτήτων.

Το μοντέλο UC εφαρμόζεται στη Λειτουργία του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, του Προγραμματισμού Κατανομής και της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων. Προσδιορίζει την ένταξη των μονάδων βάσει της αγοράς. Σαν αποτέλεσμα, το μοντέλο UC περιλαμβάνει μερικές δυαδικές μεταβλητές που συνδέονται με τις αποφάσεις ένταξης των μονάδων (0: η μονάδα είναι εκτός, 1: η μονάδα είναι εντός). Το προκύπτον πρόβλημα του μοντέλου UC είναι ένα πρόβλημα Μικτού Ακέραιου Προγραμματισμού (MIP : Mixed Integer Programming).

Το μοντέλο ED εφαρμόζεται στη Λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου και εκτελείται κάθε 5 λεπτά για να παράγει τις εντολές κατανομής για τα επόμενα 5 λεπτά. Δεν λαμβάνει καμία απόφαση ένταξης. Τοποθετείται ως ένα πρόβλημα Γραμμικού Προγραμματισμού (LP).

Οι δύο Μηχανισμοί Επίλυσης παρέχουν ένα συστηματικό τρόπο για την αντιμετώπιση προβλημάτων που ενδεχομένως δεν μπορούν να επιλυθούν

χωρίς την παραβίαση κάποιων περιορισμών. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω της χρήσης μίας μεθόδου Προγραμματισμού Στόχου (GP – Goal Programming) στην οποία μεταβλητές “χαλάρωσης” (slack variables), με σχετικά υψηλές τιμές ποινών, χρησιμοποιούνται για να “χαλαρώσουν” σημαντικούς περιορισμούς του συστήματος υπό έναν συστηματικό τρόπο. Για παράδειγμα, ο περιορισμός του Ισοζυγίου Ενέργειας έχει μεταβλητές χαλάρωσης για την περίσσεια και την έλλειψη παραγωγής. Κάθε μία από αυτές έχει μία αντίστοιχη τιμή ποινής. Αν οι πηγές παραγωγής είναι ανεπαρκείς για να ικανοποιηθεί ο περιορισμός που θέτει η ζήτηση, τότε η μεταβλητή του ελλείμματος παραγωγής παρέχει τις απαιτούμενες MWh στην τιμή του ελλείμματος παραγωγής.

Οι περιορισμοί των ισοτήτων έχουν επίσης μεταβλητές χαλάρωσης για την περίσσεια και την έλλειψη. Οι περιορισμοί που θέτουν άνω ή κάτω όρια έχουν επίσης μία μεταβλητή χαλάρωσης έλλειψης ή περισσειας.

Με την ολοκλήρωση της εκτέλεσης, η εφαρμογή ελέγχει όλες τις μεταβλητές χαλάρωσης για μη μηδενικές τιμές. Αν βρεθούν τέτοιες τιμές, ενεργοποιείται η σημαία λάθους και εμφανίζεται ένα μήνυμα σφάλματος στην οθόνη του χειριστή.

Το σχετικό μέγεθος των τιμών ποινής καθορίζει την σειρά με την οποία χαλαρώνουν οι περιορισμοί. Αν οι τιμές για δύο ή περισσότερες μεταβλητές είναι ταυτόσημες, τότε δεν είναι δυνατό να προβλεφθεί ποια από τις δύο θα παραβιαστεί.

Αν και υπάρχουν αρκετές ομοιότητες ανάμεσα στα μοντέλα UC και ED, για λόγους καλύτερης κατανόησης, οι μαθηματικές διατυπώσεις των μοντέλων UC και ED παρουσιάζονται χωριστά.

1.3.2.2 Μοντέλο ED

Όπως προαναφέρθηκε, το μοντέλο ED χρησιμοποιείται σε Λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου.

1.3.2.2.1 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου επίλυσης για την περίοδο p περιγράφεται ως εξής:

$$\text{Min } (GenerationCost + ReserveCost + PenaltyCost) \quad (1)$$

Όπου

- *GenerationCost* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το κόστος παραγωγής για το συνολικό σύστημα από τις προσφορές έγχυσης (παραγωγής) στο “Σημείο Αγοράς” (σημείο έγχυσης ή pool) και εκφράζεται σε €. Οι προσφορές έγχυσης στο σημείο αναφοράς της οντότητας ($F(EntityMW, Price)$) διορθώνονται σύμφωνα με την παράγραφο 1.3.2.2.11 προκειμένου να αντανakλούν τις προσφορές έγχυσης στο Σημείο Αγοράς ($F(EntityInj, Price)$). Όπως φαίνεται, μόνο η ποσότητα διορθώνεται με το συντελεστή απωλειών παραγωγής, ενώ η τιμή παραμένει η ίδια.

- *ReserveCost* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το κόστος των εφεδρειών για το συνολικό σύστημα από τις προσφορές για την πρωτεύουσα και δευτερεύουσα ρύθμιση και εκφράζεται σε €.
- *PenaltyCost* είναι μία μεταβλητή που εκφράζεται σε € και αντιπροσωπεύει το εικονικό κόστος, για το συνολικό σύστημα, το οποίο οφείλεται στην παραβίαση των περιορισμών όταν το πρόβλημα δεν έχει εφικτή λύση.

1.3.2.2.2 Κόστος Παραγωγής

Το κόστος παραγωγής περιλαμβάνει τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για παραγωγή. Οι τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης από παραγωγούς περιλαμβάνουν θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής για το τιμολογούμενο μέρος των προσφορών τους (δηλαδή εξαιρείται η υποχρεωτική παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων) εξαιρουμένης της παραγωγής η οποία έχει τεθεί προσωρινά από το χειριστή ως μη ρυθμιζόμενη από το Μηχανισμό ΚΠΧ (MCMODE = 0) ή της παραγωγής που αντιμετωπίζει πρόβλημα τηλεμέτρησης. Το κόστος παραγωγής μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$GenerationCost = \sum_{ce,p} (1 - GLF(ce)) \cdot \left(\sum_{b \in Blocks} (BlockClearedMW(ce,b,p) \cdot BlockPrice(ce,b,p)) \right) \cdot D \quad (2)$$

Όπου

- *BlockClearedMW(ce,b,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την ποσότητα της ισχύος που εκκαθαρίζεται για μία ενταγμένη οντότητα παραγωγής *ce*, βαθμίδα *b*, και περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.
- *GLF(ce)* είναι μία παράμετρος που αντιπροσωπεύει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής για την οντότητα *ce*. Είναι αδιάστατη.
- *BlockPrice(ce,b,p)* είναι μία παράμετρος που αντιπροσωπεύει την τιμή ενέργειας για την οντότητα *ce*, βαθμίδα *b*, και περίοδο *p*. Εκφράζεται σε Euro/MWh.
- *D* είναι η διάρκεια της περιόδου και εκφράζεται σε ώρες. Για την κατανομή πραγματικού χρόνου, αυτή η παράμετρος τίθεται ίση με 1/12.

1.3.2.2.3 Κόστος Εφεδρειών

Το κόστος εφεδρειών περιλαμβάνει μόνο το κόστος πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας. Κατά συνέπεια, το κόστος εφεδρειών μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$ReserveCost = PrimReserveCost + SecReserveCost \quad (3)$$

Όπου

- *PrimReserveCost* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το κόστος πρωτεύουσας εφεδρείας, σε €.

- *SecReserveCost* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το κόστος δευτερεύουσας εφεδρείας, σε €.

Τα κόστη πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας μπορούν να γραφούν ως εξής:

$$PrimReserveCost = \sum_{e,p} EntityPrimRsvMW(e,p) \cdot PrimRsvPrice(e,p) \cdot D \quad (4)$$

$$SecReserveCost = \sum_{e,p} \left((EntitySecRsvUpMW(e,p) + EntitySecRsvDnMW(e,p)) \cdot SecRsvPrice(e,p) \cdot D \right) \quad (5)$$

Όπου

- *EntityPrimRsvMW(e,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την συνεισφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.
- *EntitySecRsvUpMW(e,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την προς τα επάνω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.
- *EntitySecRsvDnMW(e,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την προς τα κάτω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.
- *PrimRsvPrice(e,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την τιμή πρωτεύουσας εφεδρείας της οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε €/MW.
- *SecRsvPrice(e,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την τιμή δευτερεύουσας εφεδρείας της οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε €/MW.

1.3.2.2.4 Τιμές Ποινών

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος μη σύγκλισης κάτω από συγκεκριμένες περιστάσεις, προστίθενται επιπλέον μεταβλητές παράβασης για τους περιορισμούς που έχουν κάτω/πάνω όρια καθώς επίσης και πρόσθετοι όροι στην αντικειμενική συνάρτηση για τον προσδιορισμό της ποινής των μεταβλητών παράβασης. Αυτές οι μεταβλητές παράβασης είναι:

- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την Παράβαση του Περιορισμού Ισοζυγίου Ενέργειας Λειτουργικής Ζώνης,
- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την Παράβαση των Γενικών Περιορισμών,
- Μεταβλητές έλλειψης για την Παράβαση των Περιορισμών Εφεδρειών στο σύστημα και στις Λειτουργικές Ζώνες,

- Μεταβλητές έλλειψης (άνω και κάτω) για την Παράβαση του Περιορισμού Ρυθμού Μεταβολής,
- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την ικανότητα της Οντότητας, και
- Μεταβλητές Περίσσειας για τη μέγιστη ημερήσια ενέργεια της μονάδας.

Ένας συντελεστής ποινής παράβασης αντιστοιχίζεται σε κάθε μία από τις παραπάνω μεταβλητές παράβασης. Αν οι συντελεστές ποινής λάβουν μεγάλες τιμές, τότε οι τιμές της μεταβλητής παράβασης θα είναι μηδέν σε μία εφικτή λύση του προβλήματος. Κάθε μη μηδενική μεταβλητή παράβασης στη λύση υποδηλώνει ότι το πρόβλημα δεν έχει λύση χωρίς τη παραβίαση κάποιων περιορισμών. Διαφορετικές ποινές μπορούν να εφαρμοστούν για να υποδηλώσουν αντίστοιχες προτεραιότητες για την επιβολή διαφορετικών τύπων περιορισμών ανισοτήτων.

Το κόστος ποινής (PenaltyCost) στην αντικειμενική συνάρτηση ορίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned}
 \text{PenaltyCost} = & \\
 & \sum_{z,p} [\text{TotalGenDeficit}(z,p)] \cdot \text{TotalGenDeficitPrice} \\
 & + \sum_{z,p} [\text{TotalGenSurplus}(z,p)] \cdot \text{TotalGenSurplusPrice} \\
 & + \sum_{e,p} [\text{EntityDeficitMW}(e,p)] \cdot \text{DeficitCapacityPrice} \\
 & + \sum_{e,p} [\text{EntitySurplusMW}(e,p)] \cdot \text{SurplusCapacityPrice} \\
 & + \sum_{e,p} [\text{EntityDeficitMW}(e,p)] \cdot \text{DeficitCapacityPrice} \\
 & + \sum_{z,p} [\text{PrimRsvDeficit}(z,p)] \cdot \text{TotalPrimRsvDeficitPrice} \\
 & + \sum_{z,p} [\text{SecRsvUpDeficit}(z,p) + \text{SecRsvDnDeficit}(z,p)] \cdot \text{TotalSecRsvDeficitPrice} \\
 & + \sum_p [\text{SysPrimRsvDeficit}(p)] \cdot \text{TotalPrimRsvDeficitPrice} \\
 & + \sum_p [\text{SysSecRsvUpDeficit}(p) + \text{SysSecRsvDnDeficit}(p)] \cdot \text{TotalSecRsvDeficitPrice} \\
 & + \sum_{e,p} [\text{EnergyMaxSurplusMW}(e,p)] \cdot \text{SurplusEnergyMaxPrice} \\
 & + \sum_{e,p} [\text{RampDeficitMW}(e,p)] \cdot \text{DeficitRampPrice} \\
 & + \sum_{e,p} [\text{RampSurplusMW}(e,p)] \cdot \text{SurplusRampPrice} \\
 & + \sum_{gc,p} [\text{GCDeficit}(gc)] \cdot \text{GCDeficitPrice} \\
 & + \sum_{gc,p} [\text{GCSurplus}(gc)] \cdot \text{GCSurplusPrice}
 \end{aligned}$$

(6)

Οι Γενικοί Περιορισμοί μπορούν να ταξινομηθούν από πλευράς προτεραιότητας με την απόδοση διαφορετικών τιμών συντελεστών ποινής σε κάθε ξεχωριστό περιορισμό. Οι περιορισμοί με τους μεγαλύτερους συντελεστές ποινής έχουν μεγαλύτερη προτεραιότητα προκειμένου να ικανοποιηθούν, σε σχέση με αυτούς που έχουν χαμηλότερους συντελεστές ποινής.

Οι τιμές ποινής είναι δυνατόν να αλλάζουν από το Διαχειριστή του Συστήματος, και έχουν αρχικά τις ακόλουθες τιμές:

Πιν.7. Τιμές ποινής μοντέλου ED

Παράμετρος	Τιμή ποινής
TotalGenDeficitPrice	5.000 €/MW
TotalGenSurplusPrice	6.000 €/MW
TotalPrimRsvDeficitPrice	4.500 €/MW
TotalSecRsvDeficitPrice	4.400 €/MW
DeficitCapacityPrice	10.000 €/MW
SurplusCapacityPrice	10.000 €/MW
EnergyMaxSurplusPrice	9.000 €/MW
DeficitRampPrice	8.000 €/MW
SurplusRampPrice	8.000 €/MW
GCDeficitPrice	τίθεται από τον χρήστη (π.χ. 4.000 €/MW)
GCSurplusPrice	τίθεται από τον χρήστη (π.χ. 4.000 €/MW)

Στις επόμενες παραγράφους περιγράφονται οι εξισώσεις με τις οποίες μοντελοποιούνται οι επιμέρους συνιστώσες. Αυτές οι εξισώσεις είναι επίσης οι περιορισμοί στους οποίους υπόκειται το πρόβλημα βελτιστοποίησης όταν ελαχιστοποιείται η παραπάνω αντικειμενική συνάρτηση.

1.3.2.2.5 Όριο Βαθμίδας

Μία βαθμίδα δεν μπορεί να επιλυθεί σε ένα επίπεδο υψηλότερο από την προσφερόμενη ποσότητα της βαθμίδας. Ο περιορισμός αυτός ισχύει για όλες τις οντότητες με τιμολογούμενες προσφορές και ενταγμένη παραγωγή. Ο περιορισμός αυτός διατυπώνεται ως εξής:

$$0 \leq BlockClearedMW(ce, b, p) \leq BlockMaxMW(ce, b, p) \quad (7)$$

Όπου

- $BlockMaxMW(ce, b, p)$ είναι μία παράμετρος που αντιπροσωπεύει την ποσότητα της προσφερόμενης ισχύος για την οντότητα ce , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

1.3.2.2.6 Πρόγραμμα Παραγωγής Οντότητας

Για κάθε οντότητα παραγωγής, το πρόγραμμα της μπορεί να αναλυθεί σε δύο μέρη:

- 1) Το μη τιμολογούμενο μέρος των προσφορών της οντότητας το οποίο συμπεριλαμβάνει αυτό που αντιστοιχεί σε ενέργεια από ΑΠΕ, υποχρεωτική

παραγωγή υδροηλεκτρικών και μονάδες υπό δοκιμαστική λειτουργία. Αυτό το μέρος του προγράμματος παραγωγής ακολουθεί ένα συγκεκριμένο και σταθερό πρόγραμμα.

- 2) Το τιμολογούμενο πρόγραμμα προσφορών παραγωγής. Το μέρος αυτό δίνεται από το άθροισμα των εκκαθαρισμένων βαθμίδων παραγωγής.

Το πρόγραμμα παραγωγής μιας οντότητας για μια περίοδο κατανομής p εκφράζεται ως εξής:

$$EntityMW(ge,p) = FixedMW(ge,p) + \sum_b BlockClearedMW(ge,b,p) \quad (8)$$

Όπου

- *FixedMW* είναι μία παράμετρος που αντιπροσωπεύει την σταθερή παραγωγή, για την οντότητα παραγωγής ge και την περίοδο p , και αφορά κάθε είδος μη τιμολογούμενης προσφοράς παραγωγής. Μπορεί να αντιπροσωπεύει το σύνολο ή μέρος του προγράμματος παραγωγής μιας μονάδας. Εκφράζεται σε MW,

1.3.2.2.7 Πρόγραμμα Οντότητας Φορτίου

Τα κατανεμόμενα φορτία δεν κατανέμονται στη Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου. Κατά συνέπεια, κάθε πρόγραμμα οντότητας φορτίου εκφράζεται σαν ένα σταθερό πρόγραμμα, το οποίο αντιστοιχεί στο μετρούμενο πρόγραμμα.

$$EntityMW(ld,p) = MeteredLoadMW(ld) \quad (9)$$

Όπου

- *MeteredLoadMW* είναι μία παράμετρος που αντιπροσωπεύει το μετρηθέν φορτίο, για το φορτίο ld .

Σημείωση: ο παραπάνω υπολογισμός του προγράμματος φορτίου ανά οντότητα απαιτεί να είναι διαθέσιμη η μέτρηση φορτίου στο επίπεδο του σημείου μέτρησης. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δηλώνει ότι σήμερα οι μετρήσεις φορτίου δεν είναι διαθέσιμες στο επίπεδο του σημείου μέτρησης σε πραγματικό χρόνο. Παρόλα αυτά, αυτός ο υπολογισμός του προγράμματος φορτίου απαιτείται μόνο όταν οι διαζωνικές ροές υπολογίζονται μέσω των ΣΚΜΙ. Το μοντέλο μεταφοράς του συστήματος χωρίς ΣΚΜΙ δεν απαιτεί αυτόν τον υπολογισμό. (βλέπε 1.3.2.2.12 για περισσότερες πληροφορίες).

1.3.2.2.8 Όρια Παραγωγής Οντοτήτων

Για τη Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου, οι ακόλουθοι περιορισμοί καθορίζουν τα όρια μίας κατανεμόμενης οντότητας παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη εάν η μονάδα λειτουργεί υπό ΑΡΠ ή όχι.

Κατά συνέπεια, το κατώτερο όριο περιορισμού μίας οντότητας μπορεί να γραφτεί ως εξής:

$$\frac{EntityMw(ce, p) - EntitySecRsvDnMW(ce, p) + EntityDeficitMW(ce, p)}{\geq (1 - UnderAGC(ce, p)) \cdot MinMw(ce, p) + UnderAGC(ce, p) \cdot MinAGC(ce)} \quad (10)$$

Το ανώτερο όριο περιορισμού μίας οντότητας όπως φαίνεται παρακάτω:

$$\frac{EntityMw(ce, p) + EntityPrimRsvMW(ce, p) + EntitySecRsvUpMW(ce, p)}{- EntitySurplusMW(ce, p) \leq MaxMw(ce, p)} \quad (11)$$

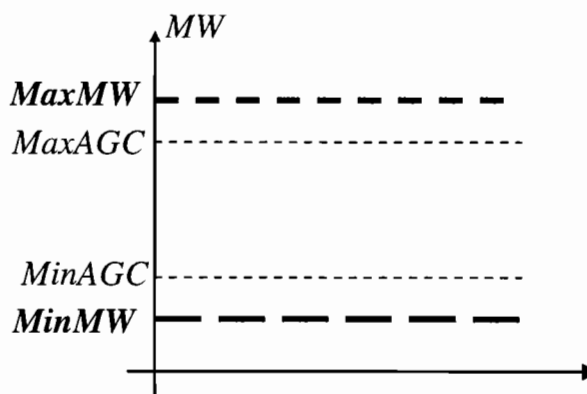
$$\frac{EntityMw(ce, p) + EntitySecRsvUpMW(ce, p) - EntitySurplusMW(ce, p)}{\leq (1 - UnderAGC(ce, p)) \cdot MaxMw(ce, p) + UnderAGC(ce, p) \cdot MaxAGC(ce)} \quad (12)$$

Όπου

- $EntityMW(ce, p)$ είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το επίπεδο της παραγωγής ή του φορτίου μίας οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntityPrimRsvMW(ce, p)$ είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την συνεισφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySecRsvUpMW(ce, p)$ είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την προς τα πάνω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySecRsvDnMW(ce, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα κάτω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MinMW(ce, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το ελάχιστο κατανεμόμενο επίπεδο παραγωγής ή φορτίου της οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxMW(ce, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το μέγιστο κατανεμόμενο επίπεδο παραγωγής ή φορτίου της οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MinAGC(ce)$ είναι η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή σε λειτουργία ΑΡΠ της οντότητας ce . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxAGC(ce)$ είναι η τεχνικά μέγιστη παραγωγή σε λειτουργία ΑΡΠ της οντότητας ce . Εκφράζεται σε MW.
- $UnderAGC(ce, p)$ είναι μία μεταβλητή που υποδηλώνει ότι η οντότητα ce είναι σε λειτουργία ΑΡΠ για την περίοδο p .
- $EntityDeficitMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που υποδηλώνει το έλλειμμα παραγωγής της οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

- $EntitySurplusMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που υποδηλώνει την περίσσεια παραγωγής της οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Το επόμενο σχήμα δείχνει τα διαφορετικά όρια της μονάδας, όπως αυτά περιγράφηκαν παραπάνω:



Σχ.16. Όρια παραγωγής μονάδας

Για όλες τις οντότητες φορτίου, η μεταβλητή εφεδρειών τίθεται υποχρεωτικά ίση με μηδέν MW (καμία συνεισφορά σε εφεδρείες από τις οντότητες φορτίου). Για τις οντότητες παραγωγής οι οποίες δεν μπορούν να παρέχουν μία ή περισσότερες κατηγορίες εφεδρειών, η συνεισφορά τους στην εφεδρεία που δεν μπορούν να παρέχουν τίθεται υποχρεωτικά ίση με μηδέν MW.

1.3.2.2.9 Συνεισφορά Εφεδρειών Οντότητας

Το Τμήμα αυτό περιγράφει τη μοντελοποίηση της συνεισφοράς μίας οντότητας παραγωγής στην πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία σε Λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου.

Για τη δευτερεύουσα εφεδρεία, η συνεισφορά μίας μονάδας εξαρτάται από την κατάσταση της ΑΡΠ (ανάλογα με το αν η μονάδα λειτουργεί υπό ΑΡΠ ή όχι). Η συνεισφορά μίας οντότητας στις εφεδρείες πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με τη μέγιστη ικανότητα εφεδρειών.

Για την πρωτεύουσα εφεδρεία, αυτό εκφράζεται ως εξής:

$$EntityPrimRsvMW(ce,p) \leq MaxPrimRsvMW(ce,p) \quad (13)$$

Όπου

- $MaxPrimRsvMW(ce,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά στην πρωτεύουσα εφεδρεία, η οποία είναι το μέγιστο της βαθμίδας προσφοράς πρωτεύουσας εφεδρείας (προσφορά μίας βαθμίδας), για μία οντότητα ce , και για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Για τη δευτερεύουσα εφεδρεία, αυτό εκφράζεται ως εξής:

$$\begin{aligned} & (EntitySecRsvUpMW(ce,p) + EntitySecRsvDnMW(ce,p)) \\ & \leq UnderAGC(ce,p) \cdot MaxSecRsvMW(ce,p) \end{aligned} \quad (14)$$

Όπου

- $MaxSecRsvMW(ce,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά στο εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης το οποίο είναι ίσο με την ποσότητα $MaxAGC - MinAGC$, όπως αυτές μεταφέρονται από το EMS στην ΚΠΧ πριν από την εκτέλεσή της. Η τιμή της παραμέτρου για μία ενταγμένη οντότητα ce , και για την περίοδο p , εκφράζεται σε MW.
- $UnderAGC(ce,p)$ είναι μία παράμετρος κατάστασης που υποδηλώνει ότι μία οντότητα ce λειτουργεί υπό ΑΡΠ για την περίοδο p .

Η τριτεύουσα εφεδρεία, η οποία περιλαμβάνει όλες τις στρεφόμενες και μη στρεφόμενες μονάδες, δεν επανα-βελτιστοποιείται σε πραγματικό χρόνο.

1.3.2.2.10 Μέγιστη Ημερήσια Ενέργεια²²

Στη Λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου, το μοντέλο ED περιορίζεται από το ισχύον πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων παραγωγής που περιορίζεται από μία μέγιστη ημερήσια ενέργεια. Η Εντολή Κατανομής δεν μπορεί να υπερβεί αυτό το όριο.

$$EntityMW(ge,p) - EnergyMaxSurplusMW(ge,p) \leq PlannedEntityMW(ge,p) \quad (15)$$

Όπου

- $PlannedEntityMW(ge,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το ωριαίο πρόγραμμα που προκύπτει από το τελευταίο πρόγραμμα λειτουργίας για την ενταγμένη μονάδα παραγωγής ge στην περίοδο p .

Παρόλο αυτά, στη λειτουργία ΚΠΧ και ύστερα από μία εντολή του χειριστή (μέσω της ενεργοποίησης μίας σημαίας ανά οντότητα στην οθόνη του χειριστή), το Ημερήσιο Όριο Ενέργειας μπορεί να αγνοηθεί. Σε αυτή την περίπτωση, ο προηγούμενος περιορισμός δεν ισχύει.

1.3.2.2.11 Μοντέλο Συντελεστή Απωλειών

Έγχυση Οντότητας στην Αγορά (στο Market Pool)

Οι προσφορές από τις οντότητες παραγωγής στο “Σημείο Οντότητας” ή “Σημείο Μέτρησης” ($EntityMW(ge,p)$) διορθώνονται με τον συντελεστή απωλειών παραγωγής:

$$EntityInj(ge,p) = EntityMW(ge,p) \cdot (1 - GLF(ge)) \quad (16)$$

²² Ο συγκεκριμένος περιορισμός έχει συμπεριληφθεί στο λογισμικό, αλλά δεν λαμβάνεται υπόψη κατά την επίλυση.

Όπου

- $EntityInj(ge,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το επίπεδο έγχυσης της οντότητας παραγωγής ge για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $GLF(ge)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής για την οντότητα ge .

Απορρόφηση Οντότητας από την Αγορά

Σημειώνεται ότι ο υπολογισμός της απορρόφησης μίας οντότητας απαιτείται μόνο από το διαζωνικό μοντέλο ροής και δεν χρειάζεται για το “μοντέλο απωλειών μεταφοράς”. Επίσης, αυτός ο υπολογισμός θεωρεί ότι οι μετρούμενες τιμές του φορτίου είναι διαθέσιμες στις στάθμες των σημείων μέτρησης.

Οι καταναλώσεις των οντοτήτων φορτίου στο “Σημείο Οντότητας” ή “Σημείο Μέτρησης ” ($EntityMW(l,d,p)$) διορθώνονται με τον συντελεστή απωλειών φορτίου:

$$EntityWdr(l,d,p) = EntityMW(l,d,p) \cdot (1 + LLF(l,d)) \quad (17)$$

Όπου

- $EntityWdr(l,d,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το επίπεδο κατανάλωσης μίας οντότητας φορτίου ld για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW,
- $LLF(l,d)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών φορτίου της οντότητας φορτίου ld .

Σημειώσεις:

- Οι συντελεστές απωλειών φορτίου για τη μέση και χαμηλή τάση προκύπτουν από τον αντίστοιχο πίνακα για το φορτίο το οποίο δηλώνεται ή προβλέπεται στο δίκτυο διανομής.
- Οι συντελεστές απωλειών παραγωγής για τις τρεις διαφορετικές ζώνες προκύπτουν από τους αντίστοιχους πίνακες για το συνολικό φορτίο το οποίο δηλώνεται ή προβλέπεται στο σύστημα.

1.3.2.2.12 Διαζωνικό Μοντέλο Ροής

Το διαζωνικό μοντέλο ροής παριστάνει τους περιορισμούς του δικτύου με βάση τη μοντελοποίηση των ροών ανάμεσα στις εσωτερικές λειτουργικές ζώνες λαμβάνοντας υπόψη τον Συντελεστή Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος ΣΚΜΙ των σημείων μέτρησης που επηρεάζουν την εν λόγω ροή. Κάθε διαζωνική ροή έχει διπλή κατεύθυνση. Κατά συνέπεια, ορίζονται δύο διαζωνικές ροές για την μοντελοποίηση της μεταφοράς ανάμεσα σε δύο ζώνες προκειμένου να παραστήσουν επακριβώς όλους τους πιθανούς συνδυασμούς (δηλαδή η πρώτη ζώνη να εξαγει στη δεύτερη ή το αντίστροφο).

Έγχυση και Απορρόφηση Σημείου Μέτρησης

Οι εγχύσεις του Συστήματος στην Αγορά μεταφέρονται από το σημείο της οντότητας στη στάθμη του σημείου μέτρησης ως εξής:

$$Mtgplnj(mtgp, p) = \sum_{ge \text{ at } mtgp} Entitylnj(ge, p) \quad (18)$$

Όπου

- $Mtgplnj(mtgp, p)$ είναι μία μη αρνητική μεταβλητή η οποία παριστάνει τη στάθμη έγχυσης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Οι καταναλώσεις του Συστήματος στην Αγορά μεταφέρονται από τη στάθμη της οντότητας στη στάθμη του σημείου μέτρησης ως εξής:

$$MtgpWdr(mtgp, p) = \sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityWdr(ld, p) \quad (19)$$

Όπου

- $MtgpWdr(eNode, p)$ είναι μία μη αρνητική μεταβλητή η οποία παριστάνει τη στάθμη απορρόφησης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Οι καθαρές εγχύσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$FlowGateMW(fg, p) - FlowGateSurplusMW(fg, p) \leq FlowGateMaxMW(fg, p) \quad (20)$$

Όπου

- $MtgpNetlnj(mtgp, p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την καθαρή στάθμη έγχυσης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Περιορισμοί Διαζωνικών Ροών

Οι διαζωνικές ροές περιορίζονται από μία μέγιστη ροή ανάμεσα στα σημεία σύνδεσης:

$$FlowGateMW(fg, p) - FlowGateSurplusMW(fg, p) \leq FlowGateMaxMW(fg, p) \quad (21)$$

Όπου

- $FlowGateMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει τη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW, και μπορεί να είναι αρνητική.
- $FlowGateMaxMW(fg, p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την μέγιστη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

- $FlowGateSurplusMW(fg,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια ισχύος, σε σχέση με τη μέγιστη ροή, στη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Η διαζωνική ροή ορίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\sum_{FromMtg(fg)=mtgp} [PTDF(mtgp,fg,p) \cdot MtgpNetInj(mtgp,p)] = FlowGateMW(fg,p) \quad (22)$$

Όπου

$PTDF(mtgp,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τον Συντελεστή Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος (Power Transfer Distribution Factor), του σημείου μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p .

Εξίσωση Ισοζυγίου Ισχύος Λειτουργικής Ζώνης

Το ισοζύγιο ισχύος πρέπει να επιβάλλεται σε κάθε Λειτουργική Ζώνη. Η δυϊκή τιμή του ισοζυγίου ενέργειας λειτουργικής ζώνης καθορίζει την τιμή ενέργειας λειτουργικής ζώνης.

Αν καταργηθεί ο περιορισμός της μέγιστης διαζωνικής ροής (λειτουργία ανάλυσης), τότε η ροή ανάμεσα στις ζώνες είναι απεριορίστη και όλες οι τιμές ενέργειας των λειτουργικών ζωνών είναι ίσες.

Η εξίσωση ισοζυγίου ενέργειας στις λειτουργικές ζώνες είναι η εξής:

$$\sum_{mtgp \text{ in } z} MtgpNetInj(mtgp,p) + TotalGenDeficit(z,p) - TotalGenSurplus(z,p) = \sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p) - \sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p) \quad (23)$$

Όπου

- $TotalGenDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα παραγωγής στην περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός ισοζυγίου ενέργειας στην λειτουργική ζώνη z . Εκφράζεται σε MW.
- $TotalGenSurplus(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια παραγωγής στην περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός ισοζυγίου ενέργειας στην λειτουργική z . Εκφράζεται σε MW.
- $FromZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία αρχής ίσα με fg .
- $ToZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία τέλους ίσα με fg .

1.3.2.2.13 Διαζωνικό Μοντέλο Μεταφοράς

Όπως το μοντέλο των διαζωνικών ροών, έτσι και αυτό θεωρεί μία ανάλυση του συστήματος σε λειτουργικές ζώνες οι οποίες συνδέονται με πύλες ροής (διασυνδετικές γραμμές ή διάδρομοι). Η διαφορά με το διαζωνικό μοντέλο ροής είναι ότι η διαζωνική ροή δεν εκφράζεται μέσω των ΣΚΜΙ των κόμβων μέτρησης αλλά απευθείας στην εξίσωση ισοζυγίου ενέργειας στις λειτουργικές ζώνες.

Περιορισμοί Ισοζυγίου Ισχύος Λειτουργικής Ζώνης

Οι περιορισμοί του ισοζυγίου ισχύος στις λειτουργικές ζώνες παριστάνονται από το ακόλουθο σύνολο γραμμικών εξισώσεων:

$$\sum_{ge \text{ in } z} EntityInj(ge, p) - ZonalMeteredLoadWithLosses(z, p) = \sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg, p) - \sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg, p) \quad (24)$$

Όπου

- $ZonalMeteredLoadWithLosses(z, p)$ είναι το Μετρούμενο Φορτίο Λειτουργικής Ζώνης το οποίο λαμβάνει υπόψη τις απώλειες για τη ζώνη z στην περίοδο p .
- $FromZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία αρχής ίσα με fg .
- $ToZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία τέλους ίσα με fg .
- $FlowGateMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη διαζωνική ροή fg , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW, και μπορεί να είναι αρνητική.

Σημείωση: Η ποσότητα ' $ZonalMeteredLoadWithLosses$ ' παριστάνει το φορτίο λειτουργικής ζώνης στο 'σημείο αγοράς' το οποίο περιλαμβάνει τις απώλειες διανομής (μέση και χαμηλή τάση) αλλά όχι τις απώλειες μεταφοράς (υψηλή τάση). Η παραπάνω ποσότητα απαιτείται από τον Μηχανισμό Επίλυσης ως μία είσοδος για την ΚΠΧ. Παρόλα αυτά, αυτή η ποσότητα δεν μπορεί να δοθεί απευθείας από το SCADA/EMS ως ένας υπολογισμός ανάμεσα σε αναλογικές μετρήσεις καθώς δεν υπάρχουν RTUs σε όλους τους υποσταθμούς.

Η ακόλουθη λύση υιοθετείται για να αντιμετωπιστεί το παραπάνω πρόβλημα, η οποία περιλαμβάνει μερικούς πρόσθετους υπολογισμούς στη μηχανή επίλυσης:

Η ποσότητα ' $ZonalMeteredLoadWithLosses$ ' δεν προέρχεται απευθείας από το SCADA/EMS αλλά υπολογίζεται στην ΚΠΧ με βάση πληροφορίες που ήδη υπάρχουν εκεί, με τον ακόλουθο τρόπο:

- Το SCADA παρέχει στην ΚΠΧ τη μετρούμενη ροή ισχύος ανάμεσα στις λειτουργικές ζώνες (άθροισμα των MWs στους διακόπτες ισχύος οι οποίοι καθορίζουν το όριο ανάμεσα στο βορρά και το νότο).
- Τα μετρούμενα συνολικά MW των μονάδων τα οποία διέρχονται από το SCADA στην ΚΠΧ μετατρέπονται σε καθαρά MW, σύμφωνα με τους πίνακες που διατίθενται για αυτή τη μετατροπή και οι οποίοι προέρχονται από τις τεχνικές προσφορές των μονάδων (πίνακες μετατροπής μικτής/καθαρής παραγωγής).

- Οι καθαρές εγχύσεις, σε MW, των μονάδων στο σύστημα μετατρέπονται τότε σε εγχύσεις MW στην αγορά χρησιμοποιώντας τους συντελεστές απωλειών παραγωγής.
- Τέλος, το άθροισμα όλων των MW έγχυσης των μονάδων στην αγορά, εντός της ζώνης, μαζί με τις μετρούμενες ροές ισχύος ανάμεσα στις ζώνες δίνει το φορτίο ζώνης στην Αγορά όπως απαιτείται στην εξίσωση ισοζυγίου ισχύος της λειτουργικής ζώνης.

Ο Μηχανισμός Επίλυσης υπολογίζει με αυτό τον τρόπο τη μεταβλητή “EntityInj” για όλες τις μονάδες ως τα MW αναφοράς στη στάθμη της αγοράς. Στη συνέχεια, αυτά τα σημεία αναφοράς μετατρέπονται ξανά σε σημεία αναφοράς MW στη στάθμη του Συστήματος χρησιμοποιώντας τους πίνακες συντελεστών απωλειών. Τελικά, τα MW στα σημεία αναφοράς στη στάθμη του συστήματος μετατρέπονται σε μικτά MW για την ΑΡΠ χρησιμοποιώντας τους πίνακες μετατροπής μικτής/καθαρής παραγωγής.

Σημείωση: Οι όροι $\sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p)$ και $-\sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p)$ παριστάνουν δύο διαζωνικές ροές προς τις δύο αντίθετες κατευθύνσεις (εξαγωγή από τη ζώνη z ή εισαγωγή προς τη ζώνη z).

Μοντέλο Διαζωνικού Περιορισμού Ροής

Δεδομένου ότι η διαζωνική ροή ορίζεται για κάθε μία κατεύθυνση, για μία γραμμή που συνδέει δύο ζώνες (για παράδειγμα: A, B), πρέπει να υπάρχουν δύο διαζωνικές ροές (A-B και B-A).

Η διαζωνική ροή περιορίζεται από το όριο ικανότητας διαζωνικής μεταφοράς:

$$FlowGateMW(fg,p) - FlowGateSurplusMW(fg,p) \leq FlowGateMaxMW(fg,p) \quad (25)$$

Όπου

- $FlowGateMW(fg,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW, και μπορεί να είναι αρνητική.
- $FlowGateMaxMW(fg,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει τη μέγιστη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $FlowGateSurplusMW(fg,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει την περίσσεια ισχύος στη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

1.3.2.2.14 Περιορισμοί Εφεδρειών

Περιορισμοί Πρωτεύουσας Εφεδρείας

Το άθροισμα των συνεισφορών σε πρωτεύουσα εφεδρεία των οντοτήτων μιας ζώνης πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία της λειτουργικής ζώνης. Ένας παρόμοιος περιορισμός ισχύει και για το σύστημα:

$$PrimRsvReq(z,p) + PrimRsvDeficit(z,p) \leq \sum_{e \text{ in } z} EntityPrimRsvMW(e,p) \quad (26)$$

$$SysPrimRsvReq(p) + SysPrimRsvDeficit(p) \leq \sum_e EntityPrimRsvMW(e,p) \quad (27)$$

Όπου

- $PrimRsvDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός πρωτεύουσας εφεδρείας.
- $PrimRsvReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SysPrimRsvDeficit(p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για όλο το σύστημα προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός πρωτεύουσας εφεδρείας.
- $SysPrimRsvReq(p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για όλο το σύστημα.

Περιορισμοί Δευτερεύουσας Εφεδρείας

Το άθροισμα των συνεισφορών σε δευτερεύουσα εφεδρεία των οντοτήτων μιας ζώνης πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις σε δευτερεύουσα εφεδρεία της λειτουργικής ζώνης:

$$SecRsvUpReq(z,p) + SecRsvUpDeficit(z,p) \leq \sum_{e \text{ in } z} EntitySecRsvUpMW(e,p) \quad (28)$$

$$SecRsvDnReq(z,p) + SecRsvDnDeficit(z,p) \leq \sum_{e \text{ in } z} EntitySecRsvDnMW(e,p) \quad (29)$$

$$SysSecRsvUpReq(p) + SysSecRsvUpDeficit(p) \leq \sum_e EntitySecRsvUpMW(e,p) \quad (30)$$

$$SysSecRsvDnReq(p) + SysSecRsvDnDeficit(p) \leq \sum_e EntitySecRsvDnMW(e,p) \quad (31)$$

Όπου

- $SecRsvUpDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα πάνω στην

περίοδο p για τη ζώνη z , προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.

- $SecRsvUpReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα επάνω στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SecRsvDnDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για τη ζώνη z , προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SecRsvDnReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SysSecRsvUpDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος, προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SysSecRsvUpReq(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.
- $SysSecRsvDnDeficit(p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος, προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SysSecRsvDnReq(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.

Οι παρακάτω πρόσθετοι περιορισμοί συνεπάγονται ότι, για κάθε Περίοδο Κατανομής p , οι ρυθμοί μεταβολής των μονάδων παραγωγής οι οποίες επιλέγονται για να παρέχουν προς τα επάνω δευτερεύουσα εφεδρεία, πρέπει να είναι τέτοιοι ώστε συνολικά να μπορούν να παρέχουν δευτερεύουσα εφεδρεία προς τα επάνω τουλάχιστον ίση με $SecRsvUpFastReq$ μέσα σε ένα λεπτό. Μία βοηθητική μεταβλητή εισάγεται, $EntitySecResUpFastMW$, προκειμένου να μοντελοποιηθεί το ελάχιστο της $RRAGC(ce) \times 1min$ για κάθε μονάδα που έχει επιλεγεί για δευτερεύουσα εφεδρεία προς τα επάνω.

$$EntitySecRsvUpFastMW(ce,p) \leq EntitySecRsvUpMW(ce,p) \quad (32)$$

$$EntitySecRsvUpFastMW(ce,p) \leq RRAGC(ce) \times 1min \quad (33)$$

$$\sum_{ce} EntitySecRsvUpFastMW(ce,p) \geq SysSecRsvUpFastReq(p) \quad (34)$$

- $SysSecRsvUpFastReq(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα επάνω μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού στην περίοδο p για το σύστημα.
- $EntitySecRsvUpFastMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την συνολική συνεισφορά σε δευτερεύουσα εφεδρεία της οντότητας ce για την περίοδο p , μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού και με κατεύθυνση προς τα επάνω. Εκφράζεται σε MW.
- $RRAGC(ce)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το ρυθμό μεταβολής σε λειτουργία ΑΡΠ για την ενταγμένη οντότητα ce . Εκφράζεται σε MW/min.

Οι παρακάτω περιορισμοί εξασφαλίζουν την ίδια απαίτηση με αυτή που περιγράφηκε προηγουμένως για δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω, σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού.

$$EntitySecRsvDnFastMW(ce,p) \leq EntitySecRsvDnMW(ce,p) \quad (35)$$

$$EntitySecRsvDnFastMW(ce,p) \leq RRAGC(ce) \times 1\text{min} \quad (36)$$

$$\sum_{ce} EntitySecRsvDnFastMW(ce,p) \geq SysSecRsvDnFastReq(p) \quad (37)$$

Όπου

- $SysSecRsvDnFastReq(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού στην περίοδο p για το σύστημα.
- $EntitySecRsvUpFastMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την συνολική συνεισφορά σε δευτερεύουσα εφεδρεία της οντότητας ce για την περίοδο p μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού και με κατεύθυνση προς τα κάτω. Εκφράζεται σε MW.

1.3.2.2.15 Περιορισμοί Ρυθμών Μεταβολής

Κάθε οντότητα έχει όρια στην ικανότητά της να μετακινηθεί από ένα επίπεδο παραγωγής (MW) παραγωγής σε ένα άλλο μέσα σε μία καθορισμένη χρονική περίοδο. Σε λειτουργία ΚΠΧ, αυτό εκφράζει την ικανότητα της οντότητας να μετακινηθεί από το πραγματικό (μετρούμενο) επίπεδο παραγωγής σε ένα άλλο, για τη διάρκεια αυτής της περιόδου.

Ο ρυθμός μεταβολής μίας μονάδας είναι διαφορετικός ανάλογα με την κατάσταση ΑΡΠ της μονάδας (αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ ή όχι). Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής των μονάδων προς τα επάνω μοντελοποιούνται ως εξής:

$$EntityMW(e, p) - ActualGen(e, p) \leq \left(\begin{array}{l} (1 - UnderAGC(e, p)) \cdot UpRamp(e) \\ + UnderAGC(e, p) \cdot RRAGC(e) \cdot 60 \\ + RampSurplusMW(e, p) \end{array} \right) \cdot D \quad (38)$$

Όπου

- $ActualGenMW(e, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το πραγματικό (μετρούμενο) επίπεδο παραγωγής για την ενταγμένη οντότητα ce , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $UpRamp(ce)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το άνω όριο ρυθμού ανόδου για την ενταγμένη οντότητα ce . Εκφράζεται σε MW/hour.
- $UnderAGC(e, p)$ είναι μία παράμετρος κατάστασης που υποδηλώνει ότι μία ενταγμένη οντότητα e για την περίοδο p είναι σε λειτουργία ΑΡΠ.
- $RRAGC(ce)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το Ρυθμό Μεταβολής σε λειτουργία ΑΡΠ για την ενταγμένη οντότητα ce . Εκφράζεται σε MW/min.
- $RampSurplusMW(ce, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει τον βαθμό παράβασης του ρυθμού μεταβολής για την ενταγμένη οντότητα ce στην περίοδο p . Εκφράζεται σε MW/hour.
- D είναι η διάρκεια της περιόδου, η οποία εκφράζεται σε ώρες.

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής προς τα κάτω είναι:

$$ActualGen(e, p) - EntityMW(e, p) \leq \left(\begin{array}{l} (1 - UnderAGC(e, p)) \cdot DnRamp(e) \\ + UnderAGC(e, p) \cdot RRAGC(e) \cdot 60 \\ + RampDeficitMW(e, p) \end{array} \right) \cdot D \quad (39)$$

Όπου

- $DnRamp(ce)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το μέγιστο ρυθμό καθόδου για την ενταγμένη οντότητα ce . Εκφράζεται σε MW/hour.
- $RampDeficitMW(ce, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει τον βαθμό παράβασης του ρυθμού μεταβολής της οντότητας ce στην περίοδο p . Εκφράζεται σε MW/hour.

1.3.2.2.16 Γενικοί Περιορισμοί

Οι γενικοί περιορισμοί μπορούν να παρασταθούν μαθηματικά ως εξής:

$$\sum_e [EntityMW(e, p) \cdot EntityFactor(e, p)] - GCSurplus(p) \leq GCLimit(p) \quad (40)$$

$$\sum_e [EntityMW(e, p) \cdot EntityFactor(e, p)] + GCDeficit(p) \geq GCLimit(p) \quad (41)$$

$$\sum_e [EntityMW(e, p) \cdot EntityFactor(e, p)] + GCDeficit(p) - GCSurplus(p) = GCLimit(p) \quad (42)$$

Όπου

- $GCLimit(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει τον γενικό περιορισμό ορίου δεξιάς πλευράς για την περίοδο p .
- $EntityFactor(e, p)$ είναι ο συντελεστής περιορισμού της ενέργειας της οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW^{-1} .
- $GCSurplus(p)$ και $GCDeficit(p)$ είναι οι μεταβλητές αναφοράς για τους γενικούς περιορισμούς περίσσειας και έλλειψης, αντίστοιχα.

1.3.2.3 Μοντέλο UC

Σε αυτό το τμήμα περιγράφεται το μοντέλο UC. Αυτό το μοντέλο εφαρμόζεται για τη λειτουργία του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, τη λειτουργία του ημερήσιου / ενδοημερήσιου Προγραμματισμού Κατανομής και τη λειτουργία της Εκ των Υστέρων Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων.

1.3.2.3.1 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου επίλυσης της αγοράς περιγράφεται ως εξής:

$$\begin{aligned} &Min(GenerationCost + StartUpCost + ShutDownCost - LoadRevenue \\ &+ ReserveCost + PenaltyCost) \end{aligned} \quad (43)$$

Όπου

- $GenerationCost$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος παραγωγής από τις προσφορές έγχυσης στο "Σημείο Αγοράς" (σημείο έγχυσης ή pool), εκφράζεται σε €, για όλο το σύστημα και όλες τις περιόδους. Οι προσφορές έγχυσης στο σημείο της οντότητας ($F(EntityMW, Price)$) διορθώνονται σύμφωνα με την παράγραφο 1.3.2.3.16 προκειμένου να αντανακλούν προσφορές έγχυσης στο "Σημείο Αγοράς" (σημείο έγχυσης) ($F(EntityInj, Price)$). Όπως φαίνεται, διορθώνεται μόνο η ποσότητα με το συντελεστή απωλειών παραγωγής, ενώ η τιμή παραμένει η ίδια.
- $StartUpCost$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος εκκίνησης της μονάδας για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Αυτή η μεταβλητή χρησιμοποιείται μόνο στο μοντέλο UC. Εκφράζεται σε €.
- $ShutDownCost$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος σβέσης, εκφράζεται σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Αυτό είναι το κόστος που αναμένεται σε μία πιθανή εκκίνηση της μονάδας μετά από μία σβέση της. Χρησιμοποιείται γιατί το μοντέλο UC είναι γενικά πιο βέλτιστο όταν επιλύεται για μία μεγαλύτερη περίοδο (περίπου 7 ημέρες) ενώ όταν επιλύεται για 1 ημέρα μπορεί να έχει σαν αποτέλεσμα την απένταξη μερικών

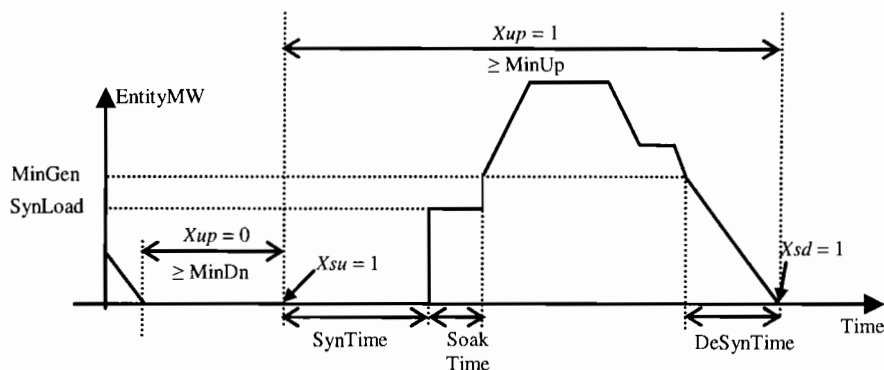
θερμικών μονάδων με υψηλά κόστη εκκίνησης. Κατά συνέπεια, και προκειμένου να διορθωθούν οι επιδράσεις αυτού του προβλήματος, λαμβάνεται ένα κόστος σβέσης που αντικαθιστά ένα κόστος εκκίνησης στο μέλλον. Αυτό το κόστος σβέσης είναι το ισοδύναμο ενός κόστους εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση.

- *LoadRevenue* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τα έσοδα των φορτίων από τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου (κατανεμόμενο φορτίο, αντλήσεις και εξαγωγές) στο “Σημείο Αγοράς” (σημείο απορρόφησης ή pool), εκφράζεται σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου στο σημείο οντότητας ($F(EntityMW, Price)$) διορθώνονται προκειμένου να αντανakλούν τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου στο “Σημείο Αγοράς” (σημείο απορρόφησης) ($F(EntityWdr, Price)$). Όπως φαίνεται, διορθώνεται μόνο η ποσότητα με το συντελεστή απωλειών φορτίου, ενώ η τιμή παραμένει η ίδια. Καθώς το φορτίο δεν είναι καταναμόμενο σε πραγματικό χρόνο, η μεταβλητή αυτή χρησιμοποιείται μόνο στο μοντέλο UC.
- *ReserveCost* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος των εφεδρειών από τις σχετικές προσφορές, εκφράζεται σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Καθώς οι εφεδρείες δεν ανακατανέμονται στον πραγματικό χρόνο, η μεταβλητή αυτή χρησιμοποιείται μόνο στο μοντέλο UC.
- *PenaltyCost* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το εικονικό κόστος, εκφρασμένο σε σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους, το οποίο οφείλεται στην παραβίαση των περιορισμών όταν το πρόβλημα δεν έχει λύση.

1.3.2.3.2 Μοντέλο Εκκίνησης και Σβέσης

Το μοντέλο εκκίνησης και σβέσης περιγράφει τη λογική που χρησιμοποιεί το μοντέλο UC για την μοντελοποίηση των φάσεων εκκίνησης και σβέσης. Εφαρμόζεται στη λειτουργία του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, τη λειτουργία του ημερήσιου / ενδοημερήσιου Προγραμματισμού Κατανομής και για τη λειτουργία της Εκ των Υστέρων Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων.

Το επόμενο Σχήμα δείχνει σχηματικά τη λογική που ακολουθείται, η οποία αναλύεται λεπτομερώς στις επόμενες παραγράφους:



Σχ.17. Μοντέλο εκκίνησης και σβέσης

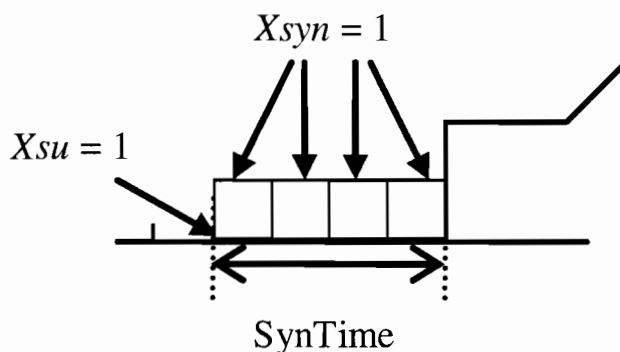
Η φάση εκκίνησης μπορεί να αναλυθεί σε δύο επιμέρους φάσεις:

- Φάση Συγχρονισμού. Χρειάζεται συγκεκριμένος χρόνος προκειμένου η οντότητα να συγχρονιστεί με το σύστημα. Κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου, η έγχυση της οντότητας στο σύστημα είναι μηδενική.
- Φάση παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο στην οποία το πρόγραμμα παραγωγής της μονάδας θεωρείται σταθερό στο φορτίο συγχρονισμού.

Το μοντέλο σβέσης περιγράφει τη λειτουργία της οντότητας από την Ελάχιστη παραγωγή έως τον αποσυγχρονισμό. Το πρόγραμμα αυτό χρησιμοποιείται όταν μία μονάδα απεντάσσεται. Θεωρείται ότι η μονάδα είναι στο ελάχιστο οικονομικό όριο λειτουργίας στην αρχή της ώρας σβέσης και μεταβάλλει την παραγωγή της γραμμικά προς τα κάτω και έως το μηδέν κατά τη διάρκεια του χρόνου αποσυγχρονισμού.

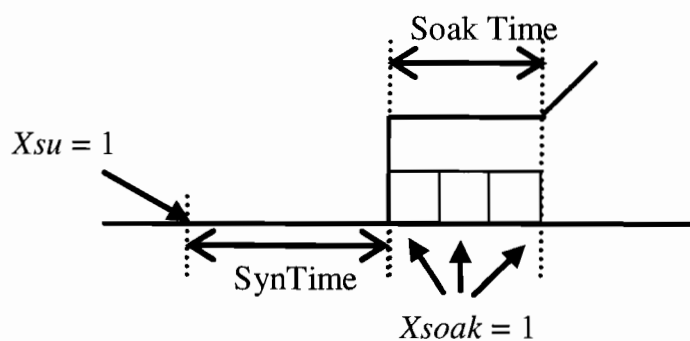
Οι μεταβλητές που σχετίζονται με τη φάση εκκίνησης, την ενδιάμεση φάση και τη φάση αποσυγχρονισμού μίας μονάδας είναι οι εξής:

- *HotToWarmTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να μεταβεί από την θερμή στην ενδιάμεση κατάσταση.
- *WarmToColdTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να μεταβεί από την ενδιάμεση στην ψυχρή κατάσταση.
- *Xsd* είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει ποτέ μία οντότητα τερματίζει μία φάση σβέσης.
- *Xsu* είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει ποτέ μία οντότητα αρχίζει μία φάση εκκίνησης.
- *Xhotsu*, *Xwarmsu* και *Xcoldsu* είναι δυαδικές μεταβλητές που υποδηλώνουν πότε μία οντότητα αρχίζει μία φάση εκκίνησης από θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή κατάσταση, αντίστοιχα.
- *Xhotsyn*, *Xwarmsyn* και *Xcoldsyn* είναι δυαδικές μεταβλητές που υποδηλώνουν πότε μία οντότητα είναι σε φάση συγχρονισμού από θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή κατάσταση, αντίστοιχα.
- *HotSynTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να συγχρονίσει από θερμή κατάσταση.
- *WarmSynTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να συγχρονίσει από ενδιάμεση κατάσταση.
- *ColdSynTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να συγχρονίσει από ψυχρή κατάσταση.



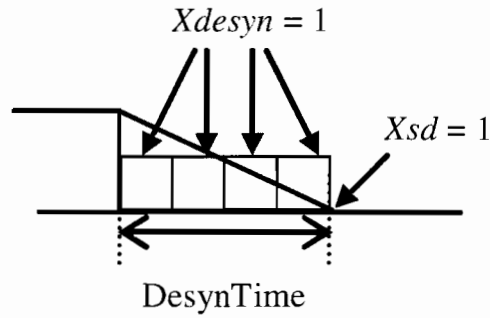
Σχ.18. Μοντελοποίηση Διαδικασίας συγχρονισμού

- $Xsoak$ είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει αν μία οντότητα βρίσκεται σε φάση παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο.
- $HotSoakTime$ είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται να παραμείνει στην ενδιάμεση φάση μία μονάδα που βρίσκεται σε θερμή κατάσταση.
- $WarmSoakTime$ είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται να παραμείνει στην ενδιάμεση φάση μία μονάδα που βρίσκεται σε ενδιάμεση κατάσταση.
- $ColdSoakTime$ είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται να παραμείνει στην ενδιάμεση φάση μία μονάδα που βρίσκεται σε ψυχρή κατάσταση.



Σχ.19. Μοντελοποίηση Ενδιάμεσης Φάσης

- $DesynTime$ είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται μία μονάδα για να αποσυγχρονίσει.
- $Xdesyn$ είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει αν μία οντότητα βρίσκεται σε φάση αποσυγχρονισμού.



Σχ.20. Μοντελοποίηση Διαδικασία αποσυγχρονισμού

- X_{up} είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα είναι ενταγμένη (on).
- X_{su} είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα αρχίζει μία φάση εκκίνησης.
- X_{sd} είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα τερματίζει μία φάση σβέσης.
- X_{disp} είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα είναι σε φάση κατανομής.

1.3.2.3.3 Όρια Παραγωγής Οντότητας

Οι ακόλουθοι περιορισμοί προσδιορίζουν τα όρια παραγωγής μίας οντότητας λαμβάνοντας υπόψη τις τέσσερις φάσεις (συγχρονισμού, ενδιάμεσης κατάστασης, κατανομής και από-συγχρονισμού). Στις φάσεις συγχρονισμού, ενδιάμεσης κατάστασης και αποσυγχρονισμού, τα μέγιστα και τα ελάχιστα όρια παίρνουν την ίδια τιμή γεγονός που επιβάλλει το πρόγραμμα της οντότητας να παραμένει σταθερό σε αυτή την τιμή.

Κατά συνέπεια, το κατώτερο όριο λειτουργίας μίας οντότητας μπορεί να γραφεί ως εξής:

$$\begin{aligned}
 & \text{EntityMw}(e, p) - \text{EntitySecRsvDnMW}(e, p) + \text{EntityDeficitMW}(e, p) \geq \\
 & \left\{ \begin{aligned} & X_{syn}(e, p) \cdot 0 + X_{soak}(e, p) \cdot \text{SynLoad}(e) \\ & + \sum_{t=p}^{p+\text{DesynTime}(e)-1} X_{sd}(e, t) \cdot (t-p) \frac{\text{MinMW}(e)}{\text{DesynTime}(e)} \end{aligned} \right\} \quad \begin{array}{l} \text{Start-up and} \\ \text{shut-down phases} \end{array} \quad (44) \\
 & + (X_{disp}(e, p) - X_{upAGC}(e, p)) \cdot \text{MinMw}(e, p) + X_{upAGC}(e, p) \cdot \text{MinAGC}(e)
 \end{aligned}$$

Το ανώτερο όριο λειτουργίας μίας οντότητας φαίνεται παρακάτω:

$$\begin{aligned}
& EntityMw(e, p) + EntityPrimRsvMW(e, p) + EntitySecRsvUpMW(e, p) \\
& + EntitySpTerRsvMW(e, p) - EntitySurplusMW(e, p) \leq \\
& \left\{ \begin{array}{l} X_{syn}(e, p) \cdot 0 + X_{soak}(e, p) \cdot SynLoad(e) + \\ \sum_{t=p}^{p+DesynTime(e)-1} X_{sd}(e, t) \cdot (t-p) \cdot \frac{MinMW(e)}{DesynTime(e)} \end{array} \right\} \quad \begin{array}{l} \text{Start-up and} \\ \text{shut-down phases} \end{array} \quad (45) \\
& + X_{disp}(e, p) \cdot MaxMw(e, p)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& EntityMw(e, p) + EntitySecRsvUpMW(e, p) - EntitySurplusMW(e, p) \leq \\
& \left\{ \begin{array}{l} X_{syn}(e, p) \cdot 0 + X_{soak}(e, p) \cdot SynLoad(e) + \\ \sum_{t=p}^{p+DesynTime(e)-1} X_{sd}(e, t) \cdot (t-p) \cdot \frac{MinMW(e)}{DesynTime(e)} \end{array} \right\} \quad \begin{array}{l} \text{Start-up and} \\ \text{shut-down phases} \end{array} \quad (46) \\
& + (X_{disp}(e, p) - X_{upAGC}(e, p)) \cdot MaxMw(e, p) + X_{upAGC}(e, p) \cdot MaxAGC(e)
\end{aligned}$$

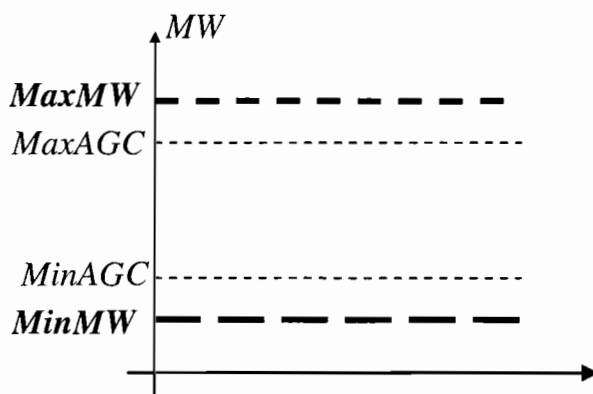
Όπου

- $EntityMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το επίπεδο παραγωγής ή φορτίου μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntityPrimRsvMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την συνεισφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySecRsvUpMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα πάνω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySecRsvDnMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα κάτω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySpTerRsvMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την συνεισφορά σε στρεφομένη τριτεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $SynLoad(e)$ είναι το φορτίο συγχρονισμού για την οντότητα e .
- $MinMW(e, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το ελάχιστο κατανεμόμενο επίπεδο παραγωγής ή φορτίου για την οντότητα e , την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxMW(e, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το μέγιστο κατανεμόμενο επίπεδο παραγωγής ή φορτίου για την οντότητα e , την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MinAGC(e, p)$ είναι η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή σε λειτουργία ΑΡΠ, για την οντότητα e , την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxAGC(e, p)$ είναι η τεχνικά μέγιστη παραγωγή σε λειτουργία ΑΡΠ, για την οντότητα e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

- χ_{upAGC} είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει αν μία μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ.

Για τις οντότητες παραγωγής οι οποίες δεν μπορούν να παρέχουν μία ή περισσότερες κατηγορίες εφεδρειών, η συνεισφορά τους στην εφεδρεία που δεν μπορούν να παρέχουν τίθεται υποχρεωτικά ίση με μηδέν MW.

Το επόμενο σχήμα δείχνει τα διαφορετικά όρια της μονάδας που περιγράφηκαν παραπάνω.



Σχ.21. Όρια παραγωγής μονάδας

Οι περιορισμοί (44), (45) και (46) παριστάνουν ένα γενικευμένο μοντέλο και για τις δύο καταστάσεις, ανάλογα με το αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ ή όχι, και λαμβάνουν υπόψη το γεγονός ότι $MinAGC > MinMW$ και $MaxAGC < MaxMW$.

Επιπλέον του προηγούμενου περιορισμού, πρέπει να εξασφαλισθεί ότι η μονάδα είναι σε θέση να λειτουργήσει σε ΑΡΠ ($\chi_{upAGC} = 1$) μόνο όταν είναι ήδη σε κατάσταση κατανομής ($\chi_{disp} = 1$). Αυτό εκφράζεται με τον επόμενο περιορισμό:

$$\chi_{upAGC}(e,p) \leq \chi_{disp}(e,p) \quad (47)$$

1.3.2.3.4 Συνεισφορά Οντοτήτων στις Εφεδρείες

Οι παρακάτω περιορισμοί μοντελοποιούνται μόνο στο μοντέλο UC και εφαρμόζονται στη λειτουργία του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, του Προγραμματισμού Κατανομής και της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων.

Σημειώνεται ότι, για όλες τις οντότητες φορτίου, οι μεταβλητές των εφεδρειών τίθενται υποχρεωτικά στα μηδέν MW (καμία συνεισφορά από τις οντότητες φορτίου σε καμία εφεδρεία).

Επίσης, λαμβάνεται υπόψη το γεγονός ότι οι οντότητες δεν συνεισφέρουν στις εφεδρείες κατά τη διάρκεια της φάσης εκκίνησης (φάσεις συγχρονισμού και παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο) και της φάσης σβέσης (από-συγχρονισμού).

Αυτό εκφράζεται μέσω της εισαγωγής της μεταβλητής κατάστασης $Xdisp$ και της μεταβλητής κατάστασης ΑΡΠ $XupAGC$ όπως φαίνεται παρακάτω:

Η συνεισφορά της οντότητας σε μία εφεδρεία πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με την μέγιστη συνεισφορά εφεδρείας:

$$EntityPrimRsvMW(e,p) \leq Xdisp(e,p) \cdot MaxPrimRsvMW(e,p) \quad (48)$$

Όπου

- $MaxPrimRsvMW(e,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά στην πρωτεύουσα εφεδρεία η οποία αντιστοιχεί στο μέγιστο της προσφοράς πρωτεύουσας εφεδρείας (προσφορά μίας βαθμίδας), για την οντότητα e , και την περίοδο p .

$$\begin{aligned} (EntitySecRsvUpMW(e,p) + EntitySecRsvDnMW(e,p)) \\ \leq XupAGC(e,p) \cdot MaxSecRsvMW(e,p) \end{aligned} \quad (49)$$

Όπου

- $MaxSecRsvMW(e,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά στη δευτερεύουσα εφεδρεία η οποία αντιστοιχεί στο μέγιστο της προσφοράς δευτερεύουσας εφεδρείας (προσφορά μίας βαθμίδας), για την οντότητα e , και την περίοδο p .

Η τριτεύουσα εφεδρεία περιλαμβάνει όλες τις στρεφόμενες και μη στρεφόμενες μονάδες.

Η συνεισφορά στην στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία περιορίζεται από την μέγιστη ικανότητα παροχής τριτεύουσας εφεδρείας όπως περιγράφεται παρακάτω:

$$EntitySpTerRsvMW(e,p) \leq Xdisp(e,p) \cdot MaxSpTerRsvMW(e,p) \quad (50)$$

Όπου

- $EntitySpTerRsvMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxSpTerRsvMW(e,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $Xdisp(e,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που υποδηλώνει αν η οντότητα e είναι σε φάση κατανομής για την περίοδο p .

Μερικές οντότητες μπορούν να προσφέρουν τριτεύουσα εφεδρεία ακόμα και όταν είναι εκτός λειτουργίας (off-line). Αυτό αντιπροσωπεύει τη μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία και αφορά ιδιαίτερα τις γρήγορες αιχμιακές μονάδες και τις υδροηλεκτρικές μονάδες. Κατά συνέπεια, οι υδροηλεκτρικές μονάδες και οι γρήγορες αιχμιακές μονάδες λαμβάνονται αυτομάτως υπόψη στη συνεισφορά

μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας χωρίς να υπάρχει ανάγκη να έχουν οριστεί βαθμίδες και τιμές για αυτές τις μονάδες.

Η συνεισφορά μίας μονάδας στη μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία περιορίζεται από μία μέγιστη ικανότητα παροχής τριτεύουσας εφεδρείας καθώς επίσης και από την ελάχιστη παραγωγή της οντότητας, σαν ένα κατώτερο όριο, όπως φαίνεται παρακάτω:

$$EntityNSpTerRsvMW(e,p) \leq XNSpTer(e,p) \cdot MaxNSpTerRsvMW(e,p) \quad (51)$$

$$EntityNSpTerRsvMW(e,p) \geq XNSpTer(e,p) \cdot MinMW(e,p) \quad (52)$$

$$XNSpTer(e,p) \leq 1 - \chi_{up}(e,p) \quad (53)$$

Όπου

- $EntityNSpTerRsvMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα n_{ce} για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxNSpTerRsvMW(e,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει την μέγιστη συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα n_{ce} για την περίοδο p . Για τις γρήγορες αιχμιακές και τις υδροηλεκτρικές μονάδες, η $MaxNSpTerRsvMW(e,p)$ είναι ίση με τη μέγιστη στάθμη κατανεμόμενης παραγωγής της οντότητας.
- $XNSpTer(e,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που υποδηλώνει αν η οντότητα e παρέχει μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p .

Λαμβάνοντας υπόψη τις συνεισφορές τόσο σε στρεφόμενη όσο και σε μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία, η συνολική συνεισφορά τριτεύουσας εφεδρείας μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$EntityTerRsvMW(e,p) = EntitySpTerRsvMW(e,p) + EntityNSpTerRsvMW(e,p) \quad (54)$$

Όπου

- $EntityTerRsvMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά της οντότητας e σε τριτεύουσα εφεδρεία (στρεφόμενη και μη στρεφόμενη), για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

1.3.2.3.5 Περιορισμοί Ελάχιστου Χρόνου Λειτουργίας και Ελάχιστου Χρόνου Κράτησης

Προκειμένου να ικανοποιηθεί η απαίτηση του ελάχιστου αριθμού ωρών για τις οποίες η μονάδα πρέπει υποχρεωτικά να παραμείνει ενταγμένη πριν να είναι σε θέση να απενταχθεί, καθώς και η απαίτηση ελάχιστου αριθμού ωρών για τις οποίες η μονάδα πρέπει υποχρεωτικά να παραμείνει απενταγμένη πριν να είναι σε θέση να ενταχθεί ξανά, λαμβάνονται οι ακόλουθοι περιορισμοί:

$$\sum_{t=p-\text{MinUp}(e)+1}^{t=p-1} X_{su}(e,t) \leq X_{up}(e,p) \quad (55)$$

$$\sum_{t=p+1}^{t=p+\text{MinDn}(e)} X_{su}(e,t) \leq 1 - X_{up}(e,p) \quad (56)$$

Όπου

- $\text{MinUp}(e)$ είναι ο ελάχιστος αριθμός ωρών για τις οποίες η μονάδα e πρέπει να ενταχθεί προτού να είναι σε θέση να απενταχθεί.
- $\text{MinDn}(e)$ είναι ο ελάχιστος αριθμός ωρών για τις οποίες η μονάδα e πρέπει να παραμείνει απενταγμένη προτού να είναι σε θέση να ενταχθεί ξανά.

1.3.2.3.6 Κόστος Παραγωγής

Το κόστος παραγωγής περιλαμβάνει τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για την παραγωγή και την εισαγωγή ενέργειας. Οι τιμολογούμενες προσφορές των μονάδων περιλαμβάνουν το τιμολογούμενο μέρος των προσφορών των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων (δηλαδή εξαιρείται η υποχρεωτική παραγωγή από τα υδροηλεκτρικά). Το κόστος παραγωγής εκφράζεται ως εξής:

$GenerationCost =$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}, p} (1 - GLF(g_e)) \cdot \left(\sum_{b \in \text{Blocks}} (BlockClearedMW(g_e, b, p) \cdot BlockPrice(g_e, b, p)) \right) \cdot D \quad (57)$$

Όπου

- $BlockClearedMW(g_e, b, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την ποσότητα της ισχύος που εκκαθαρίζεται για την οντότητα παραγωγής g_e , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $BlockPrice(g_e, b, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την τιμή ενέργειας για την οντότητα παραγωγής g_e , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p . Εκφράζεται σε €/MWh.
- $GLF(g_e)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής για την οντότητα g_e .
- D είναι η διάρκεια της περιόδου και εκφράζεται σε ώρες. Για τον ΗΕΠ, το ΠΚ και τη μεθοδολογία υπολογισμού ΟΤΑ, αυτή η παράμετρος τίθεται ίση με 1.

1.3.2.3.7 Κόστος Εκκίνησης

Το κόστος εκκίνησης μοντελοποιείται μόνο στο μοντέλο UC. Εφαρμόζεται στις λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ. Το κόστος εκκίνησης μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

StartUpCost =

$$\begin{aligned} & \sum_{ge,p} (Xhotsu(ge,p).HotSUCost(ge)) \\ & + \sum_{ge,p} (Xwarmsu(ge,p).WarmSUCost(ge)) \\ & + \sum_{ge,p} (Xcoldsu(ge,p).ColdSUCost(ge)) \end{aligned} \quad (58)$$

Όπου

- $Xhotsu(ge,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση εκκίνησης από θερμή κατάσταση, για την οντότητα παραγωγής ge , στην περίοδο p .
- $HotSUCost(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης από θερμή κατάσταση για την οντότητα παραγωγής ge .
- $Xwarmsu(ge,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση, για την οντότητα παραγωγής ge , στην περίοδο p .
- $WarmSUCost(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση για την οντότητα παραγωγής ge .
- $Xcoldsu(ge,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση, για την οντότητα παραγωγής ge , στην περίοδο p .
- $ColdSUCost(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση για την οντότητα παραγωγής ge .

1.3.2.3.8 Κόστος Σβέσης

Το κόστος σβέσης μοντελοποιείται μόνο στο μοντέλο UC. Εφαρμόζεται στις λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ. Όπως προαναφέρθηκε, το κόστος σβέσης λαμβάνεται ίσο με το κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση. Κατά συνέπεια, το κόστος σβέσης μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

ShutDownCost =

$$\sum_{ge,p} (Xsd(ge,p).EntitySDCost(ge)) \quad (59)$$

Όπου

- $Xsd(ge,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση σβέσης, για την οντότητα παραγωγής ge , στην περίοδο p .
- $EntitySDCost(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης για την οντότητα παραγωγής ge .

1.3.2.3.9 Πλεόνασμα καταναλωτών

Το πλεόνασμα των καταναλωτών από τη χρήση της ενέργειας υπολογίζεται ως το έσοδο από όλα τα κατανεμόμενα φορτία συμπεριλαμβανομένων αυτών που χρησιμοποιούνται για την μοντελοποίηση των εξαγωγών και των αντλητικών φορτίων. Καθώς τα μη κατανεμόμενα φορτία δεν κατανέμονται σε πραγματικό χρόνο, το πλεόνασμα των καταναλωτών μοντελοποιείται μόνο στο μοντέλο UC και εφαρμόζεται στις λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ.

Το πλεόνασμα των καταναλωτών περιγράφεται ως εξής:

LoadRevenue =

$$\sum_{ld,p} (1 + LLF(ld)) \cdot \left(\sum_{b \in Blocks} (LoadBlockMW(ld,b,p) \cdot BlockPrice(ld,b,p)) \right) \cdot D \quad (60)$$

Όπου

- *LoadBlockMW(ld,b,p)* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την ποσότητα φορτίου που εκκαθαρίζεται από τη βαθμίδα *b* της οντότητας φορτίου *ld* στην περίοδο *p*, και εκφράζεται σε MW.
- *BlockPrice(ld,b,p)* είναι μία παράμετρος, σε €/MWh, που παριστάνει την τιμή φορτίου για την οντότητα φορτίου *ld*, τη βαθμίδα *b*, και την περίοδο *p*.
- *LLF(ld)* είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει το συντελεστή απωλειών φορτίου για την οντότητα φορτίου *ld*.

1.3.2.3.10 Κόστος Εφεδρειών

Το κόστος εφεδρειών περιλαμβάνει μόνο το κόστος πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας. Για την τριτεύουσα εφεδρεία δεν αποδίδεται κανένα κόστος στην στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία, ενώ αντιστοιχεί μία τιμή για τις μη στρεφόμενες μονάδες (μία μηδενική τιμή αντιστοιχεί στις υδροηλεκτρικές μονάδες και τις γρήγορες μονάδες αιχμής).

Κατά συνέπεια, το κόστος εφεδρειών μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$ReserveCost = PrimReserveCost + SecReserveCost + NSpTerReserveCost \quad (61)$$

Όπου

- *PrimReserveCost* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος πρωτεύουσας εφεδρείας, σε €.
- *SecReserveCost* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος δευτερεύουσας εφεδρείας, σε €.
- *NSpTerReserveCost* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας, σε €.

Τα κόστη πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας μπορούν να γραφούν ως εξής:

$$PrimReserveCost = \sum_{e,p} EntityPrimRsvMW(e,p) \cdot PrimRsvPrice(e,p) \cdot D \quad (62)$$

και

$$SecReserveCost = \sum_{e,p} \left((EntitySecRsvUpMW(e,p) + EntitySecRsvDnMW(e,p)) \cdot SecRsvPrice(e,p) \cdot D \right) \quad (63)$$

$$NSpTerReserveCost = \sum_{e,p} EntityNSpTerRsvMW(e,p) \cdot NSpTerRsvPrice(e,p) \cdot D \quad (64)$$

Όπου

- $EntityPrimRsvMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας για την οντότητα e , και την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW,
- $EntitySecRsvUpMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα επάνω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας για την οντότητα e , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW,
- $EntitySecRsvDnMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα κάτω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW,
- $EntityNSpTerRsvMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p .
- $PrimRsvPrice(e,p)$ είναι μία παράμετρος, σε €/MW, που παριστάνει την τιμή πρωτεύουσας εφεδρείας για την οντότητα e , για την περίοδο p .
- $SecRsvPrice(e,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την τιμή δευτερεύουσας εφεδρείας για την οντότητα e , για την περίοδο p .
- $NSpTerRsvPrice(e,p)$ είναι μία παράμετρος, σε €/MWh, που παριστάνει την τιμή μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας για την οντότητα e , για την περίοδο p .

1.3.2.3.11 Κόστη Ποινών

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος αδυναμίας επίλυσης κάτω από συγκεκριμένες περιστάσεις, προστίθενται στην αντικειμενική συνάρτηση επιπλέον μεταβλητές παράβασης για τους περιορισμούς που έχουν κάτω/πάνω όρια καθώς και πρόσθετοι όροι για τις ποινές των μεταβλητών παράβασης. Οι υπόψη μεταβλητές παράβασης είναι:

- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την Παράβαση του Περιορισμού Ισοζυγίου Ενέργειας Λειτουργικής Ζώνης,

- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την Παράβαση των Γενικών Περιορισμών,
- Μεταβλητές έλλειψης (άνω και κάτω) για την Παράβαση του Περιορισμού Ρυθμού Μεταβολής,
- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την ικανότητα της Οντότητας,
- Μεταβλητές έλλειψης για την Παράβαση των Περιορισμών Εφεδρειών,
- Μεταβλητές περίσσειας για την Παράβαση του διαζωνικού ορίου ροής,
- Μεταβλητές Περίσσειας για την μέγιστη ημερήσια ενέργεια της μονάδας, και
- Μεταβλητές Περίσσειας για την καθαρή ικανότητα μεταφοράς.

Ένας συντελεστής ποινής παράβασης αντιστοιχίζεται σε κάθε μία από τις παραπάνω μεταβλητές παράβασης. Αν οι συντελεστές ποινής λάβουν μεγάλες τιμές, οι τιμές της μεταβλητής παράβασης θα είναι μηδέν σε μία εφικτή λύση του προβλήματος. Κάθε μη μηδενική μεταβλητή παράβασης στη λύση υποδηλώνει ότι το πρόβλημα δεν έχει λύση δίχως παραβίαση κάποιων περιορισμών. Διαφορετικές ποινές μπορούν να εφαρμοστούν για να υποδηλώσουν αντίστοιχες προτεραιότητες για την εφαρμογή διαφορετικών τύπων περιορισμών ανισοτήτων.

Το κόστος ποινής (PenaltyCost) στην αντικειμενική συνάρτηση ορίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned}
PenaltyCost = & \\
& \sum_{z,p} [TotalGenDeficit(z,p)].TotalGenDeficitPrice \\
& + \sum_{z,p} [TotalGenSurplus(z,p)].TotalGenSurplusPrice \\
& + \sum_{z,p} [PrimRsvDeficit(z,p)].TotalPrimRsvDeficitPrice \\
& + \sum_{z,p} [SecRsvUpDeficit(z,p) + SecRsvDnDeficit(z,p)].TotalSecRsvDeficitPrice \\
& + \sum_{z,p} [TerRsvDeficit(z,p)].TotalTerRsvDeficitPrice \\
& + \sum_p [SysPrimRsvDeficit(p)].TotalPrimRsvDeficitPrice \\
& + \sum_p [SysSecRsvUpDeficit(p) + SysSecRsvDnDeficit(p)].TotalSecRsvDeficitPrice \\
& + \sum_p [SysTerRsvDeficit(p)].TotalTerRsvDeficitPrice \\
& + \sum_{e,p} [EntityDeficitMW(e,p)].DeficitCapacityPrice \\
& + \sum_{e,p} [EntitySurplusMW(e,p)].SurplusCapacityPrice \\
& + \sum_{e,p} [EntityDeficitMW(e,p)].DeficitCapacityPrice \\
& + \sum_{e,p} [EnergyMaxSurplus(e,p)].SurplusEnergyMaxPrice \\
& + \sum_{fg,p} [FlowGateSurplusMW(fg,p)].FlowgateSurplusPrice \\
& + \sum_{e,p} [RampDeficitMW(e,p)].DeficitRampPrice \\
& + \sum_{e,p} [RampSurplusMW(e,p)].SurplusRampPrice \\
& + \sum_{gc,p} [GCDeficit(gc)].GCDeficitPrice \\
& + \sum_{gc,p} [GCSurplus(gc)].GCSurplusPrice \\
& + \sum_{mtgp,p} [ImpCapacitySurplusMW(mtgp,p)].ImpCapacitySurplusPrice \\
& + \sum_{mtgp,p} [ExpCapacitySurplusMW(mtgp,p)].ExpCapacitySurplusPrice
\end{aligned}
\tag{65}$$

Οι Γενικοί Περιορισμοί μπορούν να ταξινομηθούν από πλευράς προτεραιότητας με την απόδοση διαφορετικών συντελεστών ποινής σε κάθε ξεχωριστό περιορισμό. Οι περιορισμοί με τους μεγαλύτερους συντελεστές ποινής έχουν μεγαλύτερη προτεραιότητα προκειμένου να ικανοποιηθούν, σε σχέση με αυτούς που έχουν χαμηλότερους συντελεστές ποινής.

Οι τιμές ποινής είναι διαμορφούμενες, και έχουν αρχικά τις ακόλουθες τιμές:

Πιν.8. Τιμές ποινής μοντέλου UC

Παράμετρος	Τιμή ποινής
TotalGenDeficitPrice	10.000 €/MW
TotalGenSurplusPrice	10.000 €/MW
TotalPrimRsvDeficitPrice	40.000 €/MW
TotalSecRsvDeficitPrice	19.000 €/MW
TotalTerRsvDeficitPrice	5.000 €/MW
DeficitCapacityPrice	45.000 €/MW
SurplusCapacityPrice	45.000 €/MW

EnergyMaxSurplusPrice	18.000 €/MWh
DeficitRampPrice	45.000 €/MW
SurplusRampPrice	45.000 €/MW
GCDeficitPrice	1.000 €/MW
GCSurplusPrice	1.000 €/MW
ImpCapacitySurplusPrice	50.000 Euro/MW
ExpCapacitySurplusPrice	50.000 Euro/MW

Στις επόμενες παραγράφους περιγράφονται οι εξισώσεις με τις οποίες μοντελοποιούνται οι επιμέρους συνιστώσες. Αυτές οι εξισώσεις συνιστούν περιορισμούς στους οποίους υπόκειται το πρόβλημα βελτιστοποίησης όταν ελαχιστοποιείται η παραπάνω αντικειμενική συνάρτηση.

1.3.2.3.12 Όριο Βαθμίδας

Μία βαθμίδα δεν μπορεί να εκκαθαριστεί σε μία στάθμη υψηλότερη από την προσφερόμενη ποσότητα της βαθμίδας. Ο περιορισμός αυτός ισχύει για όλες τις οντότητες με τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης ή δηλώσεις φορτίου και διατυπώνεται ως εξής:

$$0 \leq BlockClearedMW(ge, b, p) \leq BlockMaxMW(ge, b, p) \quad (66)$$

και

$$0 \leq LoadBlockMW(ld, b, p) \leq BlockMaxMW(ld, b, p) \quad (67)$$

Όπου

- $BlockMaxMW(ce, b, p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει την ποσότητα της προσφερόμενης ισχύος για την οντότητα ce , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p .

Ο περιορισμός φορτίου δεν εφαρμόζεται σε πραγματικό χρόνο.

1.3.2.3.13 Πρόγραμμα Παραγωγής Οντότητας

Για κάθε οντότητα παραγωγής, το πρόγραμμα παραγωγής μπορεί να αναλυθεί σε δύο επιμέρους συνιστώσες:

- Το μη τιμολογούμενο μέρος των προσφορών της οντότητας παραγωγής το οποίο συμπεριλαμβάνει αυτό που αντιστοιχεί σε ενέργεια από ΑΠΕ, υποχρεωτική παραγωγή υδροηλεκτρικών και μονάδες υπό δοκιμαστική λειτουργία. Το υπόψη μέρος του προγράμματος παραγωγής πρέπει να ακολουθεί ένα συγκεκριμένο και σταθερό πρόγραμμα.
- Το τιμολογούμενο πρόγραμμα προσφορών παραγωγής συμπεριλαμβανομένων αυτών που αντιπροσωπεύουν εισαγωγές. Το μέρος αυτό δίνεται από το άθροισμα των εκκαθαρισμένων βαθμίδων παραγωγής.

Το πρόγραμμα παραγωγής που αφορά όλες αυτές τις περιπτώσεις μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$EntityMW(ge,p) = FixedMW(ge,p) + \sum_b BlockClearedMW(ge,b,p) \quad (68)$$

Όπου

- $FixedMW(ge,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη σταθερή παραγωγή, για την οντότητα παραγωγής ge και την περίοδο p , και αφορά κάθε είδος μη τιμολογούμενης προσφοράς παραγωγής. Μπορεί να παριστάνει το σύνολο ή μέρος του προγράμματος παραγωγής μίας μονάδας.

Σε λειτουργία Προγραμματισμού Κατανομής, η στάθμη παραγωγής τίθεται υποχρεωτικά στην τιμή που υπολογίζει ο ΗΕΠ για τις ακόλουθες οντότητες:

- Οντότητες που εκπροσωπούν τις εισαγωγές ενέργειας
- Οντότητες που εκπροσωπούν τις μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία
- Οντότητες που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες
- Οντότητες που εκπροσωπούν τα προγράμματα διόρθωσης ροών στις διασυνδέσεις (πρόσθετη συνιστώσα εξαγωγής)

1.3.2.3.14 Πρόγραμμα Οντότητας Φορτίου

Για κάθε οντότητα φορτίου, το πρόγραμμα μπορεί να αναλυθεί σε δύο επιμέρους συνιστώσες:

- Το μη κατανεμόμενο φορτίο. Αυτό το μέρος του προγράμματος φορτίου προσαρμόζεται υποχρεωτικά σε ένα συγκεκριμένο σταθερό πρόγραμμα.
- Το πρόγραμμα του κατανεμόμενου φορτίου, το οποίο συμπεριλαμβάνει το φορτίο που αντιπροσωπεύει εξαγωγές και άντληση. Αυτό το μέρος δίνεται από το άθροισμα των εκκαθαρισμένων βαθμίδων φορτίου.

Τα κατανεμόμενα φορτία δεν κατανέμονται σε πραγματικό χρόνο. Σαν αποτέλεσμα, οι ακόλουθοι περιορισμοί περιλαμβάνονται μόνο στο μοντέλο UC και εφαρμόζονται στις λειτουργίες του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, του Προγραμματισμού Κατανομής και της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων.

Το πρόγραμμα του φορτίου που λαμβάνει υπόψη όλες αυτές τις περιπτώσεις μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$EntityMW(ld,p) = FixedMW(ld,p) + \sum_b LoadBlockMW(ld,b,p) \quad (69)$$

Όπου

- $FixedMW(ld,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει το σταθερό φορτίο για την οντότητα φορτίου ld και την περίοδο p , και το οποίο παριστάνει κάθε είδος μη τιμολογούμενης δήλωσης φορτίου. Μπορεί να παριστάνει το σύνολο ή μέρος του προγράμματος φορτίου.

Σε λειτουργία Προγραμματισμού Κατανομής, η στάθμη του φορτίου παίρνει υποχρεωτικά την τιμή που υπολογίζει ο ΗΕΠ, για κάθε μία από τις ακόλουθες οντότητες:

- Οντότητες που εκπροσωπούν τις εξαγωγές ενέργειας,
- Οντότητες που εκπροσωπούν τις αντλητικές μονάδες, και
- Οντότητες που εκπροσωπούν τα προγράμματα διόρθωσης ροών στις διασυνδέσεις (πρόσθετη συνιστώσα εξαγωγής).

Παρόλα αυτά, στη λειτουργία ΠΚ και ύστερα από εντολή του χειριστή, τα σταθερά προγράμματα των αντλητικών μονάδων μπορούν να αγνοηθούν. Σε αυτή την περίπτωση, η αντλητική μονάδα επαναπρογραμματίζεται λαμβάνοντας υπόψη τις κατανεμόμενες τιμολογούμενες βαθμίδες.

1.3.2.3.15 Μέγιστη Ημερήσια Ενέργεια

Στις λειτουργίες του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού και της Εκ των υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων, η μέγιστη ημερήσια ενέργεια μοντελοποιείται απευθείας στο μοντέλο UC ως εξής:

$$\left(\sum_p EntityMW(ge,p) \right) \cdot D - EnergyMaxSurplus(ge,p) \leq MaxEntityEnergy(ge) \quad (70)$$

Όπου

- $MaxEntityEnergy(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε MWh, που παριστάνει την μέγιστη ημερήσια ενέργεια για την οντότητα ge .
- D είναι η διάρκεια της περιόδου και εκφράζεται σε ώρες. Για τον ΗΕΠ, το ΠΚ και τη μεθοδολογία υπολογισμού ΟΤΑ, αυτή η παράμετρος είναι ίση με 1.
- $EnergyMaxSurplus(e,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια σε MW της οντότητας e για την περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός μέγιστης ημερήσιας ενέργειας της οντότητας. Εκφράζεται σε MWh.

Ο περιορισμός ενέργειας της οντότητας εφαρμόζεται μόνο όταν η παράμετρος $MaxEntityEnergy(ge)$ είναι αυστηρά θετική.

Στη λειτουργία Προγραμματισμού Κατανομής, η μέγιστη ημερήσια ενέργεια μειώνεται κατά το ποσό της ενέργειας η οποία έχει ήδη προγραμματιστεί από την αρχή της ημέρας (ενδο-ημερήσια μόνο). Εκφράζεται ως εξής:

$$\left(\sum_p EntityMW(ge,p) \right) \cdot D - EnergyMaxSurplus(ge,p) \leq MaxEntityEnergy(ge) - InitialEnergy(ge) \quad (71)$$

Όπου

- $InitialEnergy(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε MWh, που παριστάνει την αρχική ενέργεια για την οντότητα ge και για όλες τις παρελθούσες περιόδους της παρούσας ημέρας, ήτοι τη συνολική ενέργεια που έχει ήδη προγραμματιστεί πριν από την έναρξη εκτέλεσης του ΠΚ.
- D είναι η διάρκεια της περιόδου και εκφράζεται σε ώρες. Για το ΠΚ, αυτή η παράμετρος είναι ίση με 1.

Για τον υπολογισμό της παραμέτρου $InitialEnergy(ge)$ σε λειτουργία ΠΚ, δύο περιπτώσεις μπορούν να θεωρηθούν:

1. Εκτελώντας μία ενδο-ημερήσια λειτουργία ΠΚ και ξεκινώντας από την τρέχουσα ώρα (την ώρα εκείνης της στιγμής): σε αυτή την περίπτωση, η $InitialEnergy$ είναι το άθροισμα της επιβεβλημένης παραγωγής σε ΑΡΠ και μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$InitialEnergy(ge) = \sum_{t < StudyStart} ActualMW(ge,t) \quad (72)$$

Όπου

- $ActualMW(ge,t)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει την πραγματική επιβεβλημένη παραγωγή για την οντότητα ge στην περίοδο t .

2. Εκτελώντας μία ενδο-ημερήσια λειτουργία και ξεκινώντας από την επόμενη ώρα ή την επόμενη ημέρα, η $InitialEnergy$ μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$InitialEnergy(ge) = \sum_{t \leq CurrentPeriod} ActualMW(ge,t) + \sum_{CurrentPeriod < t < StudyStart} PlannedMW(ge,t) \quad (73)$$

Όπου

- $PlannedMW(ge,t)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την παραγωγή, εκφρασμένη σε MW, που είναι προγραμματισμένη από την τελευταία εγκεκριμένη εκτέλεση του ΠΚ, ή από την τελευταία εγκεκριμένη εκτέλεση του ΗΕΠ (σε περίπτωση που καμία επίλυση του ΠΚ δεν έχει επικυρωθεί), για την οντότητα ge στην περίοδο t .
- $StudyStart$ παριστάνει την περίοδο χρόνου για την αρχή της εκτέλεσης του ΠΚ.
- $(CurrentPeriod < StudyStart)$ $CurrentPeriod$ παριστάνει την τρέχουσα περίοδο η οποία είναι πριν από την περίοδο έναρξης της μελέτης $(CurrentPeriod < StudyStart)$.

1.3.2.3.16 Μοντέλο Συντελεστή Απωλειών

Έγχυση οντότητας στην Αγορά

Οι προσφορές από τις οντότητες παραγωγής στο “Σημείο Οντότητας” ή “Σημείο Μέτρησης” ($EntityMW(ge,p)$) διορθώνονται με τον συντελεστή απωλειών παραγωγής:

$$EntityInj(ge,p) = EntityMW(ge,p) \cdot (1 - GLF(ge)) \quad (74)$$

Όπου

- $EntityInj(ge,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη στάθμη έγχυσης της οντότητας ge για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $GLF(ge)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής για την οντότητα ge .

Απορρόφηση Οντότητας από την Αγορά

Οι δηλώσεις φορτίου από τις οντότητες φορτίου στο “σημείο Οντότητας” ή “Σημείο Μέτρησης” ($EntityMW(ld,p)$) διορθώνονται με τον συντελεστή απωλειών φορτίου:

$$EntityWdr(ld,p) = EntityMW(ld,p) \cdot (1 + LLF(ld)) \quad (75)$$

Όπου

- $EntityWdr(ld,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη στάθμη απορρόφησης μίας οντότητας για την οντότητα φορτίου ld , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $LLF(ld)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών φορτίου για την οντότητα φορτίου ld .

Σημειώσεις:

- Οι συντελεστές απωλειών φορτίου για τη μέση και χαμηλή τάση προκύπτουν από τον αντίστοιχο πίνακα για το φορτίο το οποίο δηλώνεται ή προβλέπεται στο δίκτυο διανομής.
- Οι συντελεστές απωλειών παραγωγής για τις διαφορετικές ζώνες προκύπτουν από τους αντίστοιχους πίνακες για το συνολικό φορτίο το οποίο δηλώνεται ή προβλέπεται στο σύστημα.

Εκτός από το φορτίο του Δικτύου (Μέση και Χαμηλή Τάση), όπου ο πίνακας των συντελεστών απωλειών φορτίου εφαρμόζεται ανάλογα, υπάρχει και μία άλλη κατηγορία φορτίου: το Φορτίο στο Σύστημα (Υψηλή Τάση). Σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρο 49) αυτό το φορτίο εξετάζεται ξεχωριστά καθώς δεν αποδίδονται απώλειες σε αυτό (μηδενικός συντελεστής απωλειών).

1.3.2.3.17 Μοντέλο Διαζωνικών Ροών

Έγχυση και Απορρόφηση Σημείου Μέτρησης

Οι εγχύσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$Mtgplnj(mtgp, p) = \sum_{ge \text{ at } mtgp} Entitylnj(ge, p) \quad (76)$$

Όπου

- $Mtgplnj(mtgp, p)$ είναι μία μη αρνητική μεταβλητή η οποία παριστάνει τη στάθμη έγχυσης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Οι απορροφήσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$MtgpWdr(mtgp, p) = \sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityWdr(ld, p) \quad (77)$$

Όπου

- $MtgpWdr(eNode, p)$ είναι μία μη αρνητική μεταβλητή η οποία παριστάνει τη στάθμη απορρόφησης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Οι καθαρές εγχύσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$MtgpNetlnj(mtgp, p) = Mtgplnj(mtgp, p) - MtgpWdr(mtgp, p) \quad (78)$$

Όπου

- $MtgpNetlnj(mtgp, p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την καθαρή στάθμη έγχυσης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Περιορισμοί Διαζωνικών Ροών

Οι διαζωνικές ροές περιορίζονται από μία μέγιστη ροή:

$$FlowGateMW(fg, p) - FlowGateSurplusMW(fg, p) \leq FlowGateMaxMW(fg, p) \quad (79)$$

Όπου

- $FlowGateMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει τη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW. και μπορεί να είναι αρνητική.
- $FlowGateMaxMW(fg, p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την μέγιστη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $FlowGateSurplusMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια ισχύος στη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Η διαζωνική ροή ορίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\sum_{FromMtg(p)=mtgp} [PTDF(mtg, fg, p) \cdot MtgNetInj(mtg, p)] = FlowGateMW(fg, p) \quad (80)$$

Όπου

- $PTDF(mtg, p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τον Συντελεστή Κατανομής Απωλειών ισχύος του σημείου μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p .

Εξίσωση Ισοζυγίου Ενέργειας Λειτουργικής Ζώνης

Το ισοζύγιο ενέργειας πρέπει να επιβάλλεται σε κάθε λειτουργική ζώνη. Η δυϊκή τιμή του ισοζυγίου ενέργειας ζώνης παρέχει την τιμή ενέργειας ζώνης.

Αν αρθεί ο περιορισμός στη διαζωνική ροής ισχύος (λειτουργία ανάλυσης), όλες οι τιμές ενέργειας των ζωνών είναι ίσες.

Η εξίσωση ισοζυγίου ενέργειας στις ζώνες είναι η εξής:

$$\sum_{mtgp \text{ in } z} MtgNetInj(mtg, p) + TotalGenDeficit(z, p) - TotalGenSurplus(z, p) = \sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg, p) - \sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg, p) \quad (81)$$

Όπου

- $TotalGenDeficit(z, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα παραγωγής στην περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός ισοζυγίου ενέργειας στη ζώνη z . Εκφράζεται σε MW.
- $TotalGenSurplus(z, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια παραγωγής στην περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός ισοζυγίου ενέργειας στη ζώνη z . Εκφράζεται σε MW.

1.3.2.3.18 Διαζωνικό Μοντέλο Μεταφοράς

Όπως το διαζωνικό μοντέλο ροής, έτσι και αυτό θεωρεί μία ανάλυση του συστήματος σε ζώνες οι οποίες συνδέονται με πύλες ροής (διασυνδετικές γραμμές ή διάδρομοι). Η διαφορά με το διαζωνικό μοντέλο ροής είναι ότι η διαζωνική ροή δεν εκφράζεται με τους ΣΚΜIs των κόμβων μέτρησης αλλά απευθείας στην εξίσωση ισοζυγίου ενέργειας στις ζώνες.

Περιορισμοί Ισοζυγίου Ισχύος Λειτουργικής Ζώνης

Οι περιορισμοί του ισοζυγίου ισχύος στις λειτουργικές ζώνες παριστάνονται από το ακόλουθο σύνολο γραμμικών εξισώσεων:

$$\begin{aligned} & \sum_{ge \text{ in } z} EntityInj(ge,p) - \sum_{ld \text{ in } z} EntityWdr(ld,p) \\ &= \sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p) - \sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p) \end{aligned} \quad (82)$$

Όπου

- $FromZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία αρχής ίσα με fg .
- $ToZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία τέλους ίσα με fg .
- $FlowGateMW(fg,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη διαζωνική ροή fg , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW και μπορεί να είναι αρνητική.

Μοντέλο Διαζωνικού Περιορισμού Ροής

Σημειώνεται ότι μία διαζωνική ροή ορίζεται για κάθε μία κατεύθυνση. Αυτό σημαίνει ότι για μία γραμμή που συνδέει δύο ζώνες (για παράδειγμα: A, B), πρέπει να υπάρχουν δύο διαζωνικές ροές (A-B and B-A).

Η διαζωνική ροή περιορίζεται από το διαζωνικό όριο ικανότητας μεταφοράς:

$$FlowGateMW(fg,p) - FlowGateSurplusMW(fg,p) \leq FlowGateMaxMW(fg,p) \quad (83)$$

Όπου

- $FlowGateMW(fg,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη διαζωνική ροή fg , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW και μπορεί να είναι αρνητική.
- $FlowGateMaxMW(fg,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη μέγιστη διαζωνική ροή fg , για την περίοδο p .
- $FlowGateSurplusMW(fg,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει την περίσσεια MW ισχύος στην διαζωνική ροή fg για την περίοδο p , προκειμένου να επιβληθεί η μέγιστη ροή. Εκφράζεται σε MW.

Σημείωση: ο περιορισμός της μέγιστης ροής στην διαζωνική ροή εφαρμόζεται στις λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ. Παρόλα αυτά, αν από την εκτέλεση της μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ προκύψει ένας διαχωρισμός της αγοράς εξαιτίας ενός υποχρεωτικού περιορισμού σε μία διαζωνική ροή, συμπεριφορά η οποία δεν ανιχνεύονταν στην τελευταία εκτέλεση του ΗΕΠ ή του ΠΚ, τότε η μεθοδολογία υπολογισμού ΟΤΑ επαναεκτελείται αγνοώντας τον περιορισμό στην διαζωνική ροή.

1.3.2.3.19 Περιορισμοί Εφεδρειών

Περιορισμοί Πρωτεύουσας Εφεδρείας

Το άθροισμα της συνεισφοράς σε πρωτεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας της ζώνης. Ένας παρόμοιος περιορισμός ισχύει και για το σύστημα:

$$PrimRsvReq(z,p) + PrimRsvDeficit(z,p) \leq \sum_{e \text{ in } z} EntityPrimRsvMW(e,p) \quad (84)$$

$$SysPrimRsvReq(p) + SysPrimRsvDeficit(p) \leq \sum_e EntityPrimRsvMW(e,p) \quad (85)$$

Όπου

- $PrimRsvDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός πρωτεύουσας εφεδρείας.
- $PrimRsvReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SysPrimRsvDeficit(p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για όλο το σύστημα προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός πρωτεύουσας εφεδρείας.
- $SysPrimRsvReq(p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για όλο το σύστημα.

Περιορισμοί Δευτερεύουσας Εφεδρείας

Το άθροισμα της συνεισφοράς στη δευτερεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις σε δευτερεύουσα εφεδρεία της λειτουργικής ζώνης:

$$SecRsvUpReq(z,p) + SecRsvUpDeficit(z,p) \leq \sum_{e \text{ in } z} EntitySecRsvUpMW(e,p) \quad (86)$$

$$SecRsvDnReq(z,p) + SecRsvDnDeficit(z,p) \leq \sum_{e \text{ in } z} EntitySecRsvDnMW(e,p) \quad (87)$$

$$SysSecRsvUpReq(p) + SysSecRsvUpDeficit(p) \leq \sum_e EntitySecRsvUpMW(e,p) \quad (88)$$

$$SysSecRsvDnReq(p) + SysSecRsvDnDeficit(p) \leq \sum_e EntitySecRsvDnMW(e,p) \quad (89)$$

Όπου

- $SecRsvUpDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SecRsvUpReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα επάνω στην περίοδο p για τη ζώνη z .

- $SecRsvDnDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SecRsvDnReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SysSecRsvUpDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SysSecRsvUpReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.
- $SysSecRsvDnDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SysSecRsvDnReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.

Οι παρακάτω πρόσθετοι περιορισμοί συνεπάγονται ότι, για κάθε Περίοδο Κατανομής p , οι ρυθμοί μεταβολής των μονάδων παραγωγής που επιλέγονται για προς τα επάνω δευτερεύουσα εφεδρεία, πρέπει να είναι τέτοιοι ώστε συνολικά να μπορούν να δώσουν δευτερεύουσα εφεδρεία προς τα επάνω τουλάχιστον ίση με $SecRsvUpFastReq$ μέσα σε ένα λεπτό. Μία βοηθητική μεταβλητή εισάγεται, $EntitySecResUpFastMW$, προκειμένου να μοντελοποιηθεί το ελάχιστο της $RRAGC(ce)X1min$ για μία μονάδα που έχει επιλεγεί για δευτερεύουσα εφεδρεία προς τα επάνω.

$$EntitySecRsvUpFastMW(e,p) \leq EntitySecRsvUpMW(e,p) \quad (90)$$

$$EntitySecRsvUpFastMW(e,p) \leq RRAGC(e) \times 1min \quad (91)$$

$$\sum_e EntitySecRsvUpFastMW(e,p) \geq SysSecRsvUpFastReq(p) \quad (92)$$

Όπου

- $SysSecRsvUpFastReq(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα επάνω μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού στην περίοδο p για το σύστημα.
- $EntitySecRsvUpFastMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την συνολική συνεισφορά της οντότητας σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία

μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού με κατεύθυνση προς τα επάνω, για τη δεσμευμένη οντότητα e , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Οι παρακάτω περιορισμοί εξασφαλίζουν την ίδια απαίτηση με αυτή που περιγράφηκε προηγουμένως για δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω.

$$EntitySecRsvDnFastMW(e,p) \leq EntitySecRsvDnMW(e,p) \quad (93)$$

$$EntitySecRsvDnFastMW(e,p) \leq RRAGC(e) \times 1\text{min} \quad (94)$$

$$\sum_e EntitySecRsvDnFastMW(e,p) \geq SysSecRsvDnFastReq(p) \quad (95)$$

Όπου

- $SysSecRsvDnFastReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού στην περίοδο p για το σύστημα του Διαχειριστή του Συστήματος.
- $EntitySecRsvUpFastMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την συνολική συνεισφορά της οντότητας σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού με κατεύθυνση προς τα κάτω, για την οντότητα e , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Περιορισμοί Τριτεύουσας Εφεδρείας

Το άθροισμα της συνεισφοράς στη τριτεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις σε τριτεύουσα εφεδρεία της λειτουργικής ζώνης:

$$TerRsvReq(z,p) + TerRsvDeficit(z,p) \leq \sum_{e \text{ in } z} EntityTerRsvMW(e,p) \quad (96)$$

$$SysTerRsvReq(p) + SysTerRsvDeficit(p) \leq \sum_e EntityTerRsvMW(e,p) \quad (97)$$

Όπου

- $TerRsvDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα τριτεύουσας εφεδρείας στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός τριτεύουσας εφεδρείας.
- $TerRsvReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε τριτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SysTerRsvDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα τριτεύουσας εφεδρείας στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός τριτεύουσας εφεδρείας.

- $SysTerRsvReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε τριτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.

Σημείωση: οι ενδεχόμενες απαιτήσεις τριτεύουσας εφεδρείας για ένα υποσύνολο οντοτήτων μοντελοποιούνται μέσω των γενικών περιορισμών.

1.3.2.3.20 Περιορισμοί Ρυθμών Μεταβολής

Κάθε οντότητα έχει όρια στην ικανότητά της να μετακινηθεί από μία στάθμη παραγωγής σε μία άλλη μέσα σε μία καθορισμένη χρονική περίοδο.

Ο ρυθμός μεταβολής μίας μονάδας είναι διαφορετικός ανάλογα με την κατάσταση της ΑΡΠ της μονάδας (αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ ή όχι). Κατά συνέπεια, το μοντέλο περιλαμβάνει τη δυαδική μεταβλητή για την κατάσταση δευτερεύουσας ρύθμισης $Χ_{upAGC}$.

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής της παραγωγής μοντελοποιούνται ως εξής:

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής προς τα επάνω είναι:

$$EntityMW(e,p) - EntityMW(e,p-1) \leq \left(\begin{array}{l} (1 - X_{upAGC}(e,p)) \cdot UpRamp(e) \\ + X_{upAGC}(e,p) \cdot RRAGC(e) \cdot 60 \\ + RampSurplusMW(e,p) \end{array} \right) \cdot D \quad (98)$$

Όπου

- $UpRamp(e)$ είναι μία παράμετρος, που παριστάνει το άνω όριο ρυθμού ανόδου για την οντότητα e .
- $RRAGC(e)$ είναι μία παράμετρος, σε MW/min, που παριστάνει το Ρυθμό Μεταβολής σε λειτουργία ΑΡΠ για την οντότητα e .
- $RampSurplusMW$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει το βαθμό παράβασης του ρυθμού μεταβολής της οντότητας e στην περίοδο p . Εκφράζεται σε MW/h.

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής προς τα κάτω είναι:

$$EntityMW(e,p-1) - EntityMW(e,p) \leq \left(\begin{array}{l} (1 - X_{upAGC}(e,p)) \cdot DnRamp(e) \\ + X_{upAGC}(e,p) \cdot RRAGC(e) \cdot 60 \\ + RampDeficitMW(e,p) \end{array} \right) \cdot D \quad (99)$$

Όπου

- $DnRamp(e)$ είναι μία παράμετρος, σε MW/h, που παριστάνει το κάτω όριο ρυθμού ανόδου της οντότητας e .

- $RampDeficitMW$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει το βαθμό παράβασης του ρυθμού μεταβολής της οντότητας e στην περίοδο p . Εκφράζεται σε MW/h.

Στις λειτουργίες του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, του Προγραμματισμού Κατανομής και της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων, ο περιορισμός του ρυθμού μεταβολής εφαρμόζεται για όλες τις περιόδους εκτός από την πρώτη.

1.3.2.3.21 Περιορισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς

Θεωρήστε μία διασύνδεση για εισαγωγή $ImpX$ σε ένα συγκεκριμένο σημείο μέτρησης $mtgp$ με μία συγκεκριμένη ικανότητα μεταφοράς για εισαγωγή $ImpTC$. Τότε εφαρμόζεται ο ακόλουθος περιορισμός:

$$\left(\sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) - \sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityMW(ld,p) \right) - ImpCapacitySurplusMW(mtgp,p) \leq ImpTC(mtgp,p) \quad (100)$$

Όπου

- $ImpTC(mtgp,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τη μέγιστη ικανότητα μεταφοράς για εισαγωγή στο σημείο μέτρησης $mtgp$ και στην περίοδο p .
- $ImpCapacitySurplusMW(mtgp,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια σε MW στην ικανότητα μεταφοράς μίας εισαγωγής. Αυτή η μεταβλητή εκφράζεται σε MW, για εισαγωγή στο σημείο μέτρησης $mtgp$ και την περίοδο p .

Ένας παρόμοιος κανόνας εφαρμόζεται σε μία διασύνδεση για εξαγωγή.

$$\left(\sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityMW(ld,p) - \sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) \right) - ExpCapacitySurplusMW(mtgp,p) \leq ExpTC(mtgp,p) \quad (101)$$

Όπου

- $ExpTC(mtgp,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την μέγιστη ικανότητα μεταφοράς για εξαγωγή στο σημείο μέτρησης $mtgp$ και στην περίοδο p .
- $ExpCapacitySurplusMW(mtgp,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια σε MW στην ικανότητα μεταφοράς μίας εξαγωγής. Αυτή η μεταβλητή εκφράζεται σε MW, για εξαγωγή στο σημείο μέτρησης $mtgp$ και την περίοδο p .

Οι ακόλουθοι περιορισμοί εκφράζουν το ίδιο με τους δύο προηγούμενους περιορισμούς, αλλά για ένα υποσύνολο M^* όλων των σημείων μέτρησης των

διασυνδέσεων (σύνολο METERINGPOINTS) (π.χ. όλες οι βόρειες διασυνδέσεις).

$$\sum_{mtgp \in M^*} \left(\sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) - \sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityMW(ld,p) \right) - ImpCapacitySurplusMW(M^*,p) \leq ImpTC(M^*,p) \quad (102)$$

$$\sum_{mtgp \in M^*} \left(\sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityMW(ld,p) - \sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) \right) - ExpCapacitySurplusMW(M^*,p) \leq ExpTC(M^*,p) \quad (103)$$

Όπου

- $ImpTC(M^*,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την ικανότητα μεταφοράς διασυνδέσεως για εισαγωγές για το σύνολο των κόμβων M^* , στην περίοδο p
- $ExpTC(M^*,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την ικανότητα μεταφοράς διασυνδέσεως για εξαγωγές για το σύνολο των κόμβων M^* , στην περίοδο p .

Επιπλέον, δύο ακόμα περιορισμοί ορίζονται για τη συνολική ικανότητα εισαγωγών και τη συνολική ικανότητα εξαγωγών του συστήματος. Αυτοί οι περιορισμοί συνεπάγονται ότι το άθροισμα όλων των προς εξαγωγή ποσοτήτων (αντίστοιχα προς εισαγωγή) από όλα τα σημεία μέτρησης του συστήματος είναι μικρότερο από ή ίσο με την εξαγωγική ικανότητα του συστήματος $SysExp(p)$ (αντίστοιχα εισαγωγική ικανότητα του συστήματος $SysImp(p)$).

$$\sum_{mtgp} \left(\sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) - \sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityMW(ld,p) \right) - ImpCapacitySurplusMW(p) \leq SysImp(p) \quad (104)$$

$$\sum_{mtgp} \left(\sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityMW(ld,p) - \sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) \right) - ExpCapacitySurplusMW(p) \leq SysExp(p) \quad (105)$$

Όπου

- $SysImp(p)$ είναι η εισαγωγική ικανότητα του συστήματος στην περίοδο p .
- $SysExp(p)$ είναι η εξαγωγική ικανότητα του συστήματος στην περίοδο p .

1.3.2.3.22 Γενικοί Περιορισμοί

Οι γενικοί περιορισμοί μπορούν να παρασταθούν μαθηματικά ως εξής:

$$\begin{aligned} & \sum_e [EntityMW(e,p).EntityFactor(e,p)] \\ & + \sum_e [EntityTerRsvMW(e,p).EntityRsvFactor(e,p)] \\ & - GCSurplus(p) \leq GCLimit(p) \end{aligned} \quad (106)$$

ή

$$\begin{aligned} & \sum_e [EntityMW(e,p).EntityFactor(e,p)] \\ & + \sum_e [EntityTerRsvMW(e,p).EntityRsvFactor(e,p)] \\ & + GCDeficit(p) \geq GCLimit(p) \end{aligned} \quad (107)$$

ή

$$\begin{aligned} & \sum_e [EntityMW(e,p).EntityFactor(e,p)] \\ & + \sum_e [EntityTerRsvMW(e,p).EntityRsvFactor(e,p)] \\ & + GCDeficit(p) - GCSurplus(p) = GCLimit(p) \end{aligned} \quad (108)$$

Όπου

- $GCLimit(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το γενικό περιορισμό ορίου δεξιάς πλευράς για την περίοδο p .
- $EntityFactor(e,p)$ είναι ο συντελεστής περιορισμού (εκφράζεται σε MW^{-1}) της οντότητας e για την περίοδο p για την ενέργεια.
- $EntityRsvFactor(e,p)$ είναι ο συντελεστής περιορισμού (εκφράζεται σε MW^{-1}) της οντότητας e για την περίοδο p για τριτεύουσα εφεδρεία.
- $GCSurplus(p)$ και $GCDeficit(p)$ είναι οι μεταβλητές αναφοράς για τους γενικούς περιορισμούς περίσσειας και ελλείμματος, αντίστοιχα.

1.3.2.4 Μοντέλα UC σε Λειτουργία Ανάλυσης

Το τμήμα αυτό περιγράφει τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται σε λειτουργία ανάλυσης, τα οποία διαφέρουν από το μοντέλο UC (HEP, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ). Οι τρόποι λειτουργίας βασίζονται σε ένα μοντέλο τιμών το οποίο λαμβάνει υπόψη του τις προσφορές παραγωγής και τις δηλώσεις φορτίου. Το μοντέλο ανάλυσης βασίζεται επιπρόσθετα σε ένα μοντέλο υπολογισμού του κόστους καυσίμου, το οποίο χρησιμοποιεί τη βηματική συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου της μονάδας και τα κόστη καυσίμου.

Η διαφορά ανάμεσα στα δύο μοντέλα, η οποία αναλύεται παρακάτω, αφορά τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής όπως περιγράφεται στις επόμενες παραγράφους.

1.3.2.4.1 Μέσο Μεταβλητό Κόστος

Η βηματική συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου μετατρέπεται στη βηματική συνάρτηση Μέσου Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου, *AverageVariableFuelCost*, η οποία εκφράζεται σε €/MWh, ως εξής:

$$\begin{aligned} & \text{AverageVariableFuelCost}(ge, b, p) = \\ & \text{Heat}(ge, b) \cdot \sum_{fType} \left(\frac{\text{FuelCost}(fType, p)}{\text{FuelAverageHeatingValue}(fType)} \cdot \text{EntityFuelMix}(ge, p, fType) \right) \end{aligned} \quad (109)$$

Όπου

- *FuelCost*(*fType*, *p*) είναι το κόστος του καυσίμου που χρησιμοποιείται εκφρασμένο σε Euro / μονάδα μέτρησης καυσίμου για τον τύπο καυσίμου *fType* και την περίοδο *p*. Η μονάδα μέτρησης μπορεί να είναι TONS or m³, ανάλογα με τον τύπο του καυσίμου (π.χ. Euro/TON).
- *FuelAverageHeatingValue*(*fType*) είναι ένας συντελεστής μετατροπής από Μονάδες Καυσίμου σε μονάδες Θερμότητας (GJ) για τον τύπο του καυσίμου *fType* (π.χ. GJ/TON).
- *EntityFuelMix*(*ge*, *p*) είναι η σχετική αναλογία κάθε διαθέσιμου τύπου καυσίμου που πρόκειται να χρησιμοποιηθεί από την οντότητα *ge* σε κάθε χρονική περίοδο *p*.
- *Heat*(*ge*, *b*) είναι η συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου (η οποία προκύπτει από την καμπύλη ειδικής κατανάλωσης καυσίμου του Διαχειριστή του Συστήματος) η οποία αντιστοιχεί στα επιλεγμένα MW της βαθμίδας *b*, για την οντότητα *ge* εκφρασμένη σε GJ/MWh.
- *AverageVariableFuelCost*(*ge*, *b*, *p*) είναι το Μέσο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου της οντότητας *ge* για τη βαθμίδα *b* στην περίοδο *p* εκφρασμένο σε Euro/MWh.

1.3.2.4.2 Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος

Προσθέτοντας το Πρόσθετο Μεταβλητό Κόστος *AdditionalVariableCost* στο Μέσο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου *AverageVariableFuelCost*, υπολογίζεται το Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος της οντότητας:

$$\begin{aligned} & \text{TotalAverageVariableCost}(ge, b, p) \\ & = \frac{1}{1 - \text{GLF}(ge, p)} \cdot (\text{AverageVariableFuelCost}(ge, b, p) + \text{AdditionalVariableCost}(ge)) \end{aligned} \quad (110)$$

Όπου

- $TotalAverageVariableCost(ge,b,p)$ είναι Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος της οντότητας ge για την βαθμίδα b και την περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.
- $AverageVariableFuelCost(ge,b,p)$ είναι Μέσο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου της οντότητας ge στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.
- $AdditionalVariableCost(ge)$ είναι πρόσθετα κόστη ανά MWh της οντότητας, εκφρασμένα σε Euro/MWh για την οντότητα παραγωγής ge .

Σημείωση:

Το πρόσθετο μεταβλητό κόστος $AdditionalVariableCost$ αντιπροσωπεύει το άθροισμα όλων των πρόσθετων μεταβλητών κοστών μίας μονάδας και περιλαμβάνει:

- το πρόσθετο κόστος των πηγών παραγωγής (εκτός από το καύσιμο) σε €/MWh,
- το πρόσθετο μεταβλητό κόστος της συντήρησης λόγω της λειτουργίας της μονάδας (εκτός από το σταθερό κόστος συντήρησης) σε €/MWh,
- το πρόσθετο μεταβλητό κόστος του ανθρωπίνου δυναμικού λόγω της λειτουργίας της μονάδας (εκτός από το σταθερό κόστος του ανθρωπίνου δυναμικού) σε €/MWh,
- το πρόσθετο μεταβλητό κόστος των βελτιωτικών του καυσίμου τα οποία χρησιμοποιούνται για την αύξηση της Μέσης Θερμογόνου Δύναμης του βασικού καυσίμου σε €/MWh, και
- το πρόσθετο μεταβλητό κόστος των εκπομπών σε €/MWh.

1.3.2.4.3 Ωριαίο Κόστος

Το Ωριαίο Κόστος $Cost$ μίας οντότητας ge για την βαθμίδα b , υπολογίζεται από το Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος ως εξής:

$$HourlyCost(ge,b,p) = TotalAverageVariableCost(ge,b,p) \cdot BlockMW(ge,b,p) \quad (111)$$

Όπου

- $HourlyCost(ge,b,p)$ είναι το Ωριαίο Κόστος της οντότητας ge για τη βαθμίδα b στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/h.
- $BlockMW(ge,b,p)$ είναι τα αθροιστικά MW για τη βαθμίδα b της οντότητας ge στην περίοδο p εκφρασμένα σε MW.

Το Ωριαίο Κόστος μίας οντότητας στο τεχνικό της ελάχιστο $MinMw$ είναι προφανώς ίσο με:

$$HourlyCost(ge,MinMW,p) = TotalAverageVariableCost(ge,p) \cdot MinMw(ge,p) \quad (112)$$

Κάθε μονάδα είναι επίσης υποχρεωμένη να υποβάλλει Κόστος Λειτουργίας εν Κενώ, το οποίο παριστάνει το ωριαίο κόστος στα 0 MW.

$$\text{HourlyCost}(ge, 0 \text{ MW}, p) = \text{NoLoadCost}(ge) \quad (113)$$

$\text{NoLoadCost}(ge)$ είναι το κόστος παραγωγής της μονάδας στα 0 MW εκφρασμένο σε Euro/hour για την οντότητα ge

1.3.2.4.4 Διαφορικό Κόστος (Incremental Cost)

Το Διαφορικό Κόστος (ή Οριακό Κόστος) μίας οντότητας υπολογίζεται από την παράγωγο του ωριαίου κόστους ως εξής:

$$\begin{aligned} \text{IncrCost}(ge, b, p) &= \frac{d(\text{HourlyCost}(ge, b, p))}{dt} \\ &= \frac{\text{HourlyCost}(ge, b, p) - \text{HourlyCost}(ge, b-1, p)}{\text{BlockMW}(ge, b, p) - \text{BlockMW}(ge, b-1, p)} \end{aligned} \quad (114)$$

Όπου

- $\text{IncrCost}(ge, p)$ είναι το διαφορικό κόστος της βαθμίδας b για την οντότητα ge στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.

Το πρώτο βήμα του Διαφορικού Κόστους μίας οντότητας ανάμεσα στη μηδενική παραγωγή και το τεχνικό ελάχιστο $\text{IncrCost}(0\text{MW} \rightarrow \text{MinMW})$ ορίζεται από την ακόλουθη εξίσωση έτσι ώστε το ολοκλήρωμα του Διαφορικού Κόστους IncrCost από το μηδέν στο MinMW μαζί με το Κόστος Λειτουργίας εν Κενώ να είναι ίσο με το Ωριαίο Κόστος της οντότητας για παραγωγή στο MinMW .

$$\text{IncrCost}(ge, 0\text{MW} \rightarrow \text{MinMW}, p) = \frac{\text{HourlyCost}(ge, \text{MinMW}, p) - \text{NoLoadCost}(ge)}{\text{MinMW}} \quad (115)$$

1.3.2.4.5 Κόστος Παραγωγής

Το κόστος παραγωγής στη λειτουργία ανάλυσης ταυτίζεται με αυτό της διαδικασίας λειτουργίας. Η μόνη διαφορά είναι ότι χρησιμοποιούνται οι καμπύλες του διαφορικού κόστους αντί των τιμολογούμενων προσφορών. Αυτό μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$\text{GenerationCost} = \sum_{ge,p} (1 - \text{GLF}(ge)) \cdot \left(\sum_{b \in \text{Blocks}} (\text{BlockClearedMW}(ge, b, p) \cdot \text{IncrCost}(ge, b, p)) \right) \cdot D \quad (116)$$

Όπου

- $\text{BlockClearedMW}(ge, b, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την ποσότητα της εκκαθαριζόμενης ενέργειας, εκφρασμένη σε MW, για την οντότητα παραγωγής ge , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p .
- $\text{GLF}(ge)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής της οντότητας ge .
- D είναι η διάρκεια της περιόδου, εκφρασμένη σε ώρες. Για τις λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ, αυτή η παράμετρος τίθεται ίση με 1.

1.4 Υπολογισμός Οριακής Τιμής

1.4.1 Αντικείμενο

Αντικείμενο αυτού του τμήματος είναι να περιγράψει τον υπολογισμό της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ), της Τιμής Πρωτεύουσας Εφεδρείας και της Τιμής Δευτερεύουσας Ρύθμισης, με βάση τη μαθηματική διατύπωση του μοντέλου Επίλυσης αγοράς του ΗΕΠ.

1.4.2 Υπολογισμός της ΟΤΣ

Η Οριακή Τιμή Παραγωγής (ΟΤΠ) κάθε λειτουργικής ζώνης ισούται με το σκιώδες κόστος (πολλαπλασιαστής Lagrange) του περιορισμού του ισοζυγίου ισχύος της ζώνης. Στην περίπτωση που οι διαζωνικοί περιορισμοί ροής δεν είναι δεσμευτικοί, οι δύο δυϊκές τιμές ταυτίζονται και η ΟΤΣ ισούται με αυτή την κοινή τιμή. Στην περίπτωση που οι διαζωνικοί περιορισμοί ροής είναι δεσμευτικοί, οι δύο δυϊκές τιμές μπορεί να είναι διαφορετικές και η ΟΤΣ υπολογίζεται ως ο σταθμισμένος (με την παραγωγή των ζωνών) μέσος όρος των οριακών τιμών παραγωγής των ζωνών.

Σε κάθε περίπτωση, η ΟΤΠ κάθε λειτουργικής ζώνης καθορίζεται από μία ή περισσότερες οντότητες εντός της κάθε Λειτουργικής Ζώνης, η οποίες μπορεί να είναι μονάδες παραγωγής, κατανεμόμενα φορτία, εισαγωγές ή εξαγωγές.

Προκειμένου να εφαρμοστεί η χαλάρωση Lagrange στην διατύπωση του προβλήματος, η Lagrangian συνάρτηση του προβλήματος ορίζεται, προσθέτοντας έναν πολλαπλασιαστή Lagrange σε κάθε περιορισμό του προβλήματος του ΗΕΠ, ως εξής:

$$L = Obj + \lambda_1 \cdot (Constraint_1) + \dots + \lambda_N \cdot (Constraint_N)$$

Σύμφωνα με το Άρθρο 59, παρ. 4 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, όταν δεν προσεγγίζεται κάποιο διαζωνικό όριο ροής, η ΟΤΣ εκφράζει την οριακή μεταβολή του κοινωνικού πλεονάσματος του ΗΕΠ, η οποία προκύπτει από μία οριακή αύξηση του φορτίου του συστήματος. Όταν ένας περιορισμός ορίου ροής είναι δεσμευτικός, η ΟΤΠ της ζώνης εκφράζει την μεταβολή του κοινωνικού πλεονάσματος του ΗΕΠ, η οποία προκύπτει από μία οριακή αύξηση του φορτίου της υπόψη λειτουργικής ζώνης.

Σύμφωνα με τις συνθήκες βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker, στο βέλτιστο σημείο η μερική παράγωγος της Lagrangian συνάρτησης ως προς μία συγκεκριμένη μεταβλητή του προβλήματος είναι ίση με το μηδέν. Κατά συνέπεια, αν ο παραπάνω κανόνας εφαρμοστεί στην παραγωγή μίας βαθμίδας μίας μονάδας "ge" (μεταβλητή: $BlockClearedMW_{ge}(g_e, b, p)$), έχουμε:

$$\frac{\partial L}{\partial BlockClearedMW_{ge}} = (1 - GLF) \cdot Price - (1 - GLF) \cdot \lambda_{ZPB} - \lambda_{Max} - \lambda_{Max}^{AGC} - \lambda_{Min} - \lambda_{MaxB}^{ge} - \lambda_{MDE} - \lambda_{RRup} - \lambda_{RRdn} - \sum_{GC} (F_{GC} \cdot \lambda_{GC}) = 0$$

Αυτό δίνει:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1 - GLF) \cdot Price - \lambda_{Max} - \lambda_{Max}^{AGC} - \lambda_{Min} - \lambda_{MaxB}^{ge} - \lambda_{MDE} - \lambda_{RRup} - \lambda_{RRdn} - \sum_{GC} (F_{GC} \cdot \lambda_{GC})}{(1 - GLF)}$$

Όπου

λ_{ZPB} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού ισοζυγίου ισχύος της λειτουργικής ζώνης (82)

λ_{Max} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (45)

λ_{Max}^{AGC} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (46)

λ_{Min} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (47)

λ_{MaxB}^{ge} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (66)

λ_{MDE} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (70)

λ_{RRup} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (98)

λ_{RRdn} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (99)

λ_{GC} είναι οι πολλαπλασιαστές Lagrange των περιορισμών (106), (107), (108)

GC είναι το σύνολο των γενικών περιορισμών (106), (107), (108) στους οποίους συμμετέχει η μονάδα "ge"

F_{GC} είναι ο Συντελεστής Οντότητας με τον οποίο πολλαπλασιάζεται η παραγωγή της μονάδας στον γενικό περιορισμό GC

GLF είναι ο συντελεστής απωλειών παραγωγής που αντιστοιχεί στη μονάδα "ge"

Αν η συνθήκη βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker στο βέλτιστο σημείο εφαρμόζεται στην κατανάλωση ενός τιμολογούμενου φορτίου "ld" (μεταβλητή: LoadBlockMW(ld,b,p)), παίρνουμε:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1 + LLF) \cdot Price + \lambda_{MaxB}^{ld}}{(1 + LLF)}$$

Όπου

λ_{MaxB}^{ld} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (67)

LLF είναι ο συντελεστής απωλειών φορτίου ο οποίος αντιστοιχεί στο τιμολογούμενο φορτίο "ld"

Αν η συνθήκη βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker στο βέλτιστο σημείο εφαρμόζεται στην έγχυση μίας εισαγωγής "ge" (μεταβλητή: BlockClearedMW(ge,b,p)), παίρνουμε:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1 - GLF) \cdot Price - \lambda_{MaxB}^{ge} - \lambda_{NTC}^{im} - \lambda_{NTC}^{ex} - \sum_{cbs} \lambda_{CBSSET}^{im} - \sum_{cbs} \lambda_{CBSSET}^{ex}}{(1 - GLF)}$$

Όπου

λ_{NTC}^{im} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (100)

λ_{NTC}^{ex} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (101)

λ_{CBSSET}^{im} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange των περιορισμών ανισοτήτων (102), (104)

λ_{CBSSET}^{ex} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange των περιορισμών ανισοτήτων (103), (105)

Αν η συνθήκη βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker στο βέλτιστο σημείο εφαρμόζεται στην απορρόφηση μίας εξαγωγής "Id" (μεταβλητή: LoadBlockMW(Id,b,p)), παίρνουμε:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1 + LLF) \cdot Price + \lambda_{MaxB}^{Id} + \lambda_{NTC}^{im} + \lambda_{NTC}^{ex} + \sum_{cbs} \lambda_{CBSSET}^{im} + \sum_{cbs} \lambda_{CBSSET}^{ex}}{(1 + LLF)}$$

Όταν προσεγγίζεται το όριο ροής ισχύος στις πύλες, τότε ξεχωριστές οριακές τιμές παραγωγής (ΟΤΠ, λ_{ZPB}) εξάγονται για κάθε λειτουργική ζώνη του συστήματος. Σύμφωνα με το Άρθρο 59, παρ. 4 (στ) του Κώδικα του Συστήματος, σε αυτή την περίπτωση η ΟΤΣ υπολογίζεται ως ο σταθμισμένος μέσος όρος των ΟΤΠ όλων των λειτουργικών ζωνών του συστήματος, ως εξής:

$$SMP = \frac{\sum_z \left(\lambda_{ZPB}^z \cdot \sum_{ge \in z} EntityInj_{ge} \right)}{\sum_{ge} EntityInj_{ge}}$$

Όπου

$EntityInj_{ge}$ είναι η στάθμη έγχυσης της οντότητας (στο σημείο αγοράς) για την οντότητα παραγωγής "ge" (μονάδες και εισαγωγές).

1.4.3 Υπολογισμός των Τιμών Εφεδρειών

Η Τιμή της Πρωτεύουσας Εφεδρείας είναι ίση με την υψηλότερη προσφορά (για Πρωτεύουσα Εφεδρεία) μεταξύ των μονάδων που παρέχουν Πρωτεύουσα Εφεδρεία (συγκεκριμένα $EntityPrimRsvMW > 0$). Η Τιμή Δευτερεύουσας Ρύθμισης είναι ίση με την υψηλότερη προσφορά (για Δευτερεύουσα Ρύθμιση) μεταξύ των μονάδων που παρέχουν Δευτερεύουσα Ρύθμιση είτε προς τα επάνω είτε προς τα κάτω (συγκεκριμένα $EntitySecRsvUpMW > 0$ ή $EntitySecRsvDnMW > 0$).

1.4.4 Συμπεράσματα

Η ΟΤΠ λειτουργικής ζώνης, η οποία δίνεται από το εικονικό κόστος (πολλαπλασιαστής Lagrange) του περιορισμού ισοζυγίου ισχύος της ζώνης, εκφράζει το κόστος ενέργειας (αποκλειστικά, χωρίς να συμπεριλαμβάνει το κόστος της πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας), ελαφρά διαφοροποιημένο με το κόστος της συμμετοχής της οριακής βαθμίδας της οριακής οντότητας (ή κάθε άλλης οντότητας) στους περιορισμούς του προβλήματος ΗΕΠ.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ

ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ

ΕΓΧΥΣΗΣ

II.1 Εισαγωγή

Για τη μελέτη προσδιορισμού των συντελεστών απωλειών εφαρμόζεται η μέθοδος Ροής Φορτίου Συνεχούς Ρεύματος (ΣΡ). Η επιλογή χρήσης ροής φορτίου ΣΡ έναντι ΕΡ γίνεται για απλοποίηση των υπολογισμών χωρίς να βλάπτεται η ακρίβεια στον υπολογισμό των απωλειών. Τα επίπεδα φορτίου συστήματος για τη διεξαγωγή της μελέτης, κυμαίνονται μεταξύ μιας ελάχιστης και μέγιστης τιμής με προκαθορισμένα βήματα της τάξης των 250 MW.

Ο υπολογισμός των ζωνικών συντελεστών απωλειών περιλαμβάνει τα κάτωθι στάδια:

α) Δημιουργείται μία «βασική περίπτωση Αναφοράς» με την αποτύπωση της τοπολογίας και των παραμέτρων του Συστήματος και δεδομένα εγχύσεων και απομαστεύσεων ισχύος στους κόμβους για ένα επίπεδο φορτίου «Αναφοράς» του Συστήματος (π.χ. αιχμή φορτίου).

β) Για κάθε επίπεδο φορτίου δημιουργείται μία «βασική περίπτωση» με εγχύσεις και απομαστεύσεις ισχύος, σύμφωνα με την υπάρχουσα εμπειρία του Διαχειριστή του Συστήματος.

γ) Για τις παραπάνω «βασικές περιπτώσεις» γίνεται επίλυση του προβλήματος Ροής Φορτίου ΣΡ.

δ) Για καθεμιά από τις παραπάνω «βασικές περιπτώσεις» γίνεται ανάλυση ευαισθησίας γύρω από τη βασική περίπτωση Ροής Φορτίου, που αντιστοιχεί σε αύξηση κατά 1 MW της έγχυσης σε κάθε ζυγό παραγωγής του συστήματος και αύξηση του συνολικού φορτίου του συστήματος κατά 1 MW (αναλογικά σε όλους τους ζυγούς του συστήματος). Με την ανάλυση ευαισθησίας υπολογίζονται οι διαφορικές απώλειες σε κάθε κόμβο παραγωγής για κάθε επίπεδο φορτίου Συστήματος, και προκύπτουν οι συντελεστές ευαισθησίας απωλειών, για κάθε ζυγό παραγωγής του Συστήματος και για επίπεδο φορτίου Συστήματος. Οι συνολικές και οι διαφορικές απώλειες του Συστήματος υπολογίζονται σύμφωνα με τις εξισώσεις (2), (3) της επόμενης παραγράφου.

ε) Στη συνέχεια, υπολογίζονται οι κομβικοί συντελεστές απωλειών κάθε ζυγού παραγωγής για κάθε επίπεδο φορτίου Συστήματος σύμφωνα με την εξίσωση (6) της επόμενης παραγράφου.

στ) Για κάθε επίπεδο φορτίου συστήματος κανονικοποιούνται οι κομβικοί συντελεστές απωλειών (εξισώσεις (8), (9) της επόμενης παραγράφου), προκειμένου να προσαρμοστούν οι υπολογιζόμενες απώλειες, στις πραγματικές απώλειες.

ζ) Υπολογίζεται η συσχέτιση κάθε κομβικού συντελεστή απωλειών με όλους τους υπόλοιπους ώστε να διαπιστωθεί η γεωγραφική διαφοροποίηση των συντελεστών. Στη συνέχεια γίνεται ομαδοποίηση των κομβικών συντελεστών απωλειών βάσει γεωγραφικής συνάφειας και βαθμού συσχέτισης, ώστε να προκύψουν οι τελικές Ζώνες Χρέωσης Απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς και να υπολογιστούν οι αντίστοιχοι ζωνικοί συντελεστές απωλειών.

η) Ο ζωνικός συντελεστής απωλειών κάθε Ζώνης του συστήματος για κάθε επίπεδο φορτίου L , υπολογίζεται ως ο μεσοσταθμισμένος μέσος όρος των κομβικών συντελεστών απωλειών των ζυγών παραγωγής της Ζώνης (εξ. (12) της επόμενης παραγράφου).

θ) Ενδεχομένως, κάποιοι ζωνικοί συντελεστές απωλειών να λάβουν τιμές μεγαλύτερες της μονάδας. Για το λόγο αυτό, γίνεται αναπροσαρμογή αυτών και προκύπτουν οι αναπροσαρμοσμένοι ζωνικοί συντελεστές απωλειών, όπως περιγράφεται στην επόμενη παράγραφο, εξ. (15)-(16).

II.2 Αναλυτική μεθοδολογία υπολογισμού

Το πρόβλημα Ροής Φορτίου ΣΡ αποτυπώνεται με την παρακάτω σχέση:

$$\mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta} = \mathbf{P} \quad (1)$$

όπου

B ο πίνακας αγωγιμοτήτων του Συστήματος,

P το διάνυσμα εγχύσεων και απομαστεύσεων ισχύος στους ζυγούς του συστήματος (εκτός του ζυγού αναφοράς), $\mathbf{P} = [P_2 \dots P_N]^T$

θ το διάνυσμα φάσεων των τάσεων των ζυγών του συστήματος (εκτός του ζυγού αναφοράς), $\boldsymbol{\theta} = [\theta_2 \dots \theta_N]^T$

N ο αριθμός των ζυγών του συστήματος

Η ανάλυση ευαισθησίας γύρω από τη βασική περίπτωση Ροής Φορτίου, οδηγεί στα επόμενα αποτελέσματα :

Οι συνολικές απώλειες του συστήματος υπολογίζονται προσεγγιστικά ως εξής:

$$P_l = \sum_{ij} g_{ij} (\theta_i - \theta_j)^2 = \sum_{ij} g_{ij} \theta_{ij}^2 \quad (2)$$

όπου

i δείκτης ζυγού του Συστήματος

ij δείκτης γραμμής μεταφοράς του Συστήματος

g_{ij} επιδεκτικότητα της γραμμής *ij*, δίνεται από τον τύπο $g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$

r_{ij} ωμική αντίσταση γραμμής *ij*

x_{ij} επαγωγική αντίσταση γραμμής *ij*

θ_i η φάση του διανύσματος της τάσης του ζυγού *i* του Συστήματος

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j = \mathbf{e}_{ij}^T \boldsymbol{\theta}$: η διαφορά φάσης των διανυσμάτων τάσης των ζυγών *i* και *j*, με:

$$\mathbf{e}_{ij} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \leftarrow i \\ 0 \\ -1 \leftarrow j \\ 0 \end{bmatrix}$$

Οι διαφορικές απώλειες υπολογίζονται ως εξής:

$$\mathbf{s} = \frac{\partial P_f}{\partial \mathbf{P}} = \sum_{ij} 2 \cdot g_{ij} \cdot \theta_{ij}^0 \cdot \frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \mathbf{P}} = 2 \cdot \sum_{ij} g_{ij} \cdot \theta_{ij}^0 \cdot \mathbf{e}_{ij}^T \frac{\partial \boldsymbol{\theta}}{\partial \mathbf{P}} = 2 \cdot \sum_{ij} g_{ij} \cdot \theta_{ij}^0 \cdot \mathbf{e}_{ij}^T \mathbf{B}^{-1} \Rightarrow$$

$$\mathbf{s} = \frac{\partial P_f}{\partial \mathbf{P}} = 2 \cdot \left(\sum_{ij} g_{ij} \cdot \theta_{ij}^0 \cdot \mathbf{e}_{ij}^T \right) \cdot \mathbf{B}^{-1} = [s_2 \quad \dots \quad s_N]^T \quad (3)$$

Για τον υπολογισμό των διαφορικών απωλειών ενός ζυγού παραγωγής g γίνεται η παραδοχή ότι η αύξηση κατά 1 MW της έγχυσης στο ζυγό παραγωγής g αντιστοιχεί σε αύξηση του συνολικού φορτίου του συστήματος κατά 1 MW αναλογικά σε όλους τους ζυγούς του συστήματος, βάσει της κατανάλωσης αυτών κατά την «βασική περίπτωση». Έτσι, ορίζεται ο συντελεστής κατανομής για κάθε ζυγό k του συστήματος, η_k^L :

$$\eta_k^L = \frac{P_{D,k}^0}{\sum_k P_{D,k}^0} \quad (4)$$

όπου

$P_{D,k}^0$ το φορτίο του ζυγού k κατά την «βασική περίπτωση»

Από την παραπάνω σχέση (3) προκύπτουν οι κομβικές διαφορικές απώλειες για κάθε ζυγό παραγωγής g και για επίπεδο φορτίου συστήματος L :

$$\tilde{s}_g^L = \frac{\partial P_f^L}{\partial P_g^L} = s_g^L - \sum_{k=2}^N (\eta_k^L \cdot s_k^L) \quad (5)$$

όπου

\tilde{s}_g^L οι κομβικές διαφορικές απώλειες του ζυγού παραγωγής g για επίπεδο φορτίου συστήματος L

P_f^L οι συνολικές απώλειες του Συστήματος για επίπεδο φορτίου L

Σημειώνεται ότι για τους ζυγούς παραγωγής g που συνδέονται στη χαμηλή τάση μετασχηματιστή ισχύος (δύο ή τριών τυλιγμάτων), οι διαφορικές απώλειες του ζυγού παραγωγής g υπολογίζονται στην πλευρά της υψηλής τάσης του μετασχηματιστή ισχύος (150 kV ή 400 kV).

ε) Ο κομβικός συντελεστής απωλειών του ζυγού παραγωγής g για το επίπεδο φορτίου L , $AGLF_g^L$, υπολογίζεται ως εξής:

$$AGLF_g^L = 1 - \tilde{s}_g^L \quad (6)$$

Οι υπολογιζόμενες απώλειες που αντιστοιχούν στους παραπάνω κομβικούς συντελεστές απωλειών, $CLoss_\alpha^L$, δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$C_{Loss}_\alpha^L = \sum_g \left[(1 - AGLF_g^L) \cdot P_g^L \right] = \sum_g \left(\tilde{s}_g^L \cdot P_g^L \right) \quad (7)$$

στ) Για κάθε επίπεδο φορτίου συστήματος L υπολογίζεται η σταθερά κανονικοποίησης των κομβικών συντελεστών απωλειών, n^L , προκειμένου να προσαρμοστούν οι υπολογιζόμενες απώλειες, $C_{Loss}_\alpha^L$, στις πραγματικές απώλειες, R_{Loss}^L . Η σταθερά κανονικοποίησης των κομβικών συντελεστών απωλειών, n^L , υπολογίζεται ως εξής:

$$n^L = \frac{R_{Loss}^L}{C_{Loss}_\alpha^L} = \frac{R_{Loss}^L}{\sum_g \left(\tilde{s}_g^L \cdot P_g^L \right)} \quad (8)$$

Στη συνέχεια, γίνεται αναπροσαρμογή των κομβικών συντελεστών απωλειών, χρησιμοποιώντας τη σταθερά κανονικοποίησης των απωλειών. Ο αναπροσαρμοσμένος κομβικός συντελεστής απωλειών του ζυγού παραγωγής g για το επίπεδο φορτίου L , GLF_g^L , υπολογίζεται ως εξής:

$$GLF_g^L = 1 - n^L \cdot \tilde{s}_g^L \quad (9)$$

Οι υπολογιζόμενες απώλειες που αντιστοιχούν στους αναπροσαρμοσμένους κομβικούς συντελεστές απωλειών, $C_{Loss}_\beta^L$, δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$C_{Loss}_\beta^L = \sum_g \left[(1 - GLF_g^L) \cdot P_g^L \right] = n^L \cdot \sum_g \left(\tilde{s}_g^L \cdot P_g^L \right) \quad (10)$$

Από τις σχέσεις (8) και (10) προκύπτει ότι:

$$C_{Loss}_\beta^L = R_{Loss}^L \quad (11)$$

ζ) Ο ζωνικός συντελεστής απωλειών κάθε Ζώνης z του συστήματος για κάθε επίπεδο φορτίου L , ZLF_z^L , υπολογίζεται ως ο μεσοσταθμισμένος μέσος όρος των κομβικών συντελεστών απωλειών των ζυγών παραγωγής της Ζώνης:

$$ZLF_z^L = \frac{\sum_{g \in z} (GLF_g^L \cdot P_g^L)}{\sum_{g \in z} P_g^L} \quad (12)$$

Οι υπολογιζόμενες απώλειες που αντιστοιχούν στους παραπάνω ζωνικούς συντελεστές απωλειών, $C_{Loss}_\gamma^L$, δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$C_{Loss}_y^L = \sum_z \left[\left(1 - ZLF_z^L \right) \cdot \left(\sum_{g \in z} P_g^L \right) \right] \quad (13)$$

ή διαφορετικά, κάνοντας χρήση της σχέσης (12):

$$\begin{aligned} C_{Loss}_y^L &= \sum_z \left[\left(1 - \frac{\sum_{g \in z} (GLF_g^L \cdot P_g^L)}{\sum_{g \in z} P_g^L} \right) \cdot \left(\sum_{g \in z} P_g^L \right) \right] = \sum_z \left[\sum_{g \in z} P_g^L - \sum_{g \in z} (GLF_g^L \cdot P_g^L) \right] = \\ &= \sum_g P_g^L - \sum_g (GLF_g^L \cdot P_g^L) = C_{Loss}_\beta^L = R_{Loss}^L \end{aligned} \quad (14)$$

λαμβάνοντας υπόψη τις σχέσεις (10) και (11).

Ενδεχομένως, κάποιοι ζωνικοί συντελεστές απωλειών να λάβουν τιμές μεγαλύτερες της μονάδας. Για το λόγο αυτό, γίνεται αναπροσαρμογή αυτών και προκύπτουν οι αναπροσαρμοσμένοι ζωνικοί συντελεστές απωλειών, $AZLF_z^L$, όπως φαίνεται παρακάτω:

$$AZLF_z^L = 1 \text{ για τις Ζώνες Χρέωσης Απωλειών με } ZLF_z^L > 1 \quad (15)$$

$$AZLF_z^L = ZLF_z^L - \left(\frac{R_{Loss}_+^L}{R_{Loss}_+^L} \right) \cdot (1 - ZLF_z^L) \quad \text{για όλες τις υπόλοιπες Ζώνες Χρέωσης}$$

$$\text{Απωλειών (με } ZLF_z^L \leq 1) \quad (16)$$

$$R_{Loss}_-^L = \sum_{z \in Z^-} \left[\left(1 - ZLF_z^L \right) \cdot \left(\sum_{g \in z} P_g^L \right) \right] \quad (17)$$

$$R_{Loss}_+^L = \sum_{z \in Z^+} \left[\left(1 - ZLF_z^L \right) \cdot \left(\sum_{g \in z} P_g^L \right) \right] \quad (18)$$

όπου

Z^- το σύνολο των ζωνών με ζωνικό συντελεστή απωλειών μεγαλύτερο του 1, και

Z^+ το σύνολο των ζωνών με ζωνικό συντελεστή απωλειών μικρότερο του 1.

Στην περίπτωση κατά την οποία για μία Ζώνη Χρέωσης Απωλειών με $ZLF_z^L \leq 1$ προκύψει $AZLF_z^L > 1$ (μετά την αναπροσαρμογή), τότε εφαρμόζεται μία ακολουθιακή διαδικασία κατά την οποία εφαρμόζονται οι σχέσεις (15) και (16), βάζοντας στη θέση των ZLF_z^L στη σχέση (16) τους συντελεστές $AZLF_z^L$ της

προηγούμενης επανάληψης, ώσπου όλες οι Ζώνες Χρέωσης Απωλειών να έχουν $AZLF_z^L \leq 1$.

Μετά το πέρας της παραπάνω διαδικασίας, γίνεται υπολογισμός των απωλειών που αντιστοιχούν στους αναπροσαρμοσμένους ζωνικούς συντελεστές απωλειών, $CLoss_\delta^L$, όπως φαίνεται στην παρακάτω σχέση:

$$CLoss_\delta^L = \sum_z \left[(1 - AZLF_z^L) \cdot \left(\sum_{g \in z} P_g^L \right) \right] \quad (19)$$

Αποδεικνύεται τελικά ότι οι υπολογιζόμενες απώλειες $CLoss_\delta^L$ ισούνται με τις πραγματικές απώλειες, $RLoss^L$.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ

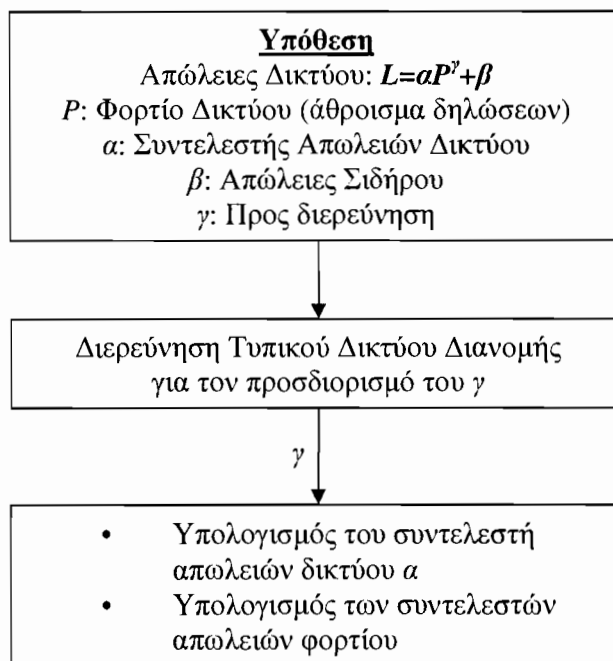
ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ

ΦΟΡΤΙΟΥ

ΙΙΙ.1 Εισαγωγή

Με βάση τον ΚΔΣ&ΣΗΕ, απαιτείται ο ωριαίος υπολογισμός των απωλειών του Δικτύου (ΜΤ και ΧΤ), προκειμένου να διαμορφώνονται κατάλληλα οι προσφορές των εκπροσώπων φορτίου (Προμηθευτές) σε κάθε περίοδο κατανομής για την επίλυση του ΗΕΠ. Για το σκοπό αυτό, απαιτείται από τον ΚΔΣ&ΣΗΕ ο προσδιορισμός του συντελεστή απωλειών του φορτίου.

Η διερεύνηση που ακολουθεί, σκοπό έχει την εύρεση της σχέσης των απωλειών του Δικτύου με το φορτίο του. Καθώς δεν είναι διαθέσιμες ωριαίες μετρήσεις απωλειών και φορτίου στο Δίκτυο (παρά μόνο οι ωριαίες μετρήσεις έγχυσης από το Σύστημα και η συνολική ετήσια κατανάλωση), απαιτείται μία θεωρητική προσέγγιση η οποία θα συνδέει τις απώλειες Δικτύου με το φορτίο του. Αναμένεται τα επόμενα χρόνια, με την εγκατάσταση κατάλληλων μετρητών ενέργειας στο Δίκτυο, να αποκτηθούν τα απαραίτητα δεδομένα για την επακριβή προσδιορισμό των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου. Στο Σχ. 1 παρουσιάζεται η προτεινόμενη μεθοδολογία προσδιορισμού των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.



Σχ.22. Προτεινόμενη μεθοδολογία προσδιορισμού των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου

Όσον αφορά την αρχική υπόθεση, οι απώλειες είναι συνάρτηση του τετραγώνου του ρεύματος, καθώς και πλήθους άλλων παραγόντων όπως ο συντελεστής ισχύος του φορτίου, τα είδη και τα μήκη των γραμμών, η κατάσταση των τάσεων, η θερμοκρασία κλπ. Επομένως, είναι αναμενόμενο οι απώλειες του Δικτύου να εξαρτώνται με μία πολυωνυμική σχέση από το επίπεδο του φορτίου του Δικτύου. Η πολυωνυμική αυτή σχέση διερευνάται στη συνέχεια.

III.2 Διερεύνηση απωλειών για τυπικό τμήμα του Δικτύου Διανομής

Προκειμένου να μελετηθεί η σχέση που παρουσιάζουν οι απώλειες με το φορτίο προσομοιώθηκε το τμήμα του Δικτύου του Σχ. 2. το οποίο σύμφωνα με το Διαχειριστή του Δικτύου, είναι αντιπροσωπευτικό. Με χρήση του προγράμματος ροής φορτίου πραγματοποιήθηκαν επιλύσεις για διαφορετικά επίπεδα φορτίου και διαφορετικούς συντελεστές ισχύος. Οι απώλειες που υπολογίσθηκαν από το πρόγραμμα ροής φορτίου για διαφορετικά επίπεδα φορτίου και δίνονται στους Πιν.9, Πιν.10, Πιν.11. Να σημειωθεί ότι παρόμοια διαδικασία ακολουθείται σε δημοσιευμένες εργασίες που σκοπό έχουν την αναλυτική μελέτη των απωλειών δικτύων διανομής.

Στη συνέχεια έγινε προσπάθεια προσαρμογής των δεδομένων (φορτίο-απώλειες) σε μία σχέση του τύπου:

$$L = \lambda P^\gamma \quad (1)$$

όπου:

L : οι συνολικές απώλειες

P : το συνολικό φορτίο

λ, γ : συντελεστές προσαρμογής των απωλειών Δικτύου

Στην παραπάνω σχέση δεν υπάρχει σταθερός όρος, δηλαδή δεν λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες πυρήνα των Μ/Σ του Δικτύου, καθώς για το υπό μελέτη τμήμα του Δικτύου ο Μ/Σ 150/20 kV τροφοδοτεί και άλλα φορτία. Το τμήμα αυτό των απωλειών παρέχεται από το Διαχειριστή του Δικτύου συνολικά για όλο το Δίκτυο ΜΤ και ΧΤ.

Στους Πιν.9 - Πιν.11 δίνονται οι συντελεστές λ και γ που υπολογίζονται για κάθε περίπτωση. Παρατηρείται ότι οι απώλειες του Δικτύου είναι συνάρτηση του τετραγώνου του φορτίου. Η σχέση αυτή χρησιμοποιείται στην επόμενη ενότητα για τον υπολογισμό των συντελεστών απωλειών φορτίου. Σημειώνεται ότι το φορτίο κάθε αναχώρησης 20 kV δεν ξεπερνά το επίπεδο των 12 MW (θερμικό όριο). Η διερεύνηση πραγματοποιείται για υψηλότερες τιμές προκειμένου να εκτιμηθεί με μεγαλύτερη ακρίβεια η σχέση των απωλειών με το φορτίο.

Πιν.9. Συντελεστές υπολογισμού απωλειών – $\cos\phi=0,95$

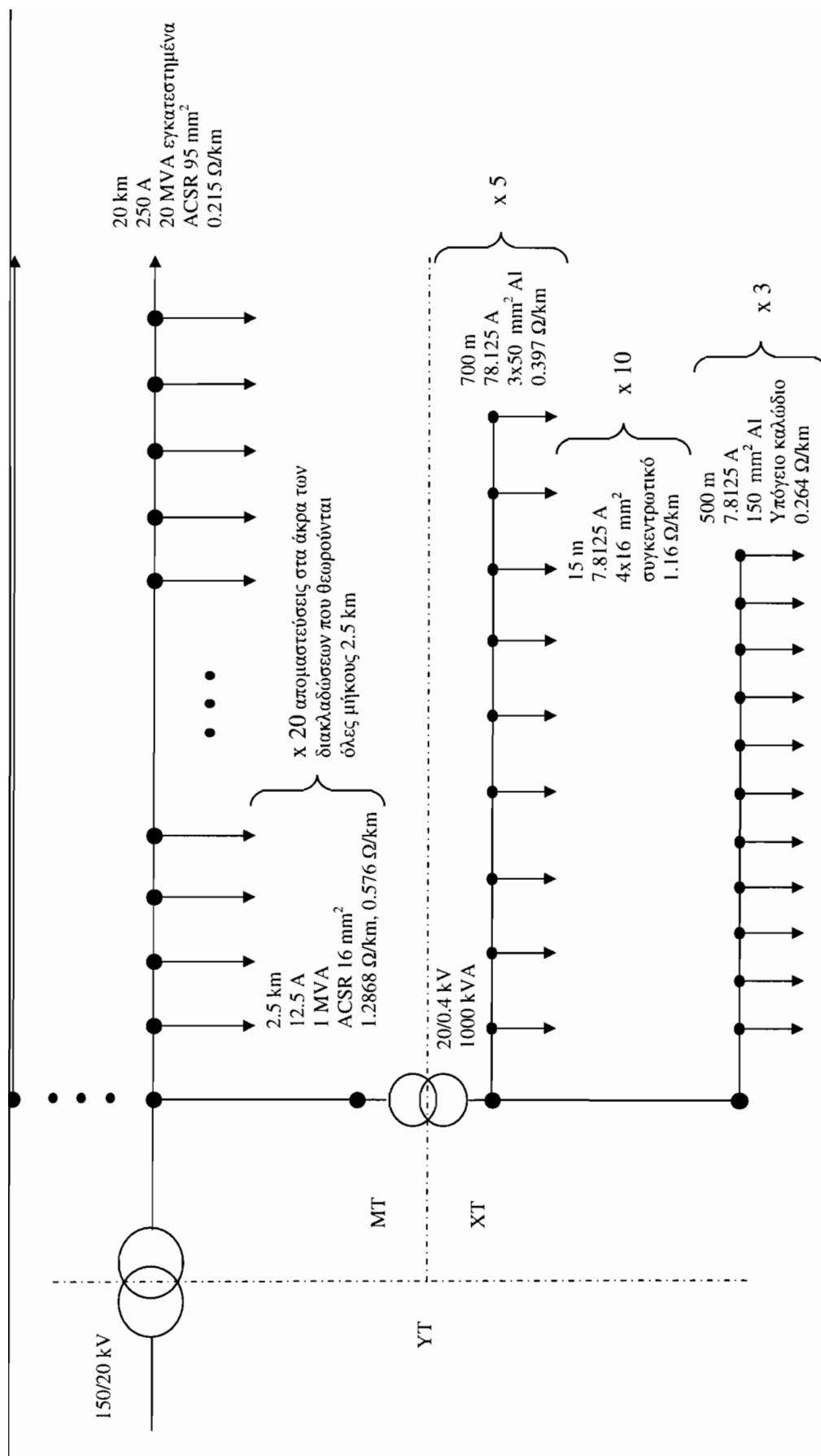
Συνολικό Φορτίο (MW)	Συνολικές απώλειες (MW)	Ποσοστό απωλειών %
2	0.03	1.50
3	0.07	2.33
4	0.13	3.25
5	0.21	4.20
6	0.31	5.17
7	0.44	6.29
8	0.59	7.38
9	0.65	7.22
10	0.82	8.20
11	1.01	9.18
12	1.23	10.25
13	1.47	11.31
14	1.74	12.43
15	2.06	13.73
16	2.17	13.56
$\lambda=0.0075 \gamma=2.06$		

Πιν.10. Συντελεστές υπολογισμού απωλειών – $\cos\phi=0,90$

Συνολικό Φορτίο (MW)	Συνολικές απώλειες (MW)	Ποσοστό απωλειών %
2	0.03	1.50
3	0.08	2.67
4	0.14	3.50
5	0.23	4.60
6	0.34	5.67
7	0.47	6.71
8	0.62	7.75
9	0.81	9.00
10	1.03	10.30
11	1.12	10.18
12	1.36	11.33
13	1.64	12.62
14	1.95	13.93
15	2.32	15.47
16	2.41	15.06
$\lambda=0.0093 \gamma=2.02$		

Πιν.11. Συντελεστές υπολογισμού απωλειών - $\cos\phi=0,85$

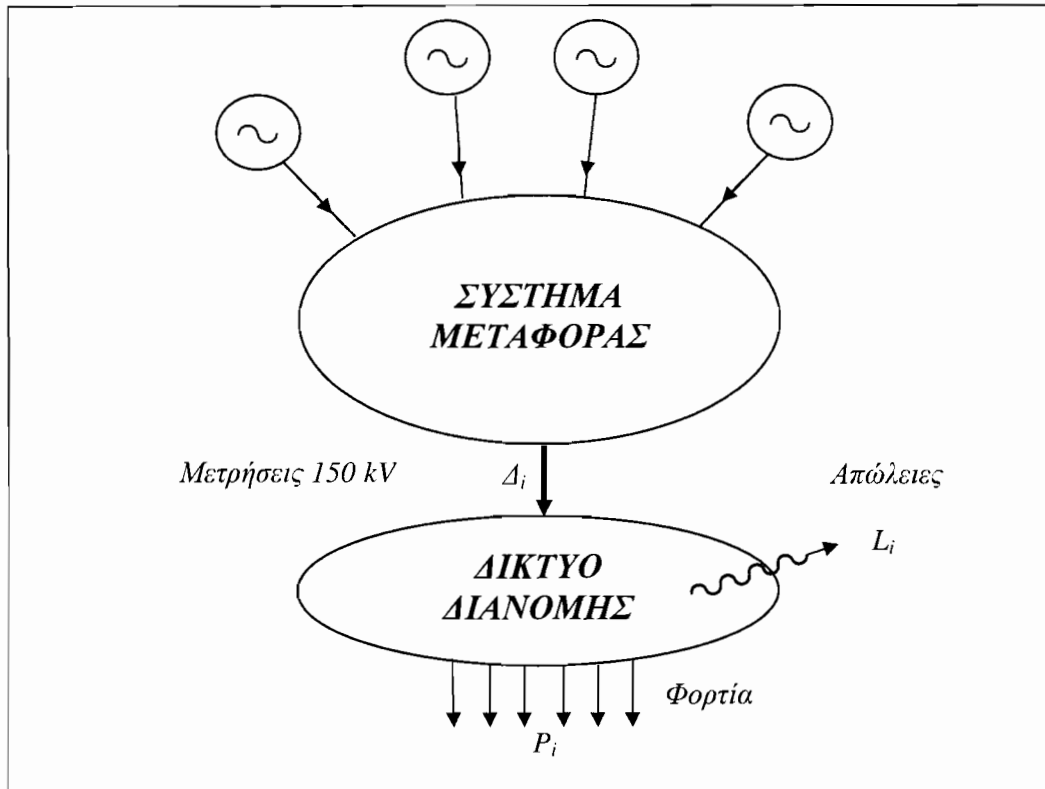
Συνολικό Φορτίο (MW)	Συνολικές απώλειες (MW)	Ποσοστό απωλειών %
2	0.04	2.00
3	0.09	3.00
4	0.16	4.00
5	0.26	5.20
6	0.38	6.33
7	0.53	7.57
8	0.71	8.88
9	0.92	10.22
10	1.17	11.70
11	1.26	11.45
12	1.53	12.75
13	1.85	14.23
14	2.22	15.86
15	2.37	15.80
16	2.78	17.38
$\lambda=0.0112 \gamma=1.99$		



Σχ.23. Τοπικό τμήμα Δικτύου Διανομής (από το Διαχειριστή Δικτύου)

III.3 Μεθοδολογία υπολογισμού των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου

Στο Σχ.24 παρουσιάζεται η θεώρηση που έγινε για την ωριαία κατανομή των απωλειών στο Δίκτυο.



Μεταβλητές	Περιγραφή	Διαθέσιμα δεδομένα
Δ_i	έγχυση ισχύος στο Δίκτυο Διανομής από το Σύστημα	οι μετρήσεις ισχύος στα 150 kV (ωριαίες μετρήσεις)
P_i	ισχύς φορτίων Δικτύου	ΣP_i από Διαχειριστή Διανομής
L_i	ισχύς απωλειών	ΣL_i από Διαχειριστή Διανομής

Σχ.24. Σχήμα Υπολογισμού του Συντελεστή Απωλειών Φορτίου

Παρατηρήσεις:

- δεν υπάρχουν ωριαίες μετρήσεις (P_i) για όλα τα φορτία της Διανομής, επομένως η μόνη διαθέσιμη πληροφορία είναι το σύνολο των πωλήσεων για όλο το έτος (ΣP_i).

- γίνεται η υπόθεση ότι οι απώλειες του Δικτύου Διανομής είναι ανάλογες του τετραγώνου της έγχυσης (θεωρώντας ονομαστικές τάσεις), αυξημένες κατά τις σταθερές απώλειες σιδήρου β .

Με βάση τα παραπάνω προκύπτουν οι παρακάτω εξισώσεις:

$$\Delta_i = P_i + L_i \quad (2)$$

$$L_i = \alpha P_i^2 + \beta \quad \text{όπου } \alpha \text{ ο συντελεστής απωλειών Δικτύου} \quad (3)$$

$$P_i = \frac{-1 + \sqrt{1 + 4\alpha(\Delta_i - \beta)}}{2\alpha} \quad (4)$$

Η εξίσωση (4) προκύπτει από τον συνδυασμό των (2) και (3).

Η παρακάτω εξίσωση χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του συντελεστή απωλειών α , με εφαρμογή της επαναληπτικής μεθόδου Gauss - Seidel.

$$\sum_{i=1}^k P_i = P_1 + \dots + P_k = \frac{-k + \sum_{i=1}^k \sqrt{1 + 4\alpha(\Delta_i - \beta)}}{2\alpha} \quad (5)$$

Ο συντελεστής β ισούται με τις συνολικές απώλειες σιδήρου των Μ/Σ του Δικτύου και μπορεί να εκτιμηθεί με βάση στοιχεία από τον Διαχειριστή Δικτύου.

III.4 Συμπεράσματα

Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για τον προσδιορισμό των απωλειών Δικτύου χρησιμοποιήθηκε εξαιτίας της απουσίας ωριαίων μετρήσεων φορτίου και απωλειών στο Δίκτυο. Η μέθοδος αυτή θα πρέπει να επανεξετασθεί όταν θα υπάρχουν περισσότερα διαθέσιμα στοιχεία. Σε κάθε περίπτωση, οι Συντελεστές Απωλειών Φορτίου πρέπει να αναθεωρούνται κάθε δύο χρόνια, σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Με την μεθοδολογία αυτή επιτυγχάνεται η συσχέτιση των απωλειών με το φορτίο, που μπορεί να χρησιμοποιηθεί στον ΗΕΠ δίνοντας μεγαλύτερο βαθμό ακρίβειας στην εκτίμηση των απωλειών από ότι αν θεωρούσαμε σταθερό ποσοστό απωλειών επί του φορτίου.

Παρατηρείται ότι για υψηλές τιμές φορτίου οι απώλειες αυξάνονται σημαντικά. Αντιθέτως, για χαμηλότερα φορτία το ποσοστό των απωλειών είναι μικρότερο και συμφωνεί δηλαδή με τη μέση ετήσια απώλεια ενέργειας στο δίκτυο όπως προκύπτει από στοιχεία του Διαχειριστή του Δικτύου. Πρέπει να σημειωθεί ότι το Δίκτυο Διανομής είναι ακτινικό. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με το ότι οι απώλειες αυξάνονται με το τετράγωνο της έντασης εξηγεί σε μεγάλο βαθμό τους υψηλούς συντελεστές ισχύος σε υψηλά φορτία. Το υψηλό αυτό ποσοστό απωλειών αντιστοιχεί στην αιχμή του φορτίου (η οποία εμφανίζεται για μικρό αριθμό ωρών) και επομένως δεν επιβαρύνει σημαντικά τις ετήσιες απώλειες

ενέργειας. Αναφορικά όμως με την οικονομική λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, το θέμα είναι σημαντικό διότι πρέπει για το μικρό αυτό αριθμό ωρών, όταν εμφανίζεται η αιχμή, να υπάρχει αυξημένη επάρκεια ισχύος η οποία εκτός από το φορτίο πρέπει να καλύψει και τις αυξημένες απώλειες. Διαφορετικά: μείωση της αιχμής του φορτίου θα είχε σημαντική επίδραση στο κόστος ισχύος αλλά πολύ μικρή επίδραση στο κόστος ενέργειας.

Τέλος, προκειμένου να βελτιωθεί η ακρίβεια της εκτίμησης των συντελεστών απωλειών φορτίου, προτείνεται τα αποτελέσματα της εφαρμογής της μεθόδου να ελεγχθούν με τη βοήθεια μετρήσεων σε αντιπροσωπευτικά τμήματα του Δικτύου, ιδιαίτερα σε ώρες υψηλού φορτίου.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙV

ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑ ΜΕ ΤΟ ΔΕΣΜΗΕ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται τα σημεία εξυπηρέτησης του Διαχειριστή του Συστήματος για διάφορες διαδικασίες που περιγράφονται στο Εγχειρίδιο αυτό και παρατίθενται τα βασικά χαρακτηριστικά της ηλεκτρονικής επικοινωνίας με τη Διεύθυνση ΗΕΠ όσον αφορά τη λειτουργία του ΗΕΠ και τον προγραμματισμό των Διασυνδέσεων.

IV.1 Σημεία Εξυπηρέτησης ΔΕΣΜΗΕ

Προγραμματισμός Διασυνδέσεων, ΗΕΠ, Πρόγραμμα Κατανομής

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Λειτουργίας και Ελέγχου Συστήματος

Διεύθυνση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ασκληπιού 22

14568 Κρυονέρι Αττικής

Τηλ: +30 210 6294235, -4243, -4266

ΦΑΞ: +30 210 6294142

e-mail: htso_schedule@desmie.gr

Εκ των Υστέρων Τιμολόγηση Αποκλίσεων

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Λειτουργίας και Ελέγχου Συστήματος

Διεύθυνση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ασκληπιού 22

14568 Κρυονέρι Αττικής

Τηλ: +30 210 6294235, -4243, -4266

ΦΑΞ: +30 210 6294142

Οικονομικά θέματα – πληρωμές

Διεύθυνση Οικονομικού

Κάστορος 72

18545 Πειραιάς

Τηλ: +30 210 9466716, -6717

ΦΑΞ: +30 210 9466841

Θέματα Πληροφορικής

Διεύθυνση Πληροφορικής

Κάστορος 72

18545 Πειραιάς

Τηλ: +30 210 9466790, -6801, -6777

ΦΑΞ: +30 210 9466822

Υποστήριξη στο Πληροφοριακό Σύστημα Λειτουργίας Αγοράς

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Λειτουργίας και Ελέγχου Συστήματος

Κλάδος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ασκληπιού 22

14568 Κρυονέρι Αττικής

Τηλ: +30 210 6294235, -4243, -4266

ΦΑΞ: +30 210 6294142

Θέματα Πληροφορικής για το Πληροφοριακό Σύστημα Λειτουργίας Αγοράς

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Λειτουργίας και Ελέγχου Συστήματος

Κλάδος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ασκληπιού 22

14568 Κρυονέρι Αττικής

Τηλ: +30 210 6294228, -4117, -4211

Διαδικασίες Δημοπρασιών

Ειδικά για την διεκπεραίωση της επικοινωνίας σε θέματα σχετικά με τις δημοπρασίες ΦΔΜ ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί τις παρακάτω διευθύνσεις ηλεκτρονικής αλληλογραφίας ανά θεματική ενότητα για την παραλαβή των αιτημάτων των συμμετεχόντων:

Εγγραφή Χρηστών Διασυνδέσεων: registration.auctions@desmie.gr

Εκτέλεση Δημοπρασιών: procedures.auctions@desmie.gr

Υποστήριξη IT Δημοπρασιών: IT.auctions@desmie.gr

Εκκαθάριση Δημοπρασιών: financial.auctions@desmie.gr

Νομική Υποστήριξη Δημοπρασιών: legal.auctions@desmie.gr

Ηλεκτρονική επικοινωνία με τη Διεύθυνση ΗΕΠ

IV.1.1 Γενικά

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί, κατά περίπτωση, κάθε πρόσφορο μέσο για την επικοινωνία του με τους Συμμετέχοντες (ηλεκτρονική αλληλογραφία, τηλεομοιοτυπία, τηλεφωνική συνομιλία, κτλ). Το πιο πρόσφορο εξ αυτών είναι η ηλεκτρονική αλληλογραφία. Στα πλαίσιά της, η Διεύθυνση ΗΕΠ του Διαχειριστή του Συστήματος έχει ορίσει ένα σύνολο βασικών κανόνων επικοινωνίας ενώ έχει υιοθετήσει την Αγγλική γλώσσα ως τη βασική γλώσσα επικοινωνίας. Ο Πιν.12 προσφέρει μία σύνοψη των διευθύνσεων και εννοιών που αναφέρονται στη συνέχεια.

IV.1.2 Ηλεκτρονικές διευθύνσεις που δηλώνουν οι Συμμετέχοντες

Η Διεύθυνση ΗΕΠ του Διαχειριστή του Συστήματος ζητά από κάθε Συμμετέχοντα να δηλώσει τρεις διευθύνσεις ηλεκτρονικής αλληλογραφίας:

Βασική διεύθυνση προγραμματισμού

(schedule_main_e_mail@your_provider.com)

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει πληθώρα πληροφοριών και ανακοινώσεων στους Συμμετέχοντες. Οι πληροφορίες και οι ανακοινώσεις που αποστέλλονται από τη Διεύθυνση ΗΕΠ καλύπτουν ευρή φάσμα της Συμμετοχής στην Αγορά και αποστέλλονται στη Βασική διεύθυνση προγραμματισμού που έχει δηλώσει ο Συμμετέχων.²³

Εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού

(schedule_back_up @your_provider.com)

Η εφεδρική διεύθυνση χρησιμοποιείται αποκλειστικά ώστε να εξασφαλίζεται μεγαλύτερη αξιοπιστία στην λήψη των πληροφοριών από τους Συμμετέχοντες σε περίπτωση που υπάρχει κάποιο τεχνικό πρόβλημα με τη Βασική διεύθυνση.

²³ Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει πληθώρα πληροφοριών σε μεγάλο αριθμό Συμμετεχόντων. Η διατήρηση βάσης δεδομένων προσωπικών διευθύνσεων κάθε Συμμετέχοντα και η διάκριση του υλικού ώστε να γίνεται προσαρμοσμένη αποστολή ανάλογα με το περιεχόμενο του είναι αδόκιμη πρακτική καθώς εξαρτάται από την Εσωτερική δομή της εταιρίας κάθε Συμμετέχοντα και είναι πηγή λαθών και παραλείψεων. Παρότι δεν υπάρχει κανένας περιορισμός ως προς το είδος των ηλεκτρονικών διευθύνσεων που δηλώνονται ως βασική και εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού, ο Διαχειριστής του Συστήματος θεωρεί καλή πρακτική οι διευθύνσεις αυτές να είναι ομαδικές ώστε κάθε Συμμετέχων να μπορεί εύκολα να καθορίζει εσωτερικά και να ανανεώνει τις διευθύνσεις των παραληπτών των πληροφοριών.

Η δήλωση της διεύθυνσης αυτής είναι προαιρετική αλλά συνιστάται έντονα από το Διαχειριστή του Συστήματος.²⁴

Ηλεκτρονική διεύθυνση αποστολής αρχείων στην πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς

(live_account@your_provider.com)

Όπως αναλυτικά περιγράφεται στην Παρ. 3.3.2, σε περίπτωση αδυναμίας σύνδεσης με την πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς για την υποβολή των κατά περίπτωση αρχείων από τους Συμμετέχοντες, υπάρχει η δυνατότητα εναλλακτικής υποβολής μέσω ηλεκτρονικού ταχυδρομείου. Η αποστολή του μηνύματος ηλεκτρονικού ταχυδρομείου για το λόγο αυτό μπορεί να γίνει μόνο από μία ηλεκτρονική διεύθυνση η οποία έχει εισαχθεί στην παραπάνω πλατφόρμα λογισμικού.²⁵ Η αποστολή γίνεται στην Ηλεκτρονική διεύθυνση παραλαβής αρχείων για την πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς (βλ. Παρ. IV.1.3).

IV.1.3 Ηλεκτρονικές διευθύνσεις της Διεύθυνσης ΗΕΠ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει δημιουργήσει ορισμένες ηλεκτρονικές διευθύνσεις ώστε να διευκολύνει την επικοινωνία με τους Συμμετέχοντες και τη λειτουργία της Αγοράς.

Ηλεκτρονική διεύθυνση παραλαβής αρχείων από την πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς

(market@desmie.gr)

Η διεύθυνση αυτή έχει δημιουργηθεί αποκλειστικά για την εξυπηρέτηση της δυνατότητας εναλλακτικής υποβολής αρχείων στην Αγορά όπως περιγράφεται στην Παρ. 3.3.2. Δεν αποτελεί μέσο γενικής επικοινωνίας με το Διαχειριστή του Συστήματος. Η διαχείριση της εισερχόμενης ηλεκτρονικής αλληλογραφίας γίνεται αυτόματα από την πλατφόρμα λογισμικού χωρίς ανθρώπινη παρέμβαση. Η πλατφόρμα λογισμικού δέχεται την υποβολή αρχείων μόνο από τη δηλωθείσα διεύθυνση υποβολής αρχείων κάθε Συμμετέχοντα (βλ. Παρ. IV.1.2).

Ηλεκτρονική διεύθυνση παραλαβής αρχείων Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ

²⁴ Η εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού καθορίζεται ελεύθερα από τους Συμμετέχοντες. Παρόλα αυτά, ο Διαχειριστής του Συστήματος συνιστά να εξυπηρετείται από διαφορετικό διακομιστή (σε σχέση με τη βασική) για να εξασφαλίζεται μεγαλύτερη αξιοπιστία.

²⁵ Σε αντίθεση με τις υπόλοιπες, η ηλεκτρονική αυτή διεύθυνση πρέπει να πληρεί κάποιες τεχνικές προϋποθέσεις ώστε να είναι αποδεκτή (π.χ. δεν μπορεί να είναι ομαδική διεύθυνση, alias κτλ.) Περαιτέρω διευκρινήσεις παρέχονται από το Διαχειριστή του Συστήματος κατά περίπτωση.

(TPS@desmie.gr)

Η διεύθυνση αυτή έχει δημιουργηθεί αποκλειστικά για την υποβολή Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ μέσω αρχείων TPS όπως περιγράφεται στην Παρ. 3.2.1.7. Δεν αποτελεί μέσο γενικής επικοινωνίας με το Διαχειριστή του Συστήματος. Η διαχείριση της εισερχόμενης ηλεκτρονικής αλληλογραφίας γίνεται αυτόματα από λογισμικό χωρίς ανθρώπινη παρέμβαση. Η υποβολή των αρχείων TPS μπορεί να γίνει από οποιαδήποτε ηλεκτρονική διεύθυνση του Συμμετέχοντα.

Ηλεκτρονική διεύθυνση γενικής επικοινωνίας με τη Διεύθυνση ΗΕΠ

(HTSO_Schedule@desmie.gr)

Η διεύθυνση αυτή αποτελεί το μέσο γενικής επικοινωνίας με τη Διεύθυνση ΗΕΠ του Διαχειριστή του Συστήματος. Είναι η συνιστώμενη ηλεκτρονική διεύθυνση για κάθε είδους γενική επικοινωνία (σε αντίθεση με τις προσωπικές διευθύνσεις προσωπικού του Διαχειριστή) καθώς η ηλεκτρονική αλληλογραφία που λαμβάνεται σε αυτή κοινοποιείται σε πολλά μέλη προσωπικού της Διεύθυνσης. Δεν πρέπει να συγχέεται με την ηλεκτρονική διεύθυνση αποστολής αλληλογραφίας από τη Διεύθυνση ΗΕΠ.

Ηλεκτρονική διεύθυνση αποστολής αλληλογραφίας από τη Διεύθυνση ΗΕΠ

(HTSO.Scheduling@desmie.gr)

Η διεύθυνση αυτή χρησιμοποιείται για την αποστολή αυτοματοποιημένων αναφορών από τη Διεύθυνση ΗΕΠ του Διαχειριστή του Συστήματος. Οι Συμμετέχοντες δεν μπορούν να χρησιμοποιούν αυτή τη διεύθυνση για να επικοινωνήσουν με το Διαχειριστή του Συστήματος.

Πιν.12. Ηλεκτρονική επικοινωνία με τη Διεύθυνση ΗΕΠ

	Οι συμμετέχοντες χρησιμοποιούν την ηλεκτρονική διεύθυνση:	και αποστέλλουν ηλεκτρονική αλληλογραφία στη διεύθυνση:	Ο ΔΕΣΜΗΕ αποστέλλει ηλεκτρονική αλληλογραφία στη διεύθυνση:
Γενικά			
Ανακοινώσεις & Πληροφορίες			Βασική διεύθυνση προγραμματισμού / Εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού
Υποβολή ερωτημάτων	Οποιαδήποτε ηλεκτρονική διεύθυνση	HTSO_schedule@desmie.gr	Διεύθυνση συμμετέχοντα που γνωστοποιήθηκε στο ΔΕΣΜΗΕ / Διεύθυνση εισερχόμενης ηλεκτρονικής αλληλογραφίας
Προγραμματισμός Διασυνδέσεων			
Υποβολή Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ (Αρχείων TPS)	Οποιαδήποτε ηλεκτρονική διεύθυνση	TPS@desmie.gr	
Επιστολή επιβεβαίωσης λήψης (Αρχείων TPS)			Βασική διεύθυνση προγραμματισμού / Εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού
ΗΕΠ			
Υποβολή αρχείων στο πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς (MMS)	Ηλεκτρονική διεύθυνση αποστολής αρχείων στην πλατφόρμα	market@desmie.gr	
Επιστολή επιβεβαίωσης λήψης			Ηλεκτρονική διεύθυνση αποστολής αρχείων στην πλατφόρμα
Δημοπρασίες ΦΔΜ			
Υποβολή Προσφορών (Ετήσιες / Μηνιαίες / Ημερήσιες Δημοπρασίες)		HTSO_schedule@desmie.gr (μόνο εάν η Δημοπρασία γίνεται σε υποβαθμισμένη λειτουργία (downgraded mode))	
Αποτελέσματα (Ετήσιες / Μηνιαίες / Ημερήσιες Δημοπρασίες)			Βασική διεύθυνση προγραμματισμού / Εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V

ΙΣΤΟΣΕΛΙΔΕΣ ΔΕΣΜΗΕ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται οι ιστοσελίδες που αναφέρονται στο Εγχειρίδιο αυτό και χρησιμοποιούνται από τους Συμμετέχοντες για τη λειτουργία της Αγοράς.

Ιστοσελίδα ΔΕΣΜΗΕ: www.desmie.gr

Ιστοσελίδα Υποβολής προσφορών για τις Δημοπρασίες ΦΔΜ που διεξάγει ο Διαχειριστής του Συστήματος:

<https://offers.desmie.gr>

Ιστοσελίδα Πληροφοριακού Συστήματος Λειτουργίας Αγοράς:

<https://mmspa.desmie.gr/mms-pa-app/>

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI

ΑΡΧΕΙΑ ΠΟΥ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΟΥΝΤΑΙ ΚΑΤΑ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ

Στο Παράρτημα αυτό αναφέρονται τα αρχεία που ανταλλάσσονται μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και των Συμμετεχόντων κατά τη λειτουργία της Αγοράς.

Πιν.13. Αρχεία που υποβάλλουν οι Συμμετέχοντες στο Διαχειριστή του Συστήματος

Κωδικός αρχείου	Στοιχεία αρχείου			Λεπτομέρειες αποστολής		
	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
1	<p>YYYY_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCCode</p> <p>όπου:</p> <p>YYYYMMDD: Περίοδος Κατανομής που αφορά η Δημοπρασία (Έτος)</p> <p>xx: κωδικός διασύνδεσης (IT: Ιταλία, BG: Βουλγαρία, FY: FYROM, AL: Αλβανία)</p> <p>AAA: EXP για εξαγωγές, IMP για εισαγωγές</p> <p>UserEICCCode: Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα</p>	Excel (κωδικοποιημένο μέσω του λογισμικού κωδικοποίησης, μετασχηματισμένο σε δύο αρχεία: στην κωδικοποιημένη προσφορά, και στο κλειδί αποκωδικοποίησης)	Αρχείο Προσφοράς για τις Ετήσιες Δημοπρασίες	Συμμετέχων	ΔΕΣΜΗΕ	EWOS
2	<p>YYYYMM_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCCode</p> <p>όπου:</p> <p>YYYYMMDD: Περίοδος Κατανομής που αφορά η Δημοπρασία (Μήνας)</p> <p>xx: κωδικός διασύνδεσης (IT: Ιταλία, BG: Βουλγαρία, FY: FYROM, AL: Αλβανία)</p> <p>AAA: EXP για εξαγωγές, IMP για εισαγωγές</p> <p>UserEICCCode: Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα</p>	Excel (κωδικοποιημένο μέσω του λογισμικού κωδικοποίησης, μετασχηματισμένο σε δύο αρχεία: στην κωδικοποιημένη προσφορά, και στο κλειδί αποκωδικοποίησης)	Αρχείο Προσφοράς για τις Μηνιαίες Δημοπρασίες	Συμμετέχων	HTSO	EWOS

Στοιχεία αρχείου			Λεπτομέρειες αποστολής			
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
3	<p>ΥΥΥΥΜΜDD_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCCode</p> <p>e όπου:</p> <p>ΥΥΥΥΜΜDD: Ημέρα Κατανομής που αφορά η Δημοπρασία</p> <p>xx: κωδικός διασύνδεσης (IT: Ιταλία, BG: Βουλγαρία, FY: FYROM, AL: Αλβανία)</p> <p>AAA: EXP για εξαγωγές, IMP για εισαγωγές</p> <p>UserEICCCode: Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα</p>	Excel (κωδικοποιημένο μέσω του λογισμικού κωδικοποίησης, μετασχηματισμένο σε δύο αρχεία: στην κωδικοποιημένη προσφορά, και στο κλειδί αποκωδικοποίησης)	Αρχείο Προσφοράς για τις Ημερήσιες Δημοπρασίες	Συμμετέχων	ΔΕΣΜΗΕ	EWOS
4	<p>ΥΥΥΥΜΜDD_LT_NoT_UserEICCCode_vv</p> <p>όπου:</p> <p>ΥΥΥΥΜΜDD: Ημέρα Κατανομής που αφορά η Μεταβίβαση</p> <p>UserEICCCode: Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα</p> <p>vv: έκδοση του αρχείου (ο υποβάλλων οφείλει να αυξάνει τον αριθμό της έκδοσης σε κάθε νέα υποβολή)</p>	Excel	Δήλωση Μεταβίβασης	Συμμετέχων	ΔΕΣΜΗΕ	EWOS

Στοιχεία αρχείου				Λειτουργίες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
5	<p>YYYYMMDD_LT_NoR_UserEICCode_vv όπου: YYYYMMDD: Ημέρα Κατανομής που αφορά η Μεταπώληση UserEICCode: Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα vv: έκδοση του αρχείου (ο υποβάλλων οφείλει να αυξάνει τον αριθμό της έκδοσης σε κάθε νέα υποβολή)</p>	Excel	Δήλωση Μεταπώλησης	Συμμετέχων	ΔΕΣΜΗΕ	EWOS
6	<p>YYYYMMDD_TPS_UserEICCode_vv όπου: YYYYMMDD: Ημέρα Κατανομής που αφορά η χρήση ΦΔΜ UserEICCode: Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα vv: έκδοση του αρχείου (ο υποβάλλων οφείλει να αυξάνει τον αριθμό της έκδοσης σε κάθε νέα υποβολή)</p>	Excel	Δήλωση Χρήσης ΦΔΜ	Συμμετέχων	ΔΕΣΜΗΕ	e-mail στη διεύθυνση tps@desmie.gr & htso_schedule@desmie.gr
7	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης	Συμμετέχων	ΔΕΣΜΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
8	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής έγχυσης	Παραγωγός	ΔΕΣΜΗΕ	e-mail στη διεύθυνση htso_schedule@desmie.gr

Στοιχεία αρχείου				Λειτουργίες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
9	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Μη-Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου	Συμμετέχων	ΔΕΣΜΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
10	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου	Συμμετέχων	ΔΕΣΜΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
11	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Προσφορά Πρωτεύουσας Εφεδρείας	Παραγωγός	ΔΕΣΜΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
12	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Προσφορά Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης	Παραγωγός	ΔΕΣΜΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
13	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Δήλωση Μη-Διαθεσιμότητας	Παραγωγός	ΔΕΣΜΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
14	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Δήλωση Τεχνολογικών Στοιχείων	Παραγωγός	ΔΕΣΜΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
15	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών	Παραγωγός	ΔΕΣΜΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς

Πιν.14. Αρχεία που δημοσιεύει ο Διαχειριστής του Συστήματος για την ενημέρωση των Συμμετεχόντων

Κωδικός αρχείου	Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής	
1	<p>YYYY_Announcement-Yearly Auction for AAA</p> <p>όπου:</p> <p>YYYY: Έτος Κατανομής που αφορά η Δημοπρασία</p> <p>AAA: EXP για εξαγωγές, IMP για εισαγωγές</p>	Excel	Αρχείο ανακοίνωσης προϊόντων και χρόνου τέλεσης Δημοπρασιών	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων, TSOs	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ	
2	<p>YYYYMMDD_XXXXXXYearlyAuctionAAAAAA</p> <p>AResults_vv</p> <p>όπου:</p> <p>YYYYMMDD: Η πρώτη ημέρα του έτους των ετήσιων προϊόντων που αφορά η Δημοπρασία</p> <p>XXXXXX: Ονομασία διασύνδεσης (Albania, FYROM, Bulgaria, Turkey, Italy)</p> <p>AAAAAA: Exports για εξαγωγές, Imports για εισαγωγές</p> <p>vv: Έκδοση του αρχείου</p>	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων για τις Ετήσιες Δημοπρασίες	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων, TSOs	e-mail, Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ	

Στοιχεία αρχείου			Λεπτομέρειες αποστολής			
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
3	<p>YYYY_Announcement-Monthly Auction for AAA όπου: YYYYMM: Έτος και μήνας Κατανομής που αφορά η Δημοπρασία AAA: Exports για εξαγωγές, Imports για εισαγωγές</p>	Excel	Αρχείο ανακοίνωσης προϊόντων και χρόνου τέλεσης Μηνιαίων Δημοπρασιών	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετεχών, TSOs	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
4	<p>YYYYMMDD_XXXXXXXMonthlyAuctionAAAAA AAResults_vv όπου: YYYYMMDD: Η πρώτη ημέρα του μήνα των μηνιαίων προϊόντων που αφορά η Δημοπρασία XXXXXXX: Ονομασία διασύνδεσης (Albania, FYROM, Bulgaria, Turkey, Italy) AAAAAAA: Exports για εξαγωγές, Imports για εισαγωγές vv: Έκδοση του αρχείου</p>	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων για τις Μηνιαίες Δημοπρασίες	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετεχών, TSOs	e-mail, Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
5	<p>YYYYMMDD_UnitsMaintenanceSchedule_YY_YY_vv όπου: YYYYMMDD: Ημερομηνία που αναθεωρήθηκε το πρόγραμμα συντήρησης YY-YY: περίοδος που αφορά το πρόγραμμα συντήρησης με αρχή την 1η Οκτωβρίου</p>	PDF	Αρχείο ετήσιου προγράμματος συντήρησης μονάδων	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετεχών	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
6	<p>ΥΥΥΥΜΜΔΔ_InterconnectionsMaintenanceSchedule_γγmmdd_νν όπου: ΥΥΥΥ: Έτος Κατανομής που αφορά το πρόγραμμα συντήρησης γγγmmdd: Ημερομηνία που αναθεωρήθηκε το πρόγραμμα συντήρησης νν: Έκδοση του αρχείου</p>	Excel	Αρχείο ετήσιου προγράμματος συντήρησης γραμμών μεταφοράς των διασυνδέσεων	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
7	<p>ΥΥΥΥΜΜΔΔ_MonthlyLoadForecast_γγmm-γγmm_νν όπου: γγmm-γγmm: περίοδος που αφορά η εβδομαδιαία πρόβλεψη φορτίου ΥΥΥΥΜΜΔΔ: Ημερομηνία που αναθεωρήθηκε η εβδομαδιαία πρόβλεψη φορτίου νν: Έκδοση του αρχείου</p>	Excel	Αρχείο πρόβλεψης εβδομαδιαίου φορτίου με εύρος δύο μηνών	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
8	<p>ΥΥΥΥΜΜΔΔ_Yearly_Load_Forecast_γγγmmdd όπου: ΥΥΥΥ: Έτος Κατανομής που αφορά η εβδομαδιαία πρόβλεψη φορτίου γγγmmdd: Ημερομηνία που αναθεωρήθηκε η εβδομαδιαία πρόβλεψη φορτίου</p>	Excel	Αρχείο πρόβλεψης εβδομαδιαίου φορτίου για όλο το έτος	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου		Λεπτομέρειες αποστολής				
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
9	YYYY_Yearly_NTC_Forecast_YYYYMM όπου: YYYY : Έτος Κατανομής που αφορά η πρόβλεψη NTC YYYYMM : Μηνιας του Έτους που αναθεωρήθηκε η πρόβλεψη NTC	Excel	Αρχείο πρόβλεψης του NTC σε ετήσια βάση	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
10	YYYYMMDD_YearlyWaterUsage Declaration_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αναθεωρήθηκε η πρόβλεψη Χρήσης Υποχρεωτικών Νερών vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο πρόβλεψης χρήσης Υποχρεωτικών Νερών σε ετήσια βάση	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
11	YYYYMMDD_WeeklyAheadLoadForecast_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η ωριαία πρόβλεψη φορτίου vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο ωριαίας πρόβλεψης φορτίου για μια εβδομάδα	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
12	YYYYMMDD_WeekAheadReserveForecastRH_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία έναρξης της περιόδου πρόβλεψης διαθέσιμης εφεδρείας vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο διαθέσιμης εφεδρείας για την επόμενη εβδομάδα	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου			Λεπτομέρειες αποστολής			
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
13	<p>20100810_WeekAheadWaterUsageDeclaratio n_vv</p> <p>όπου: YYYYMMDD: Ημερομηνία που αφορά η σύγκριση εβδομαδιαίων υποχρεωτικών νερών και αναθεώρησής τους vv: Έκδοση του αρχείου</p>	Excel	Αρχείο σύγκρισης εβδομαδιαίων υποχρεωτικών νερών και της αναθεώρησής τους	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
14	<p>AA_Transfers_XX_YYYY_MM</p> <p>όπου: YYYY_MM: Έτος και μήνας Κατανομής που αφορά το Transfer XX: κωδικός διασύνδεσης (IT: Ιταλία, BG: Βουλγαρία, FY: FYROM, AL: Αλβανία) AA: Exports για εξαγωγές, Imports για εισαγωγές</p>	Excel	Απολογιστικό Αρχείο μεταβίβασης ΦΔΜ	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
15	<p>YYYYMMDD_LTPTRsNominationsSummary_v v</p> <p>όπου: YYYYMMDD: Ημέρα Κατανομής vv: Έκδοση του αρχείου</p>	Excel	Απολογιστικό αρχείο δηλώσεων χρήσης μακροχρόνιων δικαιωμάτων	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
16	<p>YYYYMMDD _DayAheadSchedulingUnitAvailabilities_vv</p> <p>όπου: YYYYMMDD: Ημερομηνία που αφορά η πρόβλεψη διαθεσιμότητας των μονάδων vv: Έκδοση του αρχείου</p>	Excel	Αρχείο προβλεψής διαθεσιμότητας των μονάδων	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου		Λεπτομέρειες αποστολής				
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
17	YYYYMMDD DailyAuctionsSpecificationsATC_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς vv : «01/02» για Εισαγωγές/Εξαγωγές	Excel	Αρχείο ημερήσιας Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς Διασυνδέσεων	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
18	YYYYMMDD_XXXXXXDailyAuctionAAAAAA Results_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η Δημοπρασία XXXXXXX : Ονομασία διασύνδεσης (Albania, FYROM, Bulgaria, Turkey, Italy) AAAAAAA : Exports για εξαγωγές, Imports για εισαγωγές vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων για τις Ημερήσιες Δημοπρασίες	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
19	YYYYMMDD_DayAheadSchedulingResults_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η επίλυση του ΗΕΠ vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων ΗΕΠ	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου			Λεπτομέρειες αποστολής			
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
20	YYYYMMDD _ DispatchSchedulingResults_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η επίλυση του προγράμματος κατανομής vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων προγράμματος κατανομής	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
21	YYYYMMDD_IntraDayDispatchSchedulingRes ults_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η επίλυση του προγράμματος ενδοημερήσιας κατανομής vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων προγράμματος ενδοημερήσιας κατανομής	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
22	YYYYMMDD _ SystemRealizationSCADA_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία ημερήσιας ανάλυσης φόρτισης συστήματος - παραγωγής μονάδων vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο ανάλυσης φόρτισης συστήματος - παραγωγής μονάδων	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
23	YYYYMMDD_DayAheadSchedulingRealTimeDev iations όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία σύγκρισης πραγματικής λειτουργίας με πρόγραμμα κατανομής vv : Έκδοση του αρχείου	Word	Αρχείο σύγκρισης πραγματικής λειτουργίας με πρόγραμμα κατανομής	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου		Λεπτομέρειες αποστολής				
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
24	YYYYMMDD ExpPostReserveCalculationRH_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά ο υπολογισμός της διαθέσιμης εφεδρείας vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο διαθέσιμης εφεδρείας	ΔΕΣΜΗ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗ
25	YYYYMMDD_ExpPostImbalancePricingResults_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η επίλυση του προγράμματος υπολογισμού ΟΤΑ vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων προγράμματος υπολογισμού ΟΤΑ	ΔΕΣΜΗ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗ
26	YYYYMMDD_RealTimeSCADASystemLoad_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η ωριαία εξέλιξη του φορτίου σε πραγματικό χρόνο vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο με την ωριαία εξέλιξη του φορτίου σε πραγματικό χρόνο	ΔΕΣΜΗ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗ
27	YYYYMMDD_RealTimeSCADARES_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η ωριαία εξέλιξη της παραγωγής από ΑΠΕ σε πραγματικό χρόνο vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο με την ωριαία εξέλιξη της παραγωγής από ΑΠΕ σε πραγματικό χρόνο	ΔΕΣΜΗ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗ

Στοιχεία αρχείου		Λεπτομέρειες αποστολής				
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
28	<p>20100819_RealTimeSCADAImportsExports_vv όπου:</p> <p>YYYYMMDD: Ημερομηνία που αφορά η ωριαία εξέλιξη της ροής φορτίων στις διασυνδέσεις σε πραγματικό χρόνο vv: Έκδοση του αρχείου</p>	Excel	Αρχείο με την ωριαία εξέλιξη της ροής φορτίων στις διασυνδέσεις σε πραγματικό χρόνο	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
29	<p>YYYYMMDD_LTPTRsCapacityUsageAuthorization_vv.xls όπου:</p> <p>YYYYMMDD: Ημερομηνία που αφορά ο Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης ΦΔΜ vv: Έκδοση του αρχείου</p>	Excel	Αρχείο με τον Πίνακα Εξουσιοδότησης Χρήσης ΦΔΜ	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ
30	<p>YYYYMMDD__DayAheadSchedulingRequirements_vv.xls όπου:</p> <p>YYYYMMDD: Ημερομηνία που αφορά η δημοσίευση vv: Έκδοση του αρχείου</p>	Excel	Αρχείο με βασικά στοιχεία εισάγονται στην επίλυση του ΗΕΠ	ΔΕΣΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII

ΠΡΟΤΥΠΑ ΥΠΟΒΑΛΛΟΜΕΝΩΝ ΑΡΧΕΙΩΝ

VII.1 Αρχεία XSD

Τα παρακάτω αρχεία μπορούν να χρησιμοποιηθούν από τους Συμμετέχοντες για τη δημιουργία των XML αρχείων που υποβάλλονται στο πληροφοριακό σύστημα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Παρουσιάζονται τα XSD αρχεία για τις κάτωθι χρήσεις:

- 1) Αρχείο «monthly-water-declaration.xsd»
 - α) Δήλωση Δωδεκάμηνης πρόβλεψης χρήσης νερών
- 2) Αρχείο «offer-message.xsd»
 - α) Τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης
 - β) Τιμολογούμενη Προσφορά Εφεδρειών
 - γ) Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου
- 3) Αρχείο «participant-techno-economic-declaration.xsd»
 - α) Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων (Άρθρου 44 του ΚΔΣ&ΣΗΕ)
- 4) Αρχείο «reserved-techno-economic-declaration.xsd»
 - α) Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών (Άρθρου 295 του ΚΔΣ&ΣΗΕ)
- 5) Αρχείο «schedule-xml.xsd»
 - α) Μη τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης
 - β) Μη τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου
 - γ) Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας
 - δ) Δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής

Αρχείο «monthly-water-declaration.xsd»

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- ETSO Schedule Message Version 2 release 3 -->
<xsd:schema xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema"
  xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" elementFormDefault="qualified">
  <xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
  <!-- _____ -->
  <xsd:element name="MonthlyWaterDeclaration">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>Object used for the transmission of planned
schedules.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
    <xsd:complexType>
      <xsd:sequence>
        <xsd:element name="MessageIdentification" type="ecc:IdentificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Unique identification of a
message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Version of the message being sent. A
message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish
one instance of the same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageType" type="ecc:MessageType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The coded type of a message. The
message type describes the principal characteristic of a message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ProcessType" type="ecc:ProcessType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Indicates the nature of process that the
schedule addresses.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ScheduleClassificationType"
type="ecc:ClassificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The means used to classify the time
series within a schedule. This may either be grouped by time series characteristics or by
summery.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party who is
sending the message. </xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
          <xsd:annotation>

```

```

                <xsd:documentation>Identification of the role that is played
by the sender. </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Identification of the party who is
receiving the message. </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Identification of the role that is played
by the receiver.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageDateTime"
type="ecc:MessageDateTimeType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Date and time of the preparation of a
message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-
DDTHH:MM:SSZ.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ScheduleTimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The start date and time and the end
date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in
minutes. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element ref="WaterDetail" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
    </xsd:sequence>
    <xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Version of the DTD or
Schema</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:attribute>
    <xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Release of the DTD or
Schema</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:attribute>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="WaterDetail">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>Object used for the transmission of specific time series. A time
series may be considered as a sequence of observations of a single process taken at equal time
intervals.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="SendersTimeSeriesIdentification"
type="ecc:IdentificationType">

```



```

        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The unique identification that the
sender of a message has assigned to a time series instance.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="SendersTimeSeriesVersion" type="ecc:VersionType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The version that distinguishes one
instance of a time series instance from another with the same identification.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="BusinessType" type="ecc:BusinessType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The exact business nature identifying
the principal characteristic of a schedule time series. </xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="Product" type="ecc:EnergyProductType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The identification of the nature of an
energy product such as Power, energy, reactive power, etc.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="ObjectAggregation"
type="ecc:ObjectAggregationType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The identification of the domain that is
the common dominator used to aggregate a schedule time series.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="InArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The area in the direction where the
product is flowing.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="OutArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The area in the direction from where
the product coming.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="MeteringPointIdentification" minOccurs="0">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The identification of the location
where one or more products are metered. This may be one physical location or the combination of
several points together.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
        <xsd:complexType>
            <xsd:complexContent>
                <xsd:extension base="ecc:IdentificationType">
                    <xsd:attribute name="subValue"
type="ecc:SubValueType"/>
                    <xsd:attribute name="codingScheme"
type="ecl:CodingSchemeType" use="required"/>
                </xsd:extension>
            </xsd:complexContent>
        </xsd:complexType>
    </xsd:element>

```

```

</xsd:element>
<xsd:element name="InParty" type="ecc:PartyType" minOccurs="0">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>The party that is putting the product
into the area.</xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="OutParty" type="ecc:PartyType" minOccurs="0">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>The party that is taking the product out
of the area.</xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="CapacityContractType" type="ecc:ContractType"
minOccurs="0">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>The contract type defines the
conditions under which the capacity is allocated and handled. EG: daily auction, weekly auction,
monthly auction, yearly auction, etc. The significance of this type is dependent on area specific
coded working methods.</xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="CapacityAgreementIdentification"
type="ecc:IdentificationType" minOccurs="0">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>The identification of an agreement for
the allocation of capacity to a party. The same identification must be always used even when the
same capacity is fully or partially resold.</xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="MeasurementUnit" type="ecc:UnitOfMeasureType">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>The unit of measure that is applied to a
quantity. The measurement units shall be in compliance with UN/ECE Recommendation
20.</xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element ref="Period"/>
<xsd:element ref="Reason" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!--_____-->
<xsd:element name="Period">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>Object used to identify the period that the interval quantities cover
and the resolution of each step within the period.</xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
<xsd:complexType>
  <xsd:sequence>
    <xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The start date and time and the end
date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 :
YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may
apply. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:element>

```

```

        <xsd:element name="Resolution" type="ecc:ResolutionType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Defines the number of units of time
that compose an individual step within a period. The resolution is expressed in compliance with
ISO 8601 in the following format:PnYnMnDTnHnMnS.Where nY expresses a number of years,
nM a number of months, nD a number of days.The letter "T" separates the date expression from
the time expression and after it nH identifies a number of hours, nM a number of minutes and nS a
number of seconds. </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element ref="Interval" maxOccurs="unbounded"/>
    </xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!--_____-->
<xsd:element name="Interval">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>Object used for the transmission of each individual period and its
associated quantity.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="Pos" type="ecc:PositionType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>A sequential value representing the
relative position of an entity within a space such as a time interval</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="HighMandatorySupply" type="ecc:QuantityType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>High Scenario : Mandatory supply.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="HighAdditionalEnergyGen" type="ecc:QuantityType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>High Scenario : Additional Energy
Generation. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="HighWaterFlows" type="ecc:QuantityType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>High Scenario : Water Flows. Positive
quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="HighWaterReserves" type="ecc:QuantityType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>High Scenario : Water Reserve.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="InterMandatorySupply" type="ecc:QuantityType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>Intermediate Scenario : Mandatory
supply. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>

```

```

        <xsd:element name="InterAdditionalEnergyGen" type="ecc:QuantityType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Intermediate Scenario : Additional
Energy Generation. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="InterWaterFlows" type="ecc:QuantityType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Intermediate Scenario : Water Flows.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="InterWaterReserves" type="ecc:QuantityType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Intermediate Scenario : Water Reserve.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="LowMandatorySupply" type="ecc:QuantityType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Low Scenario : Mandatory supply.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="LowAdditionalEnergyGen" type="ecc:QuantityType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Low Scenario : Additional Energy
Generation. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="LowWaterFlows" type="ecc:QuantityType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Low Scenario : Water Flows. Positive
quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="LowWaterReserves" type="ecc:QuantityType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Low Scenario : Water Reserve.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
    </xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="Reason">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>Object used for the transmission of status codes and
comments.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="ReasonCode" type="ecc:ReasonCodeType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The coded motivation of an
act.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
        </xsd:sequence>
    </xsd:complexType>
</xsd:element>

```

```
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReasonText" type="ecc:ReasonTextType"
minOccurs="0">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The textual explanation of an
act.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
    </xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!--_____-->
</xsd:schema>
```

Αρχείο «offer-message.xsd»

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- edited with XMLSPY v2004 rel. 3 U (http://www.xmlspy.com) by jerome (AREVA T&D - EME) --
>
<xs:schema xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" xmlns:xs="http://www.w3.org/2001/XMLSchema"
xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" elementFormDefault="qualified" attributeFormDefault="unqualified">
  <xs:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
  <xs:element name="OfferMessage">
    <xs:annotation>
      <xs:documentation>Object used for the transmission of energy offers and
priced load declaration</xs:documentation>
    </xs:annotation>
    <xs:complexType>
      <xs:sequence>
        <xs:element name="MessageIdentification"
type="ecc:IdentificationType">
          <xs:annotation>
            <xs:documentation>Unique identification of a
message.</xs:documentation>
          </xs:annotation>
        </xs:element>
        <xs:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
          <xs:annotation>
            <xs:documentation>Version of the message being
sent. A message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish
one instance of the same message from another with the same identification.</xs:documentation>
          </xs:annotation>
        </xs:element>
        <xs:element name="MessageType" type="ecc:MessageType">
          <xs:annotation>
            <xs:documentation>The coded type of a message.
The message type describes the principal characteristic of a message.</xs:documentation>
          </xs:annotation>
        </xs:element>
        <xs:element name="ProcessType" type="ecc:ProcessType">
          <xs:annotation>
            <xs:documentation>Indicates the nature of process
that the schedule addresses.</xs:documentation>
          </xs:annotation>
        </xs:element>
        <xs:element name="ScheduleClassificationType"
type="ecc:ClassificationType">
          <xs:annotation>
            <xs:documentation>The means used to classify the
time series within a schedule. This may either be grouped by time series characteristics or by
summery.</xs:documentation>
          </xs:annotation>
        </xs:element>
        <xs:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xs:annotation>
            <xs:documentation>Identification of the party who
is sending the message. </xs:documentation>
          </xs:annotation>
        </xs:element>
        <xs:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
          <xs:annotation>

```

```

                <xs:documentation>Identification of the role that is
played by the sender. </xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>Identification of the party who
is receiving the message. </xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>Identification of the role that is
played by the receiver.</xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="MessageDateTime"
type="ecc:MessageDateTimeType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>Date and time of the
preparation of a message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-
DDTHH:MM:SSZ.</xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="ScheduleTimeInterval"
type="ecc:TimeIntervalType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>The start date and time and the
end date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in minutes.
The time must always be expressed in UTC.</xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element ref="OfferDetail" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
        </xs:sequence>
    </xs:complexType>
</xs:element>
<!-- _____ -->
<xs:element name="OfferDetail">
    <xs:complexType>
        <xs:sequence>
            <xs:element name="OfferIdentification"
type="ecc:IdentificationType"/>
            <xs:element name="OfferVersion" type="ecc:VersionType"/>
            <xs:element name="OfferType" type="OfferTypeList"/>
            <xs:element name="InParty" type="ecc:PartyType" minOccurs="0">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>The party that is putting the
product into the area.</xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="OutParty" type="ecc:PartyType"
minOccurs="0">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>The party that is withdrawing
the product from the area.</xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
        </xs:sequence>
    </xs:complexType>
</xs:element>

```

```

        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element name="MeteringPointIdentification" minOccurs="0">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>The identification of the
location where one or more products are metered. This may be one physical location or the combination
of several points together.</xs:documentation>
        </xs:annotation>
        <xs:complexType>
            <xs:complexContent>
                <xs:extension
base="ecc:IdentificationType">
                    <xs:attribute name="subValue"
type="ecc:SubValueType"/>
                </xs:extension>
            </xs:complexContent>
        </xs:complexType>
    </xs:element>
    <xs:element name="InArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>The area in the direction where
the product is flowing.</xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element name="OutArea" type="ecc:AreaType"
minOccurs="0">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>The area in the direction from
where the product coming.</xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element name="CapacityContractType"
type="ecc:ContractType" minOccurs="0">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>The contract type defines the
conditions under which the capacity is allocated and handled. EG: daily auction, weekly auction, monthly
auction, yearly auction, etc. The significance of this type is dependent on area specific coded working
methods.</xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element name="CapacityAgreementIdentification"
type="ecc:IdentificationType" minOccurs="0">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>The identification of an
agreement for the allocation of capacity to a party. The same identification must be always used even
when the same capacity is fully or partially resold.</xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element ref="Period"/>
</xs:sequence>
</xs:complexType>
</xs:element>
<!-- _____ -->
<xs:element name="Period">
    <xs:annotation>

```



```

        <xs:documentation>Object used to identify the period that the interval
quantities cover and the resolution of each step within the period.</xs:documentation>
    </xs:annotation>
    <xs:complexType>
        <xs:sequence>
            <xs:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>The start date and time and the
end date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 :
YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The
time must always be expressed in UTC.</xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="Resolution" type="ecc:ResolutionType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>Defines the number of units of
time that compose an individual step within a period. The resolution is expressed in compliance with ISO
8601 in the following format:PnYnMnDTnHnMnS.Where nY expresses a number of years, nM a number
of months, nD a number of days.The letter "T" separates the date expression from the time expression and
after it nH identifies a number of hours, nM a number of minutes and nS a number of seconds.
                </xs:documentation>
            </xs:annotation>
        </xs:element>
        <xs:element ref="Interval" maxOccurs="unbounded"/>
    </xs:sequence>
</xs:complexType>
</xs:element>
<!-- _____ -->
<xs:element name="Interval">
    <xs:annotation>
        <xs:documentation>Object used for the transmission of each individual period
and its associated quantity.</xs:documentation>
    </xs:annotation>
    <xs:complexType>
        <xs:sequence>
            <xs:element name="Pos" type="ecc:PositionType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>A sequential value representing
the relative position of an entity within a space such as a time interval</xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element ref="Block" maxOccurs="10"/>
        </xs:sequence>
    </xs:complexType>
</xs:element>
<!-- _____ -->
<xs:element name="Block">
    <xs:annotation>
        <xs:documentation>Object used for the transmission of specific offer. An
offer can be considered as a
set of price-energy blocks on a given time interval.</xs:documentation>
    </xs:annotation>
    <xs:complexType>
        <xs:sequence>
            <xs:element name="Pos" type="BlockPositionType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>The unique identification that
the sender of the offer has assigned to it.</xs:documentation>

```

```

        </xs:annotation>
      </xs:element>
      <xs:element name="Price" type="PriceType">
        <xs:annotation>
          <xs:documentation>The price of the energy
block</xs:documentation>
        </xs:annotation>
      </xs:element>
      <xs:element name="Qty" type="QuantityType">
        <xs:annotation>
          <xs:documentation>The quantity of energy
composing the block</xs:documentation>
        </xs:annotation>
      </xs:element>
    </xs:sequence>
  </xs:complexType>
</xs:element>
<!-- ===== -->
<xs:complexType name="OfferTypeList">
  <xs:annotation>
    <xs:documentation>List of valid offer types
</xs:documentation>
  </xs:annotation>
  <xs:attribute name="v" use="required">
    <xs:simpleType>
      <xs:restriction base="xs:NMTOKEN">
        <xs:enumeration value="A01"/>
        <xs:enumeration value="A04"/>
        <xs:enumeration value="A11"/>
        <xs:enumeration value="A12"/>
        <xs:enumeration value="Z06"/>
        <xs:enumeration value="Z15"/>
        <xs:enumeration value="Z16"/>
        <xs:enumeration value="Z17"/>
        <xs:enumeration value="Z18"/>
        <xs:enumeration value="energy"/>
        <xs:enumeration value="load"/>
        <xs:enumeration value="import"/>
        <xs:enumeration value="export"/>
      </xs:restriction>
    </xs:simpleType>
  </xs:attribute>
</xs:complexType>
<!-- BlockPositionType -->
<!-- ===== -->
<xs:complexType name="BlockPositionType">
  <xs:annotation>
    <xs:documentation>A sequential value representing the position of an entity
(typically the position of a block inside an
offer).</xs:documentation>
  </xs:annotation>
  <xs:attribute name="v" use="required">
    <xs:simpleType>
      <xs:restriction base="xs:integer">
        <xs:minInclusive value="1"/>
        <xs:maxInclusive value="25"/>
      </xs:restriction>
    </xs:simpleType>
  </xs:attribute>
</xs:complexType>

```

```
        </xs:attribute>
    </xs:complexType>
    <!-- PriceType -->
    <!-- ===== -->
    <xs:complexType name="PriceType">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>Represent a price</xs:documentation>
        </xs:annotation>
        <xs:attribute name="v" use="required">
            <xs:simpleType>
                <xs:restriction base="xs:decimal">
                    <xs:fractionDigits value="3"/>
                    <xs:pattern value="\d{1,15}.\d{3}"/>
                </xs:restriction>
            </xs:simpleType>
        </xs:attribute>
    </xs:complexType>
    <!-- QuantityType -->
    <!-- ===== -->
    <xs:complexType name="QuantityType">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>
(Synonym "qty") The quantity of an energy product. Positive quantities shall not have a
sign.</xs:documentation>
        </xs:annotation>
        <xs:attribute name="v" use="required">
            <xs:simpleType>
                <xs:restriction base="xs:integer">
                    <xs:pattern value="\d{1,15}"/>
                </xs:restriction>
            </xs:simpleType>
        </xs:attribute>
    </xs:complexType>
</xs:schema>
```

Αρχείο «participant-techno-economic-declaration.xsd»

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<xsd:schema xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema"
xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" elementFormDefault="qualified">
  <xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
  <xsd:element name="TechnoEconomicDeclaration">
    <xsd:complexType>
      <xsd:sequence>
        <xsd:element name="MessageIdentification"
type="ecc:IdentificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Unique identification of a
message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Version of the message being
sent. A message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish
one instance of the same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is sending the message. </xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the sender. </xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is receiving the message. </xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the receiver.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageDateTime"
type="ecc:MessageDateTimeType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Date and time of the
preparation of a message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-
DDTHH:MM:SSZ.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageTimeInterval"
type="ecc:TimeIntervalType">

```

```

        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in
minutes. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element ref="UnitParameters" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
    </xsd:sequence>
    <xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required"/>
    <xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required"/>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!--_____-->
<xsd:element name="UnitParameters">
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="UnitIdentification">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The identification of the unit
for which the parameters are defined</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
                <xsd:complexType>
                    <xsd:complexContent>
                        <xsd:extension
base="ecc:IdentificationType"/>
                    </xsd:complexContent>
                </xsd:complexType>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 :
YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The
time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="MinTimeRevocation"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="AGCMaxLoad" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="AGCMinLoad" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="SecondaryControlRange"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="BlackStartCapability" type="YesNoType"/>
            <xsd:element name="PrimaryControlReserve"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="StandingReserve" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element ref="VariableCostBlock" minOccurs="0"
maxOccurs="10"/>
            <xsd:element name="FuelACost" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="FuelBCost" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="FuelCCost" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="FuelALHV" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="FuelBLHV" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="FuelCLHV" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="SpecialCostForRawMaterial"
type="ecc:AmountType"/>

```



```
act.</xsd:documentation>
                                <xsd:documentation>The coded motivation of an
                                </xsd:annotation>
                                </xsd:element>
                                <xsd:element name="ReasonText" type="ecc:ReasonTextType"
minOccurs="0">
                                <xsd:annotation>
                                <xsd:documentation>The textual explanation of an
act.</xsd:documentation>
                                </xsd:annotation>
                                </xsd:element>
                                </xsd:sequence>
                                </xsd:complexType>
                                </xsd:element>
</xsd:schema>
```

Αρχείο «reserved-techno-economic-declaration.xsd»

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<xsd:schema xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema"
xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" elementFormDefault="qualified">
  <xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
  <xsd:element name="TechnoEconomicDeclaration">
    <xsd:complexType>
      <xsd:sequence>
        <xsd:element name="MessageIdentification"
type="ecc:IdentificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Unique identification of a
message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Version of the message being
sent. A message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish
one instance of the same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is sending the message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the sender.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is receiving the message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the receiver.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageDateTime"
type="ecc:MessageDateTimeType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Date and time of the
preparation of a message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-
DDTHH:MM:SSZ.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageTimeInterval"
type="ecc:TimeIntervalType">

```



```

        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in
minutes. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element ref="UnitParameters" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
    </xsd:sequence>
    <xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required"/>
    <xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required"/>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="UnitParameters">
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="UnitIdentification">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The identification of the unit
for which the parameters are defined</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
                <xsd:complexType>
                    <xsd:complexContent>
                        <xsd:extension
base="ecc:IdentificationType"/>
                    </xsd:complexContent>
                </xsd:complexType>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 :
YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The
time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="UnitNetCapacityNCAP"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxContinuousGenerationCapability"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxISOContinuousGenerationCapability"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="TechMinGeneration"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxEnergyPerDay"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxStartupPerYear"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MinUpTime" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MinDownTime" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxGenCapability"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="PriceMaxGenCapability"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxOperationTime"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="HotToWarmTime" type="ecc:QuantityType"/>

```

```

type="ecc:QuantityType"/>
type="ecc:QuantityType"/>
type="ecc:QuantityType"/>
type="ecc:QuantityType"/>
type="ecc:QuantityType"/>
type="ecc:QuantityType"/>
type="ecc:QuantityType"/>
minOccurs="0"/>
minOccurs="0"/>
type="ecc:QuantityType" minOccurs="0"/>
type="ecc:QuantityType" minOccurs="0"/>
minOccurs="0" maxOccurs="7"/>
minOccurs="0" maxOccurs="7"/>
maxOccurs="1"/>
maxOccurs="10"/>
maxOccurs="10"/>
<xsd:element name="WarmToColdTime"
<xsd:element name="HotSynchronizeTime"
<xsd:element name="WarmSynchronizeTime"
<xsd:element name="ColdSynchronizeTime"
<xsd:element name="HotSoakTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="WarmSoakTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="ColdSoakTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="SynchronizationLoad"
<xsd:element name="DesynchronizationTime"
<xsd:element name="RampUpRate" type="ecc:QuantityType" />
<xsd:element name="RampDownRate" type="ecc:QuantityType" />
<xsd:element name="AGCMaxLoad" type="ecc:QuantityType"
<xsd:element name="AGCMinLoad" type="ecc:QuantityType"
<xsd:element name="AGCRampRate" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="SecondaryControlRange"
<xsd:element name="PrimaryControlReserve"
<xsd:element ref="LeadingForActivePowerGeneration"
<xsd:element ref="LaggingForActivePowerGeneration"
<xsd:element ref="ForbiddenZones" minOccurs="0"
<xsd:element ref="VariableCostBlock" minOccurs="0"
<xsd:element ref="AuxiliaryLoadBlock" minOccurs="0"

</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="LeadingForActivePowerGeneration">
<xsd:complexType>
<xsd:sequence>
<xsd:element name="LeadingNetGenerationLevel"
<xsd:element name="LeadingReactivePower"
</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="LaggingForActivePowerGeneration">
<xsd:complexType>
<xsd:sequence>
<xsd:element name="LaggingNetGenerationLevel"
type="ecc:QuantityType"/>

```

```

                                <xsd:element name="LaggingReactivePower"
type="ecc:QuantityType"/>
                                </xsd:sequence>
                                </xsd:complexType>
                                </xsd:element>
                                <!--_____-->
                                <xsd:element name="ForbiddenZones">
                                <xsd:complexType>
                                <xsd:sequence>
                                <xsd:element name="ZoneLowerBound" type="ecc:QuantityType"/>
                                <xsd:element name="ZoneUpperBound" type="ecc:QuantityType"/>
                                </xsd:sequence>
                                </xsd:complexType>
                                </xsd:element>
                                <!--_____-->
                                <xsd:element name="VariableCostBlock">
                                <xsd:complexType>
                                <xsd:sequence>
                                <xsd:element name="NetGenerationLevel"
type="ecc:QuantityType"/>
                                <xsd:element name="FuelConsumption" type="ecc:QuantityType"/>
                                </xsd:sequence>
                                </xsd:complexType>
                                </xsd:element>
                                <!--_____-->
                                <xsd:element name="AuxiliaryLoadBlock">
                                <xsd:complexType>
                                <xsd:sequence>
                                <xsd:element name="AuxiliaryLoad" type="ecc:QuantityType"/>
                                <xsd:element name="FromMWh" type="ecc:QuantityType"/>
                                <xsd:element name="ToMWh" type="ecc:QuantityType"/>
                                </xsd:sequence>
                                </xsd:complexType>
                                </xsd:element>
                                <!--_____-->
                                <xsd:simpleType name="YesNoType">
                                <xsd:annotation>
                                <xsd:documentation>
                                <Definition>Yes or No </Definition>
                                </xsd:documentation>
                                </xsd:annotation>
                                <xsd:restriction base="xsd:NMTOKEN">
                                <xsd:enumeration value="Yes"/>
                                <xsd:enumeration value="No"/>
                                </xsd:restriction>
                                </xsd:simpleType>
                                </xsd:schema>

```

Αρχείο «schedule-xml.xsd»

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- edited with XML Spy v4.4 (http://www.xmlspy.com) by Michael Conroy (SEMA) -->
<!-- ETSO Schedule Message Version 2 release 3 -->
<xsd:schema xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema"
xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" elementFormDefault="qualified">
  <xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
  <!-- _____ -->
  <xsd:element name="ScheduleMessage">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>Object used for the transmission of planned
schedules.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
    <xsd:complexType>
      <xsd:sequence>
        <xsd:element name="MessageIdentification"
type="ecc:IdentificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Unique identification of a
message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Version of the message being
sent. A message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish
one instance of the same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageType" type="ecc:MessageType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The coded type of a message.
The message type describes the principal characteristic of a message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ProcessType" type="ecc:ProcessType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Indicates the nature of process
that the schedule addresses.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ScheduleClassificationType"
type="ecc:ClassificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The means used to classify
the time series within a schedule. This may either be grouped by time series characteristics or by
summary.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is sending the message. </xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">

```

```

        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the sender. </xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is receiving the message. </xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the receiver.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="MessageDateTime"
type="ecc:MessageDateTimeType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Date and time of the
preparation of a message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-
DDTHH:MM:SSZ.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="ScheduleTimeInterval"
type="ecc:TimeIntervalType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in
minutes. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element ref="ScheduleTimeSeries" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
</xsd:sequence>
<xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>Version of the DTD or
Schema</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
</xsd:attribute>
<xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>Release of the DTD or
Schema</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
</xsd:attribute>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="ScheduleTimeSeries">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>Object used for the transmission of specific time series.
A time series may be considered as a sequence of observations of a single process taken at equal time
intervals.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
</xsd:complexType>

```

```

        <xsd:sequence>
          <xsd:element name="SendersTimeSeriesIdentification"
type="ecc:IdentificationType">
            <xsd:annotation>
              <xsd:documentation>The unique identification that
the sender of a message has assigned to a time series instance.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
          </xsd:element>
          <xsd:element name="SendersTimeSeriesVersion"
type="ecc:VersionType">
            <xsd:annotation>
              <xsd:documentation>The version that distinguishes
one instance of a time series instance from another with the same identification.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
          </xsd:element>
          <xsd:element name="BusinessType" type="ecc:BusinessType">
            <xsd:annotation>
              <xsd:documentation>The exact business nature
identifying the principal characteristic of a schedule time series. </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
          </xsd:element>
          <xsd:element name="Product" type="ecc:EnergyProductType">
            <xsd:annotation>
              <xsd:documentation>The identification of the
nature of an energy product such as Power, energy, reactive power, etc.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
          </xsd:element>
          <xsd:element name="ObjectAggregation"
type="ecc:ObjectAggregationType">
            <xsd:annotation>
              <xsd:documentation>The identification of the
domain that is the common dominator used to aggregate a schedule time series.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
          </xsd:element>
          <xsd:element name="InArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
            <xsd:annotation>
              <xsd:documentation>The area in the direction
where the product is flowing.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
          </xsd:element>
          <xsd:element name="OutArea" type="ecc:AreaType"
minOccurs="0">
            <xsd:annotation>
              <xsd:documentation>The area in the direction from
where the product coming.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
          </xsd:element>
          <xsd:element name="MeteringPointIdentification" minOccurs="0">
            <xsd:annotation>
              <xsd:documentation>The identification of the
location where one or more products are metered. This may be one physical location or the combination
of several points together.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
          </xsd:element>
        </xsd:sequence>
      </xsd:complexType>
      <xsd:complexContent>
        <xsd:extension
base="ecc:IdentificationType">

```

```

type="ecc:SubValueType"/>
<xsd:attribute name="subValue"
name="codingScheme" type="ecl:CodingSchemeType" use="required"/>
<xsd:attribute
</xsd:extension>
</xsd:complexContent>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<xsd:element name="InParty" type="ecc:PartyType"
minOccurs="0">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>The party that is putting the
product into the area.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="OutParty" type="ecc:PartyType"
minOccurs="0">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>The party that is taking the
product out of the area.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="CapacityContractType"
type="ecc:ContractType" minOccurs="0">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>The contract type defines the
conditions under which the capacity is allocated and handled. EG: daily auction, weekly auction, monthly
auction, yearly auction, etc. The significance of this type is dependent on area specific coded working
methods.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="CapacityAgreementIdentification"
type="ecc:IdentificationType" minOccurs="0">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>The identification of an
agreement for the allocation of capacity to a party. The same identification must be always used even
when the same capacity is fully or partially resold.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="MeasurementUnit"
type="ecc:UnitOfMeasureType">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>The unit of measure that is
applied to a quantity. The measurement units shall be in compliance with UN/ECE Recommendation
20.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element ref="Period"/>
<xsd:element ref="Reason" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!--_____-->
<xsd:element name="Period">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>Object used to identify the period that the interval
quantities cover and the resolution of each step within the period.</xsd:documentation>

```

```

</xsd:annotation>
<xsd:complexType>
  <xsd:sequence>
    <xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 :
YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The
time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="Resolution" type="ecc:ResolutionType">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>Defines the number of units
of time that compose an individual step within a period. The resolution is expressed in compliance with
ISO 8601 in the following format:PnYnMnDTnHnMnS.Where nY expresses a number of years, nM a
number of months, nD a number of days.The letter "T" separates the date expression from the time
expression and after it nH identifies a number of hours, nM a number of minutes and nS a number of
seconds. </xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element ref="Interval" maxOccurs="unbounded"/>
  </xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!--_____-->
<xsd:element name="Interval">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>Object used for the transmission of each individual
period and its associated quantity.</xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
  <xsd:complexType>
    <xsd:sequence>
      <xsd:element name="Pos" type="ecc:PositionType">
        <xsd:annotation>
          <xsd:documentation>A sequential value
representing the relative position of an entity within a space such as a time interval</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
      </xsd:element>
      <xsd:element name="Qty" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
          <xsd:documentation>The quantity of an energy
product. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
      </xsd:element>
    </xsd:sequence>
  </xsd:complexType>
</xsd:element>
<!--_____-->
<xsd:element name="Reason">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>Object used for the transmission of status codes and
comments.</xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
  <xsd:complexType>
    <xsd:sequence>
      <xsd:element name="ReasonCode" type="ecc:ReasonCodeType">
        <xsd:annotation>

```


VII.2 Μετατροπείς αρχείων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει αναπτύξει και προσφέρει ελεύθερα σε κάθε ενδιαφερόμενο Συμμετέχοντα μια σειρά από μετατροπείς αρχείων ώστε να διευκολύνει τη συμμετοχή τους στην Ελληνική Αγορά. Οι μετατροπείς αυτοί είναι απλά εργαλεία λογισμικού τα οποία μετατρέπουν δεδομένα που εισάγονται σε μορφή xls σε μορφή xml ώστε να μπορούν να υποβληθούν στην πλατφόρμα λογισμικού του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς.

Αποποίηση ευθυνών

Σημειώνεται ότι, παρότι ο Διαχειριστής του Συστήματος καταβάλλει προσπάθεια να παρέχει αξιόπιστα και εύχρηστα εργαλεία μετατροπής στους Συμμετέχοντες, δεν αναλαμβάνει καμία ευθύνη για την καλή και αποτελεσματική τους λειτουργία. Οι Συμμετέχοντες είναι ελεύθεροι να δημιουργήσουν ή να προμηθευτούν δικά τους εργαλεία λογισμικού για το σχηματισμό των απαιτούμενων αρχείων που υποβάλλονται στη Αγορά, δεδομένου ότι η απαιτούμενη δομή τους είναι σαφώς καθορισμένη και γνωστοποιείται σε όλους τους Συμμετέχοντες.²⁶ Όποιος Συμμετέχων επιλέγει να χρησιμοποιεί τα εργαλεία λογισμικού που παρέχονται από το Διαχειριστή του Συστήματος αναγνωρίζει ότι το πράττει αναλαμβάνοντας κάθε ευθύνη που σχετίζεται με τη χρήση τους και αποποιούμενος οποιαδήποτε διεκδίκησης από το Διαχειριστή του Συστήματος που σχετίζεται με τη χρήση τους.

Οι μετατροπείς που είναι διαθέσιμοι παρουσιάζονται στον Πίνακα που ακολουθεί.

Πιν.15. Μετατροπείς αρχείων (xls σε xml)

A/A	Όνομα	Περιγραφή
1	Priced_Exports_ver_xxx.xls	Δημιουργία Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου για εξαγωγές ενέργειας
2	Priced_Imports_ver_xxx.xls	Δημιουργία Τιμολογούμενης Προσφοράς Ενέργειας για εισαγωγές ενέργειας
3	NonPriced_Load_Declarations_ver_xxx.xls	Δημιουργία Μη Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου
4	TechnoEconomicData_ver_xxx.xls	Δημιουργία Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων (Άρθρου 44 & Άρθρου 295 ΚΔΣ&ΣΗΕ)
5	UnitCommission_ver_xxx.xls	Δημιουργία Μη Τιμολογούμενης Προσφοράς Έγχυσης για μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία
6	Unavailability_ver_xxx.xls	Δημιουργία Δήλωσης Μη Διαθεσιμότητας

²⁶ Όσοι Συμμετέχοντες σκοπεύουν να αναπτύξουν ή να προμηθευτούν κάποιο εργαλείο λογισμικού για τη δημιουργία των απαιτούμενων αρχείων για τη Συμμετοχή τους στην Αγορά μπορούν να απευθυνθούν στο Διαχειριστή του Συστήματος για διευκρινήσεις σχετικά με τις εκάστοτε απαιτήσεις μορφοποίησης.

A/A	Όνομα	Περιγραφή
		(Ολικής & Μερικής)
7	Weekly_water_declearation_ver_xxx.xls	Δημιουργία Δήλωσης εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής
8	Priced_Energy_offer_ver_xxx.xls	Δημιουργία Τιμολογούμενης Προσφοράς Ενέργειας για μονάδες παραγωγής

VII.3 Αρχεία XLS

Τα παρακάτω πρότυπα υποβολής διατίθενται από το Διαχειριστή του Συστήματος και μπορούν να χρησιμοποιηθούν από τους Συμμετέχοντες για την υποβολή δεδομένων στα πλαίσια της συμμετοχής τους στην Ελληνική αγορά ενέργειας.

ΑΡΧΕΙΟ «YYYY_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCode»

YEARLY AUCTION FOR EXPORTS: Bid file for the interconnection GREECE - ITALY

SUBMIT DATE	23/12/2009		Bid 1		Bid 2		Bid 3		Bid 4		Bid 5		Bid 6		Bid 7		Bid 8		Bid 9		Bid 10	
	Auction Code	Y2010—ITO	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE
DISPATCH PERIOD	01/01/2010-31/12/2010		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
SUPPLIER'S NAME																						
SUPPLIER'S EIC CODE																						
Product Code	Check sum		MW		€/MWh		MW		€/MWh		MW		€/MWh		MW		€/MWh		MW		€/MWh	
	Hours	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Y2010—IT001HTSO	150	0																				
Y2010—IT002HTSO	3440	0																				
Y2010—IT003HTSO	3424	0																				
Y2010—IT004HTSO	416	0																				
Y2010—IT004HTSO	328	0																				

Product 1 Y2010—IT001HTSO	Peak hours from 01/01/2010 to 31/05/2010 and from 01/09/2010 to 31/12/2010.
Product 2 Y2010—IT002HTSO	Off peak hours from 01/01/2010 to 31/12/2010.
Product 3 Y2010—IT003HTSO	Peak hours from 01/01/2010 to 31/01/2010.
Product 4 Y2010—IT004HTSO	Off peak hours from 01/01/2010 to 31/01/2010.

The Auction is conducted in accordance with:

1. The general principles of the European Law
2. The terms of the Auction Rules on the Greece-Italy Interconnection, as approved by the Greek Regulatory Authority (RAE):
 "ACCESS RULES TO FRANCE-ITALY, SWITZERLAND-ITALY, AUSTRIA-ITALY, SLOVENIA-ITALY, GREECE-ITALY INTERCONNECTIONS (Capacity Allocation Auction Rules) 2010"
3. The relevant Registry for 2010 of the Users of the Interconnection Greece-Italy (for exports) retained by HTSO
4. The provisions of the corresponding Auction Specifications

Αρχείο «YYYYMM_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCode»

MONTHLY AUCTION FOR IMPORTS: Bid file for the interconnection GREECE - FYROM

SUBMIT DATE	23/09/2010	CAPACITY SUMMARY																			
		Bid 1		Bid 2		Bid 3		Bid 4		Bid 5		Bid 6		Bid 7		Bid 8		Bid 9		Bid 10	
Auction Code	M201009-FY1	PRODUCT CAPACITY		CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE
DISPATCH PERIOD	01/09/2010-30/09/2010			0		0		0		0		0		0		0		0		0	
SUPPLIER'S NAME				MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh
SUPPLIER'S EIC CODE																					
Product Code																					
M201009-FY101HTSO		25 0																			
Hours	720																				
M201009-FY102HTSO		25 0																			
Check sum																					

Product 1 M201009-FY101HTSO	From 00:00 CET 01/09/2010 until 24:00 CET 30/09/2010.
Product 2 M201009-FY102HTSO	From 00:00 CET 01/09/2010 until 24:00 CET 24/09/2010.

It is obligatory to fill the cells B5 (Supplier's name) and B7 (Supplier's EIC code)

The Auction is conducted in accordance with:

1. The general principles of the European Law
2. The terms of the Auction Rules on the North Interconnections, as approved by the Greek Regulatory Authority (RAE): "ACCESS RULES TO GREECE-BULGARIA, GREECE-FYROM, GREECE-ALBANIA INTERCONNECTIONS (Capacity Allocation Auction Rules) 2010"
3. The relevant Registry for 2010 of the Users of the interconnection Greece-FYROM (for imports) retained by HTSO
4. The provisions of the corresponding Auction Specifications

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII

ΦΟΡΜΑ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΩΝ ΜΕ

ΤΟ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει αναπτύξει μία φόρμα για την αποδοτική επικοινωνία με τους Συμμετέχοντες, ώστε αφενός να υπάρχει ανάθεση κάθε επικοινωνίας στα αρμόδια στελέχη του Διαχειριστή του Συστήματος, αφετέρου να γίνεται καταγραφή των περιστατικών και να γίνεται καλύτερη παρακολούθηση και διαχείριση των εργασιών.

Η φόρμα επικοινωνίας φαίνεται παρακάτω. Περιέχεται σε αρχείο με όνομα «SRYYYYMMDD_COMP_nn.doc». Αναλυτικές λεπτομέρειες για τη συμπλήρωση της φόρμας παρέχονται στη 2η σελίδα του αρχείου.

Το αρχείο αυτό μπορεί να ληφθεί κι από την ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.

SERVICE REQUEST

FROM: (Name)
(Company)
(Phone)
(email)

DATE:
REFERENCE SRYYYMMDD_COMP_nn

SERVICE TYPE:
SERVICE REQUEST SUMMARY:

DESCRIPTION OF SERVICE REQUEST:

SEVERITY:

HTSO RESPONSE:

CLOSURE DATE:
STATUS:

Service Request instructions

Because of the preliminary nature of this document, it should not exceed one page in length.

FIELDS TO BE FILLED OUT BY THE MARKET PARTICIPANT

REFERENCE: This is the reference of the specific service request with the format indicated, where

- ✓ YYYYMMDD = date of sending it to HTSO
- ✓ COMP = Company name (maximum four letters)
- ✓ nn = ascending number of request sent this date

SERVICE REQUEST NAME: The user assigned short name of the service request. Example: "Monthly Auction Date".

SERVICE TYPE: The TYPE can have one of the following values:

1. Software issues (e.g. tools, converters, forms) → SW
2. Communications issues (e.g. connection or e-mail problems, communication problems) → CO
3. Market operation issues (e.g. on auctioning, scheduling, market operation, procedures etc.) → MO
4. Miscellaneous (e.g. any other inquiry or suggestion) → MI

DESCRIPTION OF SERVICE REQUEST: This is a brief, high-level description of the request.

SEVERITY: The severity of the request for the requester business may take the following values:

- 1: blocking problem or lack of info for business.
- 2: not urgent problem or info, problem for which a by-pass can be applied
- 3: general info on market procedures, tools etc.

FIELDS TO BE FILLED OUT BY HTSO

HTSO RESPONSE: Here HTSO personnel should edit the response to the market participant request.

CLOSURE DATE: This is the date of problem resolution, or answer to the request by HTSO personnel.

STATUS: The status of the service request may have the following states.

1. Solved
 2. In process
-
-

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΧ

**ΠΡΟΤΥΠΑ ΔΗΛΩΣΕΩΝ ΕΚΤΑΚΤΗΣ ΑΝΑΓΚΗΣ &
ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΜΑΛΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ**

ΙΧ.1 ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΤΑΚΤΗΣ ΑΝΑΓΚΗΣ

ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΤΑΚΤΗΣ ΑΝΑΓΚΗΣ ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

EMERGENCY DECLARATION DAY AHEAD SCHEDULING

Αριθμός Αναφοράς / Reference number:

ΑΙΤΙΑ / REASON	
	Αδυναμία λειτουργίας του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας Failure on the part of the Energy Transactions Information Administration System
	Σοβαρή διαταραχή στο σύστημα μεταφοράς ή στο δίκτυο διανομής Serious malfunction of the System or the Distribution Network
	Ενδεχόμενη ενεργοποίηση των διαδικασιών απόρριψης φορτίου Probable implementation of the provisions on Load Shedding

ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ / INFORMATION	
Ημερομηνία Δήλωσης Declaration Date	
Ώρα Δήλωσης Declaration Time	
Περιγραφή συμβάντος Event Description	
Χρόνος πιθανής παρέλευσης Estimated event-lapse	

ΙΧ.2 ΔΗΛΩΣΗ ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΜΑΛΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

ΔΗΛΩΣΗ ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΜΑΛΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

RESTORATION OF NORMAL OPERATION DECLARATION DAY AHEAD SCHEDULING

Αριθμός Αναφοράς / Reference number:

ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ / INFORMATION	
Ημερομηνία Δήλωσης Declaration Date	
Ωρα Δήλωσης Declaration Time	
A/A Δήλωσης Έκτακτης Ανάγκης Emergency declaration Ref. No	
Χρόνος λήξης Έκτακτης Ανάγκης Emergency termination time	
Χρόνος επανέναρξης κανονικής λειτουργίας Normal operation resumption time	
Σχόλια Comments	

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Χ**ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΗΣΗΣ ΑΝΑΦΟΡΩΝ ΚΛΣ&ΣΗΕ
ΜΕ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ**

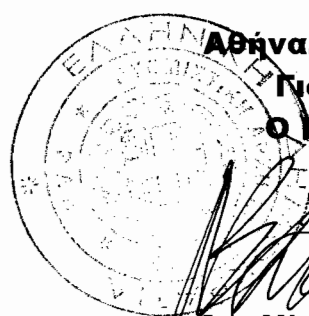
Α/Α	ΑΡΘΡΟ ΚΩΔΙΚΑ	ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ	ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟΥ
1	2.4	Διαδικασία υποβολής αιτήσεων και εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων	Εγχειρίδιο Γενικών Διατάξεων
2	17.6	Περιεχόμενο των Δηλώσεων Φορτίου	3.3.2.3
3	19.1	Προθεσμία υποβολής Δήλωσης Φορτίου	3.3.2.3 & Πιν.1
4	30.1	Προθεσμία υποβολής Προσφοράς Έγχυσης	3.3.2.1 & Πιν.1
5	36	Προθεσμία υποβολής Προσφοράς Εφεδρειών	3.3.2.4 & Πιν.1
6	41.6	Δηλώσεις Αδυναμίας Λειτουργίας και Μείζονος Βλάβης	3.3.2.5.4
7	44.1	Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων	3.3.2.6
8	55.3	Πρόβλεψη Αναγκών Εφεδρειών	3.2.7
9	59.3.Z	Χειρισμός Προσφορών με την ίδια Τιμή	3.4.10 & 1.2.3.11
10	59.5.5	Σειρά άρσης της παραβίασης των περιορισμών κατά την επίλυση του προβλήματος ΗΕΠ	3.4.11
11	64.9B	Διαδικασία Εκκαθάρισης ΗΕΠ	Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης
12	67.1	Επικοινωνία Διαχειριστή του Συστήματος και Συμμετεχόντων	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV & ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V & ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI & ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII & ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IX
13	70.1, 70.3, 70.4	Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης	3.8.1 & ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IX
14	71.5	Ενέργειες του ΔΕΣΜΗΕ σε κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης	3.8.2
15	73.2	Εκκαθάριση Χρεώσεων λόγω Μη Νόμιμων Προσφορών και Δηλώσεων	3.3.4
16	189.4	Συμπληρωματικές Χρεωπιστώσεις για Μεταβολές Παραγωγής	Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης

Α/Α	ΑΡΘΡΟ ΚΩΔΙΚΑ	ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ	ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟΥ
17	190.2	Κάλυψη μεταβλητού κόστους Μονάδων Παραγωγής	Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης
18	192.9	Εκκαθάριση Αποκλίσεων - Διαδικασία Ημερησίων Πληρωμών και Χρεώσεων	Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης
19	202.2	Λογιστικές Πράξεις για το ΛΠ-2	Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης
20	213.3, 213.4, 213.5, 213.6, 213.10, 335.21	Εγγυήσεις για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων του Συμμετέχοντα από τη Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων και τους Λογαριασμούς Προσαυξήσεων	3.2.9
21	335,5	Μεταβατικές διατάξεις	Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης

Αθήνα, 21/12/ 2011

Για τη ΡΑΕ

Ο Πρόεδρος



Δρ. Νίκος Βασιλάκος

Εγχειρίδιο Κατανομής

Έκδοση 2.1



Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.

30 Νοεμβρίου 2011

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ

Έκδοση	Ημερομηνία	Περιγραφή
V 1.0	11/03/2010	Έγκριση ΡΑΕ
V 2.0	07/09/2010	Υποβολή διορθωμένης και επικαιροποιημένης έκδοσης σύμφωνα με τις παρατηρήσεις της ΡΑΕ (Κωδ. Ο-40608 - 15/03/2010)
V 2.1	30/11/2011	Υποβολή επικαιροποιημένης έκδοσης σε συνέχεια της επιστολής της ΡΑΕ (Κωδ. Ο-48905 - 14/10/2011)

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ	
ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ	
ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ	
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ	
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 Επικουρικές Υπηρεσίες	
1.1	Επικουρικές Υπηρεσίες (ΕΥ)
1.1.1	Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία
1.1.2	Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος
1.1.3	Τριτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία
1.1.3.1	Στρεφόμενη Εφεδρεία
1.1.3.2	Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία.....
1.1.4	Στατή Εφεδρεία
1.1.5	Ρύθμιση Τάσης
1.1.5.1	Χρήση Στατών Στοιχείων Αντιστάθμισης.....
1.1.5.2	Χρήση Σύγχρονων Στοιχείων Αντιστάθμισης.....
1.1.5.3	Διαχείριση Αυτομετασχηματιστών
1.1.5.4	Σειρά ενεργοποίησης
1.1.6	Επανεκκίνηση του συστήματος.....
1.1.6.1	Προετοιμασία αντιμετώπισης ολικής κατάρρευσης.....
1.1.6.2	Ενέργειες αποκατάστασης του Συστήματος σε περίπτωση ολικής κατάρρευσης
1.2	Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος (ΣΕΣ)
1.3	Υποχρεώσεις του Διαχειριστή σχετικά με τις Επικουρικές Υπηρεσίες
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 Δεδομένα και Κανόνες του Προγράμματος Κατανομής	
2.1	Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος στο Πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής
2.2	Υποχρεώσεις Κατόχων Άδειας Παραγωγής στο Πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής
2.3	Κανόνες Προγράμματος Κατανομής.....
2.4	Συλλογή και Ανταλλαγή Πληροφοριών κατά την Διαδικασία Κατανομής
2.4.1	Αντικείμενο της Συλλογής και Ανταλλαγής Πληροφοριών κατά τη Διαδικασία Κατανομής
2.4.2	Υποχρεώσεις παροχής πληροφοριών των κατόχων άδειας παραγωγής 25
2.4.3	Υποχρεώσεις παροχής πληροφοριών των Εκπροσώπων Φορτίου και του Διαχειριστή του Δικτύου
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 Πρόγραμμα Κατανομής κατά την προηγούμενη της Ημέρας Κατανομής	

3.1	Διαδικασία Προγράμματος Κατανομής
3.1.1	Δεδομένα Εισόδου Προγράμματος Κατανομής
3.1.2	Μεθοδολογία Επίλυσης Προγράμματος Κατανομής
3.1.2.1	Υπολογισμός Τιμής Προσφοράς Ενέργειας Εκτάκτως Διαθέσιμων Μονάδων.
3.1.2.2	Μεθοδολογία Συνεκτίμησης Απωλειών Εγχύσεων και Φορτίου
3.1.2.3	Μεθοδολογία Κατάρτισης Προγράμματος Κατανομής
3.1.2.4	Μαθηματική Διατύπωση του Προβλήματος Προγράμματος Κατανομής
3.1.2.5	Αποτελέσματα του Προγράμματος Κατανομής
3.2	Επικαιροποίηση Προγράμματος Κατανομής
3.3	Χρονοδιάγραμμα Κατάρτισης Προγράμματος Κατανομής

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 Λειτουργία Συστήματος.....

4.1	Κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής
4.1.1	Δεδομένα Εισόδου Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής
4.1.2	Μεθοδολογία κατάρτισης του Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής.....
4.1.3	Αποτελέσματα του Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής
4.1.4	Χρονοδιάγραμμα Κατάρτισης του Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής
4.2	Πρόγραμμα Οικονομικής Φόρτισης των Μονάδων σε Πραγματικό Χρόνο
4.2.1	Εντολές Κατανομής.....
4.2.2	Τύποι Εντολών Κατανομής.....
4.2.3	Έκδοση Εντολών Κατανομής.....
4.2.4	Περιεχόμενο των Εντολών Κατανομής.....
4.2.5	Αποστολή των Εντολών Κατανομής.....
4.2.6	Υποχρέωση Συμμόρφωσης των Κατόχων Άδειας Παραγωγής προς τις Εντολές Κατανομής
4.2.7	Μη Συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής.....
4.2.8	Υπολογισμός του μεγέθους INSTut
4.3	Ηλεκτρονικό Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 Παρακολούθηση Συστήματος σε Πραγματικό Χρόνο και Αρχεία – Στατιστικά Στοιχεία Κατανομής

5.1	Παρακολούθηση του Συστήματος.....
5.2	Τήρηση Αρχείου Διαδικασίας Κατανομής.....
5.3	Δημοσίευση Στατιστικών Στοιχείων Διαδικασίας Κατανομής

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 Σημαντικά Περιστατικά και Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης

6.1	Γνωστοποίηση Σημαντικών Περιστατικών Συστήματος
6.1.1	Σημαντικά Περιστατικά Συστήματος.....
6.1.1.1	Διαδικασία Γνωστοποίησης Σημαντικών Περιστατικών
6.1.2	Προσδιορισμός Σημαντικών Περιστατικών και Διαδικασία Γνωστοποίησης
6.2	Πεδίο Εφαρμογής Καταστάσεων Έκτακτης Ανάγκης

6.2.1	Ορισμός Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης
6.2.2	Γνωστοποίηση Καταστάσεων Έκτακτης Ανάγκης
6.2.3	Ενεργοποίηση Συναγερμού
6.2.4	Διαδικασίες σε Περιπτώσεις Ενεργοποίησης Συναγερμού
6.2.5	Ενέργειες του Διαχειριστή συστήματος σε Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης
6.2.6	Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σε Περιπτώσεις μη Κάλυψης του Φορτίου του Συστήματος
6.2.7	Αποσύνδεση Χρήστη και Διακοπή Υπηρεσίας
6.2.8	Συνεργασία μεταξύ των Διαχειριστών Συστήματος.....
6.3	Περικοπή Φορτίου.....
6.3.1	Κριτήρια και διαδικασία εφαρμογής Περικοπών Φορτίου
6.3.2	Είδη και ιεράρχηση Περικοπής Φορτίου.....
6.3.3	Υποχρεώσεις Χρηστών σχετικά με την Περικοπή Φορτίου
6.3.4	Αποκατάσταση μετά από Περικοπή Φορτίου
6.3.5	Πρόσθετες υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής απέναντι στον Διαχειριστή για Εντολές Περικοπής Φορτίου.....
6.3.6	Κυκλική Περικοπή Φορτίου.....
6.3.7	Υποχρέωση Ενημέρωσης του Διαχειριστή του Συστήματος για Ενέργειες Περικοπής Φορτίου
6.3.8	Αυτόματη Περικοπή Φορτίου
6.3.9	Δοκιμή Αποκατάστασης του Συστήματος.....
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 Σημεία εξυπηρέτησης Διαχειριστή του Συστήματος	
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι Πρότυπα δημοσίευσης σημαντικών περιστατικών	
I.1	Ανωμαλίες δικτύου 400kV και 150kV με άμεσες επιπτώσεις σε παραγωγή ή φορτίο.....
I.2	Συμβάντα των διασυνδεδειγμένων γραμμών με ESO-EAD,MEPSO,OST 400kV & 150kV και του HVDC - link Ελλάδος - Ιταλίας.....
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ ΜΝΗΜΟΝΙΟ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑΣ ΡΥΘΜΙΣΗΣ ΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ	
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ PDM_G (Μη Συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής).....	
III.1	Ορισμοί.....
III.2	Διαδικασία υπολογισμού
III.2.1	ΦΑΣΗ Α – ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΜΕΤΡΟΥΜΕΝΩΝ ΠΟΣΟΤΗΤΩΝ
III.2.2	ΦΑΣΗ Β – ΕΝΤΟΛΕΣ ΜΕΣΩ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΑΤΑΝΟΜ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟΥ ΧΡΟΝΟΥ (ΚΠΧ)
III.2.3	ΦΑΣΗ Γ – ΕΝΤΟΛΕΣ ΜΕΣΩ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΥΤΟΜΑΤΗ ΡΥΘΜΙΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (ΑΡΠ).....
III.2.4	ΦΑΣΗ Δ – ΤΗΛΕΦΩΝΙΚΕΣ ΕΝΤΟΛΕΣ.....
III.2.5	ΦΑΣΗ Ε – ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ PDM_G
III.2.6	ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΑΙ ΛΕΠΤΟΜΕΡΕΙΕΣ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙV ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ INSTut	
III.3	Ορισμοί.....
III.4	Μαθηματική Τοποθέτηση
III.5	Διαδικασία υπολογισμού
III.5.1	ΦΑΣΗ Α – ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΟΥ ΔΕΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΗΣΑΝ.....

III.5.2	ΦΑΣΗ Β – ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΕ ΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟ - ΑΠΟΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟ.....	96
III.5.3	ΦΑΣΗ Γ – ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΟΥ ΥΠΑΓΟΝΤΑΙ ΣΕ ΕΙΔΙΚΕΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ	96
III.5.4	ΦΑΣΗ Δ – ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΠΟΥ ΔΕΝ ΠΑΡΕΧΟΥΝ ΔΕΥΤΕΡΕΥΟΥΣΑ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	97
III.5.5	ΦΑΣΗ Ε – ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΠΟΥ ΠΑΡΕΧΟΥΝ ΔΕΥΤΕΡΕΥΟΥΣΑ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	97
III.6	Πίνακας Αναφοράς (ΠΑ)	97
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ		99
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI Πίνακας Αντιστοίχισης Αναφορών ΚΔΣ&ΣΗΕ με Εγχειρίδιο		102

ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ

- [1] Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, http://www.rae.gr/cases/C15/Codification_05-08.pdf.
- [2] Νόμος 2773/1999, http://www.desmie.gr/up/files/2773_99.pdf.
- [3] ΔΕΣΜΗΕ Εγχειρίδιο Λειτουργιών Αγοράς.
- [4] ENTSO-E, "P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]", Operation Handbook, 19.03.2009. "[διαθέσιμο διαδικτυακά]: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

- ΠΙΝ.1. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ
- ΠΙΝ.2. ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΚΑΤΑ ΤΗΝ
ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το Εγχειρίδιο Κατανομής περιγράφει τον Προγραμματισμό Κατανομής (ΠΚ) της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Αντικείμενο του ΠΚ είναι ο προγραμματισμός της λειτουργίας των Κατανεμόμενων Μονάδων, των Εκτάκτων Εισαγωγών, καθώς και η έκδοση των σχετικών Εντολών Κατανομής σε πραγματικό χρόνο από τον Διαχειριστή του Συστήματος, ώστε η συνολική απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας από το Σύστημα να διενεργείται υπό όρους καλής και αξιόπιστης λειτουργίας, ευχέρειας αντιμετώπισης απρόβλεπτων συμβάντων στο Σύστημα και στις Μονάδες, ποιότητας τροφοδότησης του Φορτίου και ελαχιστοποίησης της συνολικής ημερήσιας δαπάνης.

Στο πλαίσιο αυτό ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει το ΠΚ και εκδίδει Εντολές Κατανομής για την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα και για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.

Ακολούθως αναφέρονται περιληπτικά τα περιεχόμενα του Εγχειριδίου Κατανομής.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 γίνεται αναφορά στις Επικουρικές Υπηρεσίες που ζητούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος μέσω μιας ανταγωνιστικής διαδικασίας προσφορών. Επίσης, αυτό το τμήμα περιγράφει τις υποχρεώσεις και τις ευθύνες του Διαχειριστή του Συστήματος για το σχεδιασμό και τη διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 περιγράφονται οι υποχρεώσεις των Συμμετεχόντων στην αγορά, οι κανόνες και οι αρχές της Διαδικασίας Κατανομής, καθώς και η συλλογή και ανταλλαγή πληροφοριών κατά την Διαδικασία Κατανομής. Η οργάνωση του Β μέρους του Εγχειριδίου είναι η ακόλουθη:

Οι παράγραφοι 2.1& 2.2 παρουσιάζουν τις υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος, και των Κατόχων Αδειών Παραγωγής στο πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής, αντίστοιχα.

Η παράγραφος 2.3 περιγράφει τους κανόνες και τις αρχές της Διαδικασίας Κατανομής βάσει των οποίων θα εκδοθούν οι Εντολές Κατανομής.

Η παράγραφος 2.4 περιγράφει τη συλλογή και την ανταλλαγή των πληροφοριών κατά τη διάρκεια της Διαδικασίας Κατανομής συμπεριλαμβανομένου του είδους της όποιας πληροφορίας πρέπει να συλλεχθεί, τις χρονικές απαιτήσεις συλλογής, και τις υποχρεώσεις των Κατόχων Αδειών Παραγωγής, των Εισαγωγέων, των Εκπροσώπων Φορτίου και του Διαχειριστή Δικτύου Διανομής για παροχή πληροφοριών.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 περιγράφεται λεπτομερώς η κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής την προηγούμενη ημέρα της Ημέρας Κατανομής και συγκεκριμένα τα δεδομένα εισόδου, η μεθοδολογία επίλυσης και τα αποτελέσματα.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 περιγράφεται λεπτομερώς η κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής, η αυτόματη έκδοση Εντολών

Κατανομής από το Πρόγραμμα Κατανομής σε Πραγματικό Χρόνο (Real Time Dispatch, RTD) και γενικά η Λειτουργία του Συστήματος. Η οργάνωσή του είναι η ακόλουθη:

Η παράγραφος 4.1 περιγράφει τον καταρτισμό του Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής, τα δεδομένα εισόδου, τη μεθοδολογία και τα αποτελέσματα.

Η παράγραφος 4.2 περιγράφει την αυτόματη έκδοση Εντολών Κατανομής από το Πρόγραμμα Οικονομικής Φόρτισης των Μονάδων σε Πραγματικό Χρόνο (Real Time Dispatch, RTD), τις Εντολές Κατανομής, την επικοινωνία του Διαχειριστή του Συστήματος με τους Κατόχους Αδειών Παραγωγής σχετικά με τις Εντολές Κατανομής και την υποχρέωση συμμόρφωσης τους με αυτές.

Τέλος γίνεται μια αναφορά στο Ηλεκτρονικό Σύστημα Διαχείρισης των Πληροφοριών Κατανομής.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 περιγράφεται η παρακολούθηση του Συστήματος Καταγραφής σε Πραγματικό Χρόνο και οι διαδικασίες καταγραφής των ποσοτήτων ενέργειας / επικουρικών υπηρεσιών, συμπεριλαμβανομένων των διαδικασιών καταγραφής, των διαδικασιών διατήρησης των αρχείων της Διαδικασίας Κατανομής και των διαδικασιών έκδοσης των στατιστικών στοιχείων της Διαδικασίας Κατανομής.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 περιγράφονται οι Συνθήκες Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης της Διαδικασίας Προγραμματισμού Κατανομής (ΠΚ). Αυτό το μέρος του Εγχειριδίου περιλαμβάνει το αντικείμενο, τον ορισμό, τις κοινοποιήσεις για τις καταστάσεις Εκτάκτων Αναγκών, καθώς επίσης και την ενεργοποίηση συναγερμού, τύπους συναγερμού, καθορισμό πρόσθετων συναγερμών, τις διαδικασίες στις περιπτώσεις ενεργοποίησης συναγερμών, τις ενέργειες που γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη διάρκεια των Καταστάσεων Εκτάκτων Αναγκών, την κάλυψη φορτίων του συστήματος, την αποσύνδεση του συστήματος και τη διακοπή, την περικοπή φορτίων, και την αποκατάσταση του συστήματος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΠΙΚΟΥΡΙΚΕΣ ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ

Το παρόν τμήμα παρουσιάζει τον ορισμό των Επικουρικών Υπηρεσιών που ζητούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος μέσω μιας ανταγωνιστικής διαδικασίας προσφορών για την ομαλή λειτουργία του Συστήματος Μεταφοράς.

1.1 Επικουρικές Υπηρεσίες (ΕΥ)

Επικουρικές Υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για την μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος Μεταφοράς από τα σημεία έγχυσης στα σημεία κατανάλωσης και για την διασφάλιση της ποιότητας παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές.

Τα είδη των Επικουρικών Υπηρεσιών είναι τα ακόλουθα:

- 1) Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία,
- 2) Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος,
- 3) Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία,
- 4) Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία,
- 5) Στατή Εφεδρεία,
- 6) Ρύθμιση Τάσης,
- 7) Επανεκκίνηση του Συστήματος.

Οι επί μέρους Επικουρικές Υπηρεσίες υπό στοιχεία (1) έως (4) αναφέρονται συνοπτικά ως Επικουρικές Υπηρεσίες Ρύθμισης Συχνότητας και Ένεργού Ισχύος και ο αναλυτικός ορισμός τους γίνεται στον πρώτο κανονισμό (**Policy 1: Load Frequency Control and Performance**) του ENTSO-E.

1.1.1 Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία

Ως Πρωτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος ορίζεται η συλλογική αυτόματη διορθωτική αντίδραση των Μονάδων Παραγωγής και των Φορτίων στις αποκλίσεις της πραγματικής συχνότητας του συστήματος από τη συχνότητα αναφοράς, με την οποία επιδιώκεται να εξισορροπηθεί η συνολική παραγωγή με τη συνολική απορρόφηση ενέργειας και η σταθεροποίηση της συχνότητας εντός τριάντα (30) δευτερολέπτων από την εκδήλωση της διαταραχής συχνότητας. Η ρύθμιση μπορεί να μην αποκαταστήσει τη συχνότητα στα επίπεδα της συχνότητας αναφοράς. Ειδικότερα, η αυτόματη διορθωτική αντίδραση είναι το αποτέλεσμα της αυτόματης ρύθμισης της ενεργού ισχύος εξόδου των Μονάδων ανάλογα με τον στατισμό του ρυθμιστή φορτίου. Το φορτίο αντιδρά στις μεταβολές της συχνότητας αυτορρυθμιζόμενο.

Η Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης είναι η μεταβολή της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας ως αυτόματη αντίδραση του ρυθμιστή στροφών της, έτσι ώστε να λάβει χώρα η Πρωτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος, για μια απόκλιση συχνότητας από τη συχνότητα αναφοράς ίση με ± 200 mHz. Η μεταβολή της Ενεργού Ισχύος Μονάδας πρέπει να λαμβάνει χώρα εντός τριάντα (30) δευτερολέπτων από την εκδήλωση της διαταραχής της συχνότητας και το επίπεδο παραγωγής Ενεργού Ισχύος Μονάδας πρέπει να διατηρείται, ανάλογα με την τιμή της απόκλισης της συχνότητας, τουλάχιστον για δεκαπέντε (15) λεπτά.

Σημειώνεται ότι η Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης που μπορεί να παρέχει μια μονάδα παραγωγής περιορίζεται από την διαφορά της παραγόμενης ενεργού ισχύος της μονάδας, πριν από ενδεχόμενη διαταραχή, ¹από την τρέχουσα μέγιστη ικανότητα παραγωγής της γεννήτριας.

Ως Πρωτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος ορίζεται η συλλογική συνεισφορά των Μονάδων του Συστήματος σε Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης, η οποία, συνεπικουρούμενη από τα Φορτία του Συστήματος που συμμετέχουν αυτορυθμιζόμενα στην Επικουρική Υπηρεσία, παρέχει την Πρωτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος.

Το ελάχιστο επίπεδο παροχής Πρωτεύουσας Εφεδρείας για κάθε Control Block του διασυνδεδεμένου συστήματος του ENTSO-E υπολογίζεται με βάση την καθαρή ετήσια παραγωγή του και την θέσπιση του κανόνα της μη μεταβολής της συχνότητας του ENTSO-E περισσότερο από ± 200 mHz σε περιπτώσεις συμβάντων 3000MW (απώλεια παραγωγής ή φορτίου).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει το ύψος παροχής Πρωτεύουσας Εφεδρείας λαμβάνοντας υπόψη την υποχρέωσή του για το ως άνω ελάχιστο επίπεδο παροχής της, σύμφωνα και με διεθνώς αποδεκτές μεθόδους έτσι ώστε να διασφαλίζεται η ποσότητα που κατ'ελάχιστον απαιτείται από τον ENTSO-E[4]. Η απαίτηση για Πρωτεύουσα Εφεδρεία ανά Περίοδο Κατανομής ανακοινώνεται καθημερινά στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος και λαμβάνεται υπόψη στην επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού και του Προγράμματος Κατανομής. Οι ωριαίες τιμές για την αμοιβή της εν λόγω υπηρεσίας προκύπτουν από την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, οι δε ποσότητες και οι μονάδες παραγωγής που τις παρέχουν προκύπτουν από την επίλυση του Προγράμματος Κατανομής (αρχικού και επικαιροποιημένου).

1.1.2 Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος

Η Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος (LFC: Load Frequency Control) διορθώνει τις αποκλίσεις μεταξύ Παραγωγής και Κατανάλωσης (Ζήτησης) εντός ενός Control Block καθώς επίσης και τις αποκλίσεις της Συχνότητας του Συστήματος εντός του Διασυνδεδεμένου Συγχρόνου Συστήματος του ENTSO-E.

Η Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος χρησιμοποιεί το κεντρικά εγκατεστημένο σύστημα της **Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής (AGC: Automatic Generation Control)** για την συνεχή αποστολή εντολών (**set points**), με τις οποίες τηλε-ρυθμίζεται η παραγωγή ενεργού ισχύος των μονάδων παραγωγής.

¹ Ως Διαταραχή ορίζεται η απώλεια παραγωγής που δημιουργεί μεταβολή της συχνότητας στην υπό εξέταση σύγχρονη ζώνη. Τα ακριβή χαρακτηριστικά της ορίζονται στο [4].

Η ρύθμιση αυτή μπορεί να λαμβάνει χώρα σε χρονικά πλαίσια από δέκα (10) δευτερόλεπτα έως δεκαπέντε (15) λεπτά από την ενεργοποίηση της ενώ ο κύκλος λειτουργίας του AGC είναι 4 sec και μπορεί να ανανεώνει τα setpoints που στέλνονται στις μονάδες κάθε 8 sec. Η ρύθμιση αυτή επιδιώκει την ελαχιστοποίηση του Σφάλματος Ρύθμισης Περιοχής (**ACE: Area Control Error**), το όριο ανοχής του οποίου καθορίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Σημειώνεται ότι η ποιότητα της ρύθμισης που επιτυγχάνει κάθε control block μέλος του ENTSO_E παρακολουθείται συστηματικά από ειδική ομάδα εργασίας του ENTSO_E, κατόπιν στατιστικής επεξεργασίας του μέγεθος του ACE.

Ως **ACE (MW)** ορίζεται το αποτέλεσμα των αποκλίσεων που παρουσιάζει η Παραγωγή από τη ζήτηση εξ αιτίας της συνεχώς μεταβαλλόμενης ζήτησης ή ενός συμβάντος εντός ενός Control Block και είναι το άθροισμα της απόκλισης των προγραμμάτων ανταλλαγών (**Po**) από τις μετρήσεις (**P**) δια μέσου των διασυνδέσεων του Control Block (**$\Delta P = P - P_o$**) και του σφάλματος συχνότητας (**$K * \Delta f$**), ήτοι: **$ACE = \Delta P + K * \Delta f$** .

Ο συντελεστής **K [MW/Hz]** για κάθε Control Block του διασυνδεδεμένου συστήματος του ENTSO-E υπολογίζεται ετησίως με βάση την καθαρή ετήσια παραγωγή του και την θεώρηση της συνολικής χαρακτηριστικής Φορτίου – Συχνότητας του διασυνδεδεμένου συστήματος του ENTSO-E.²

Το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης (θετική και αρνητική εφεδρεία) είναι το περιθώριο της μεταβολής της ενεργού ισχύος μίας μονάδας παραγωγής όταν αυτή συμμετέχει στην Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής και ορίζεται ως η διαφορά **LFCmax – LFCmin**, είναι δηλαδή το εύρος μεταξύ της ελάχιστης και μέγιστης παραγόμενης ενεργού ισχύος μονάδας που λειτουργεί υπό τον έλεγχο του AGC.

Η θετική (εναλλακτικά αναφέρεται ως άνω) ή αρνητική (εναλλακτικά αναφέρεται ως κάτω) Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης είναι τα περιθώρια αύξησης ή μείωσης αντίστοιχα της παραγόμενης ενεργού ισχύος μίας μονάδας λαμβάνοντας υπόψη το τρέχον επίπεδο της παραγόμενης ενεργού ισχύος.

Αντίστοιχα προκύπτουν τα μεγέθη της θετικής και αρνητικής δευτερεύουσας εφεδρείας του Συστήματος ως άθροισμα των εκάστοτε εφεδρειών όλων των μονάδων παραγωγής που είναι συγχρονισμένες στο δίκτυο και πραγματικά παρέχουν την εν λόγω επικουρική υπηρεσία.

Το ελάχιστο μέγεθος της Δευτερεύουσας Εφεδρείας που πρέπει να διατηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος για την ασφαλή λειτουργία του καθορίζεται με βάση κανόνες που περιγράφονται αναλυτικά στο [4], λαμβάνοντας πάντοτε υπόψη τις ιδιαιτερότητες ή την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος. Οι κανόνες αυτοί είναι σε μεγάλο βαθμό εμπειρικοί και προσαρμοσμένοι στο εκάστοτε Σύστημα και την τρέχουσα ή ευλόγως αναμενόμενη κατάστασή του

Τα βασικά κριτήρια προσδιορισμού των απαιτήσεων δευτερεύουσας εφεδρείας είναι:

- Η αναμενόμενη ζήτηση φορτίου του συστήματος

² Ενδεικτικά αναφέρεται η τιμή για το 2009: 26.700 MW/Hz.

- Η τιμή ενεργού ισχύος του μεγαλύτερου στοιχείου έγχυσης του Συστήματος (π.χ. μια εισαγωγή 500MW από κάποια διασύνδεση).
- Η τιμή ενεργού ισχύος της μεγαλύτερης μονάδας παραγωγής του Συστήματος.
- Η πληροφόρηση και εκτίμηση του Διαχειριστή του Συστήματος για την αξιοπιστία της λειτουργίας των μονάδων παραγωγής και της σύνδεσής τους στο Σύστημα.
- Η συνολική παραγωγή από μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία η οποία χαρακτηρίζεται από μειωμένη αξιοπιστία και αυξημένη πιθανότητα μη προγραμματισμένων διακοπών (forced outage rate).

Η εξασφάλιση της απαιτούμενης δευτερεύσας εφεδρείας για τις ανάγκες ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος είναι από τις βασικές ευθύνες του Διαχειριστή του Συστήματος. Δεδομένου ότι αποτελεί βασικό στοιχείο ασφάλειας και ποιότητας, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται, στα πλαίσια αυτής, να εντέλλει τις μονάδες παραγωγής, με κατάλληλη Εντολή η οποία μπορεί να αποστέλλεται τηλεφωνικά ή ηλεκτρονικά³.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διαθέτει εργαλεία λογισμικού για την αυτόματη παραγωγή και έκδοση των προαναφερθέντων Εντολών Κατανομής. Η δευτερεύουσα ρύθμιση υλοποιείται αυτόματα από το Σύστημα Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής (ΑΡΠ –AGC), το οποίο λαμβάνει ως είσοδο τις μετρήσεις συχνότητας, ροών ισχύος στις διασυνδετικές γραμμές, τις τρέχουσες παραγωγές και ικανότητες των μονάδων και στέλνει setpoints στις υπό αυτόματη ρύθμιση μονάδες. Οι τιμές των setpoints που αποστέλλονται σε κάθε μονάδα κυμαίνονται περίξ ενός αντίστοιχου σημείου βάσης (base point) ώστε με τη συνολική ρύθμιση της παραγωγής των μονάδων αυτών να γίνεται η διόρθωση του ACE. Τα αναφερθέντα base points για κάθε μονάδα προκύπτουν ως αποτέλεσμα της επίλυσης του προβλήματος Οικονομικής Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ) που επιλύεται ανά πεντάλεπτο από κατάλληλο λογισμικό του Διαχειριστή του Συστήματος. Διευκρινίζεται ότι, παρότι το σημείο βάσης ενημερώνεται περιοδικά σε κάθε πεντάλεπτο, οι Εντολές Κατανομής που προκύπτουν από το Σύστημα ΑΡΠ δύναται να εκδίδονται σε πολύ πιο συχνά χρονικά διαστήματα (της τάξης των οκτώ δευτερολέπτων) ώστε να εξασφαλίζεται η ταχεία απόκριση των μονάδων στις μεταβολές της λειτουργίας του Συστήματος.

Η ελάχιστη αριθμητική τιμή του Αναμενόμενου Ρυθμού μεταβολής παραγωγής υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (ΑΡΠ) ανά τεχνολογία Μονάδων καθορίζεται ετησίως από τη ΡΑΕ μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος, ετησίως και πριν την έναρξη του χρόνου ισχύος τους, για έκαστη από τις εξής τεχνολογίες Μονάδων:

- λιγνιτικές μονάδες,
- ατμοηλεκτρικές μονάδες με καύσιμο Πετρέλαιο ή Φυσικό Αέριο,

³ Η ηλεκτρονική αποστολή της Εντολής Κατανομής γίνεται μέσω εξειδικευμένου και αποκλειστικού (dedicated) συστήματος παραγωγής και μετάδοσης Εντολών Κατανομής σε πραγματικό χρόνο.

- ανθρακικές μονάδες,
- αεριοστροβιλικές μονάδες φυσικού αερίου μη συνδυσμένου κύκλου και μονάδες Μηχανών Εσωτερικής Καύσεως,
- μονάδες φυσικού αερίου συνδυσμένου κύκλου και
- υδροηλεκτρικές μονάδες.

Οι αριθμητικές τιμές του Αναμενόμενου Ρυθμού μεταβολής παραγωγής υπό ΑΡΠ ανά τεχνολογία μονάδων αντανakλούν το βέλτιστο ρυθμό που δύνανται να επιτύχουν μονάδες παραγωγής της αντίστοιχης τεχνολογίας οι οποίες είναι πλήρως εφοδιασμένες με τον απαιτούμενο εξοπλισμό, και υπό συνθήκες καλής συντήρησης και λειτουργίας.

Για τον έλεγχο του ρυθμού μεταβολής παραγωγής υπό ΑΡΠ (MW/λεπτό) που δηλώνουν οι Παραγωγοί για τις μονάδες τους, ο Διαχειριστής διεξάγει δοκιμές που συνίστανται σε αποστολή εντολών (set points) προς τις μονάδες με βήματα της τάξης 10-50MW και μέτρηση της απόκρισης τους μετά από ένα (1)-(5) λεπτά και εκτιμά από το μέσο όρο των μετρούμενων ρυθμών (MW/λεπτό) τον πραγματικό ρυθμό μεταβολής παραγωγής υπό ΑΡΠ.

Πέραν της απαίτησης εξασφάλισης θετικής (ανω) και αρνητικής (κάτω) δευτερεύουσας εφεδρείας, η οποία ενεργοποιείται εντός δεκαπενταλέπτου, υπάρχει και η απαίτηση εξασφάλισης του ελάχιστου ρυθμού με τον οποίο πρέπει να εκτελείται η δευτερεύουσα ρύθμιση έτσι ώστε να γίνεται γρήγορη εξάλειψη του ACE και ειδικότερα για τις περιπτώσεις σφαλμάτων, να διασφαλίζεται η γρήγορη αποκατάσταση του συστήματος. Για το λόγο αυτό θα πρέπει οποσδήποτε να συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση μονάδες με γρήγορα χαρακτηριστικά απόκρισης όταν λειτουργούν σε αυτόματο έλεγχο τηλερύθμισης της ενεργού παραγωγής της.

Όπως και η κανονική Δευτερεύουσα, η γρήγορη Δευτερεύουσα διακρίνεται σε θετική (ανω) και αρνητική (κάτω). Οι εκάστοτε απαιτήσεις του Συστήματος για γρήγορη (άνω και κάτω) Δευτερεύουσα Εφεδρεία καθορίζονται καθημερινά από το Διαχειριστή του Συστήματος βάσει της αναμενόμενης Διαθεσιμότητας των Μονάδων Παραγωγής και των προβλέψεων για τις βασικές παραμέτρους λειτουργίας του Συστήματος και με τη χρήση λογισμικού ανάλυσης ασφάλειας (security analysis).

Οι απαιτήσεις γρήγορης Δευτερεύουσας Εφεδρείας καθορίζονται με βάση του τι θεωρείται μεταβολή μικρής κλίμακας στο Σύστημα. Ο Διαχειριστής του Συστήματος καθορίζει την ποσότητα ισχύος που θεωρεί ως μεταβολή μικρής κλίμακας εκτελώντας μια στατιστική επεξεργασία στη λειτουργία του Συστήματος, με έμφαση κατά πρώτο λόγο στο Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής και δευτερευόντως στα προφίλ της κατανάλωσης και της παραγωγής ισχύος. Οι απαιτήσεις που διαμορφώνονται στοχεύουν στην εξασφάλιση γρήγορης απόκρισης σε τέτοιου είδους μεταβολές και διατήρησης του Σφάλματος Ελέγχου Περιοχής εντός χαμηλών ορίων. Στην πραγματική λειτουργία οδηγούν στην διατήρηση μίας τουλάχιστον μονάδας παραγωγής με αυξημένη ανταπόκριση (υψηλό ρυθμό μεταβολής εξόδου) στο Σύστημα.

Σημειώνεται ότι οι απαιτήσεις αυτές είναι δυναμικές και εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από την κατάσταση του συστήματος. Κατά συνέπεια μπορεί να μεταβληθούν ανά πάσα στιγμή. Σε κάθε περίπτωση, όλες οι προαναφερθείσες

απαιτήσεις Δευτερεύουσας Εφεδρείας δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος και συμμετέχουν στην επίλυση της Κατανομής Πραγματικού Χρόνου, του Προγράμματος Κατανομής και του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.

Οι ωριαίες τιμές για την αμοιβή της εν λόγω υπηρεσίας προκύπτουν από την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, οι δε ποσότητες και οι μονάδες παραγωγής που τις παρέχουν προκύπτουν κατά τη διάρκεια της πραγματικής λειτουργίας του συστήματος.

1.1.3 Τριτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία

Η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης είναι το περιθώριο της αύξησης της παραγόμενης ενεργού ισχύος μονάδας μεταξύ ενενήντα (90) δευτερολέπτων και δεκαπέντε (15) λεπτών μετά από τη σχετική Εντολή Κατανομής. Η Τριτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος είναι η συλλογική συνεισφορά όλων των μονάδων στην Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης.

Η ρύθμιση αφορά στη μεταβολή της ενεργού ισχύος των μονάδων παραγωγής που ο Διαχειριστής του Συστήματος εντέλει με σχετική Εντολή Κατανομής, βασισμένης στο κριτήριο της ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους έγχυσης ενέργειας στο Σύστημα.

Η Τριτεύουσα ρύθμιση χρησιμοποιείται από το Διαχειριστή του Συστήματος ως ένα εργαλείο με διπλό στόχο:

- Διατήρηση ή επαναφορά της Πρωτεύουσας και Δευτερεύουσας Εφεδρείας του Συστήματος στις επιθυμητές τιμές τους

Κατά τη διάρκεια μίας διαταραχής ή ενός συμβάντος του Συστήματος, ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει ως πρώτο μέλημα την εξασφάλιση της σταθερότητας του Συστήματος. Στο χρονικό διάστημα που έπεται των παραπάνω γεγονότων γίνεται χρήση της Πρωτεύουσας και Δευτερεύουσας ρύθμισης, δεδομένης της ταχείας απόκρισής τους, για να αντιμετωπισθεί η διαταραχή. Κατά συνέπεια μειώνονται οι αντίστοιχες διαθέσιμες ποσότητες εφεδρειών κάτω από τις επιθυμητές τιμές τους. Ως δεύτερο επίπεδο αντίδρασης, η τριτεύουσα ρύθμιση χρησιμοποιείται για να επαναφέρει ή να διατηρήσει τις ποσότητες αυτές στην επιθυμητή τιμή τους ώστε να είναι δυνατή η αντιμετώπιση κάποιου επόμενου συμβάντος.

- Επανακαθορισμό της παραγωγής ενεργού ισχύος των μονάδων

Η προαναφερθείσα διαταραχή ενδέχεται να έχει επιβάλλει μια νέα κατάσταση φόρτισης στο Σύστημα η οποία δεν καλύπτεται πλέον με το βέλτιστο οικονομικά τρόπο. Για το λόγο αυτό επιλύεται το πρόβλημα ΚΠΧ το οποίο, λαμβάνοντας υπόψη τις οικονομικές προσφορές των μονάδων παραγωγής, υπολογίζει τη βέλτιστη παραγωγή για το σύνολο των συγχρονισμένων στο Σύστημα μονάδων. Με τον τρόπο αυτό γίνεται χρήση της στρεφόμενης Τριτεύουσας εφεδρείας ώστε να καλυφθεί αφενός μεν η απαίτηση οικονομικής φόρτισης των μονάδων, αφετέρου δε η συμπλήρωση των απαιτούμενων εφεδρειών του Συστήματος.

Το ελάχιστο μέγεθος της Τριτεύουσας Εφεδρείας που πρέπει να διατηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος για την ασφαλή λειτουργία του καθορίζεται με βάση κανόνες που περιγράφονται αναλυτικά στο [4] λαμβάνοντας πάντοτε υπόψη τις ιδιαιτερότητες ή την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος.

Τα βασικά κριτήρια προσδιορισμού των απαιτήσεων τριτεύουσας εφεδρείας είναι:

- Η πρόβλεψη για την ημερήσια αιχμή του συνολικού φορτίου του Συστήματος
- Η διαθεσιμότητα των μονάδων Παραγωγής του Συστήματος
- Η κατάσταση και η αναμενόμενη φόρτιση των διασυνδέσεων
- Η συνολική παραγωγή από μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία η οποία χαρακτηρίζεται από μειωμένη αξιοπιστία και αυξημένη πιθανότητα μη προγραμματισμένων διακοπών (forced outage rate).

1.1.3.1 Στρεφόμενη Εφεδρεία

Ως Τριτεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδος ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας, η οποία είναι συγχρονισμένη στο Σύστημα.

1.1.3.2 Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία

Ως Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδος ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας, η οποία δεν είναι συγχρονισμένη στο Σύστημα.

1.1.4 Στατή Εφεδρεία

Ως Στατή Εφεδρεία Μονάδος ορίζεται η μέγιστη ποσότητα ενεργού ισχύος που μπορεί να διατεθεί στο Σύστημα από μια μη συνδεδεμένη μονάδα παραγωγής, εντός μιας χρονικής περιόδου από είκοσι (20) λεπτά έως τέσσερις (4) ώρες μετά την έκδοση μιας Εντολής Κατανομής συγχρονισμού, όπως αυτό το μέγεθος ορίζεται στα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά της Μονάδας.

Ως Στατή Εφεδρεία Συστήματος ορίζεται το άθροισμα των Στατών Εφεδρειών όλων των μονάδων παραγωγής, οι οποίες έχουν προγραμματιστεί ή μπορούν να προγραμματισθούν για να παρέχουν τέτοια υπηρεσία για κάθε Περίοδο Κατανομής. Ο προγραμματισμός για την παροχή αυτής της υπηρεσίας διενεργείται από το Διαχειριστή του Συστήματος προκειμένου να γίνεται δυνατή η Ρύθμιση Ενεργού Ισχύος και Συχνότητας ενόψει απρόβλεπτων διαταραχών της ισορροπίας φορτίου του Συστήματος σε πραγματικό χρόνο κατά τη διάρκεια μιας Ημέρας Κατανομής.

1.1.5 Ρύθμιση Τάσης

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επιτηρεί διαρκώς τα επίπεδα τάσης σε όλους τους ζυγούς του Συστήματος ώστε να εξασφαλίζει την απρόσκοπτη ροή ενέργειας στο Σύστημα. Στα πλαίσια αυτά λαμβάνει μετρήσεις τάσεως μέσω των μετρητικών διατάξεων που βρίσκονται στους κατά τόπους Υποσταθμούς και του ολοκληρωμένου Συστήματος Ελέγχου και Παρακολούθησης (SCADA) το οποίο αποτελεί τμήμα του συνολικότερου συστήματος ενεργειακής διαχείρισής του (EMS). Το σύστημα αυτό εξασφαλίζει μετρήσεις πραγματικού χρόνου που καλύπτουν όλα τα βασικά φυσικά μεγέθη του Συστήματος (Επίπεδα Τάσεων, ροές ισχύος κτλ.). Εξ αυτών, ο Διαχειριστής του Συστήματος συνθέτει την τρέχουσα εικόνα της κατάστασης του Συστήματος η οποία αποτελεί τη βάση της ακόλουθης τεχνικής ανάλυσης.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί εξειδικευμένα εργαλεία λογισμικού (Έλεγχος ευστάθειας τάσεως – VSA, ανάλυση ροών φορτίου - Load Flow, κτλ) ώστε να εντοπίσει ενδεχόμενο επερχόμενο κίνδυνο για την ευστάθεια του Συστήματος και να προσδιορίσει τα αναγκαία διορθωτικά μέτρα. Οι δυνατότητες επέμβασης του Διαχειριστή αναλύονται σε:

1.1.5.1 Χρήση Στατών Στοιχείων Αντιστάθμισης

Ως στατά στοιχεία αντιστάθμισης θεωρούνται οι πυκνωτές στα επίπεδα τάσης 150kV και 20/22kV⁴ και τα πηνία (reactors) των Αυτομετασχηματιστών (ΑΜΣ). Τα στατά στοιχεία εντάσσονται σε βαθμίδες οι οποίες είναι καθορισμένης παραγωγής αέργου ισχύος οι οποίες καθορίζονται από τα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά τους.

1.1.5.2 Χρήση Σύγχρονων Στοιχείων Αντιστάθμισης

Ως Σύγχρονα Στοιχεία Αντιστάθμισης θεωρούνται οι σύγχρονοι κινητήρες που συνδέονται στο επίπεδο των 150kV και όλες οι μονάδες παραγωγής. Σε αντίθεση με τα στατά στοιχεία, τα σύγχρονα προσφέρουν τη δυνατότητα ακριβούς ρύθμισης του επιθυμητού επιπέδου τάσης, μέσω της μεταβολής της διέγερσής τους. Σε περίπτωση που επιλεγεί κάποιο σύγχρονο στοιχείο για την παροχή της εν λόγω επικουρικής υπηρεσίας ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να διαμορφώσει την ανάλογη Εντολή Κατανομής προσδιορίζοντας άλλοτε την επιθυμητή έγχυση Αέργου ισχύος και άλλοτε την επιθυμητή τάση του στοιχείου στην έξοδό του. Στη συνέχεια, ο Διαχειριστής του Συστήματος παρακολουθεί την απόκριση του Στοιχείου Αντιστάθμισης στις Εντολές Κατανομής που έχει εκδώσει και αποστέλλει σε αυτό βάσει των μετρήσεων που λαμβάνει μέσω του Συστήματος SCADA.

1.1.5.3 Διαχείριση Αυτομετασχηματιστών

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται, κατά περίπτωση, να επιλέξει να ρυθμίσει την τάση σε ορισμένα σημεία του Συστήματος μέσω της αλλαγής των επιλογών λήψης (taps) των Αυτομετασχηματιστών του Συστήματος⁵.

1.1.5.4 Σειρά ενεργοποίησης

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί τα παραπάνω μέσα κατά κανόνα με την ακόλουθη σειρά ενεργοποίησης, εκτός αν συντρέχουν τεχνικοί λόγοι που συνδέονται με την κατάσταση του Συστήματος και την τοπολογία των διαθέσιμων μέσων αντιστάθμισης, με αποτέλεσμα να ανατρέπεται η παρακάτω σειρά:

- Θέση εκτός λειτουργίας των reactors
- Χρήση πυκνωτών στα 20kV
- Χρήση πυκνωτών στα 150kV

⁴ Παρότι το επίπεδο τάσης των 20/22kV είναι μέρος του Δικτύου Διανομής και κατά συνέπεια, δεν εμπίπτει άμεσα στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή του Συστήματος, όσον αφορά την παροχή αέργων απο πυκνωτές που είναι συνδεδεμένοι στο επίπεδο αυτό, ο Διαχειριστής του Δικτύου τους εντάσσει κατόπιν εντολής του Διαχειριστή του Συστήματος.

⁵ Αναφέρεται στους ΑΜΣ 400kV/150kV

- Διαχείριση Αέργου φόρτισης την γεννητριών
- Χρησιμοποίηση σύγχρονων πυκνωτών (κινητήρων)
- Αλλαγή λήψης (tap) ΑΜΣ

Όλες οι παραπάνω επιλογές, πλην αυτής που σχετίζεται με μονάδες παραγωγής, υλοποιούνται με την έκδοση αντίστοιχων Εντολών προς το Διαχειριστή του Δικτύου.

1.1.6 Επανεκκίνηση του συστήματος

Η Επικουρική Υπηρεσία Επανεκκίνησης του Συστήματος είναι η υπηρεσία που παρέχεται από τις μονάδες παραγωγής (που χαρακτηρίζονται σαν Μονάδες Επανεκκίνησης) μετά από μια γενική ή μερική διακοπή της λειτουργίας του Συστήματος. Συνίσταται στη δυνατότητα αυτών των μονάδων να εκκινούν χωρίς εξωτερική τροφοδότηση και να εγγέουν ενέργεια στο σύστημα εντός μίας (1) ώρας για θερμική μονάδα ή εντός δεκαπέντε (15) λεπτών για υδροηλεκτρική μονάδα.

Παρά το διαρκή έλεγχο και την εποπτεία του Συστήματος υφίσταται πάντα η πιθανότητα ολοκληρωτικής κατάρρευσης του Συστήματος (black out). Στην περίπτωση αυτή ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υπεύθυνος για το σχεδιασμό και την υλοποίηση πλάνου αποκατάστασης του Συστήματος (restoration plan). Οι ενέργειες του Διαχειριστή διακρίνονται σε δύο βασικά επίπεδα χρόνου.

1.1.6.1 Προετοιμασία αντιμετώπισης ολικής κατάρρευσης

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αναλύει τα τεχνικά χαρακτηριστικά του Συστήματος και εξετάζει πλάνα ενεργειών που θα ακολουθηθούν σε πιθανά σενάρια συμβάντων. Βάσει αυτών σχεδιάζει το πλάνο αποκατάστασης κατά περίπτωση. Επίσης μεριμνά για την ύπαρξη των κατάλληλων στοιχείων έναρξης της διαδικασίας αποκατάστασης του Συστήματος. Τα στοιχεία αυτά προέρχονται τόσο από εγχώρια παραγωγή όσο και από τις Διασυνδέσεις.

Όσον αφορά τις Διασυνδέσεις ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει στη σύναψη κατάλληλων συμφωνιών με όμορους Διαχειριστές οι οποίες εξασφαλίζουν αμοιβαία υποστήριξη σε περίπτωση ολικής κατάρρευσης κάποιου συστήματος. Η υποστήριξη αυτή μπορεί να περιλαμβάνει, πέρα από την παροχή τάσεως σε προκαθορισμένο σημείο σύνδεσης και παροχή κάποιας προσυμφωνημένης ποσότητας ενεργού ισχύος.

Όσον αφορά την εγχώρια παραγωγή, ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά για τη διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής με δυνατότητα εκκίνησης σε κατάσταση ολικής κατάρρευσης (black start) και την καλή λειτουργία συστημάτων επικοινωνιών των κέντρων ελέγχου ενέργειας με τις μονάδες παραγωγής. Οι μονάδες αυτές είναι κατά κανόνα υδροηλεκτρικές μονάδες που εκκινούν με ανεξάρτητο σύστημα γεννητριών diesel.

Όλες οι μονάδες που έχουν δηλώσει δυνατότητα εκκίνησης σε κατάσταση ολικής κατάρρευσης οφείλουν να διατηρούν τη δυνατότητα αυτή ανά πάσα στιγμή και, σε κάθε περίπτωση, να ενημερώνουν άμεσα το Διαχειριστή του Συστήματος σε περίπτωση που διαπιστώσουν οποιαδήποτε σχετική αδυναμία είτε αυτή σχετίζεται με την ίδια τη μονάδα είτε με τη βοηθητική γεννήτρια diesel.

1.1.6.2 Ενέργειες αποκατάστασης του Συστήματος σε περίπτωση ολικής κατάρρευσης

Σε περίπτωση ολικής κατάρρευσης ο Διαχειριστής του Συστήματος επιλέγει κατά περίπτωση το κατάλληλο πλάνο αποκατάστασης. Τα πλάνα αποκατάστασης διακρίνονται σε δυο βασικές κατηγορίες, Σε αυτά που βασίζονται σε διαδοχική τροφοδότηση στοιχείων του Συστήματος και σε εκείνα που βασίζονται σε παράλληλο σχηματισμό νησίδων και επακόλουθο συγχρονισμό τους.

Σε κάθε περίπτωση, τα βήματα αποκατάστασης βασίζονται στη διατήρηση του ισοζυγίου ενέργειας και ενός ικανοποιητικού επιπέδου τάσεως. Στα πλαίσια αυτά ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εντέλλει, κατά την κρίση του, οποιαδήποτε μονάδα παραγωγής και το Διαχειριστή του Δικτύου να προβούν στις επιθυμητές ενέργειες χορήγησης παραγωγής ή ζεύξης φορτίου ανεξάρτητα από οποιαδήποτε οικονομική επίλυση της Αγοράς και προγενέστερο προγραμματισμό.

1.2 Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος (ΣΕΣ)

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει την ευθύνη σύμφωνα με το Νόμο να λαμβάνει όλα τα απαραίτητα μέτρα για την εξασφάλιση επαρκούς εφεδρείας και την εξισορρόπηση των αποκλίσεων Παραγωγής - Ζήτησης κατά την λειτουργία του Συστήματος, ιδίως δε κατά τη διάρκεια των αιχμών του φορτίου του Συστήματος. Εάν ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτιμά ότι η κάλυψη του προβλεπόμενου φορτίου του συστήματος και των εφεδρειών δεν διασφαλίζεται από τις κατανεμόμενες μονάδες προνοεί για την εξασφάλιση ενέργειας μέσω της παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος.

Η Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος μπορεί να παρέχεται με ευθύνη του Διαχειριστή του Συστήματος εφόσον προέρχεται από Έκτακτες Εισαγωγές.

1.3 Υποχρεώσεις του Διαχειριστή σχετικά με τις Επικουρικές Υπηρεσίες

Ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό και τη διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών Συστήματος. Για το σκοπό αυτό:

- εποπτεύει την ικανότητα των Κατανεμόμενων Μονάδων να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά τους
- εφαρμόζει τις διατάξεις σχετικά με τις εξαιρέσεις και τις τεχνικές πληροφορίες των Κατανεμόμενων Μονάδων για παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών και

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εξασφαλίζει ότι όλες οι απαραίτητες Επικουρικές Υπηρεσίες είναι διαθέσιμες για την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του Συστήματος. Για το σκοπό αυτό εποπτεύει το σύνολο των διαθέσιμων και παρεχόμενων Επικουρικών Υπηρεσιών ανά Περίοδο Κατανομής και ανά υπηρεσία.

Ο προγραμματισμός και η διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών διενεργούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος με τρόπο ώστε να ελαχιστοποιούνται οι συνολικές δαπάνες από την ζήτηση της απαιτούμενης ποσότητας αυτών των υπηρεσιών. Ο καθορισμός των απαιτήσεων και οι όροι των Επικουρικών Υπηρεσιών καλύπτονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς [3].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΚΑΙ ΚΑΝΟΝΕΣ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ

Η εκπόνηση του Προγράμματος Κατανομής αρχίζει αμέσως μετά το πέρας της επίλυσης του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ).

2.1 Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος στο Πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής

Στο πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής ο Διαχειριστής:

- 1) Επικαιροποιεί την Πρόβλεψη Φορτίου, τις Ανάγκες Εφεδρειών, την Πρόβλεψη των εγχύσεων από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και την Πρόβλεψη για τους Περιορισμούς Μεταφοράς του Συστήματος.
- 2) Λαμβάνει τα απαραίτητα μέτρα για την εξασφάλιση επαρκών Επικουρικών Υπηρεσιών.
- 3) Καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής για κάθε Ημέρα Κατανομής, το οποίο δύναται να τροποποιεί, εφόσον το κρίνει αναγκαίο.
- 4) Αποστέλλει στους κατόχους άδειας παραγωγής το Πρόγραμμα Κατανομής το οποίο αφορά τις Μονάδες τους. Επίσης ο Διαχειριστής αποστέλλει το Πρόγραμμα των Επικουρικών Υπηρεσιών τις οποίες οι Μονάδες είναι υποχρεωμένες να παρέχουν σε πραγματικό χρόνο.
- 5) Εκδίδει και αποστέλλει στους κατόχους άδειας παραγωγής τις Εντολές Κατανομής οι οποίες τους αφορούν.
- 6) Διαχειρίζεται και χρησιμοποιεί το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής.
- 7) Δημοσιοποιεί στατιστικά στοιχεία και πληροφορίες σχετικά με τη Διαδικασία Κατανομής.
- 8) Προτείνει τα αναγκαία μέτρα για τη βελτίωση της αποτελεσματικότητας της Διαδικασίας Κατανομής.

2.2 Υποχρεώσεις Κατόχων Άδειας Παραγωγής στο Πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής υποχρεούνται στο πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής:

- 1) Να λαμβάνουν όλα τα αναγκαία μέτρα ώστε οι Μονάδες τους να είναι διαθέσιμες προς λειτουργία σύμφωνα με τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά τους.
- 2) Να αποστέλλουν άμεσα στον Διαχειριστή δηλώσεις που αφορούν τη μερική ή ολική μη διαθεσιμότητα των μονάδων. Η αποστολή των σχετικών δηλώσεων θα πρέπει να γίνεται με την χρήση των δυνατοτήτων που παρέχονται στους Παραγωγούς από το Πληροφοριακό Σύστημα του Διαχειριστή.
- 3) Να εφαρμόζουν το Πρόγραμμα Κατανομής και να συμμορφώνονται προς τις Εντολές Κατανομής που εκδίδει ο Διαχειριστής.
- 4) Να γνωστοποιούν άμεσα στο Διαχειριστή οτιδήποτε σχετίζεται με την ασφάλεια του προσωπικού ή των εγκαταστάσεων της Μονάδας

2.3 Κανόνες Προγράμματος Κατανομής

Ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής και εκδίδει σχετικές Εντολές Κατανομής με σκοπό την αξιόπιστη λειτουργία του Συστήματος και την ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας του, με βάση τις ακόλουθες αρχές:

- 1) Οι Κατανεμόμενες Μονάδες προγραμματίζονται για την κάλυψη του Συνολικού Φορτίου του Συστήματος και την παροχή των αναγκαίων Επικουρικών Υπηρεσιών για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος. Το Συνολικό Φορτίο του Συστήματος συνίσταται αφενός μεν από την Πρόβλεψη του Φορτίου του Συστήματος που διενεργείται από τον Διαχειριστή, αφετέρου δε από το πρόγραμμα των εξαγωγών δια μέσου των διασυνδέσεων και το φορτίο των αντλητικών μονάδων, όπως αυτό προέκυψε από την επίλυση του ΗΕΠ.
- 2) Οι έκτακτες εισαγωγές ενέργειας προγραμματίζονται εφόσον οι μονάδες της προηγούμενης παραγράφου δεν επαρκούν για την κάλυψη της ζήτησης και των απαραίτητων εφεδρειών.
- 3) Επειδή μερικές μονάδες παραγωγής χρειάζονται αρκετό χρόνο από την αφή έως τον συγχρονισμό τους, ο Διαχειριστής δύναται να δίδει εντολή στους παραγωγούς να διατηρούν τις μονάδες σε ετοιμότητα ή να ζητά την αφή τους κατά τη διάρκεια ή πριν την Ημέρα Κατανομής, ώστε να διασφαλίζεται επαρκής διαθεσιμότητα παραγωγής.
- 4) Αλλαγή στη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής σε σχέση με την υποβληθείσα επιτρέπεται μόνο για εύλογη αιτία (όπως βλάβες, διακοπές λειτουργίας, επικίνδυνες καταστάσεις, κ.λ.π.). Για αλλαγή διαθεσιμότητας σε άλλες περιπτώσεις (π.χ. εργασίες συντήρησης⁶) απαιτείται προηγούμενη σύμφωνη γνώμη του Διαχειριστή.

⁶ Αναλυτικότερες πληροφορίες σχετικά με τον προγραμματισμό των συντηρήσεων παρουσιάζονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V.

- 5) Ο προγραμματισμός χρήσης των διασυνδέσεων, όπως προέκυψε από την επίλυση του ΗΕΠ δεν επιδέχεται γενικά μεταβολές από τους συμμετέχοντες στην αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας. Θα πρέπει όμως να σημειωθεί ότι ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υποχρεωμένος να εισάγει στο Πρόγραμμα Κατανομής τα προγράμματα ανταλλαγών δια μέσου των διασυνδέσεων, όπως αυτά έχουν προκύψει μετά από την διαδικασία επιβεβαίωσης τους (matching), όπως αυτή είναι θεσμοθετημένο να γίνεται με τους γειτονικούς Διαχειριστές με βάση τους κανόνες του ENTSO-E (Policy 2: Scheduling and Accounting).
- 6) Στα πλαίσια της αξιόπιστης λειτουργίας του Συστήματος, ο Διαχειριστής, την προηγούμενη της Ώρας Κατανομής, καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής για την συγκεκριμένη Ώρα Κατανομής ως επίσης και για το υπόλοιπο της Ημέρας Κατανομής με βάση όλες τις πληροφορίες που έχει στην διάθεσή του και ενημερώνει τους παραγωγούς.
- 7) Η διαδικασία κατάρτισης του ΠΚ [1] είναι παρόμοια με εκείνη του ΗΕΠ. Ο χρονικός ορίζοντας του ΠΚ είναι όλη η Ημέρα Κατανομής αν η κατάρτιση γίνεται την προηγούμενη της Ημέρας Κατανομής ή από την επόμενη ώρα κατανομής έως το τέλος της Ημέρας Κατανομής αν η επίλυση γίνεται εντός της Ημέρας Κατανομής.
- 8) Κατά την επίλυση του ΠΚ χρησιμοποιούνται η επικαιροποιημένη Πρόβλεψη Φορτίου αντί των μη-τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου που χρησιμοποιούνται στην επίλυση του ΗΕΠ. Επίσης είναι δυνατόν να κατανεμηθεί Στατή Εφεδρεία, εάν αυτό κριθεί απαραίτητο, για την αναπλήρωση ήδη χρησιμοποιούμενης Τριτεύουσας Εφεδρείας

2.4 Συλλογή και Ανταλλαγή Πληροφοριών κατά την Διαδικασία Κατανομής

2.4.1 Αντικείμενο της Συλλογής και Ανταλλαγής Πληροφοριών κατά τη Διαδικασία Κατανομής

Στο πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής ο Διαχειριστής συλλέγει πληροφορίες σχετικά με τη διαθεσιμότητα των Μονάδων και την κατάσταση λειτουργίας τους, τη διαθεσιμότητα των Διασυνδέσεων, την κατάσταση λειτουργίας του Δικτύου Διανομής καθώς και επηρεάζει τη λειτουργία του Συστήματος, καθώς και την κατάσταση λειτουργίας του Συστήματος.

Οι Χρήστες του Συστήματος υποχρεούνται να παρέχουν τις πληροφορίες αυτές στον Διαχειριστή άμεσα όταν λάβουν γνώση των σχετικών πραγματικών περιστατικών, ή όταν η επέλευση αυτών των περιστατικών εύλογα πιθανολογείται.

2.4.2 Υποχρεώσεις παροχής πληροφοριών των κατόχων άδειας παραγωγής

Ο κάτοχος άδειας παραγωγής ο οποίος έχει υποβάλει Προσφορά Έγχυσης ή / και Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ), υποχρεούται, ανεξάρτητα από την ένταξη της Προσφοράς Έγχυσης στο Πρόγραμμα ΗΕΠ, να ενημερώνει άμεσα και

αιτιολογημένα τον Διαχειριστή στην περίπτωση που μετά την αντίστοιχη Λήξη Προθεσμίας Υποβολής η συνολική ποσότητα ενέργειας της Μονάδας, όπως αυτή προκύπτει από την αντίστοιχη Προσφορά Έγχυσης στον ΗΕΠ, προβλέπεται να μεταβληθεί ή έχει μεταβληθεί, για μία ή περισσότερες Περιόδους Κατανομής της υπόψη Ημέρας Κατανομής, κατά πέντε (5) MWh τουλάχιστον.

Τα αρχεία που ανταλλάσσονται μεταξύ των κατόχων άδειας παραγωγής και του Διαχειριστή του Συστήματος έχουν τυποποιημένη μορφή, προστατεύονται από κωδικούς ασφαλείας και η μορφή τους παρουσιάζεται στο Εγχειρίδιο της Αγοράς.

Τα αρχεία αυτά συλλέγονται σε συγκεκριμένες βάσεις δεδομένων του Διαχειριστή του Συστήματος και αποτελούν τα αναγκαία δεδομένα ώστε να εισαχθούν στις σχετικές πιστοποιημένες εφαρμογές που έχουν σαν σκοπό την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) και του Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ).

Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής υποχρεούται να γνωστοποιήσει στον Διαχειριστή τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ της Μονάδας του, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, στις ακόλουθες περιπτώσεις:

- 1) Στην περίπτωση που δεν έχει υποβάλει Προσφορά Έγχυσης στο πλαίσιο του ΗΕΠ για τη Μονάδα, η οποία εντούτοις ήταν διαθέσιμη πριν τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής ή κατέστη διαθέσιμη μετά από αυτή,
- 2) Στην περίπτωση που έχει υποβάλει στο πλαίσιο του ΗΕΠ Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας (Ολικής ή Μερικής) για τη Μονάδα, οι λόγοι της οποίας δεν συντρέχουν πλέον με αποτέλεσμα η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς της Μονάδας να έχει αποκατασταθεί ή αυξηθεί.
- 3) Στην περίπτωση που η μονάδα είναι διαθέσιμη μετά από βλάβη ή συντήρηση ζητείται έγκριση για την αφή της από την Υπηρεσία Λειτουργίας (Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας) του Διαχειριστή. Σε περίπτωση αφής μονάδος χωρίς προηγούμενη ενημέρωση, ο Διαχειριστής δύναται να ζητήσει τη σβέση της χωρίς καμία οικονομική αποζημίωση του παραγωγού.
- 4) Ο παραγωγός οφείλει να ενημερώνει για τον προβλεπόμενο χρόνο συγχρονισμού της μονάδος του την Υπηρεσία Λειτουργίας (Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας) του Διαχειριστή καθώς και για οποιαδήποτε αλλαγή αυτού.
- 5) Ο παραγωγός οφείλει να ενημερώνει άμεσα την Υπηρεσία Λειτουργίας (Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας) του Διαχειριστή για την ακριβή αιτία μεταβολής της διαθεσιμότητας της μονάδος.
- 6) Ο παραγωγός οφείλει να ενημερώνει άμεσα την Υπηρεσία Λειτουργίας (Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας) του Διαχειριστή για οποιοδήποτε πρόβλημα στο χώρο της μονάδος που θα είχε επίδραση στην διαθεσιμότητα της, στην ασφάλεια λειτουργίας της αλλά και στην ασφάλεια του προσωπικού του σταθμού.

- 7) Πριν από οποιοδήποτε χειρισμό για τον συγχρονισμό ή κράτηση μονάδος ο παραγωγός οφείλει να ενημερώνει την Υπηρεσία Λειτουργίας (Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας) του Διαχειριστή του Συστήματος, καθώς επίσης και τα αρμόδια για τους χειρισμούς Περιφερειακά Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας.
- 8) Ο Χειριστής της μονάδος παραγωγής οφείλει να εισάγει το εκάστοτε μέγιστο της μονάδος του στο αντίστοιχο προς τούτο τερματικό που υπάρχει στο control room της μονάδος, ώστε το Πληροφοριακό Σύστημα του Διαχειριστή για την επίλυση σε πραγματικό χρόνο να διαθέτει την κατάλληλη πληροφορία. Η υποχρέωση αυτή δεν τον απαλλάσσει από το να ενημερώνει άμεσα και το Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας για την αλλαγή της διαθεσιμότητας της μονάδος.
- 9) Ο Διαχειριστής σε στενή συνεργασία με τους παραγωγούς και τον Κύριο του Δικτύου δύναται να εγκρίνει αναθεωρήσεις του εγκεκριμένου Προγράμματος Συντηρήσεων των Μονάδων Παραγωγής, μετά από αιτιολογημένη αίτηση του ενδιαφερόμενου παραγωγού.

Σε σχέση με τους κατόχους Υδροηλεκτρικών Μονάδων ισχύουν επιπλέον τα ακόλουθα:

- 1) Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής Κατανεμόμενης Υδροηλεκτρικής Μονάδας οφείλει να ενημερώνει την Υπηρεσία Λειτουργίας (Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας) του Διαχειριστή για τη στάθμη του ταμιευτήρα καθώς και την αναμενόμενη μεταβολή αυτής, περιοδικά ή εκτάκτως, όπως κρίνεται αναγκαίο από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
- 2) Επίσης είναι υποχρεωμένος να ενημερώνει το Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας για την παροχή ύδατος στον ταμιευτήρα του ΥΗΣ (στιγμιαία ή μέση για συγκεκριμένη περίοδο).
- 3) Σε περιπτώσεις που παρατηρούνται υψηλές παροχές ύδατος στους ταμιευτήρες των ΥΗΣ, οι παραγωγοί έχουν υποχρέωση να ενημερώνουν άμεσα το Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας για λήψη τυχόν αναγκαίων μέτρων για την ασφάλεια των φραγμάτων των ταμιευτήρων.
- 4) Στην περίπτωση που υπάρχει ανάγκη μεταβολής των ποσοτήτων των υποχρεωτικών νερών λόγω υψηλών παροχών ή διαφοροποίησης των αρδευτικών αναγκών, ο παραγωγός οφείλει να ενημερώσει άμεσα το Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας του Διαχειριστή. Σχετική δήλωση αλλαγής της Εβδομαδιαίας Δήλωσης Διαχείρισης Υποχρεωτικών Νερών υποχρεούται ο παραγωγός να αποστέλλει στον Διαχειριστή του Συστήματος ώστε να εισάγεται στο πληροφοριακό σύστημα και να λαμβάνεται υπόψη στην επίλυση του Προγράμματος Κατανομής.

Κάθε Κάτοχος Άδειας Παραγωγής Μονάδος Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) υποχρεούται να ενημερώνει τον Διαχειριστή σε κάθε περίπτωση βλάβης ή διακοπής της λειτουργίας της μονάδας για οποιοδήποτε λόγο.

Ο παραγωγός οφείλει για κάθε αλλαγή στην διαθεσιμότητα της μονάδος του πλην της ενημέρωσης του Εθνικού Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας του Διαχειριστή να ενημερώνει άμεσα και το Πληροφοριακό Σύστημα του Διαχειριστή με την αποστολή (upload) των κατάλληλων προς τούτο ηλεκτρονικών φακέλων. Το περιεχόμενο και η μορφή (xml) των ηλεκτρονικών φακέλων έχει γνωστοποιηθεί στους παραγωγούς οι οποίοι έχουν εφοδιασθεί από τον Διαχειριστή με κατάλληλα εργαλεία διαμόρφωσής τους.

Ο Διαχειριστής δεν έχει καμία ευθύνη για το αν το πληροφοριακό σύστημα του δεν δύναται να χειρισθεί την μονάδα με την πραγματική της ικανότητα στην περίπτωση που ο παραγωγός δεν έχει ενημερώσει το Πληροφοριακό Σύστημα του.

Ο προγραμματισμός των συντηρήσεων των μονάδων γίνεται αρχικά σε ετήσια βάση και το πρόγραμμα επικαιροποιείται ακολούθως σε μηνιαία ή και συντομότερη βάση.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V δίδεται εκτενής περιγραφή του τρόπου οργάνωσης του Προγράμματος Συντήρησης των Μονάδων.

2.4.3 Υποχρεώσεις παροχής πληροφοριών των Εκπροσώπων Φορτίου και του Διαχειριστή του Δικτύου

Εκπρόσωπος Φορτίου ο οποίος έχει υποβάλει Δήλωση Φορτίου που συμπεριλήφθηκε στο Πρόγραμμα ΗΕΠ, υποχρεούται να κοινοποιεί άμεσα στον Διαχειριστή κάθε πληροφορία η οποία είναι δυνατόν να επηρεάσει τις ποσότητες ενέργειας που αντιστοιχούν στους Μετρητές τους οποίους εκπροσωπεί.

Εκπρόσωπος Φορτίου ο οποίος δεν έχει υποβάλει Δήλωση Φορτίου στο πλαίσιο του ΗΕΠ για ορισμένη Κατηγορία Μετρητών, Μετρητές τους οποίους εκπροσωπεί (ολικά ή μερικά) κατά την υπόψη Ημέρα Κατανομής σύμφωνα με τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου, υποχρεούται να ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος για το συνολικό Φορτίο που αναμένει να απορροφηθεί ανά Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Μετρητές αυτούς.

Σε περίπτωση που οι Εκπρόσωποι Φορτίου ή / και ο Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής σχεδιάζουν να προβούν σε Περικοπή Φορτίου, η οποία αναμένεται να προκαλέσει μείωση φορτίου που υπερβαίνει τα δέκα (10) MW σε ορισμένο Σημείο Σύνδεσης στο Σύστημα, υποχρεούνται να ενημερώσουν άμεσα και αιτιολογημένα τον Διαχειριστή.

Σε περίπτωση που ο Διαχειριστής του Δικτύου σχεδιάζει να προβεί σε χειρισμούς του Δικτύου οι οποίοι αναμένεται να προκαλέσουν μείωση Φορτίου που υπερβαίνει τα δέκα (10) MW σε ορισμένο Σημείο Σύνδεσης του Δικτύου στο Σύστημα, υποχρεούται να ενημερώσει άμεσα και αιτιολογημένα τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Ο Διαχειριστής σε στενή συνεργασία με τον Κύριο του Δικτύου δύναται να εγκρίνει αναθεωρήσεις του Προγράμματος Συντηρήσεων στοιχείων του δικτύου μεταφοράς, μετά από αιτιολογημένη αίτησή του.

Ο προγραμματισμός των συντηρήσεων γίνεται αρχικά σε ετήσια βάση και το πρόγραμμα επικαιροποιείται ακολούθως σε μηνιαία ή και συντομότερη βάση.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΠΡΟΗΓΟΥΜΕΝΗ ΤΗΣ ΗΜΕΡΑΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ

3.1 Διαδικασία Προγράμματος Κατανομής

Μετά την δημοσίευση των αποτελεσμάτων του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) ο Διαχειριστής:

- λαμβάνει από τους παραγωγούς δηλώσεις για τυχόν αλλαγές στη διαθεσιμότητα των μονάδων τους
- λαμβάνει υπόψη τυχόν αλλαγές στο σύστημα όπως μεταβολή στη ζήτηση ή διαφοροποίηση στη ικανότητα μεταφοράς των διασυνδεδετικών γραμμών του συστήματος και
- εκτελεί το Πρόγραμμα Κατανομής όταν απαιτείται, ώστε να προκύπτει το Πρόγραμμα Φόρτισης των Μονάδων, το πρόγραμμα των Επικουρικών Υπηρεσιών και ο έλεγχος τυχόν ενεργοποίησης του Διαζωνικού Περιορισμού.

Όπως αναφέρεται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς [3], από την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) προκύπτουν ενδεικτικά αποτελέσματα για την Πρωτεύουσα, την Δευτερεύουσα και την Τριτεύουσα Εφεδρεία. Τα αποτελέσματα αυτά επικαιροποιούνται κατά την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής ενώ τα αποτελέσματα για την Δευτερεύουσα Εφεδρεία επικαιροποιούνται περαιτέρω κατά την Κατανομή σε Πραγματικό Χρόνο.

Τα αποτελέσματα του πρώτου Προγράμματος Κατανομής πρέπει να δημοσιεύονται έως τις 18:00 της προηγούμενης της Ημέρας Κατανομής (18:00 D-1).

3.1.1 Δεδομένα Εισόδου Προγράμματος Κατανομής

Για κάθε Ημέρα Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής με βάση τα ακόλουθα δεδομένα, τα οποία αφορούν κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

- 1) Τα ζεύγη Τιμής (€/MWh) - Ποσότητας Ενέργειας (MWh) που αντιστοιχούν στις βαθμίδες της κλιμακωτής συνάρτησης των Προσφορών Έγχυσης των Κατανεμόμενων Μονάδων, ανεξάρτητα εάν η αντίστοιχη Προσφορά Έγχυσης εντάχθηκε στο Πρόγραμμα ΗΕΠ ή όχι. Γενικά για τις εισαγωγές λαμβάνεται υπόψη μόνον η ποσότητα ενέργειας που περιλαμβάνεται στις Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή, κατά το τμήμα που αυτές έχουν ενταχθεί στο Πρόγραμμα ΗΕΠ, καθώς επίσης και η έγχυση που αντιστοιχεί στα προγράμματα διόρθωσης των διαφορών των ροών φορτίου των διασυνδέσεων. Σε περίπτωση που μετά από την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού και κατά την διάρκεια της επιβεβαίωσης

(matching) των ανταλλαγών ενέργειας με τους γειτονικούς Διαχειριστές προκύψει αλλαγή των προγραμμάτων εισαγωγών, τότε οι τελικά επιβεβαιωμένες ποσότητες είναι εκείνες που λαμβάνονται υπόψη για την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής.

- 2) Τα ζεύγη τιμής ισχύος (€/MW) και Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης (MW), και τα ζεύγη τιμής ισχύος (€/MW) και Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης (MW), που αντιστοιχούν στις Προσφορές Εφεδρειών των Κατανεμόμενων Μονάδων, ανεξάρτητα εάν η αντίστοιχη Προσφορά Εφεδρειών εντάχθηκε στο Πρόγραμμα ΗΕΠ ή όχι.
- 3) Την επικαιροποιημένη πρόβλεψη της ποσότητας παραγωγής ενέργειας (MWh) από Ανανεώσιμες Μονάδες (ΑΠΕ).
- 4) Την ποσότητα ενέργειας (MWh) για την οποία ο Διαχειριστής υποβάλλει Μη Τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης, όπως αυτή η ποσότητα περιλήφθηκε στο Πρόγραμμα ΗΕΠ. Αυτές αφορούν τα υποχρεωτικά νερά, την παραγωγή των μονάδων σε δοκιμαστική λειτουργία, τις διορθώσεις των διαφορών ροών στις διασυνδέσεις και τα προγράμματα των διασυνδέσεων που αφορούν εγγύηση εμπορικών προγραμμάτων.
- 5) Την ποσότητα ενέργειας που περιλαμβάνεται στις Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγή ή για Αντλητικές Μονάδες, κατά το τμήμα που αυτές έχουν ενταχθεί στο Πρόγραμμα ΗΕΠ, καθώς και τις Δηλώσεις Φορτίου που αντιστοιχούν σε προγράμματα διορθώσεων διαφορών των ροών φορτίου στις διασυνδέσεις. Σε περίπτωση εφαρμογής δυνατότητας υποβολής Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου για Πελάτες, την ποσότητα ενέργειας που περιλαμβάνεται στο μέρος των Δηλώσεων αυτών που είναι τιμολογούμενο και κατά το τμήμα που αυτές έχουν ενταχθεί στο Πρόγραμμα ΗΕΠ.
Σε περίπτωση που μετά από την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού και κατά την διάρκεια της επιβεβαίωσης (matching) των ανταλλαγών ενέργειας με τους γειτονικούς Διαχειριστές προκύψει αλλαγή των προγραμμάτων εξαγωγών, τότε οι τελικά επιβεβαιωμένες ποσότητες είναι εκείνες που λαμβάνονται υπόψη για την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής.
- 6) Τις Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων και ιδίως αναφορικά με τις καθοριζόμενες σε αυτές τεχνικές δυνατότητες των Μονάδων σχετικά με την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή των Μονάδων, τους ρυθμούς μεταβολής της παραγωγής τους, τους χρόνους παραμονής σε κατάσταση ή μεταβολής μεταξύ καταστάσεων, την μέγιστη ημερήσια ποσότητα ενέργειας που μπορεί να παραχθεί, τον μέγιστο αριθμό εναύσεων ανά έτος, καθώς και την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών ανά Υπηρεσία, και το ειδικό κόστος εκκίνησης από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής.
- 7) Τις Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας (Ολικής ή Μερικής) των Μονάδων.
- 8) Τις επικαιροποιημένες Προβλέψεις Φορτίου, Αναγκών Εφεδρειών και Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος.

- 9) Τον Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Εγχύσεως και τον Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Φορτίου για το φορτίο Πελατών που συνδέονται στο Δίκτυο Διανομής.
- 10) Την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς κάθε Διασύνδεσης.
- 11) Το σύνολο των λοιπών Επικουρικών Υπηρεσιών ανά υπηρεσία, οι οποίες εκτιμάται από τον Διαχειριστή ότι είναι απαραίτητο να παρασχεθούν.
- 12) Τα στοιχεία κόστους σχετικά με την παροχή των Επικουρικών Υπηρεσιών βασισμένα στις προσφορές Επικουρικών Υπηρεσιών του ΗΕΠ.
- 13) Τις Έκτακτες Εισαγωγές εφόσον αυτές απαιτούνται.
- 14) Την υπολογιζόμενη τιμή της επιπλέον προσφερόμενης ενέργειας από Μονάδες που έχουν δηλώσει έκτακτη αύξηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος τους, καθώς και την επιπλέον ποσότητα ενέργειας η οποία μπορεί να παρασχεθεί από τις Μονάδες αυτές. Τα αντίστοιχα ζεύγη τιμής και ποσότητας ενέργειας θεωρούνται για την επίλυση του προβλήματος του Προγράμματος Κατανομής ως Προσφορές Έγχυσης.
- 15) Περιστατικά τα οποία γνωστοποιούνται στον Διαχειριστή και
- 16) Άλλες πληροφορίες που συλλέγονται ή/και γνωστοποιούνται στον Διαχειριστή, καθώς και άλλα τεχνικά δεδομένα και δεδομένα προσομοίωσης της λειτουργίας του Συστήματος.

3.1.2 Μεθοδολογία Επίλυσης Προγράμματος Κατανομής

3.1.2.1 Υπολογισμός Τιμής Προσφοράς Ενέργειας Εκτάκτως Διαθέσιμων Μονάδων.

Στην περίπτωση Μονάδας για την οποία μετά τη Λήξη Προθεσμίας Υποβολής της προσφοράς της δηλώνεται έκτακτη αύξηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος, το Σύστημα Επίλυσης της Αγοράς υπολογίζει την τιμή της επιπλέον προσφερόμενης ενέργειας από τη Μονάδα αυτή, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

Ως επιπλέον προσφερόμενη ενέργεια νοείται η ενέργεια η οποία δύναται να παραχθεί από τη Μονάδα επιπλέον της συνολικά προσφερόμενης ενέργειας που περιλαμβάνεται στην Προσφορά Έγχυσης που υποβλήθηκε στον ΗΕΠ για την ίδια Ημέρα Κατανομής, λόγω της δήλωσης έκτακτης αύξησης της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος της Μονάδας. Στην περίπτωση που για τη συγκεκριμένη Μονάδα δεν έχει υποβληθεί Προσφορά Έγχυσης ή έχει υποβληθεί Δήλωση Ολικής Μη Διαθεσιμότητας για την υπόψη Ημέρα Κατανομής, ως επιπλέον προσφερόμενη ενέργεια νοείται το σύνολο της ενέργειας που δύναται να παραχθεί λόγω της δήλωσης έκτακτης αύξησης της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος της Μονάδας.

Η τιμή της επιπλέον προσφερόμενης ενέργειας από μία Μονάδα προσδιορίζεται κατά Τιμολογούμενη Βαθμίδα Προσφοράς Έγχυσης και προκύπτει ως ο μέσος όρος των τιμών ενέργειας που περιλαμβάνονται στις Προσφορές Έγχυσης που υποβλήθηκαν για τη συγκεκριμένη Μονάδα για την αντίστοιχη Περίοδο

Κατανομής της αντίστοιχης ημέρας της εβδομάδας στο διάστημα 26 εβδομάδων που προηγούνται της εβδομάδας της υπόψη Ημέρας Κατανομής. Για τον υπολογισμό αυτό λαμβάνονται υπόψη οι Τιμολογούμενες Βαθμίδες Προσφοράς Έγχυσης των ανωτέρω Προσφορών Έγχυσης, των οποίων η ενέργεια αντιστοιχεί στο επίπεδο της επιπλέον προσφερόμενης ενέργειας. Σε κάθε περίπτωση οι τιμές ενέργειας των διαδοχικών βαθμίδων θα πρέπει να είναι μη φθίνουσες.

Υπάρχουν επίσης οι ακόλουθες περιπτώσεις που αντιμετωπίζονται ως εξής:

- 1) Στην περίπτωση που η μονάδα έχει ήδη υποβάλλει προσφορά με 10 βαθμίδες για την ώρα που δηλώνεται πρόσθετη διαθεσιμότητα, τότε η προσφορά για τη 10η βαθμίδα εφαρμόζεται και για την πρόσθετη διαθεσιμότητα.
- 2) Στην περίπτωση που η μονάδα έχει υποβάλλει προσφορά με λιγότερες από 10 βαθμίδες για την ώρα που δηλώνεται πρόσθετη διαθεσιμότητα, τότε:
 - Εάν η σταθμισμένη μέση τιμή (που ο υπολογισμός της περιγράφεται παραπάνω) είναι μικρότερη από την προσφορά για την τελευταία βαθμίδα, τότε η προσφορά για την τελευταία βαθμίδα εφαρμόζεται για την πρόσθετη διαθεσιμότητα.
 - Εάν η σταθμισμένη μέση τιμή (που ο υπολογισμός της περιγράφεται παραπάνω) είναι μεγαλύτερη από την προσφορά για την τελευταία βαθμίδα, τότε η σταθμισμένη μέση τιμή εφαρμόζεται για την πρόσθετη διαθεσιμότητα.

Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν καθόλου ιστορικά στοιχεία προσφορών για μια μονάδα, και η μονάδα ήταν αρχικά συνολικά μη διαθέσιμη, τότε εφαρμόζεται το ελάχιστο μέσο μεταβλητό κόστος για την πρόσθετη διαθεσιμότητα .

Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν καθόλου ιστορικά στοιχεία προσφορών για μια μονάδα, και η μονάδα αυτή ήταν αρχικά μερικώς μη διαθέσιμη, τότε εφαρμόζεται η προσφορά της τελευταίας βαθμίδας για την πρόσθετη διαθεσιμότητα.

Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν ιστορικά στοιχεία 26 εβδομάδων για μια μονάδα, αλλά υπάρχουν ιστορικά στοιχεία για λιγότερες από 26 εβδομάδες, τότε χρησιμοποιούνται αυτά τα ιστορικά στοιχεία για την αξιολόγηση της σταθμισμένης μέσης τιμής που εφαρμόζεται για την πρόσθετη διαθεσιμότητα.

Σε περίπτωση που η μονάδα δηλώνει πρόσθετη διαθεσιμότητα για την τελευταία ώρα της τελευταίας Κυριακής του Οκτωβρίου («25η» ώρα, λόγω εφαρμογής της χειμερινής ώρας), τότε εφαρμόζεται η προσφορά της τελευταίας βαθμίδας της για την πρόσθετη διαθεσιμότητα.

Γενικά ισχύει: Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν ιστορικά στοιχεία προσφορών για μια μονάδα, τότε εφαρμόζεται η προσφορά της τελευταίας βαθμίδας για την πρόσθετη διαθεσιμότητα.

3.1.2.2 Μεθοδολογία Συνεκτίμησης Απωλειών Εγχύσεων και Φορτίου

Ενώ στην επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) χρησιμοποιούνται οι μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου, στην κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ) χρησιμοποιείται η Πρόβλεψη Φορτίου.

Η Πρόβλεψη Φορτίου που χρησιμοποιείται στο ΠΚ δεν συμπεριλαμβάνει τις απώλειες μεταφοράς. Υπολογίζεται στα αποκαλούμενα «Σημεία Αγοράς». Επομένως οι προσφορές έγχυσης που γίνονται στα σημεία έγχυσης πρέπει να αναχθούν στα «Σημεία Αγοράς», να ληφθούν δηλαδή και για αυτές υπόψη οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς. Παρομοίως στις Δηλώσεις Φορτίου θα πρέπει να συνεκτιμηθούν οι απώλειες του Δικτύου.

Πλέον συγκεκριμένα:

- Από τις ποσότητες ενέργειας σε MWh των Τιμολογούμενων Βαθμίδων Προσφορών Έγχυσης T-ΠΕ και των Μη Τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης MT-ΠΕ αφαιρούνται οι απώλειες του Συστήματος που επιμερίζονται σε αυτές, εφαρμόζοντας με γραμμικό τρόπο τις αντίστοιχες αριθμητικές τιμές του Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Εγχύσεων. Ανάλογη αφαίρεση απωλειών διενεργείται για τις Έκτακτες Εισαγωγές.
- Στις ποσότητες ενέργειας σε MWh των Τιμολογούμενων Βαθμίδων Δηλώσεων Φορτίου T-ΔΦ, προστίθενται κατά περίπτωση οι απώλειες του Δικτύου που επιμερίζονται σε αυτές, εφαρμόζοντας με γραμμικό τρόπο τις αντίστοιχες αριθμητικές τιμές του Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.

3.1.2.3 Μεθοδολογία Κατάρτισης Προγράμματος Κατανομής

Η μεθοδολογία του Μηχανισμού Επίλυσης Προγράμματος Κατανομής συνίσταται στην κατάστρωση και επίλυση προβλήματος αντίστοιχου με το πρόβλημα του ΗΕΠ, με βάση τα δεδομένα του Προγράμματος Κατανομής και τη μεθοδολογία του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ, που περιγράφεται αναλυτικά στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς [3]. Επιπλέον, λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

- 1) Στις άγνωστες μεταβλητές του προβλήματος συμπεριλαμβάνεται και οι ποσότητες Επικουρικών Υπηρεσιών, όπως αυτές έχουν επικαιροποιηθεί μετά την λύση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ).
- 2) Η συνολική δαπάνη παραγωγής που λαμβάνεται υπόψη κατά την επίλυση του προβλήματος συμπεριλαμβάνει την ενδεχόμενη δαπάνη χρήσης Επικουρικών Υπηρεσιών, όπως αυτές έχουν επικαιροποιηθεί μετά την λύση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ).
- 3) Κατά την κατάστρωση των περιορισμών του προβλήματος λαμβάνονται υπόψη οι κανόνες Διαδικασίας Κατανομής (παράγραφος 2.3 του παρόντος).
- 4) Στο ΠΚ εντάσσονται οι ακόλουθες ποσότητες ενέργειας σε MWh:
 - Το Φορτίο των Εξαγωγών και η έγχυση από τις Εισαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας που προέκυψε από την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, υπό την προϋπόθεση ότι δεν υπήρξε τροποποίηση κατά την διαδικασία επιβεβαίωσής τους (matching) με τους γειτονικούς Διαχειριστές. Σε αυτήν την

περίπτωση λαμβάνονται υπόψη οι τελικώς συμφωνηθείσες ποσότητες ανταλλαγών.

- Η Υποχρεωτική παραγωγή των Υδροηλεκτρικών Μονάδων και το πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων που ευρίσκονται σε δοκιμαστική λειτουργία.
- Το αντλητικό φορτίο όπως αυτό προέκυψε από την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού ή από ενδεχόμενη χρήση αντλίας για αντιμετώπιση προβλημάτων του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (π.χ. πρόβλημα ελαχίστου φορτίου συστήματος).
- Το ενδεχόμενο τιμολογούμενο φορτίο Πελατών, όπως αυτό προέκυψε από την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.
- Οι υποχρεωτικές εγχύσεις και τα φορτία που αντιστοιχούν σε προγράμματα διορθώσεων διαφορών των ροών φορτίου στις διασυνδέσεις.
- Τα προγράμματα που αντιστοιχούν σε εγχύσεις εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφών εκτάκτων εισαγωγών και επιστροφών εγχύσεων εμπορικών προγραμμάτων.

3.1.2.4 Μαθηματική Διατύπωση του Προβλήματος Προγράμματος Κατανομής

Ακολούθως παρουσιάζεται η μαθηματική διατύπωση του Προβλήματος του Προγραμματισμού Κατανομής. Γίνεται εστίαση στην παρουσίαση της Αντικειμενικής Συνάρτησης, στους περιορισμούς του προβλήματος και στις προκύπτουσες οριακές τιμές.

Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος ΠΚ είναι η ίδια με αυτήν του ΗΕΠ με την πρόσθετη δυνατότητα της οριοθέτησης (ή του περιορισμού) των μεταβλητών του ΗΕΠ, π.χ. ανάθεση επικουρικών υπηρεσιών. Σε αντίθεση με τον ΗΕΠ, κατά τον ΠΚ χρησιμοποιείται η Πρόβλεψη Φορτίου αντί των μη Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου.

Κάθε διαφοροποίηση του προβλήματος ΠΚ από αυτό του προβλήματος ΗΕΠ καταγράφεται και δημοσιοποιείται, μαζί με τα αποτελέσματα του ΠΚ. Οι σχετικές διαφορές (πχ προσθήκη περιορισμών οριοθέτησης μεταβλητών του ΗΕΠ) συνοδεύονται από την κατάλληλη αιτιολόγηση αυτών, όπου επεξηγείται η ανάγκη προσθήκης τους.

Σε περίπτωση που κάποιοι από αυτούς τους περιορισμούς εμφανίζονται συστηματικά, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει σχετικά τη ΡΑΕ και προτείνει τρόπους για την αντιμετώπιση των σχετικών προβλημάτων, καθώς τα αίτια αυτών αναπόφευκτα μειώνουν την αποτελεσματικότητα της αγοράς.

3.1.2.4.1 Αντικειμενική Συνάρτηση Προγράμματος Κατανομής

Η μέθοδος βελτιστοποίησης του ΠΚ αποβλέπει στη μεγιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος κατά τη διάρκεια μίας Ημέρας Κατανομής, λαμβάνοντας υπόψη τα ακόλουθα:

- Το Κόστος Αποσυγχρονισμού των μονάδων το οποίο λαμβάνεται ίσο με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση αναμονής.
- Το Κόστος Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες παραγωγής.
- Το Κόστος Παροχής Πρωτεύουσας Εφεδρείας των μονάδων παραγωγής.
- Το Κόστος Παροχής Δευτερεύουσας Εφεδρείας των μονάδων παραγωγής.
- Το Κόστος Παροχής Τριτεύουσας Μη-Στρεφόμενης Εφεδρείας των μονάδων παραγωγής.

Σύμφωνα με τον Κώδικα [1], το Κόστος Αποσυγχρονισμού θεωρείται ίσο με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από Ενδιάμεση Κατάσταση ενώ το Κόστος Εκκίνησης στην Αντικειμενική Συνάρτηση θεωρείται ίσο με μηδέν.

3.1.2.4.2 Περιορισμοί του Προγράμματος Κατανομής

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης του ΠΚ έχει δύο τύπους περιορισμών: Περιορισμοί σχετικοί με το Σύστημα και περιορισμοί σχετικοί με τις μονάδες του Συστήματος.

Οι περιορισμοί σχετικά με το Σύστημα που ο Διαχειριστής του Συστήματος θέτει προκειμένου να καταρτίσει το Πρόγραμμα Κατανομής προκύπτουν μετά από σχετική Μελέτη του Συστήματος με χρήση κατάλληλων εργαλείων-εφαρμογών, όπως μελέτη ροών φορτίου, έλεγχος ευστάθειας τάσεως (πρόγραμμα VSA), προγράμματα πρόβλεψης φορτίου, προγράμματα πρόβλεψης αιολικής παραγωγής κ.λπ.

Οι περιορισμοί σχετικά με το Σύστημα που υποχρεούται να επιβάλλει ο Διαχειριστής του Συστήματος κατά την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής στόχο έχουν τη διασφάλιση της ομαλής λειτουργίας του Συστήματος.

- Περιορισμοί σχετικοί με το Σύστημα:
 - Περιορισμοί Ισοζυγίου Ενέργειας για κάθε Περίοδο Κατανομής.
 - Απαιτήσεις Εφεδρείας για κάθε Περίοδο Κατανομής ανά Επικουρική Υπηρεσία:
 - Περιορισμοί Πρωτεύουσας Εφεδρείας
 - Περιορισμοί Δευτερεύουσας Εφεδρείας και
 - Περιορισμοί Τριτεύουσας Εφεδρείας (άθροισμα Στρεφόμενης και μη Στρεφόμενης)
 - Περιορισμοί Δικτύου:
 - Διαζωνικοί Περιορισμοί Συστήματος Μεταφοράς
 - Περιορισμοί Διασυνδέσεων
 - Περιορισμοί ομάδας Διασυνδέσεων

- Τοπικοί Περιορισμοί Δικτύου οι οποίοι έχουν σαν αποτέλεσμα περιορισμούς ισχύος (Γενικοί Περιορισμοί)
- Περιορισμοί σχετικοί με τις μονάδες:
 - ο Δυνατότητα παροχής Πρωτεύουσας Εφεδρείας.
 - ο Δυνατότητα παροχής Εύρους Δευτερεύουσας Εφεδρείας.
 - ο Δυνατότητα παροχής Τριτεύουσας Στρεφόμενης Εφεδρείας
 - ο Δυνατότητα παροχής Τριτεύουσας μη Στρεφόμενης Εφεδρείας
 - ο Περιορισμός Ισχύος (μέγιστο - ελάχιστο)
 - ο Περιορισμός Ρυθμού Μεταβολής Παραγωγής (ανόδου / καθόδου)
 - ο Λειτουργία υπό καθεστώς Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής (ΑΡΠ)
 - ο Τρόποι Λειτουργίας
 - ο Περιορισμός Ελάχιστου Χρόνου Ανόδου κατά την εκκίνηση
 - ο Περιορισμός Ελάχιστου Χρόνου Καθόδου κατά τον αποσυγχρονισμό
 - ο Περιορισμοί Χρόνου Εκκίνησης
 - ο Περιορισμοί Χρόνου αποσυγχρονισμού.

Επίσης, κατά την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής, γίνεται σύνδεση των περιορισμών που σχετίζονται με τις αρχικές συνθήκες των μονάδων παραγωγής για δύο διαδοχικές ημέρες επίλυσης.

3.1.2.5 Αποτελέσματα του Προγράμματος Κατανομής

Τα αποτελέσματα του Προγράμματος Κατανομής είναι:

- Το ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής ενέργειας των κατανεμόμενων μονάδων
- Το ωριαίο πρόγραμμα παροχής Πρωτεύουσας Εφεδρείας των κατανεμόμενων μονάδων
- Το ωριαίο πρόγραμμα παροχής Δευτερεύουσας Εφεδρείας, αύξησης – μείωσης παραγωγής, (Secondary up – down reserve) των κατανεμόμενων μονάδων
- Το ωριαίο πρόγραμμα παροχής Τριτεύουσας Εφεδρείας, αύξησης παραγωγής, (στρεφόμενης και μη στρεφόμενης) των κατανεμόμενων μονάδων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει τα αποτελέσματα του πρώτου Προγράμματος Κατανομής στην ιστοσελίδα του το αργότερο μέχρι τις 18:00 της προηγούμενης της Ημέρας Κατανομής (18:00 D-1).

Τα αποτελέσματα του ως άνω Προγράμματος Κατανομής είναι επίσης διαθέσιμα στους συμμετέχοντες στην αγορά και μέσω του πληροφοριακού συστήματος (πλατφόρμα) του Διαχειριστή του Συστήματος, στο οποίο έχουν πρόσβαση όλοι.

Στην ως άνω πλατφόρμα εμφανίζονται επίσης τα προγράμματα εισαγωγών και εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας του κάθε συμμετέχοντος, όπως αυτά έχουν τυχόν τροποποιηθεί σε σχέση με εκείνα της επίλυσης του προγράμματος του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, μετά την διαδικασία επιβεβαίωσής τους (matching) από τους αρμόδιους Διαχειριστές.

Η κοινοποίηση του Προγράμματος Κατανομής στους κατόχους άδειας παραγωγής, κατά το Άρθρο 86 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, επάγεται γι αυτούς τις αντίστοιχες υποχρεώσεις που απορρέουν από την έκδοση Εντολών Κατανομής του Διαχειριστή του Συστήματος για λειτουργία των Μονάδων σύμφωνα με το Πρόγραμμα Κατανομής. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκδίδει Εντολές Κατανομής οι οποίες διαφέρουν από το Πρόγραμμα Κατανομής, ανάλογα με το βαθμό απόκλισης των συνθηκών λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος που περιλαμβάνει το σύστημα μεταφοράς και τις μονάδες παραγωγής σε πραγματικό χρόνο, από αυτές που ελήφθησαν υπό-ψη κατά την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος, εκδίδει τις Εντολές Κατανομής με τρόπο ώστε να εφαρμόσει κατά το δυνατόν το Πρόγραμμα Κατανομής, λαμβάνοντας υπόψη τις συνθήκες λειτουργίας του Συστήματος σε πραγματικό χρόνο και τα τυχόν έκτακτα συμβάντα, έτσι ώστε να διασφαλίσει την αξιόπιστη λειτουργία του Συστήματος ιδίως σχετικά με τη συχνότητα του Συστήματος, την τάση και την ένταση σε σημαντικούς κόμβους ή στοιχεία του Συστήματος.

3.2 Επικαιροποίηση Προγράμματος Κατανομής

Εάν μετά την εκπόνηση του πρώτου Προγράμματος Κατανομής υπάρξουν σημαντικές αποκλίσεις στα δεδομένα του συστήματος που ελήφθησαν υπόψη στην κατάρτισή του, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκπονήσει νέο Πρόγραμμα Κατανομής για την επόμενη Ημέρα Κατανομής.

Σημαντικές αποκλίσεις δεδομένων του συστήματος θεωρούνται:

- 1) Βλάβη μίας ή περισσότερων μονάδων ή διασυνδέσεων που καθιστούν απαραίτητη την αναθεώρηση του Προγράμματος Κατανομής.
- 2) Βλάβη σημαντικού στοιχείου του Συστήματος Μεταφοράς.
- 3) Άλλου συμβάντος που οδηγεί ή μπορεί να οδηγήσει σε μια σημαντική αλλαγή στο Φορτίο του Συστήματος
- 4) Αδυναμία κάλυψης του Φορτίου του Συστήματος και προγραμματισμός εισαγωγών έκτακτης ανάγκης.
- 5) Επικαιροποίηση των απαιτήσεων εφεδρειών (Πρωτεύουσα, Δευτερεύουσα και Τριτεύουσα) και των Διαζωνικών Περιορισμών, εφόσον τα δεδομένα που έχουν ληφθεί υπόψη στην κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής έχουν μεταβληθεί.
- 6) Υποβολή νέας Δήλωσης Εβδομαδιαίας Διαχείρισης Υποχρεωτικών Νερών από παραγωγό.

- 7) επικαιροποίηση του προγράμματος δοκιμών μονάδων σε δοκιμαστική λειτουργία..
- 8) επικαιροποίηση της Πρόβλεψης της έγχυσης από μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ).

Οι ως άνω αποκλίσεις πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά την κατάρτιση του επικαιροποιημένου Προγράμματος Κατανομής, ώστε τα αποτελέσματά του να προσεγγίζουν κατά το δυνατόν την πραγματική λειτουργία του συστήματος.

3.3 Χρονοδιάγραμμα Κατάρτισης Προγράμματος Κατανομής

Η κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ) από τον Διαχειριστή του Συστήματος λαμβάνει χώρα για κάθε Ημέρα Κατανομής (D) και εκτελείται σύμφωνα με τις ενέργειες και τις σχετιζόμενες προθεσμίες που περιγράφονται στον Πιν.1.

Πιν.1. Χρονοδιάγραμμα Προγράμματος Κατανομής

Ημέρα	Ωρα	Ενέργεια
D-1	14:00	Έναρξη Προθεσμίας Κατάρτισης ΠΚ
D-1	18:00	Λήξη Προθεσμίας Κατάρτισης πρώτου ΠΚ
D-1	14:00 - 18:00	Δημοσίευση των αποτελεσμάτων του πρώτου ΠΚ και ενημέρωση των συμμετεχόντων
D-1	18:00 – 24:00	Κατάρτιση νέου ΠΚ εάν προκύψουν νεότερα δεδομένα
D-1	18:00 - 24:00	Δημοσίευση των αποτελεσμάτων των νεότερων ΠΚ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

4.1 Κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής

Εάν κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής υπάρξουν σημαντικές αποκλίσεις δεδομένων του προγράμματος σε σύγκριση με εκείνα που ελήφθησαν υπόψη στην κατάρτιση του τελευταίου Προγράμματος Κατανομής, ο Διαχειριστής εκπονεί νέο Πρόγραμμα Κατανομής (intraday) για τις επόμενες Περιόδους Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, λαμβάνοντας υπόψη τα νέα δεδομένα με βάση το Άρθρο 86 παρ.2 του ΚΔΣ & ΣΗΕ.

Σημαντικές αποκλίσεις δεδομένων του προγράμματος θεωρούνται:

- 1) Βλάβη μίας ή περισσοτέρων μονάδων ή διασυνδέσεων που καθιστούν απαραίτητη την αναθεώρηση του Προγράμματος Κατανομής.
- 2) Βλάβη σημαντικού στοιχείου του Συστήματος Μεταφοράς.
- 3) Άλλου συμβάντος που οδηγεί ή μπορεί να οδηγήσει σε μια σημαντική αλλαγή στο Φορτίο του Συστήματος
- 4) Αδυναμία κάλυψης του Φορτίου του Συστήματος και προγραμματισμός εισαγωγών έκτακτης ανάγκης.
- 5) Επικαιροποίηση των απαιτήσεων εφεδρειών (Πρωτεύουσα, Δευτερεύουσα και Τριτεύουσα) και των Διαζωνικών Περιορισμών, εφόσον τα δεδομένα που έχουν ληφθεί υπόψη στην κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής έχουν μεταβληθεί.
- 6) Υποβολή νέας Δήλωσης Εβδομαδιαίας Διαχείρισης Υποχρεωτικών Νερών από παραγωγό.
- 7) Επικαιροποίηση του προγράμματος δοκιμών μονάδων σε δοκιμαστική λειτουργία..
- 8) Επικαιροποίηση της Πρόβλεψης της έγχυσης από μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ).
- 9) Οποιαδήποτε άλλη αιτία που ο Διαχειριστής του Συστήματος κρίνει σημαντική ώστε να καταρτίσει νέο Πρόγραμμα Κατανομής.

Οι ως άνω αποκλίσεις πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά την κατάρτιση του επικαιροποιημένου Προγράμματος Κατανομής, ώστε τα αποτελέσματά του να προσεγγίζουν κατά το δυνατόν την πραγματική λειτουργία του συστήματος.

4.1.1 Δεδομένα Εισόδου Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής

Τα δεδομένα εισόδου του επικαιροποιημένου Προγράμματος Κατανομής είναι τα ίδια με εκείνα που αναφέρονται στην παράγραφο 3.1.1 του παρόντος και αφορούν τις υπόλοιπες Περιόδους Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Στην περίπτωση βεβαίως του επικαιροποιημένου Προγράμματος Κατανομής θα ληφθούν υπόψη και οι τυχόν σημαντικές αποκλίσεις των δεδομένων του συστήματος, όπως αυτά περιγράφηκαν την προηγούμενη παράγραφο.

Θα πρέπει να αναφερθεί ότι στην επίλυση του Προγράμματος Κατανομής εντός της Ημέρας Κατανομής λαμβάνονται σαν αρχικές συνθήκες για τις μονάδες παραγωγής, οι πραγματικές παραγωγές αυτών στο τέλος της προηγούμενης ώρας.

4.1.2 Μεθοδολογία κατάρτισης του Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής

Για την κατάρτιση του επικαιροποιημένου Προγράμματος Κατανομής χρησιμοποιείται η ίδια μεθοδολογία με εκείνη που περιγράφεται στην παράγραφο 3.1.2. Η μόνη μεταξύ τους διαφορά είναι ο χρονικός ορίζοντας για τον οποίο καταρτίζεται το επικαιροποιημένο Πρόγραμμα Κατανομής. Στην περίπτωση του, εάν Π είναι η Περίοδος κατανομής κατά την οποία γίνεται η εκπόνηση του, η επίλυσή του αφορά τη χρονική περίοδο από την επόμενη Περίοδο Κατανομής (Π+1) μέχρι το τέλος της Ημέρας Κατανομής. Αντιθέτως το Πρόγραμμα Κατανομής αφορά μία ολόκληρη Ημέρα Κατανομής, την επομένη εκείνης της επίλυσης του.

4.1.3 Αποτελέσματα του Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής

Τα αποτελέσματα του Προγράμματος Κατανομής που καταρτίζεται κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής αφορούν τις επόμενες Περιόδους Κατανομής και είναι:

- Το ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής ενέργειας των κατανεμόμενων μονάδων
- Το ωριαίο πρόγραμμα παροχής Πρωτεύουσας Εφεδρείας των κατανεμόμενων μονάδων
- Το ωριαίο πρόγραμμα παροχής Δευτερεύουσας Εφεδρείας, αύξησης – μείωσης παραγωγής, (Secondary up – down reserve) των κατανεμόμενων μονάδων
- Το ωριαίο πρόγραμμα παροχής Τριτεύουσας Εφεδρείας, αύξησης παραγωγής, (στρεφόμενης και μη στρεφόμενης) των κατανεμόμενων μονάδων

Τα αποτελέσματα του ως άνω Προγράμματος Κατανομής είναι διαθέσιμα στους συμμετέχοντες στην αγορά και μέσω του πληροφοριακού συστήματος (πλατφόρμα) του ΔΕΣΜΗΕ, στο οποίο έχουν πρόσβαση όλοι.

4.1.4 Χρονοδιάγραμμα Κατάρτισης του Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής

Η κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής κατά την διάρκεια της Ημέρας Κατανομής λαμβάνει χώρα οποιαδήποτε ώρα της Ημέρας Κατανομής κριθεί απαραίτητο από τον Διαχειριστή του Συστήματος για τις υπόλοιπες περιόδους της Ημέρας Κατανομής (D) και εκτελείται σύμφωνα με τις ενέργειες και τις σχετιζόμενες προθεσμίες που περιγράφονται στον Πιν.2.

Πιν.2. Χρονοδιάγραμμα Προγράμματος Κατανομής κατά την Ημέρα Κατανομής

Ημέρα	Ωρα	Ενέργεια
D	00:00 – 22:00	Κατάρτιση νέου ΠΚ (intraday), εάν προκύψουν νεότερα δεδομένα
D	00:00 - 22:00	Δημοσίευση των αποτελεσμάτων των νεότερων intraday ΠΚ

4.2 Πρόγραμμα Οικονομικής Φόρτισης των Μονάδων σε Πραγματικό Χρόνο

Το Πρόγραμμα Οικονομικής Φόρτισης των Μονάδων σε Πραγματικό Χρόνο, (Real Time Dispatch - RTD), εκτελείται αυτόματα κάθε πέντε (5) λεπτά, με σκοπό τον καθορισμό των τιμών φόρτισης (σε MW) των κατανεμόμενων μονάδων σε πραγματικό χρόνο λειτουργίας. Ο υπολογισμός αυτός γίνεται με βάση τις τεχνικο-οικονομικές προσφορές των Παραγωγών, μετρήσεις και άλλα δεδομένα που λαμβάνονται από τους σταθμούς παραγωγής σε πραγματικό χρόνο λειτουργίας μέσω του Συστήματος Ελέγχου Ενέργειας. Οι τιμές οικονομικής φόρτισης (MW) των μονάδων, που υπολογίζει το RTD χρησιμοποιούνται από το πρόγραμμα Αυτόματου Ελέγχου Παραγωγής (Automatic Generation Control - AGC) ως τιμές αφετηρίας (basepoints), για την αυτόματη δευτερεύουσα ρύθμιση των μονάδων που λειτουργούν με τηλερύθμιση της ενεργού παραγωγής τους. Επίσης, οι τιμές οικονομικής φόρτισης των μονάδων, που εκδίδει το RTD, προωθούνται μέσω του Συστήματος Ελέγχου Ενέργειας (ΣΕΕ) προς τους σταθμούς παραγωγής και εμφανίζονται σε κατάλληλες συσκευές με φωτεινή ένδειξη (displays), που έχουν εγκατασταθεί στις αίθουσες ελέγχου των σταθμών.

Για τις μονάδες που δεν τηλερυθμίζεται η παραγωγή τους από το AGC, οι τιμές φόρτισης (MW) που εμφανίζονται στα displays αποτελούν Εντολές Κατανομής, οι οποίες προβλέπεται να υλοποιούνται με χειρισμούς του αρμόδιου προσωπικού των σταθμών παραγωγής (εκτός εάν κάποια μονάδα έχει μηχανισμό αυτόματης εκτέλεσης και για αυτού του είδους τις εντολές φόρτισης). Διευκρινίζεται ότι όταν μία μονάδα λειτουργεί υπό τον αυτόματο έλεγχο της τηλερύθμισης για τους σκοπούς του AGC δεν θα λαμβάνονται υπόψη από τους χειριστές των σταθμών οι επιθυμητές τιμές που μεταδίδονται από το RTD μέσω των displays.

Το RTD χρησιμοποιεί ένα μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού (Linear Programming – LP) για τη βελτιστοποίηση της κατανομής της τρέχουσας παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς λειτουργίας των μονάδων (μέγιστα και ελάχιστα όρια λειτουργίας, ρυθμούς μεταβολής φορτίου) και δεν περιλαμβάνει στην επίλυση του προβλήματος την έκδοση εντολών για

συγχρονισμό / από-συγχρονισμό μονάδων (Unit Commitment) αλλά χρησιμοποιεί ως δεδομένη την τρέχουσα κατάσταση λειτουργίας (μονάδες εντός ή εκτός λειτουργίας, μονάδες που παρέχουν ή όχι την υπηρεσία της αυτόματης δευτερεύουσας ρύθμισης) στο χρόνο που λαμβάνει τα δεδομένα μετρήσεων από το ΣΕΕ.

Το RTD αναγνωρίζει τα τρέχοντα όρια λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη πέραν των τεχνικοοικονομικών προσφορών των Παραγωγών και τα όρια που θέτουν οι λειτουργοί του συστήματος (dispatchers) και τις τυχόν επαναδηλώσεις (re-declarations) που κάνουν οι χειριστές των μονάδων παραγωγής μέσω κατάλληλων πληκτρολογίων που συνοδεύουν τα displays που έχουν εγκατασταθεί στις αίθουσες ελέγχου των σταθμών.

Το RTD λαμβάνει υπόψη τους περιορισμούς του συστήματος μεταφοράς, όπως αυτοί εκφράζονται από το μοντέλο των δύο ζωνών (Βορράς – Νότος) που χρησιμοποιείται και στην επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού και του Προγράμματος Κατανομής.

Το RTD είναι ένα επιβοηθητικό εργαλείο για την έκδοση Εντολών Κατανομής προς τις μονάδες παραγωγής σε πραγματικό χρόνο λειτουργίας και είναι απαραίτητο λόγω της πολυπλοκότητας των οικονομικών προσφορών των Παραγωγών, ενώ με την ηλεκτρονική μετάδοση των εντολών διευκολύνεται παράλληλα και η καταγραφή τους σε βάσεις δεδομένων.

Επισημαίνεται ότι ο Λειτουργός του Συστήματος είναι σε θέση να εκδώσει Εντολές Κατανομής για τη φόρτιση των μονάδων, παρά τη λύση του RTD ώστε να αντιμετωπίσει έκτακτες καταστάσεις του συστήματος. Σε αυτήν περίπτωση, ο Διαχειριστής του Συστήματος θα πρέπει να καταγράφει την ακριβή ώρα που δόθηκε η συγκεκριμένη Εντολή Κατανομής, το περιεχόμενο αυτής, καθώς και την έκτακτη κατάσταση του Συστήματος που αντιμετώπιζε. Σε περίπτωση που δίδονται συστηματικά Εντολές Κατανομής διαφορετικές της λύσης του RTD, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει σχετικά τη ΡΑΕ και προτείνει τρόπους για την αντιμετώπιση των σχετικών προβλημάτων, καθώς τα αίτια αυτών αναπόφευκτα μειώνουν την αποτελεσματικότητα της αγοράς.

4.2.1 Εντολές Κατανομής

Η εκτέλεση του Προγράμματος Οικονομικής Φόρτισης των Μονάδων σε Πραγματικό Χρόνο παράγει τις Εντολές Κατανομής σε πραγματικό χρόνο. Πλην αυτών, Εντολές Κατανομής αρχίζουν να εκδίδονται αμέσως μετά την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής. Για τις Εντολές Κατανομής ισχύουν τα ακόλουθα.

- Οι Εντολές Κατανομής εκδίδονται για τη λειτουργία των Κατανεμόμενων Μονάδων.
- Κάθε Εντολή Κατανομής απευθύνεται αποκλειστικά σε μία και μόνο Μονάδα.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκδίδει Εντολές Κατανομής για τις μονάδες από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), που αφορούν όμως αποκλειστικά στον περιορισμό της παραγωγής τους για λόγους ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος.
- Η κοινοποίηση των Εντολών Κατανομής στους κατόχους άδειας παραγωγής, συνεπάγεται για αυτούς τις αντίστοιχες υποχρεώσεις που

απορρέουν από την έκδοση Εντολών Κατανομής για τη λειτουργία των μονάδων σύμφωνα με τον προγραμματισμό.

- Ο Διαχειριστής δύναται να εκδίδει Εντολές Κατανομής σε πραγματικό χρόνο, οι οποίες διαφέρουν από εκείνες του Προγράμματος Κατανομής, ανάλογα με το βαθμό απόκλισης των συνθηκών λειτουργίας του συστήματος.
- Οι Εντολές Κατανομής μπορούν να εκδοθούν στο χρονικό διάστημα μεταξύ της έκδοσης του Προγράμματος Κατανομής και της έναρξης της χρονικής περιόδου στην οποία αναφέρονται.
- Κάθε μεταγενέστερη Εντολή Κατανομής αντικαθιστά κάθε προγενέστερη αναφορικά με το λειτουργικό χαρακτηριστικό της Μονάδας το οποίο προσδιορίζεται στη μεταγενέστερη Εντολή.
- Στις Εντολές Κατανομής περιλαμβάνονται και οι εντολές μέσω του συστήματος Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής (ΑΡΠ).

4.2.2 Τύποι Εντολών Κατανομής

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει τους παρακάτω τύπους Εντολών Κατανομής:

- Εντολή Κατανομής για τον καθορισμό της παραγωγής Ενεργού και / ή Άεργου Ισχύος και / ή επιπέδου Τάσης των Μονάδων.
- Εντολή Κατανομής για τον συγχρονισμό Μονάδας.
- Εντολή Κατανομής για τον αποσυγχρονισμό Μονάδας.
- Εντολή Κατανομής για την παροχή Επικουρικής Υπηρεσίας.

4.2.3 Έκδοση Εντολών Κατανομής

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει τις Εντολές Κατανομής με τρόπο ώστε να εφαρμόσει κατά το δυνατόν το Πρόγραμμα Κατανομής, λαμβάνοντας υπόψη τις συνθήκες λειτουργίας του Συστήματος σε πραγματικό χρόνο και τα τυχόν έκτακτα περιστατικά, έτσι ώστε να διασφαλίσει την αξιόπιστη λειτουργία του Συστήματος, ιδίως αναφορικά με τη συχνότητα του Συστήματος, την τάση και την ένταση σε σημαντικούς κόμβους ή στοιχεία του Συστήματος. Για το σκοπό αυτό, ο Διαχειριστής του Συστήματος, πέραν του Προγράμματος Κατανομής, λαμβάνει υπόψη ιδίως:

- Την ποσότητα της καθαρής παραγωγής ενέργειας κάθε Μονάδας, συμπεριλαμβανομένων και των μονάδων από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), κατά τη λειτουργία του Συστήματος.
- Την ποσότητα καθαρής ροής ενέργειας μέσω των Διασυνδέσεων, κατά τη λειτουργία του Συστήματος.
- Την ποσότητα ενέργειας που απορροφάται από το Σύστημα σε κάθε Σημείο Σύνδεσης Επιλεγόντων Πελατών και του Δικτύου Διανομής με το Σύστημα, κατά τη λειτουργία του Συστήματος.
- Την εκτίμηση του τρέχοντος και του αναμενόμενου Φορτίου του Συστήματος.

- Τη μεταβολή των παραμέτρων λειτουργίας του Συστήματος, ιδίως αναφορικά με τη συχνότητα του Συστήματος, καθώς και την τάση και την ένταση σε σημαντικούς κόμβους ή στοιχεία του Συστήματος, κατά τη λειτουργία του Συστήματος.
- Τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των Μονάδων όπως αυτά γίνονται γνωστά κατά τον πραγματικό χρόνο, και
- Λοιπές πληροφορίες τις οποίες συλλέγει ο Διαχειριστής του Συστήματος ή υποβάλλονται σε αυτόν κατά τη Διαδικασία Κατανομής και την Διαδικασία Γνωστοποίησης Σημαντικών Περιστατικών.

4.2.4 Περιεχόμενο των Εντολών Κατανομής

- 1) Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει Εντολές Κατανομής με τις οποίες καθορίζει την παραγωγή Ενεργού Ισχύος των Μονάδων, τον συγχρονισμό ή αποσυγχρονισμό τους στο Σύστημα, την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών και τον τρόπο λειτουργίας τους.
- 2) Στις περιπτώσεις που στις Εντολές Κατανομής καθορίζονται αριθμητικές τιμές για την Άεργο Ισχύ Μονάδας ή για το επίπεδο τάσης Μονάδας, οι τιμές αυτές αναφέρονται στο Σημείο Σύνδεσης της Μονάδας με το Σύστημα ή το Δίκτυο.
- 3) Στις περιπτώσεις που στις Εντολές Κατανομής καθορίζονται αριθμητικές τιμές για την Ενεργό Ισχύ Μονάδας, οι τιμές αυτές δύνανται να αναφέρονται στο Σημείο Σύνδεσης της Μονάδας με το Σύστημα ή το Δίκτυο ή στη μικτή παραγωγή Μονάδας, περιλαμβανομένων των βοηθητικών φορτίων, κατόπιν συνεννόησης του προσωπικού του Λειτουργού Συστήματος και του κάθε Παραγωγού, για αμοιβαία διευκόλυνση για την υλοποίηση της διαδικασίας, λαμβάνοντας υπόψη τον τρόπο λειτουργίας (π.χ. έλεγχος από το σύστημα Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής) και την τεχνική υποδομή που διατίθεται από κάθε μονάδα παραγωγής. Ως παράδειγμα αναφέρεται ότι ο εξοπλισμός που διαθέτουν οι περισσότεροι σταθμοί παραγωγής για τηλερύθμιση από το Αυτόματο Σύστημα Παραγωγής υποστηρίζει τον έλεγχο με όρους μικτής παραγωγής αλλά υπάρχουν και νέοι σταθμοί που υποστηρίζουν τον έλεγχο αυτό με όρους «καθαρής» (net) παραγωγής. Επίσης, οι αριθμητικές τιμές των εντολών, που εκδίδει το RTD για τις μονάδες παραγωγής (οι τιμές που εμφανίζονται στα displays των σταθμών και μεταδίδονται επίσης ως basepoints στο AGC) δύνανται να αναφέρονται σε «καθαρή» (net) παραγωγή αλλά μπορεί να αναφέρονται και στη μικτή παραγωγή τους (gross values). Αρχικά ο υπολογισμός των τιμών φόρτισης γίνεται για την επιθυμητή καθαρή παραγωγή κάθε μονάδας (net values), όπως αυτή υπολογίζεται βάσει των αντίστοιχων οικονομικών προσφορών των Παραγωγών, ενώ στον υπολογισμό αυτό λαμβάνονται υπόψη και οι αντίστοιχες απώλειες για τη μεταφορά της ισχύος που εγχέεται από κάθε μονάδα στο δίκτυο υψηλής τάσης. Η μετατροπή των επιθυμητών φορτίσεων από τιμές σε καθαρή παραγωγή σε αντίστοιχες μικτής γίνεται με προσεγγιστικό τρόπο, με κατάλληλη προσαύξηση, αντίστοιχα προς την προβλεπόμενη κατανάλωση των βοηθητικών κάθε μονάδας (για κάθε μονάδα παραγωγής ο Παραγωγός προκαθορίζει την ονομαστική

κατανάλωση των βοηθητικών εγκαταστάσεων της σαν συνάρτηση της καθαρής παραγωγής για όλο το εύρος λειτουργίας της μονάδας σε ένα Πίνακα που περιλαμβάνεται στη δήλωση των τεχνικών χαρακτηριστικών της μονάδας)

- 4) Για κάθε Μονάδα το επίπεδο παραγωγής Ενεργού Ισχύος που καθορίζεται με Εντολές Κατανομής δεν μπορεί να είναι μικρότερο της τεχνικά ελάχιστης Παραγωγής της Μονάδας.
- 5) Αναφορικά με τις Εντολές Κατανομής συγχρονισμού και αποσυγχρονισμού Μονάδων ισχύουν τα ακόλουθα:
 - ο Ο Διαχειριστής του Συστήματος προ της εκδόσεως Εντολής Κατανομής συγχρονισμού Μονάδας ή μετά την έκδοση Εντολής Κατανομής αποσυγχρονισμού Μονάδας, μπορεί να εκδίδει Εντολές Κατανομής που αφορούν τη θερμική κατάσταση της Μονάδας, μεταξύ των κατηγοριών ψυχρή, θερμή και ενδιάμεση. Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής υποχρεούνται να ενημερώνουν τον Διαχειριστή του Συστήματος για τη θερμική κατάσταση της Μονάδας.
 - ο Στην περίπτωση κατά την οποία μία Εντολή Κατανομής συγχρονισμού δεν περιλαμβάνει συγκεκριμένη αριθμητική τιμή για την παραγωγή Ενεργού Ισχύος, τεκμαίρεται ότι η Εντολή αφορά την αύξηση της παραγωγής μετά από τον συγχρονισμό στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή της Μονάδας, ενώ όταν η Εντολή Κατανομής συγχρονισμού δεν περιλαμβάνει συγκεκριμένη αριθμητική τιμή για την παραγωγή Άεργου Ισχύος, τεκμαίρεται ότι η Εντολή αφορά παραγωγή Άεργου Ισχύος μηδέν (0) MVAR μετά τον συγχρονισμό.
 - ο Στην περίπτωση κατά την οποία μία Εντολή Κατανομής αποσυγχρονισμού δεν περιλαμβάνει συγκεκριμένη αριθμητική τιμή για την παραγωγή Άεργου Ισχύος, τεκμαίρεται ότι η Εντολή αφορά τη μείωση της παραγωγής Αέργου Ισχύος σε μηδέν (0) MVAR στο σημείο Συγχρονισμού κατά το χρόνο Αποσυγχρονισμού.
- 6) Αναφορικά με τις Εντολές Κατανομής που αφορούν τον έλεγχο της τάσης ισχύουν τα ακόλουθα:
 - ο Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκδίδει Εντολές Κατανομής σχετικά με την προσαρμογή της παραγωγής Άεργου Ισχύος (επαγωγικής ή χωρητικής) από τις Μονάδες.
 - ο Εντολή Κατανομής η οποία αφορά την παραγωγή Άεργου Ισχύος μπορεί να καθορίζει την αριθμητική τιμή για την τάση που πρέπει να επιτευχθεί στο Σημείο Σύνδεσης της Μονάδας.
 - ο Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να λαμβάνει υπόψη κατά την έκδοση Εντολής Κατανομής Ενεργού Ισχύος την επίδραση της Εντολής αυτής στην ικανότητα της Μονάδας για παραγωγή Άεργου Ισχύος, όπως επίσης και κατά την έκδοση Εντολής Κατανομής Άεργου Ισχύος την επίδραση της Εντολής

αυτής στην ικανότητα της Μονάδας για παραγωγή Ενεργού Ισχύος.

- ο Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται, εφόσον το απαιτούν οι συνθήκες λειτουργίας του Συστήματος, να εκδίδει Εντολές Κατανομής για μεγιστοποίηση της παραγωγής Άεργου Ισχύος (χωρητικής ή επαγωγικής).
- ο Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκδίδει Εντολές Κατανομής με αντικείμενο την παραγωγή Άεργου Ισχύος από επιμέρους μονάδες μίας Μονάδας συνδυασμένου κύκλου.

7) Αναφορικά με τις Εντολές Κατανομής που αφορούν την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών ισχύουν τα ακόλουθα:

- ο Οι Εντολές Κατανομής που σχετίζονται με την παροχή Πρωτεύουσας Εφεδρείας εκδίδονται και επικαιροποιούνται κάθε φορά που εκτελείται το Πρόγραμμα Κατανομής.
- ο Οι Εντολές Κατανομής που σχετίζονται με την παροχή Εύρους Δευτερεύουσας παράγονται σε πραγματικό χρόνο κατόπιν τηλεφωνικής Εντολής Κατανομής η οποία καθορίζει την αρχή ή το τέλος παροχής της υπηρεσίας και/ή το Εύρος Δευτερεύουσας.
- ο Οι Εντολές Κατανομής που σχετίζονται με την παροχή Τριτεύουσας Εφεδρείας εκδίδονται και επικαιροποιούνται κάθε φορά που εκτελείται το Πρόγραμμα Κατανομής και αφορούν Στρεφόμενη και Μη Στρεφόμενη Τριτεύουσα Εφεδρεία.

4.2.5 Αποστολή των Εντολών Κατανομής

Οι Εντολές Κατανομής αποστέλλονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος στους κατόχους άδειας παραγωγής με χρήση του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής.

Στα πλαίσια αυτά η φόρτιση των μονάδων, όπως προκύπτει από την εκτέλεση του Προγράμματος Κατανομής (αρχικού ή επικαιροποιημένου) γνωστοποιείται άμεσα στους κατόχους άδειας παραγωγής, ώστε να γνωρίζουν εκ των προτέρων πως έχει προγραμματισθεί η φόρτιση των μονάδων τους κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής. Η συγκεκριμένη πληροφορία είναι γενικά ενδεικτική.

Πλέον των ανωτέρω, Εντολές Κατανομής παράγονται από το πρόγραμμα Αυτόματου Ελέγχου Παραγωγής (Automatic Generation Control - AGC), για την αυτόματη δευτερεύουσα ρύθμιση των μονάδων που λειτουργούν με τηλερύθμιση της ενεργού παραγωγής τους και από το Πρόγραμμα Οικονομικής Φόρτισης των Μονάδων σε Πραγματικό Χρόνο (Real Time Dispatch – RTD), δεξ παράγραφο 4.2 του παρόντος.

Για τον σκοπό αυτό οι ανωτέρω Εντολές Κατανομής μεταφέρονται μέσω του Τηλεπικοινωνιακού Συστήματος του Διαχειριστή στο σταθμό παραγωγής ως αναλογικά σήματα (set points). Τα σήματα που εκδίδονται από το AGC μεταδίδονται προς τους ρυθμιστές των μονάδων παραγωγής, μέσω κατάλληλου εξοπλισμού, για αυτόματη εκτέλεση ενώ τα σήματα που εκδίδονται από το RTD εμφανίζονται σε οθόνη (display), που έχει εγκατασταθεί για το σκοπό αυτό στη

αίθουσα ελέγχου (control room) κάθε μονάδας . Ο Χειριστής Φορτίου της μονάδας έχει πλέον την ευθύνη υλοποίησης της σχετικής Εντολής Κατανομής, ενώ σε περίπτωση αδυναμίας θα πρέπει να ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή.

Σε περίπτωση βλάβης του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής, η οποία καθιστά αδύνατη την αποστολή Εντολής Κατανομής σύμφωνα με τα ανωτέρω, χρησιμοποιούνται εναλλακτικά μέσα επικοινωνίας όπως η τηλεφωνική επικοινωνία, η τηλεομοιοτυπία και / ή το ηλεκτρονικό ταχυδρομείο.

Εντολές Κατανομής που αφορούν συγχρονισμό – αποσυγχρονισμό μονάδας, επίπεδο τάσεως και παραγωγή Άεργου ισχύος και Δευτερεύουσας Ρύθμισης διαβιβάζονται στην παρούσα φάση από τον Διαχειριστή στις μονάδες παραγωγής μέσω τηλεφώνου.

Εντολές Κατανομής που αφορούν στην παροχή Πρωτεύουσας και Τριτεύουσας Εφεδρείας εμφανίζονται στο πληροφοριακό σύστημα (πλατφόρμα) του Διαχειριστή αμέσως μετά την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής (αρχικού ή επικαιροποιημένου).

4.2.6 Υποχρέωση Συμμόρφωσης των Κατόχων Άδειας Παραγωγής προς τις Εντολές Κατανομής

- 1) Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής διασφαλίζουν τον τρόπο λειτουργίας της Μονάδας τους όπως αυτός ορίζεται στις Εντολές Κατανομής που λαμβάνουν και μεταβάλλουν τη λειτουργία των Μονάδων τους μόνον κατόπιν Εντολής Κατανομής καθώς και στις περιπτώσεις που ρητά ορίζονται στο παρόν Εγχειρίδιο Κατανομής.
- 2) Στην περίπτωση κατά την οποία η συμμόρφωση προς Εντολή Κατανομής είναι αδύνατη λόγω περιορισμών της λειτουργίας της Μονάδας, οι οποίοι περιλαμβάνονται στα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά της, ο κάτοχος της άδειας παραγωγής ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος. Στην περίπτωση αυτή ο Διαχειριστής του Συστήματος, δύναται να ανακαλέσει την αρχική Εντολή Κατανομής και να εκδώσει νέα.
- 3) Στην περίπτωση κατά την οποία η συμμόρφωση προς Εντολή Κατανομής κατέστη αδύνατη λόγω απρόβλεπτου κωλύματος το οποίο οφείλεται αποκλειστικά σε λόγους ασφάλειας του προσωπικού ή των εγκαταστάσεων της Μονάδας, ο κάτοχος άδειας παραγωγής υποχρεούται να ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος (παράγραφος 2.2. του παρόντος). Στην περίπτωση αυτή ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκδώσει νέα Εντολή Κατανομής σύμφωνα με τα νέα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά της Μονάδας.
- 4) Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής συμμορφώνονται με την Εντολή Κατανομής που αφορά τον Συγχρονισμό ή Αποσυγχρονισμό Μονάδας τους, εφόσον την εκτελούν με μέγιστη απόκλιση δέκα (10) λεπτών από το χρόνο που καθορίζεται στην Εντολή.
- 5) Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής συμμορφώνονται με την Εντολή Κατανομής που αφορά την παραγωγή Ενεργού Ισχύος από Μονάδα τους, εφόσον εκτελούν την Εντολή με μέγιστη μη συστηματική απόκλιση ± 5 MW από την

τιμή παραγωγής Ενεργού Ισχύος, και εντός της χρονικής περιόδου που ορίζεται στην Εντολή.

6) Αναφορικά με τον Έλεγχο Τάσης ισχύουν τα ακόλουθα:

- Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής υποχρεούνται να επιτρέπουν τη διακύμανση της παραγωγής Άεργου Ισχύος των Μονάδων υπό τον έλεγχο αυτόματου ρυθμιστή τάσης.
- Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής συμμορφώνονται με Εντολές Κατανομής που αφορούν την παραγωγή Άεργου Ισχύος από Μονάδα τους, εφόσον τις εκτελούν εντός δύο (2) λεπτών από τη λήψη των Εντολών όταν οι Εντολές αφορούν άμεση μεταβολή της παραγωγής Άεργου Ισχύος, ή εντός του μεγαλύτερου χρονικού διαστήματος που προσδιορίζεται σε αυτές, και με μη συστηματική απόκλιση από την τιμή παραγωγής Άεργου Ισχύος που ορίζεται στις Εντολές Κατανομής η οποία δεν υπερβαίνει τα ± 2 MVAR.
- Στην περίπτωση κατά την οποία εκδίδονται ταυτόχρονα Εντολές Κατανομής με αντικείμενο την παραγωγή Ενεργού και Άεργου Ισχύος από την ίδια Μονάδα, η προθεσμία επίτευξης της παραγωγής Άεργου Ισχύος μπορεί να παρατείνεται μέχρι το χρόνο που ορίζεται στις Εντολές Κατανομής για την επίτευξη της παραγωγής Ενεργού Ισχύος.
- Η λειτουργία του αυτόματου ρυθμιστή τάσης συνιστά τη μόνη περίπτωση κατά την οποία επιτρέπεται μεταβολή της παραγωγής Άεργου Ισχύος από Μονάδα χωρίς να έχει προηγηθεί Εντολή Κατανομής και χωρίς να ισχύουν τα όρια που καθορίζονται στην ως άνω περίπτωση.
- Σε περίπτωση που η λειτουργία του αυτόματου ρυθμιστή τάσης οδηγεί στην παραγωγή Άεργου Ισχύος εκτός των ορίων που προσδιορίζονται στα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά Μονάδας, ο κάτοχος άδειας παραγωγής υποχρεούται να ενημερώσει άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος.
- Ο κάτοχος άδειας παραγωγής συμμορφώνεται με Εντολή Κατανομής που αφορά αλλαγή θέσης μεταγωγέα του Μετασχηματιστή Μονάδας του, εφόσον την εκτελεί εντός ενός (1) λεπτού από τη λήψη της Εντολής όταν η Εντολή αφορά άμεση αλλαγή θέσης μεταγωγέα, ή εντός του μεγαλύτερου χρονικού διαστήματος που προσδιορίζεται σε αυτήν.
- Ο κάτοχος άδειας παραγωγής συμμορφώνεται με Εντολή Κατανομής που αφορά την επίτευξη τιμής τάσης στο Σημείο Σύνδεσης Μονάδας του μέσω αλλαγής της θέσης του μεταγωγέα Μετασχηματιστή της Μονάδας, εφόσον την εκτελεί με μέγιστη απόκλιση ± 1 KV από την οριζόμενη στην Εντολή τιμή τάσης. Ως εξαίρεση στον κανόνα αυτό, στην περίπτωση που στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά της Μονάδας ορίζεται διαφορετικό όριο μέγιστης απόκλισης για την επίτευξη τιμής τάσης στο Σημείο Σύνδεσης, ο κάτοχος άδειας παραγωγής υποχρεούται να τηρεί το όριο αυτό.
- Στην περίπτωση έκδοσης Εντολής Κατανομής μεγιστοποίησης της παραγωγής Αέργου Ισχύος (χωρητικής ή επαγωγικής) από Μονάδα, ο κάτοχος της άδειας παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη την παραγωγή Ενεργού Ισχύος της Μονάδας, προβαίνει στις αναγκαίες προς τούτο ενέργειες.

- Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ρυθμίζουν τη λειτουργία του συστήματος διέγερσης με σταθερή τάση εξόδου, με τους περιοριστές Άεργου φόρτισης σε λειτουργία και τα συστήματα ελέγχου λειτουργίας σταθερής Άεργου Ισχύος ή σταθερού Συντελεστή Ισχύος απενεργοποιημένα, εκτός εάν εκδίδεται διαφορετική Εντολή Κατανομής. Σε περίπτωση κατά την οποία εμφανίζεται αλλαγή στην τάση του Συστήματος, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής δεν προβαίνουν σε ενέργειες για την αντιστάθμιση της αυτόματης αντίδρασης σε φόρτιση Άεργου Ισχύος που προκαλείται ως αποτέλεσμα της λειτουργίας υπό σταθερή τάση εξόδου του αυτόματου συστήματος ελέγχου της διέγερσης, παρά μόνον εφόσον εκδίδεται διαφορετική Εντολή Κατανομής ή εφόσον απαιτείται άμεση ενέργειά τους για συμμόρφωση με τα όρια ευστάθειας. Στην τελευταία αυτή περίπτωση οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ενημερώνουν άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος.
- Στην περίπτωση κατά την οποία εκδίδονται Εντολές Κατανομής με αντικείμενο την αλλαγή θέσης μεταγωγών:
 - ο όταν αυτές αφορούν περισσότερες από μία Μονάδες στον ίδιο Σταθμό Παραγωγής ή μία Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου, η αλλαγή θέσης εκτελείται από τον κάτοχο άδειας παραγωγής σταδιακά και κατά μία θέση μεταγωγέα κάθε φορά, ή σταδιακά και κατά περισσότερες θέσεις μεταγωγέα εφόσον αυτό είναι τεχνικά δυνατό, για κάθε Μονάδα ή Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου, διαδοχικά μεταξύ των Μονάδων.
 - ο όταν αυτές αφορούν την αλλαγή περισσότερων από δύο θέσεων μεταγωγέα της ίδιας Μονάδας, και η εκτέλεση της Εντολής δεν είναι τεχνικά δυνατή μέσα στον καθορισμένο από την Εντολή χρόνο, ο κάτοχος άδειας παραγωγής εκτελεί την Εντολή με την ελάχιστη δυνατή καθυστέρηση. Στην περίπτωση αυτή ο κάτοχος άδειας παραγωγής ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος.

4.2.7 Μη Συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής

Στην περίπτωση μη συμμόρφωσης κατόχου άδειας παραγωγής με οποιαδήποτε Εντολή Κατανομής ο Διαχειριστής προβαίνει σε επισήμανση του γεγονότος αυτού προς τον κάτοχο άδειας παραγωγής, προσδιορίζοντας την εν λόγω Μονάδα, την Εντολή Κατανομής και τον χρόνο έκδοσής της, με εξαίρεση τις περιπτώσεις όπου η μη συμμόρφωση είναι αδύνατη και οφείλεται σε δηλωμένο χαρακτηριστικό ή την ασφάλεια του προσωπικού ή της εγκατάστασης όπως περιγράφεται στην προηγούμενη παράγραφο 4.2.6 (στοιχεία 2 και 3). Η υποχρέωση αυτή του Διαχειριστή σε ουδεμία περίπτωση αναιρεί τις υποχρεώσεις του κατόχου άδειας παραγωγής που απορρέουν από την Εντολή Κατανομής και τις συνέπειες που τυχόν επέλθουν για τον κάτοχο άδειας παραγωγής λόγω μη συμμόρφωσης με Εντολή Κατανομής.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών μετά το πέρας κάθε μήνα, και για κάθε Μονάδα, τη σταθμισμένη μέση τιμή των αποκλίσεων της παραγωγής Ενεργού και Άεργου Ισχύος της Μονάδας από τις αντίστοιχες Εντολές Κατανομής, για το σύνολο των Εντολών Κατανομής που εκδόθηκαν προς τη Μονάδα κατά το μήνα αυτό. Στην περίπτωση που η

σταθμισμένη μέση τιμή των αποκλίσεων της παραγωγής της Μονάδας υπερβαίνει τα 0,5 MW για την Ενεργό Ισχύ ή το 0,4 MVAR για την Άεργο Ισχύ κατά απόλυτη τιμή, ο Διαχειριστής χρεώνει τον Παραγωγό για τον υπόψη μήνα με την Χρέωση Μη Συμμόρφωσης με Υποχρέωση Κατανομής, ο υπολογισμός της οποίας περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης.

Διευκρινίζεται ότι η ως άνω απόκλιση υπολογίζεται από τη διαφορά της Εντολής Κατανομής⁷ που αποστέλλεται στους Παραγωγούς και τη μέτρηση της πραγματικής παραγωγής της μονάδας, ήτοι της ισχύος εξόδου όπως αυτή καταγράφεται από τους μετρητές του Διαχειριστή του Συστήματος και μεταφέρεται σε πραγματικό χρόνο σε αυτόν μέσω του Συστήματος Ελέγχου και Παρακολούθησης (SCADA).

Στην περίπτωση που μία Μονάδα δεν συμμορφώνεται κατ' επανάληψη προς οποιαδήποτε Εντολή Κατανομής, ακολουθείται η διαδικασία που περιγράφεται στον Κώδικα (ΚΕΦΑΛΑΙΟ 55) και ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει σχετικά τη ΡΑΕ ενόψει τυχόν επιβολής κυρώσεων κατά το άρθρο 33 του Ν.2773/1999.

Εάν ο κάτοχος άδειας παραγωγής Κατανεμόμενης Μονάδας αποτύχει να συμμορφωθεί με Εντολή Κατανομής η οποία αφορά την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, ο Διαχειριστής χρεώνει τον παραγωγό για αυτό τον μήνα με την Χρέωση Μη Συμμόρφωσης με Εντολή Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης.

4.2.8 Υπολογισμός του μεγέθους INSTut

Οποιαδήποτε μεταβολή των τεχνικών χαρακτηριστικών μίας Μονάδας γίνεται μετά την προθεσμία υποβολής προσφορών στον ΗΕΠ, παρότι λαμβάνεται υπόψη από το Διαχειριστή το Συστήματος ώστε να εκδίδονται κατάλληλες Εντολές Κατανομής που αντικατοπτρίζουν την πραγματική κατάσταση του Συστήματος, των στοιχείων του και των Μονάδων παραγωγής, δεν απαλλάσσει μία Μονάδα από τις υποχρεώσεις της βάσει των υποβληθέντων τεχνικών χαρακτηριστικών έως τη λήξη προθεσμίας υποβολής προσφορών στον ΗΕΠ (Άρθρο 178. ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Εξάλλου, η εκκαθάριση αποκλίσεων βασίζεται στη θεμελιώδη διάκριση των επιβεβλημένων μεταβολών παραγωγής από τις μη-επιβεβλημένες. Η διάκριση αυτή γίνεται βάσει του μεγέθους INSTut το οποίο αντικατοπτρίζει την επιθυμητή από το Διαχειριστή του Συστήματος παραγωγή της Μονάδας, αν αυτή η Μονάδα είχε στην πραγματική λειτουργία τα τεχνικά χαρακτηριστικά που υπέβαλλε στον ΗΕΠ.

Ο διαδικασία υπολογισμού του μεγέθους INSTut παρατίθεται στο Παράρτημα IV.

4.3 Ηλεκτρονικό Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής

⁷ Η Εντολή Κατανομής υπολογίζεται, πλην εκτάκτων περιπτώσεων, από το λογισμικό επίλυσης της Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ) και αποστέλλεται αυτόματα στους Παραγωγούς με ηλεκτρονικό τρόπο ανά πεντάλεπτο. Η Εντολή Κατανομής ενεργού ισχύος αναφέρεται σε MW μεικτής παραγωγής (συμπεριλαμβανομένων των βοηθητικών φορτίων της μονάδας)

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει προμηθευθεί και εγκαταστήσει ένα πλήρες Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής, το οποίο περιλαμβάνει:

- Μηχανισμό Πρόβλεψης του Φορτίου του Συστήματος.
- Πλατφόρμα Επίλυσης του Προγράμματος Κατανομής (αρχικού και επικαιροποιημένου).
- Πλατφόρμα Επίλυσης του Προγράμματος Οικονομικής Φόρτισης των Μονάδων σε Πραγματικό Χρόνο (Real Time Dispatch - RTD) ανά πεντάλεπτο. Αποτέλεσμα της εκτέλεσης του RTD είναι η έκδοση Εντολών Κατανομής ανά πεντάλεπτο.
- Τηλεπικοινωνιακό Σύστημα αποστολής των Εντολών Κατανομής, που παράγονται από την πλατφόρμα της προηγούμενης παραγράφου, στον Χώρο Ελέγχου (Control Room) των μονάδων παραγωγής και εμφάνισής τους σε ειδική οθόνη (display).
- Σύστημα Αυτομάτου Ελέγχου Παραγωγής (Automatic Generation Control - AGC), για την αυτόματη δευτερεύουσα ρύθμιση των μονάδων που λειτουργούν με τηλερύθμιση της ενεργού παραγωγής τους.
- Λογισμικό ανάλυσης της κατάστασης λειτουργίας του Συστήματος
- Το σύστημα ελέγχου και συλλογής στοιχείων SCADA
- Το Σύστημα επικοινωνιών και τις απαιτούμενες Βάσεις Δεδομένων.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει φροντίσει ώστε η λειτουργία του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής να πληροί τις κοινά αποδεκτές προδιαγραφές στον τομέα αυτό. Ιδίως έχει μεριμνήσει ώστε το ως άνω Σύστημα να χρησιμοποιεί δόκιμη και αξιόπιστη τεχνολογία και να πληροί αυστηρές προδιαγραφές αδιάλειπτης λειτουργίας και ακεραιότητας των πληροφοριών.

Οι εγγεγραμμένοι στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας Χρήστες αποκτούν δικαίωμα πρόσβασης στο Σύστημα του Διαχειριστή με την υποβολή μίας απλής αίτησης. Κατόπιν παραλαμβάνουν σχετικό μηχανισμό (hardware) με το οποίο συνδέονται στην πλατφόρμα του Διαχειριστή από το γραφείο τους μέσω του διαδικτύου.

Αφού συνδεθούν μπορούν να αποστείλουν ηλεκτρονικά όλα τα απαραίτητα δεδομένα που απαιτούνται για την συμμετοχή τους στην Ημερήσια Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Ο Διαχειριστής έχει φροντίσει να προμηθεύσει τους Χρήστες με κατάλληλα εργαλεία για την διαμόρφωση των αποστέλλομενων πληροφοριών ώστε αυτές να γίνονται αποδεκτές από το Σύστημα.

Σε περίπτωση σφάλματος κατά την υποβολή ο Χρήστης ενημερώνεται αυτόματα από το Σύστημα για το είδος και την αιτία του σφάλματος ώστε να μπορέσει αποστείλει διορθωμένη την πληροφορία.

Στα πλαίσια του Προγράμματος Κατανομής ο Χρήστης Παραγωγός είναι υποχρεωμένος να γνωστοποιεί τις αλλαγές στην ικανότητα των μονάδων του

στέλνοντας άμεσα (upload) την σχετική πληροφορία στο πληροφοριακό σύστημα του Διαχειριστή.

Η ίδια δυνατότητα υπάρχει και στον Χειριστή της Μονάδος, ο οποίος μπορεί να εισάγει μέσω του SCADA την νέα ικανότητα της μονάδος στον σύστημα του Διαχειριστή.

Αμέσως μετά την ολοκλήρωση της κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής (αρχικού ή επικαιροποιημένου) από τον Διαχειριστή, ο Χρήστης δύναται να έχει τα αποτελέσματα που τον αφορούν στην οθόνη του υπολογιστή στο γραφείο του μέσω του διαδικτύου, χρησιμοποιώντας τον προαναφερθέντα μηχανισμό που του έχει χορηγήσει ο Διαχειριστής.

Σε περίπτωση αδυναμίας επικοινωνίας του Χρήστη με το πληροφοριακό σύστημα του Διαχειριστή είναι δυνατή εναλλακτικά η αποστολή της πληροφορίας μέσω του ηλεκτρονικού ταχυδρομείου.

Ο Διαχειριστής ενημερώνει και παρέχει οποιαδήποτε βοήθεια στους Χρήστες σχετικά με την χορήγηση και τη χρήση του μηχανισμού πρόσβασης στην Ηλεκτρονική Πλατφόρμα της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΠΑΡΑΚΟΛΟΥΘΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΕ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ ΧΡΟΝΟ ΚΑΙ ΑΡΧΕΙΑ – ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ

Για την ασφάλεια και την οικονομική λειτουργία του συστήματος, ο Διαχειριστής οφείλει να παρακολουθεί, να διεξάγει δοκιμές ελέγχου και να ερευνά την απόδοση των εγκαταστάσεων των Χρηστών, ώστε να μπορεί να διακριβώνει εάν αυτές λειτουργούν εντός των απαιτήσεων σχεδιασμού, λειτουργίας και συνδέσεως, όπως αυτές καθορίζονται στον Πίνακα Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών, στις Συμβάσεις Σύνδεσης, στις Συμβάσεις Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών και σε κάθε άλλη ειδικότερη συμφωνία μεταξύ των Χρηστών και του Διαχειριστή του Συστήματος. Ως παρακολούθηση, δοκιμές και έλεγχος νοούνται ειδικότερα:

- Η αξιολόγηση της λειτουργίας των μονάδων παραγωγής σύμφωνα με τις Εντολές Κατανομής.
- Η αξιολόγηση της συμμόρφωσης των κατόχων άδειας παραγωγής προς τις Δηλώσεις Διαθεσιμότητας, τα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ), την ικανότητα παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών, τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά, τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά και άλλα στοιχεία που καταχωρούνται.
- Η αξιολόγηση της τήρησης των IEC προτύπων σχετικά με την ποιότητα ενέργειας, και ιδίως των προτύπων IEC/61000-3-6 και IEC/61000-3-7.
- Η αξιολόγηση της συμμόρφωσης των Χρηστών προς τις απαιτήσεις προστασίας και τις αντίστοιχες ρυθμίσεις, που προβλέπονται στον Κώδικα, στις Συμβάσεις Σύνδεσης και σε άλλες ειδικές συμφωνίες μεταξύ των Χρηστών και του Διαχειριστή του Συστήματος.

Στο τμήμα αυτό παρουσιάζεται η Παρακολούθηση του Συστήματος και η Καταγραφή των ποσοτήτων που αφορούν στη Διαδικασία Κατανομής.

5.1 Παρακολούθηση του Συστήματος

Η παρακολούθηση του Συστήματος διεξάγεται αδιαλείπτως και αφορά στην καταγραφή και έλεγχο των δεδομένων και την ανάλυσή τους, σύμφωνα με τις μεθόδους που ο Διαχειριστής θεωρεί πρόσφορες ή που έχει συμφωνήσει με τους Χρήστες.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διαθέτει ολοκληρωμένο Σύστημα Διαχείρισης Ενέργειας (EMS). Το Σύστημα Διαχείρισης Ενέργειας αποτελείται από ένα σύνολο εργαλείων διαχείρισης τα οποία κατά περίπτωση, αφορούν την παρακολούθηση, τη λειτουργία, τη μελέτη και την ανάλυση του Συστήματος. Το τμήμα του EMS με χρήση του οποίου υλοποιείται το σύνολο των απαιτήσεων

παρακολούθησης από το Διαχειριστή του Συστήματος είναι ένα ολοκληρωμένο σύστημα Ελέγχου και Παρακολούθησης (System Control And Data Acquisition - SCADA). Το Σύστημα αυτό απαρτίζεται από ένα εκτεταμένο σύνολο μετρητικών διατάξεων, τερματικών μονάδων και τις απαιτούμενες εγκαταστάσεις μεταφοράς των συλλεγόμενων πληροφοριών.

Οι μετρητικές διατάξεις τοποθετούνται χωρικά πλησίον των μετρούμενων μεγεθών τα οποία και παρακολουθούν μέσω καταλλήλων μορφοτροπέων (transducers). Οι εξαγόμενες μετρήσεις συλλέγονται τοπικά από κατάλληλες απομακρυσμένες τερματικές μονάδες (Remote Terminal Units – RTUs) οι οποίες τις μεταδίδουν, σε πραγματικό χρόνο, στο Διαχειριστή του Συστήματος όπου και καταχωρούνται σε κατάλληλες Βάσεις Δεδομένων. Με τον τρόπο αυτό ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να παρακολουθεί, πέρα από την κατάσταση και την παραγόμενη ισχύ των μονάδων παραγωγής, ένα σύνολο κρίσιμο μεγεθών του Συστήματος τα οποία είναι απαραίτητα για τον έλεγχο και την ασφαλή λειτουργία του (Επίπεδα Τάσης στους Ζυγούς και τις Γραμμές Μεταφοράς, Κατάσταση Διακοπών, μετρήσεις ενεργού και αέργου ισχύος κ.λπ.).

Η παρακολούθηση διεξάγεται χωρίς προηγούμενη ειδοποίηση των Χρηστών. Εάν η παρακολούθηση διεξάγεται με την εφαρμογή συστήματος καταγραφής και ανάλυσης δεδομένων, ο Διαχειριστής οφείλει να ενημερώνει σχετικά τους Χρήστες και να τους παρέχει κάθε αναγκαία πληροφορία αφού ζητηθεί.

Η παρακολούθηση μπορεί να γίνεται κάθε στιγμή. Ο Διαχειριστής μπορεί, βασιζόμενος αποκλειστικά στα αποτελέσματα της παρακολούθησης και χωρίς να διεξάγει περαιτέρω δοκιμές ελέγχου, να κρίνει ότι κάποιος Χρήστης τελεί σε κατάσταση μη συμμόρφωσης. Εάν ο Χρήστης αμφισβητεί την κρίση αυτή, ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να του αποστέλλει τα δεδομένα που συνέλεξε κατά την παρακολούθηση και τα οποία τεκμηριώνουν τη μη συμμόρφωση.

Στο πλαίσιο της συμμόρφωσης εξετάζονται ιδίως:

- Η τήρηση των Εντολών Κατανομής.
- Η τήρηση των δηλωμένων πληροφοριών σε σχέση με την Πρωτεύουσα, τη Δευτερεύουσα και τη Στατή εφεδρεία και τη ρύθμιση της συχνότητας που παρέχεται από κάθε μονάδα παραγωγής, ώστε να διαπιστωθεί η συμβατότητα με το δηλωμένο στατισμό ρυθμιστή μονάδας.
- Η συμμόρφωση προς τα πρότυπα ποιότητας ενέργειας της Διεθνούς Ηλεκτροτεχνικής Επιτροπής (IEC).
- Η παροχή στατικής και δυναμικής αέργου ισχύος.
- Η επιτήρηση των συστημάτων και των διαδικασιών.

5.2 Τήρηση Αρχείου Διαδικασίας Κατανομής

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να τηρεί πλήρη βάση δεδομένων σχετικά με τη Διαδικασία Κατανομής, η οποία περιλαμβάνει:

- Αρχείο των Προγραμμάτων Κατανομής,
- Αρχείο των Εντολών Κατανομής,

- Αρχείο των πληροφοριών οι οποίες έχουν συγκεντρωθεί σύμφωνα με την Διαδικασία Κατανομής.

Τα στοιχεία των ανωτέρω αρχείων τηρούνται από τον Διαχειριστή για διάστημα πέντε (5) τουλάχιστον ετών από την εισαγωγή τους.

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής έχουν δικαίωμα πρόσβασης στα στοιχεία της προηγούμενης παραγράφου σε κάθε περίπτωση για τη Μονάδα της άδειας παραγωγής τους, καθώς και για άλλες Μονάδες μόνο στο πλαίσιο επίλυσης διαφορών.

5.3 Δημοσίευση Στατιστικών Στοιχείων Διαδικασίας Κατανομής

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να δημοσιεύει στοιχεία σχετικά με τη Διαδικασία Κατανομής μετά το πέρας κάθε ημερολογιακού τριμήνου. Αυτές οι πληροφορίες θα περιλαμβάνουν κατ' ελάχιστον τα ακόλουθα:

- Τη συνολική ενέργεια και το μέγιστο συνολικό Φορτίο του Συστήματος, ανά Ημέρα Κατανομής.
- Τους Διαζωνικούς Περιορισμούς Μεταφοράς του Συστήματος που επηρέασαν τη λειτουργία του.
- Τα Σημαντικά Περιστατικά του Συστήματος.
- Συγκεντρωτικά στοιχεία ανά κατηγορία Εντολών Κατανομής που αφορούν παραβάσεις των Εντολών από τους κατόχους άδειας παραγωγής, καθώς και στοιχεία που αφορούν στις σχετικές ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΣΗΜΑΝΤΙΚΑ ΠΕΡΙΣΤΑΤΙΚΑ ΚΑΙ ΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ

ΈΚΤΑΚΤΗΣ ΑΝΑΓΚΗΣ

6.1 Γνωστοποίηση Σημαντικών Περιστατικών Συστήματος

Ακολούθως καθορίζονται τα δικαιώματα και οι υποχρεώσεις, αφενός του Διαχειριστή του Συστήματος και αφετέρου των ακόλουθων Χρηστών: (α) των κατόχων άδειας παραγωγής που έχουν Μονάδες συνδεδεμένες στο Σύστημα, (β) των κατόχων άδειας Προμήθειας, (γ) των Επιλεγόντων Πελατών που είναι συνδεδεμένοι στο Σύστημα, (δ) του Διαχειριστή του Δικτύου και (ε) του Κυρίου του Συστήματος, σε περιπτώσεις κατά τις οποίες λαμβάνουν χώρα Σημαντικά Περιστατικά του Συστήματος, όπως αυτά ορίζονται κατωτέρω

6.1.1 Σημαντικά Περιστατικά Συστήματος

- Σημαντικά Περιστατικά του Συστήματος (εφεξής Σημαντικά Περιστατικά) είναι χειρισμοί και συμβάντα, που λαμβάνουν ή αναμένεται να λάβουν χώρα στο Σύστημα ή στις εγκαταστάσεις χρήστη και ενδέχεται να έχουν επίδραση στη λειτουργία του Συστήματος. Ως Σημαντικά Περιστατικά νοούνται ιδίως η λειτουργία εγκαταστάσεων και μηχανημάτων καθ' υπέρβαση των ορίων κανονικής λειτουργίας τους όπως αυτά καθορίζονται στον παρόντα Κώδικα, στον Κώδικα Διαχείρισης του Δικτύου και στις Συμβάσεις Σύνδεσης με το Σύστημα, οι ασυνήθιστα δυσμενείς καιρικές συνθήκες, οι βλάβες ή προσωρινές αλλαγές που επηρεάζουν τις ικανότητες εγκατάστασης ή μηχανήματος, η βλάβη του εξοπλισμού ελέγχου, επικοινωνίας ή μετρήσεων, η αύξηση των κινδύνων από ανεπιθύμητη λειτουργία διάταξης προστασίας και ο μη προγραμματισμένος χειρισμός στο Σύστημα ή στις εγκαταστάσεις χρήστη.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος συλλέγει τις πληροφορίες που θεωρεί απαραίτητες για την ανάλυση των Σημαντικών Περιστατικών είτε μέσω των συστημάτων ελέγχου και συλλογής στοιχείων SCADA είτε μέσω άλλων συστημάτων συλλογής μετρήσεων. Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί, για την ανάλυση των Σημαντικών Περιστατικών και όποιες άλλες πληροφορίες έχει στη διάθεσή του από οποιαδήποτε πηγή.

6.1.1.1 Διαδικασία Γνωστοποίησης Σημαντικών Περιστατικών

- 1) Ο Διαχειριστής του Συστήματος αφενός και οι χρήστες αφετέρου έχουν αμοιβαία υποχρέωση γνωστοποίησης Σημαντικών Περιστατικών, παρόντων ή εύλογα αναμενόμενων.
- 2) Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να γνωστοποιεί άμεσα σε κάθε χρήστη Σημαντικά Περιστατικά για τα οποία έχει λάβει γνώση, εάν κατά την εύλογη κρίση του τα Περιστατικά αυτά ενδέχεται να έχουν λειτουργική επίδραση στον αποδέκτη της ενημέρωσης.

- 3) Εάν ο Διαχειριστής του Συστήματος προβεί σε επείγοντες χειρισμούς που αποτελούν Σημαντικά Περιστατικά χωρίς προηγούμενη συνεννόηση με χρήστη που επηρεάζεται από αυτούς, υποχρεούται να τον ενημερώσει άμεσα σχετικά με το συμβάν που τους προκάλεσε, την πιθανή διάρκειά του και τον τρόπο αποκατάστασης του, εκτός εάν το συμβάν είναι προσωρινό, έχει μικρή διάρκεια και στο μεταξύ αποκαταστάθηκε.
- 4) Εάν ορισμένο Σημαντικό Περιστατικό αποτελεί συνέπεια άλλου Σημαντικού Περιστατικού που συνέβη στις εγκαταστάσεις κάποιου χρήστη, ο Διαχειριστής του Συστήματος δικαιούται κατά τη γνωστοποίηση αυτού σε τρίτο χρήστη, να γνωστοποιήσει παράλληλα και τις πληροφορίες που είχε λάβει από τον πρώτο χρήστη.
- 5) Ο Διαχειριστής του Συστήματος παρέχει στον κάτοχο άδειας παραγωγής, ο οποίος γνωστοποίησε Σημαντικό Περιστατικό που συνέβη στις εγκαταστάσεις του, σχετικές πληροφορίες που αυτός ζητά, ώστε να μπορέσει να εκτιμήσει με ακρίβεια τις συνέπειες του συγκεκριμένου γεγονότος για τις εγκαταστάσεις του.
- 6) Οι πληροφορίες που λαμβάνει ο χρήστης είναι εμπιστευτικές, εκτός αν υπάρχει διαφορετική έγγραφη συμφωνία μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και του χρήστη.

6.1.2 Προσδιορισμός Σημαντικών Περιστατικών και Διαδικασία Γνωστοποίησης

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνεται για τα Σημαντικά Περιστατικά στο Σύστημα είτε μέσω του συστήματος SCADA είτε με άλλο μέσο επικοινωνίας (τηλέφωνο, e-mail, κ.λ.π). Ο προσδιορισμός των Σημαντικών Περιστατικών γίνεται από το Διαχειριστή του Συστήματος με βάση το άρθρο 101, παρ.1 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αφού ορίσει το σημαντικό περιστατικό κι εφόσον σε αυτό εμπλέκεται ή / και επηρεάζεται κάποιος χρήστης, προβαίνει σε άμεση ενημέρωση του χρήστη, εφόσον οι συνθήκες και η ανάγκη διαχείρισης του περιστατικού το επιτρέπουν, ή ετεροχρονισμένα όταν όταν δεν υπάρχει χρόνος για άμεση ενημέρωση.

Η γνωστοποίηση των Σημαντικών Περιστατικών είναι έγγραφη - ηλεκτρονική, εκτός εάν αυτό είναι αδύνατο ή απαιτείται επείγων χειρισμός λόγω της φύσης του Σημαντικού Περιστατικού, οπότε ο αποδέκτης της μπορεί να απαιτήσει την αποστολή έγγραφης γνωστοποίησης εκ των υστέρων.

Κατά τη γνωστοποίηση Σημαντικού Περιστατικού περιγράφεται με σαφήνεια το συμβάν ή ο χειρισμός, ώστε ο αποδέκτης της να μπορεί να εκτιμήσει τις συνέπειες και τους κινδύνους που δημιουργούνται. Στη γνωστοποίηση αναφέρεται υποχρεωτικά το όνομα και η ιδιότητα του φυσικού προσώπου που την αποστέλλει και βεβαίως τα πρόσθετα στοιχεία που περιγράφονται στον πίνακα που βρίσκεται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι. Ο αποδέκτης της γνωστοποίησης μπορεί να ζητήσει από τον αποστολέα της περαιτέρω διευκρινήσεις, τις οποίες αυτός υποχρεούται να παράσχει κατά το δυνατόν συντομότερα.

Στα αναφερόμενα στοιχεία περιέχονται, η ημερομηνία και χρονική στιγμή εκδήλωσης του συμβάντος που χαρακτηρίστηκε σαν «Σημαντικό Περιστατικό», το ηλεκτρικό στοιχείο του συστήματος καθώς και οι υποσταθμοί που εμπλέκονται με το συμβάν, τα αίτια του συμβάντος, η απωλεσθείσα ισχύς και η μέση απωλεσθείσα ενέργεια, καθώς και ο μέσος χρόνος αποκατάστασης.

Η γνωστοποίηση χειρισμών πρέπει να περιέλθει στον αποδέκτη της, στο μέτρο που αυτό είναι εφικτό, πριν από τη διενέργεια του χειρισμού και σε χρόνο που να επιτρέπει τη μελέτη και την εκτίμηση των κινδύνων που ενδέχεται να προκληθούν από αυτόν. Η γνωστοποίηση συμβάντων γίνεται άμεσα από τη στιγμή που υπέπεσαν στην αντίληψη του Διαχειριστή του Συστήματος ή του χρήστη.

Το μέσο επικοινωνίας που διαθέτει ο Διαχειριστή του Συστήματος για την αλληλοενημέρωση με τους Χρήστες για Σημαντικά Περιστατικά σε μονάδες παραγωγής ή υποσταθμούς του διασυνδεδεμένου συστήματος είναι, εκτός του τηλεφώνου, το Αυτόνομο Σύστημα Φερέσυχνης Επικοινωνίας (Carrier), που επιτρέπει την αμφίδρομη και άμεση επικοινωνία με τις μονάδες παραγωγής, τον Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής και τον Κύριο του Δικτύου. Το συγκεκριμένο σύστημα δεν επηρεάζεται από την διαθεσιμότητα ή μη του τηλεφωνικού δικτύου και διασφαλίζει την αδιάλειπτη επικοινωνία του Διαχειριστή με τους Χρήστες.

Σε περιπτώσεις ανάγκης έκτακτων συντηρήσεων (πέραν των προγραμματισθέντων) σε Υποσταθμούς του Διασυνδεδεμένου Συστήματος, ο Διαχειριστής θα πρέπει να ενημερώνεται εγκαίρως από τα εξουσιοδοτημένα προς τούτο πρόσωπα του Κυρίου του Δικτύου με την αποστολή Fax (τυποποιημένης μορφής, εγκεκριμένης από τον Διαχειριστή), όπου θα περιγράφεται με λεπτομέρεια το είδος της συντήρησης και το προς απομόνωση τμήμα του δικτύου που απαιτείται.

Όλες οι επικοινωνίες του Λειτουργού του Συστήματος Μεταφοράς που αφορούν ενημερώσεις - επεμβάσεις στο σύστημα αποτυπώνονται σε ειδικό σύστημα «καταγραφής επικοινωνίας».

Εκτός από την ενημέρωση σε τρέχοντα χρόνο, ο Διαχειριστής δημοσιοποιεί μέσω της ιστοσελίδας του στο διαδίκτυο, κάθε τρεις μήνες, λίστα με πληροφοριακά στοιχεία των Σημαντικών Περιστατικών, όπως δείχνει ο Πίνακας στο επισυναπτόμενο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι.

6.2 Πεδίο Εφαρμογής Καταστάσεων Έκτακτης Ανάγκης

Ο Διαχειριστής του Συστήματος και οι κάτοχοι αδειών παραγωγής, προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, οι Επιλέγοντες Πελάτες, ο Διαχειριστής του Δικτύου, και ο Κύριος του Συστήματος οφείλουν να ανταποκρίνονται χωρίς καθυστέρηση στους συναγερούς και να συμμορφώνονται με τις εντολές που λαμβάνουν στις Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης, όπως αυτές ορίζονται στη συνέχεια.

6.2.1 Ορισμός Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης

Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης υφίσταται όταν ανακύπτει πρόβλημα που θέτει ή ενδέχεται να θέσει, για οποιοδήποτε λόγο, το Σύστημα ή το Δίκτυο σε σοβαρό

κίνδυνο ή να επηρεάζει την αξιόπιστη και επαρκή τροφοδοσία των καταναλωτών ή να επηρεάζει αρνητικά την ομαλή λειτουργία της Διαδικασίας Κατανομής, ή να επηρεάζει ή να θέτει σε κίνδυνο την ομαλή λειτουργία γειτονικού Διαχειριστή.

6.2.2 Γνωστοποίηση Καταστάσεων Έκτακτης Ανάγκης

Ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υποχρεωμένος, χωρίς να καθυστερεί τη διενέργεια των απαραίτητων χειρισμών, να ενημερώνει τους χρήστες που επηρεάζονται από τους χειρισμούς αυτούς, σύμφωνα με τη Σύμβαση Σύνδεσης στο Σύστημα και ιδίως:

- 1) Να γνωστοποιεί στον Διαχειριστή του Δικτύου κάθε σημαντική περίπτωση που επηρεάζει αρνητικά την αξιόπιστη και επαρκή τροφοδοσία σε ορισμένο Σημείο Σύνδεσης του Δικτύου με το Σύστημα, ούτως ώστε ο Διαχειριστής του Δικτύου να αναζητήσει εναλλακτική τροφοδότηση του Δικτύου ή να προβεί σε άλλες ενέργειες, και
- 2) Να ειδοποιεί κάθε Πελάτη που είναι συνδεδεμένος στο Σύστημα για περιπτώσεις που επηρεάζουν αρνητικά την αξιόπιστη και επαρκή τροφοδοσία σε ορισμένο Σημείο Σύνδεσης με το Σύστημα, ούτως ώστε ο Πελάτης να αναζητήσει εναλλακτική τροφοδότηση ή να προβεί σε άλλες ενέργειες.
- 3) Ομοίως ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υποχρεωμένος, χωρίς να καθυστερεί τη διενέργεια των απαραίτητων χειρισμών, να ενημερώνει τους Διαχειριστές γειτονικών συστημάτων που ενδεχομένως επηρεάζονται από τους χειρισμούς αυτούς, σύμφωνα με τους κανόνες του Operation Handbook του ENTSO-E.

Σε κατεπείγουσες περιπτώσεις, ο Διαχειριστής δύναται να προβαίνει σε χειρισμούς χωρίς προηγούμενη ειδοποίηση των χρηστών που επηρεάζονται λειτουργικά από αυτούς. Στην περίπτωση αυτή υποχρεούται να τους ενημερώνει για τους χειρισμούς που έλαβαν χώρα, για την πιθανή διάρκεια της Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης και για την ενδεχόμενη λήξη της, εκτός εάν πρόκειται για προσωρινή κατάσταση που έχει αποκατασταθεί πλήρως. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι σε Υποσταθμούς του Συστήματος Μεταφοράς έχουν εγκατασταθεί διατάξεις τηλεχειρισμού στοιχείων του συστήματος, μέσω των οποίων ο Διαχειριστής έχει την δυνατότητα να προβαίνει σε άμεσους χειρισμούς στοιχείων του συστήματος (π.χ. άνοιγμα – κλείσιμο διακόπτη).

Το μέσο επικοινωνίας που διαθέτει ο Διαχειριστής του Συστήματος για την αλληλοενημέρωση με τους Χρήστες για περιπτώσεις Έκτακτης Ανάγκης σε μονάδες παραγωγής ή υποσταθμούς του διασυνδεδεμένου συστήματος είναι, εκτός του τηλεφώνου, το Αυτόνομο Σύστημα Φερέσυχνης Επικοινωνίας (Carrier), που επιτρέπει την αμφίδρομη και άμεση επικοινωνία με τις μονάδες παραγωγής, τον Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής και τον Κύριο του Δικτύου. Το συγκεκριμένο σύστημα δεν επηρεάζεται από την διαθεσιμότητα ή μη του τηλεφωνικού δικτύου και διασφαλίζει την αδιάλειπτη επικοινωνία του Διαχειριστή με τους Χρήστες.

Όλες οι επικοινωνίες του Λειτουργού του Συστήματος Μεταφοράς που αφορούν ενημερώσεις - επεμβάσεις στο σύστημα μαγνητοφωνούνται.

Σε περιπτώσεις απώλειας διασυνδεδειγμένων γραμμών μεταφοράς του συστήματος ο Διαχειριστής έχει άμεση επικοινωνία με τους όμορους διαχειριστές για την ταχύτερη δυνατή αποκατάσταση της ομαλότητας και της εγγύησης, κατά το δυνατόν, των εμπορικών προγραμμάτων ανταλλαγών ενέργειας. Σχετικές διμερείς συμφωνίες έχουν υπογραφεί ή επίκειται η υπογραφή τους στο άμεσο μέλλον.

Στους Κανονισμούς Δημοπρασιών για την εκχώρηση δικαιωμάτων πρόσβασης στις Διασυνδέσεις (δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή) γίνεται επίσης αναλυτική αναφορά για την διασφάλιση (firmness) των δικαιωμάτων των συμμετεχόντων στη αγορά ενέργειας για ανταλλαγή ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων σε περίπτωση προβλήματος σε διασυνδεδειγμένη γραμμή μεταφοράς..

6.2.3 Ενεργοποίηση Συναγερμού

Σε περίπτωση Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης στο Σύστημα, ο Διαχειριστής υποχρεούται να ενεργοποιήσει συναγερμό, τον οποίο απευθύνει προς τους χρήστες και τον Κύριο του Συστήματος. Ο συναγερμός μεταδίδεται μέσω ηλεκτρονικού συστήματος και διεγείρει ανάλογη σήμανση στο χώρο του αποδέκτη αναγνωρίσιμη από αυτόν. Εάν το σύστημα αυτό δεν έχει εγκατασταθεί ή δεν λειτουργεί, ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να χρησιμοποιήσει τηλεμοιοτυπία, τηλέφωνο και ηλεκτρονικό ταχυδρομείο για να μεταδώσει την γνωστοποίηση εναλλακτικά.

Οι Συναγερμοί είναι ταξινομημένοι σε τρεις τύπους και τους έχουν δοθεί χρωματικοί κώδικες:

1) Πορτοκαλί Συναγερμός: Ο πορτοκαλί συναγερμός ενεργοποιείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος αν:

- a) ένα συμβάν έχει αυξήσει την πιθανότητα αδυναμίας κάλυψης του φορτίου του Συστήματος,
- b) όταν η συχνότητα ή η τάση του Συστήματος αποκλίνουν σημαντικά από την ονομαστική τιμή τους,
- c) όταν, εξαιτίας καιρικών συνθηκών, ενδέχεται να επέλθουν ταυτοχρόνως περισσότερα του ενός συμβάντα στο Σύστημα.

2) Κόκκινος Συναγερμός: Ο κόκκινος συναγερμός ενεργοποιείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος αν:

- a) Η συχνότητα ή η τάση του Συστήματος βρίσκονται ή πιθανολογείται ότι θα βρεθούν άμεσα εκτός των ορίων λειτουργίας του Συστήματος κατά τη διάρκεια διαταραχών,
- b) πιθανολογείται άμεση αδυναμία κάλυψης του φορτίου του Συστήματος.

3) Μπλε Συναγερμός: Ο μπλε συναγερμός ενεργοποιείται από τον Διαχειριστή του συστήματος :

- a) Στην περίπτωση μερικής ή γενικής διακοπής λειτουργίας του Συστήματος,

b) στην περίπτωση της δοκιμής αποκατάστασης του Συστήματος

6.2.4 Διαδικασίες σε Περιπτώσεις Ενεργοποίησης Συναγερμού

Οι διαδικασίες που ακολουθούνται από τον Διαχειριστή για την αντιμετώπιση καταστάσεων έκτακτης ανάγκης είναι οι ακόλουθες:

A) Ανάλυση καταστάσεων συστήματος: διακρίνονται δύο επίπεδα σοβαρότητας σε επισφαλείς καταστάσεις.

1.) Σε μη ασφαλείς καταστάσεις, όλες οι λειτουργικές εφεδρείες (για την εξισορρόπηση της μεταφοράς και της παραγωγής) πρέπει να επιστρατευτούν. Δεν είναι σαφές εάν (ή σε ποιο χρονικό πλαίσιο) θα είναι δυνατό για το σύστημα να επιστρέψει πλήρως μέσα στα όρια ασφάλειάς του (εξαρτάται από τη βαρύτητα του συναγερμού και τον πιθανό κίνδυνο γεγονότων απότομων μεταβολών). Το σύστημα παραμένει βιώσιμο και λειτουργεί εντός αποδεκτών λειτουργικών περιορισμών. Εντούτοις, οι παράμετροι του συστήματος είναι πολύ κοντά στα όρια ασφάλειας (εντός ή ελαφρώς εκτός). Σε αυτή την κατάσταση ο Διαχειριστής του Συστήματος συναντά σοβαρές δυσκολίες στο να επαναφέρει το σύστημα σε κανονική κατάσταση εξαιτίας υφισταμένων περιορισμών του δικτύου ή του φορτίου / παραγωγής.

2.) Σε κατάσταση Εκτάκτου Ανάγκης η κατάσταση του συστήματος δεν είναι σταθερή και η «φυσική» εξέλιξη (δηλ. γεγονότα όπως αλληπάλληλες αποζεύξεις, πτώση συχνότητας, απώλεια συγχρονισμού, διακοπές ρεύματος, νησιδοποίηση) τείνει να το φέρει σε μια επισφαλή ή/και ανεξέλεγκτη κατάσταση. Η συνολική ασφάλεια του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος διακυβεύεται. Οι ακραίες ενέργειες όπως η απόρριψη φορτίου μπορεί να είναι απαραίτητες για να περιορίσουν τη διάδοση της διαταραχής και να αποτρέψουν την κατάρρευση μέρους ή του συνόλου του ηλεκτρικού συστήματος.

B) Διασυννοριακή βοήθεια έκτακτης ανάγκης – Ο Διαχειριστής λαμβάνει ενέργεια έκτακτης ανάγκης (emergency) σύμφωνα με υπάρχουσες συμφωνίες από γειτονικούς Διαχειριστές. Περικοπή των διασυννοριακών ανταλλαγών δύναται επίσης να εφαρμοσθεί ανάλογα με τις υπάρχουσες συμφωνίες μεταξύ των όμορων Διαχειριστών.

Η διασυννοριακή βοήθεια έκτακτης ανάγκης καλύπτεται από ειδικά διμερή ή και πολυμερή σύμφωνα που συνάπτει ο Διαχειριστής του Συστήματος με Διαχειριστές άλλων Συστημάτων. Τα σύμφωνα αυτά είναι συνήθως «Εμπιστευτικά».

Στα σύμφωνα αυτά προσδιορίζεται η ελάχιστη ποσότητα δυνατότητας παροχής βοήθειας εκτάκτου ανάγκης, η διαδικασία που ακολουθείται για να ζητηθεί, ο προσδιορισμός της διαδρομής (path) χορήγησης της βοήθειας, οι διαδικασίες μείωσης και αύξησης της ποσότητας της βοήθειας και διακοπής ή επέκτασης της χορήγησης της βοήθειας, καθώς και ο τρόπος επιβεβαίωσης της χορήγησης της καθώς και ο τρόπος που μπορεί να καταγγελθεί το σύμφωνο έκτακτης βοήθειας.

Βεβαίως η ποσότητα και η διάρκεια της διασυννοριακής βοήθειας έκτακτης ανάγκης προσδιορίζεται και δημοσιοποιείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος, αφού αυτή επιβεβαιωθεί μεταξύ των εμπλεκόμενων Διαχειριστών.

C) Απόρριψη φορτίου για την διαχείριση του φορτίου - Ο Διαχειριστής εφαρμόζει μια προληπτική απόρριψη φορτίου σε κάποιες περιοχές του ηλεκτρικού συστήματος έτσι ώστε να περιορίσει τον κίνδυνο αλληπάλληλων αποζεύξεων.

D) Ανάλυση ανωμαλιών - Η ανάλυση των ανωμαλιών του ηλεκτρικού συστήματος, συμπεριλαμβανομένης και της μη αποσβενυμένης ταλάντωσης ισχύος και της αστάθειας ταλάντωσης, πραγματοποιείται συστηματικά από το Διαχειριστή του Συστήματος για να προσδιορίσει τις αιτίες των γεγονότων, των κατ' επίπτωση κινδύνων και των πιθανών συνεπειών αλλά και για να προβαίνει σε βελτιώσεις των κανόνων λειτουργίας.

E) Προκαταρκτικό σύνολο ενεργειών έκτακτης ανάγκης - ένα προκαταρκτικό σύνολο ενεργειών έκτακτης ανάγκης υπό μορφή προκαθορισμένων εντολών αποστέλλεται μέσω ειδικών καναλιών επικοινωνίας από το Διαχειριστή στα σχετικά συμβαλλόμενα μέρη. Αυτές οι ενέργειες έκτακτης ανάγκης περιλαμβάνουν:

1.) Μεταβολή των προγραμμάτων παραγωγής των σταθμών παραγωγής ενέργειας, σύνδεση γεννητριών γρήγορης εκκίνησης, γρήγορη αύξηση του φορτίου της παραγωγής των μονάδων (με την ενεργοποίηση όλης της ικανότητας εφεδρείας),

2.) Γρήγορη (χειροκίνητα και / ή με τηλεχειρισμό) απόρριψη φορτίου,

3.) Αλλαγή των επιπέδων τάσης (προκαταρκτική επιφυλακή στη χαμηλή τάση, άεργη από-διέγερση των γεννητριών, κλείδωμα της θέσης των μεταγωγέων (taps) των μετασχηματιστών όπου είναι δυνατόν ή/και μείωση των τιμών αναφοράς - ελέγχου των ελεγκτών τάσης).

F) Δευτεροβάθμιο σύνολο ενεργειών έκτακτης ανάγκης - ένα δευτεροβάθμιο σύνολο διορθωτικών μέτρων εφαρμόζεται αυτόματα εκτός από τις χειροκίνητες ενέργειες εάν οι συνθήκες ασφαλείας συνεχίζουν να επιδεινώνονται και ο κίνδυνος σημαντικών διαταραχών να αυξάνεται. Αυτές οι αυτόματες ενέργειες περιλαμβάνουν:

1.) Την αυτόματη απόρριψη φορτίου κατανάλωσης λόγω μιας μεγάλης πτώσης της συχνότητας, κάτω από τα 49 Hz με την σταδιακή αποσύνδεση από 10% έως 20% του φορτίου για οποιαδήποτε προοδευτικά στάδια π.χ. 0.3-0.5 Hz πτώσης της συχνότητας,

2.) Η αυτόματη αποσύνδεση τμημάτων των εγκαταστάσεων και ενδεχομένως περιοχών που έχουν απώλεια συγχρονισμού,

3.) Συντονισμός της απόζευξης της παραγωγής σε περίπτωση υψηλής συχνότητας.

G) Ανάλυση ασφάλειας - συστήνονται συμπληρωματικές μέθοδοι (στατικοί και δυναμικοί υπολογισμοί ευστάθειας, συστήματα μέτρησης ευρείας περιοχής).

H) Άλλα κοινά λειτουργικά μέτρα – Οι όμοροι Διαχειριστές εκτελούν τακτικά, εάν είναι δυνατό μία φορά το χρόνο, τις ακόλουθες εργασίες:

1.) Διμερής αναθεώρηση των αρχών κοινών σχεδίων αποκατάστασης.

2.) Διμερής έλεγχος στα συστήματα προστασίας.

Ι) Κοινή έρευνα για τα γεγονότα - Μετά από οποιοδήποτε σημαντικό γεγονός, οι Διαχειριστές πρέπει να διεξαγάγουν κοινή έρευνα και να αναλύσουν τις αιτίες των συμβάντων και για να βελτιώσουν τους υπάρχοντες κανόνες, εάν είναι σχετικοί.

Ή) Εκπαίδευση χειριστών κατανομής – Οι όμοροι Διαχειριστές πραγματοποιούν ανταλλαγές επισκέψεων του προσωπικού των Κέντρων Ελέγχου ώστε να υπάρξει αλληλοενημέρωση και προσδιορισμός των κρίσιμων σημείων λειτουργίας των συστημάτων. Δυνατόν να διοργανώνουν επίσης και κοινά επιμορφωτικά προγράμματα του προσωπικού τους.

Κ) Έκθεση διαταραχής συστημάτων - Έκθεση με περιγραφή της διαταραχής συστήματος που οδήγησε σε κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης πρέπει να σταλεί εντός 24 ωρών από τον Διαχειριστή στην Γραμματεία του ENTSO-E ώστε να είναι διαθέσιμη στην ιστοσελίδα του ENTSO-E (extranet).

Λ) Απόδοση των μονάδων παραγωγής - σε περίπτωση σημαντικών διακυμάνσεων τάσης ή / και συχνότητας, οι μονάδες παραγωγής θα πρέπει να παραμείνουν συνδεδεμένες με το σύστημα, όσο αυτό είναι δυνατό. Σε περίπτωση σφάλματος στο δίκτυο μεταφοράς, οι μονάδες θα πρέπει έχουν την δυνατότητα, αποσυνδεδεμένες από το δίκτυο να παραμείνουν σε λειτουργία τροφοδοτώντας μόνον τα βοηθητικά φορτία τους (house-load operation). Κάθε Διαχειριστής θα πρέπει να προδιαγράψει για τις μονάδες παραγωγής όρια λειτουργίας, ώστε να μπορούν να παραμείνουν σε λειτουργία:

1.) εντός ορισμένων ορίων τάσης

2.) εντός ορισμένων ορίων συχνότητας

3.) ορισμένο χρονικό διάστημα όταν λειτουργούν σε κατάσταση τροφοδότησης μόνον των βοηθητικών φορτίων τους (house-load operation).

Μ) Εφεδρικές πηγές τροφοδότησης - Στις εγκαταστάσεις μεταφοράς (υποσταθμοί μετασχηματισμού, υποσταθμοί απόζευξης, κέντρα διανομής) η παροχή ισχύος προς τα κύρια βοηθητικά πρέπει να είναι εγγυημένη για ένα ικανοποιητικό χρονικό διάστημα, με τις εσωτερικές ανεξάρτητες πηγές παροχής ηλεκτρικού ρεύματος να είναι ικανές να επιτρέψουν στις εγκαταστάσεις τηλεχειρισμού, τηλεπικοινωνιών και υπολογιστών να είναι λειτουργικές ακόμη και στην περίπτωση σφαλμάτων στα γειτονικά ηλεκτρικά συστήματα.

6.2.5 Ενέργειες του Διαχειριστή συστήματος σε Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης

Ο Διαχειριστής λαμβάνει τα ακόλουθα μέτρα κατά τη διάρκεια των καταστάσεων Έκτακτης Ανάγκης:

1) Ενεργοποιεί τον κατάλληλο συναγερμό και προβαίνει στις αναγκαίες ενέργειες εκδίδοντας τις απαραίτητες εντολές προς τους χρήστες και τον Κύριο του Συστήματος.

2) Αν ο συναγερμός θα πρέπει να απευθυνθεί και προς γειτονικό Διαχειριστή ή Διαχειριστές, αυτό θα πρέπει να γίνει με βάση τις αντίστοιχες διαδικασίες που προβλέπονται σε σχετικά διμερή σύμφωνα λειτουργίας.

- 3) Κατά το χρονικό διάστημα ισχύος μπλε συναγερμού, ο Διαχειριστής του Συστήματος, πέραν των ενεργειών και των εντολών που αναφέρονται στις προηγούμενες παραγράφους, τροποποιεί κατά την εκτίμησή του τη Διαδικασία Κατανομής για το χρονικό διάστημα αυτό.
- 4) Κατά τη διάρκεια της διαδικασίας αποκατάστασης οι χρήστες και ο Κύριος του Συστήματος υποχρεούνται να εκτελούν άμεσα τις εντολές του Διαχειριστή, στο βαθμό που δεν θίγεται η ασφάλεια του προσωπικού, των εγκαταστάσεων και των μηχανημάτων τους.
- 5) Ο Διαχειριστής, οι χρήστες και ο Κύριος του Συστήματος υποχρεούνται να διαθέτουν επαρκώς καταρτισμένο προσωπικό σχετικά με τις διαδικασίες αποκατάστασης του Συστήματος. Στα πλαίσια αυτά ο Διαχειριστής έχει καθιερώσει την έκδοση Αδείας Χειρισμών για το προσωπικό του Κυρίου του Συστήματος που εμπλέκεται σε χειρισμούς αποκατάστασης στο δίκτυο μεταφοράς.
- 6) Ο Διαχειριστής του Συστήματος, σε συνεργασία με τον Διαχειριστή του Δικτύου, τους άλλους χρήστες και τον Κύριο του Συστήματος, υποχρεούνται να ακολουθήσουν ένα Σχέδιο Αποκατάστασης του Συστήματος, που έχει καταρτισθεί και συμφωνηθεί εκ των προτέρων, σε περίπτωση μερικής ή γενικής διακοπής του Συστήματος. Το Γενικό Σχέδιο Αποκατάστασης Συστήματος βρίσκεται υπό αναδιαμόρφωση, αλλά υπάρχουν Σχέδια Τοπικής Αποκατάστασης που εφαρμόζονται από το προσωπικό του αρμοδίου υποσταθμού σε περίπτωση που ο υποσταθμός, που περιλαμβάνεται στον τομέα της διαταραχής, έχει χάσει την επικοινωνία του με τα κέντρα ελέγχου (Εθνικό και Περιφερειακά) του Διαχειριστή. Τα Τοπικά σχέδια Αποκατάστασης που εμπλέκουν υποσταθμούς οι οποίοι έχουν χάσει την επικοινωνία τους με τα κέντρα ελέγχου βασίζονται στις παρακάτω γενικές αρχές:
 - ο Θερμικός Σταθμός Παραγωγής - Στην περίπτωση διακοπής της τροφοδότησης του γενικού βοηθητικού εξοπλισμού ενός θερμικού σταθμού παραγωγής, ο χειριστής του σταθμού, μετά από επικοινωνία με τον επόπτη του Κέντρου Υψηλής Τάσης, πρέπει να εκτελέσει μια σειρά χειρισμών ως απόρροια του συμβάντος. Η σχετική διαδικασία περιλαμβάνει α) το άνοιγμα όλων των διακοπών των ζυγών, β) ειδοποίηση του χειριστή του παρακείμενου υποσταθμού ή υποσταθμών ότι οι διακόπτες είναι ανοικτοί, γ) ανάκτηση τάσης από το δίκτυο μεταφοράς με το κλείσιμο διακόπτη ώστε να ηλεκτρισθεί ζυγός 150kV προκειμένου να τροφοδοτηθεί ο γενικός βοηθητικός εξοπλισμός του σταθμού και τέλος δ) η έναρξη της λειτουργίας της μονάδας.
 - ο Υδροηλεκτρικός Σταθμός Παραγωγής - Στην περίπτωση διακοπής της τροφοδότησης του γενικού βοηθητικού εξοπλισμού ενός υδροηλεκτρικού σταθμού παραγωγής λόγω έκτακτου τοπικού συμβάντος, η διαδικασία που ακολουθείται είναι παρόμοια με την ανωτέρω. Σε περίπτωση γενικής διακοπής ο αρμόδιος χειριστής του Υδροηλεκτρικού Σταθμού Παραγωγής πρέπει να θέσει σε

λειτουργία την υπάρχουσα γεννήτρια DIESEL, ώστε να τροφοδοτήσει τον βοηθητικό εξοπλισμό του σταθμού.

- Κέντρο Υψηλής Τάσης (ΚΥΤ)– Σε έκτακτες καταστάσεις όταν οι ζυγοί των 150 ή / και 400kV δεν έχουν τάση, ο επιβλέπων του Κέντρου Υψηλής Τάσης συνεργάζεται με τους επιβλέποντες των παρακείμενων Υποσταθμών ή Κέντρων Υψηλής Τάσης για την επίλυση του προβλήματος. Υπάρχουν οι ακόλουθες καταστάσεις αναφορικά με την τάση των ζυγών:
 - Οι ζυγοί των 150kV δεν έχουν τάση.
 - Οι ζυγοί των 400kV δεν έχουν τάση.
 - Οι ζυγοί των 150kV και 400kV δεν έχουν τάση.
- Στις δύο πρώτες περιπτώσεις η τροφοδότηση με τάση των ζυγών των 400kV ή των 150kV αντίστοιχα γίνεται μέσω του αυτομετασχηματιστού 400/150kV του Κέντρου Υψηλής Τάσης. Στην Τρίτη περίπτωση η διαδικασία η οποία ακολουθείται περιλαμβάνει α) το άνοιγμα όλων των διακοπών 150kV του Κέντρου Υψηλής Τάσης, β) ειδοποίηση του χειριστή του παρακείμενου υποσταθμού ή υποσταθμών ότι οι διακόπτες είναι ανοικτοί, γ) ανάκτηση τάσης από το δίκτυο μεταφοράς με το κλείσιμο διακόπτη ώστε να ηλεκτρισθεί ζυγός 150kV.

Οι εντολές που εκδίδει ο Διαχειριστής δύνανται να αποκλίνουν από το Σχέδιο Αποκατάστασης Συστήματος, εφόσον αυτό κρίνεται αναγκαίο.

6.2.6 Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σε Περιπτώσεις μη Κάλυψης του Φορτίου του Συστήματος

Ο Διαχειριστής του Συστήματος λαμβάνει τα ακόλουθα κατά σειρά μέτρα για να εξασφαλίσει την κάλυψη του Φορτίου του Συστήματος σε περίπτωση που οι Κατανεμόμενες Μονάδες και οι Έκτακτες Εισαγωγές δεν είναι αρκετές ώστε να καλύψουν το φορτίο του Συστήματος:

- 1) Εξασφαλίζει πρόσθετη ισχύ μέσω εισαγωγών εξαντλώντας τα περιθώρια Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς των διασυνδέσεων.
- 2) Μειώνει τις εξαγωγές εφόσον μέσω της μείωσης αυτής διασφαλίζεται μεγαλύτερη ποσότητα έγχυσης ενέργειας προς απορρόφηση στην Ελληνική Επικράτεια.
- 3) Εντέλει μείωση της κατανάλωσης ενέργειας από τις Υδροηλεκτρικές Μονάδες εφόσον λειτουργούν σε κατάσταση άντλησης και εφόσον η μείωση αυτή δεν αποβαίνει σε βάρος της ικανότητάς τους να εγχέουν ενέργεια σε μεταγενέστερες Περιόδους Κατανομής κατά τις οποίες αναμένεται επίσης σημαντική αδυναμία κάλυψης του φορτίου του Συστήματος.
- 4) Εάν οι παραπάνω ενέργειες δεν επαρκούν ή εάν εκτιμάται ότι δεν επαρκούν, ο Διαχειριστής προβαίνει στις ενέργειες οι οποίες προβλέπονται σε Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης και στις ενέργειες Περικοπής Φορτίου.

Οι ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος για την διασφάλιση της κάλυψης του Φορτίου του Συστήματος δεν απαλλάσσουν τους Εκπροσώπους Φορτίου από τις υποχρεώσεις να προσκομίζουν επαρκείς εγγυήσεις στο πλαίσιο του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Όταν ο Διαχειριστής υιοθετεί κάποια από τα ανωτέρω μέτρα οφείλει να δημοσιοποιεί όλα τα στοιχεία τα οποία σχετίζονται με τα μέτρα αυτά, περιλαμβανομένων των πληροφοριών σχετικά με την ισχύ, τη χρονική διάρκεια και τις κατηγορίες καταναλωτών για τις οποίες ενδεχομένως διενεργούνται περικοπές φορτίου.

6.2.7 Αποσύνδεση Χρήστη και Διακοπή Υπηρεσίας

Ο Διαχειριστής δύναται να προβεί σε αποσύνδεση εγκαταστάσεων ή εξοπλισμού ορισμένου χρήστη σύμφωνα με τα οριζόμενα στη Σύμβαση Σύνδεσής του, εφόσον τούτο κρίνεται απολύτως αναγκαίο για την αντιμετώπιση Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης καθώς και σε περίπτωση δοκιμής αποκατάστασης του συστήματος.

Η διακοπή λειτουργίας των εγκαταστάσεων ή του εξοπλισμού ενός χρήστη επιτρέπεται ιδίως σε περίπτωση Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης, εφόσον η συνέχιση της λειτουργίας αυτών των εγκαταστάσεων ή του εξοπλισμού ενδέχεται να διακυβεύσει την ασφάλεια των εργαζόμενων στο Σύστημα ή στις εγκαταστάσεις του χρήστη, να θέσει σε κίνδυνο την ασφάλεια των εγκαταστάσεων ή του εξοπλισμού του χρήστη, για λόγους ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας του Συστήματος ή διασφάλισης της τροφοδότησης Πελατών που έχουν προτεραιότητα.

6.2.8 Συνεργασία μεταξύ των Διαχειριστών Συστήματος

Η λειτουργία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας θεωρείται ασφαλής όταν η τροφοδότηση των καταναλωτών γίνεται απρόσκοπτα και σύμφωνα με τους υπάρχοντες κανόνες. Στα πλαίσια αυτά πρέπει να περιορίζεται κατά το δυνατόν η διάρκεια και ο αριθμός των διαταραχών, να αποτρέπονται οι μεγάλης κλίμακας διαταραχές και να ελαχιστοποιούνται οι συνέπειες από τα μεγάλα συμβάντα όταν αυτά λαμβάνουν χώρα.

Μη ασφαλής κατάσταση λειτουργίας υφίσταται όταν το σύστημα λειτουργεί κοντά στα όρια ασφάλειας του είτε όταν αυτό το ενδεχόμενο θεωρείται πιθανό. Η εκτίμηση των συνθηκών υπό τις οποίες λειτουργεί το σύστημα εναπόκειται στον Διαχειριστή του Συστήματος.

Όταν οι λειτουργικές εφεδρείες του συστήματος είναι ανεπαρκείς ή παραβιάζονται τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος μεταφοράς, N-1 κριτήριο⁸, το σύστημα θεωρείται ότι δεν λειτουργεί με ασφάλεια. Μη ασφαλής λειτουργία υφίσταται επίσης όταν παραβιάζονται τα ονομαστικά επίπεδα της τάσης του δικτύου μεταφοράς, της έντασης του ρεύματος ή της συχνότητας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς είναι υπεύθυνος για την ασφάλεια του συστήματος της αρμοδιότητάς του. Στα πλαίσια όμως της λειτουργίας εντός ενός Διασυνδεδεμένου Συστήματος, όπως αυτό του ENTSO-E, η λειτουργική

⁸ Εξετάζει την ασφάλεια του συστήματος σε περίπτωση απώλειας ενός στοιχείου του.

αλληλεπίδραση των συστημάτων υποχρεώνει τους Διαχειριστές ευρύτερων περιοχών να συνεργάζονται, ώστε να βελτιώνουν την ασφάλεια του όλου Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς, ακολουθώντας συγκεκριμένους κανόνες (Policies) που περιγράφονται στο Operation Handbook (OH) και έχουν θεσμοθετηθεί για αυτόν τον λόγο από τον ENTSO-E. Η συνεργασία μεταξύ των Διαχειριστών των Συστημάτων και η επιβολή της συμμόρφωσής των με τις απαιτήσεις του Operation Handbook (OH) αυξάνει την ασφάλεια του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς, προλαμβάνει διαταραχές και παρέχει αρωγή στην περίπτωση ανωμαλιών. Οι κανόνες του ENTSO-E αφορούν τα ακόλουθα:

- α) N-1 κριτήριο, που εφαρμόζεται στο σχεδιασμό της λειτουργίας και στη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο
- β) Τήρηση των απαιτούμενων εφεδρειών για την ασφάλεια του συστήματος
- γ) Ρύθμιση τάσης και διαχείριση αέργου ισχύος
- δ) Διεκπεραίωση σφαλμάτων δικτύου
- ε) Ευστάθεια
- στ) Προγραμματισμός συντηρήσεων
- ζ) Ανταλλαγή πληροφοριών μεταξύ των Διαχειριστών Συστήματος με στόχο την ασφάλεια.
- η) Κατάλληλο σύστημα εκπαίδευσης των Λειτουργών του Συστήματος (dispatchers) του κάθε Διαχειριστή

Σε σχέση με την ανταλλαγή πληροφοριών μεταξύ των Διαχειριστών, έχουν θεσμοθετηθεί κανόνες για το είδος των πληροφοριών που πρέπει να ανταλλάσσονται μεταξύ των Κέντρων Κατανομής Φορτίου στο διασυνδεδεμένο σύστημα του ENTSO-E. Τα συστήματα μεταφοράς δεδομένων εξασφαλίζουν ότι τα Κέντρα Κατανομής λαμβάνουν συνεχώς πληροφορίες σε πραγματικό χρόνο για τις συνθήκες λειτουργίας των γειτονικών συστημάτων (δεν είναι ακόμη σε εφαρμογή με όλους τους γειτονικούς διαχειριστές του Ελληνικού Συστήματος). Οι πληροφορίες αυτές αφορούν την παραγωγή, τα φορτία των διακοπών, την κατάσταση των διακοπών (ανοικτός / κλειστός), την κατάσταση των μετασχηματιστών και των συσκευών αντιστάθμισης.

Στα πλαίσια της ασφαλούς λειτουργίας απαιτείται η επιβεβαίωση (matching) μεταξύ των όμορων διαχειριστών των προγραμμάτων ανταλλαγών δια των διασυνδέσεων. Η επιβεβαίωση των προγραμμάτων ανταλλαγών της Ημέρας Κατανομής γίνεται σε ορισμένα χρονικά πλαίσια κατά την διάρκεια της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής και απαιτείται η άμεση επιβεβαίωσή τους σε περίπτωση αλλαγής τους. Σε οποιαδήποτε περίπτωση απαιτείται και η σχετική ενημέρωση του Συντονιστικού Κέντρου (Coordination Center) του ENTSO-E, που είναι αρμόδιο για την περιοχή που ευρίσκεται ο Διαχειριστής.

Στα πλαίσια της άμεσης ενημέρωσης μεταξύ των διαχειριστών για τυχόν προβλήματα που μπορεί να επηρεάσουν την ασφαλή λειτουργία της ευρύτερης περιοχής, προβλέπεται η εγκατάσταση αμεσοκλητικών ευθειών τηλεφωνικών γραμμών μεταξύ των Κέντρων Κατανομής Φορτίου.

Σε σχέση με τις τηλεπικοινωνιακές συσκευές, η μετάδοση σημαντικών πληροφοριών στα κέντρα κατανομής και μεταξύ αυτών εξασφαλίζεται μέσω ικανού αριθμού διαύλων μετάδοσης με δυνατότητες εφεδρείας. Οι δίαυλοι αυτοί δεν χρησιμοποιούνται μόνον για την μεταφορά πληροφοριών σε σχέση με γεγονότα που συμβαίνουν στο σύστημα αλλά και για την τηλεμετάδοση εντολών.

Στα πλαίσια της ανάλυσης των δικτύων ευρύτερων περιοχών για την πρόληψη απρόοπτων συμβάντων, οι Διαχειριστές τους ανταλλάσσουν τις τοπολογίες των δικτύων μεταφοράς και προβαίνουν σε μελέτες για την ασφαλή λειτουργία των περιοχών αυτών. Οι μελέτες γίνονται συνήθως την προηγούμενη της Ημέρας Κατανομής, Day Ahead Contingency Analysis – DACF, και σε περίπτωση που διαπιστωθεί ανασφαλής λειτουργία, οι εμπλεκόμενοι Διαχειριστές προβαίνουν στην λήψη προληπτικών μέτρων (π.χ. αλλαγές στα προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας, αναστολή συντηρήσεων στοιχείων του συστήματος...).

Οι Διαχειριστές των Συστημάτων ευρύτερων περιοχών συνεργάζονται για τον προγραμματισμό των συντηρήσεων των γραμμών μεταφοράς των περιοχών τους, έτσι ώστε οι συντηρήσεις αυτές να γίνουν με τρόπο που να μην επηρεάζουν την ασφάλεια των συστημάτων και τις ανταλλαγές ενέργειας μεταξύ των Διαχειριστών των περιοχών. Η κατάρτιση του ανωτέρω προγράμματος συντηρήσεων γίνεται σε ετήσια βάση.

Για την καλύτερη επικοινωνία μεταξύ των διαχειριστών, ένας κατάλογος εξουσιοδοτημένων προσώπων, που θα μπορούν να ειδοποιηθούν οποιαδήποτε στιγμή και ο οποίος περιλαμβάνει τηλεφωνικούς αριθμούς, αριθμούς fax και διευθύνσεις ηλεκτρονικού ταχυδρομείου (email) ανταλλάσσεται μεταξύ των Διαχειριστών. Ο κατάλογος αυτός πρέπει να κρατείται ενήμερος και να αποστέλλεται σε τακτά χρονικά διαστήματα.

Για την καλύτερη συνεργασία μεταξύ των Διαχειριστών απαιτείται η σύνταξη κοινά αποδεκτών Συμφώνων, στα οποία περιγράφονται αναλυτικά τα πεδία και ο τρόπος συνεργασίας τους για την ασφαλή λειτουργία των συστημάτων τους.

6.3 Περικοπή Φορτίου

Η Περικοπή Φορτίου είναι δυνατόν να καταστεί αναγκαία όταν υπάρχει αδυναμία εξυπηρέτησής του ή άλλα προβλήματα (τάση – συχνότητα – υπερφορτίσεις του Συστήματος) την επιβάλλουν..

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιώντας κατάλληλα προγράμματα μελέτης-εποπτείας ροών φορτίου και εκτίμησης ευστάθειας τάσης (VSA), προσεγγίζει με σημαντικό ποσοστό βεβαιότητας τα όρια ευστάθειας ολοκλήρου ή μέρους του Συστήματος και λαμβάνει τα αναγκαία μέτρα.

6.3.1 Κριτήρια και διαδικασία εφαρμογής Περικοπών Φορτίου

- Καθημερινώς στα πλαίσια της κατάρτισης του Προγράμματος Κατανομής ο Διαχειριστής του Συστήματος διαμορφώνει το πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων παραγωγής για την επόμενη ημέρα.

Το πρόγραμμα αυτό ελέγχεται ωριαία όσον αφορά τις δυνατότητες του Συστήματος Μεταφοράς ώστε οι παράμετροι λειτουργίας να είναι εντός των επιτρεπτών ορίων του Συστήματος. Στη συνέχεια ακολουθεί έλεγχος των περιθωρίων ασφαλείας σε περίπτωση που στοιχεία παραγωγής ή μεταφοράς τεθούν εκτός λειτουργίας.

Εάν διαφαίνεται ότι η διαθέσιμη παραγωγή και οι προγραμματισμένες εισαγωγές δεν είναι σε θέση να καλύψουν το συνολικό προβλεπόμενο φορτίο του Συστήματος ή ότι δεν υπάρχουν επαρκή περιθώρια ασφαλείας, τότε γίνονται οι απαραίτητες ενέργειες για την με κάθε μέσο αύξηση της διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής και των εισαγωγών.

Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν οι παραπάνω δυνατότητες τότε προγραμματίζονται περικοπές φορτίων, για τις ώρες της επόμενης ημέρας που κρίνεται απαραίτητο.

Η διαδικασία ελέγχου της δυνατότητας κάλυψης του συνολικού φορτίου καθώς και των περιθωρίων ασφαλείας επαναλαμβάνεται (μέχρι την υλοποίηση του προγράμματος) σε περίπτωση που παρουσιάζεται μεταβολή στην κατάσταση του Συστήματος. Οι έλεγχοι αυτοί είναι ιδιαίτερα κρίσιμοι για τις αιχμές του φορτίου, ιδιαίτερα δε για την μεσημεριανή αιχμή κατά την καλοκαιρινή περίοδο.

Οι περικοπές που καθορίζονται κατά την ανωτέρω διαδικασία, έχουν στόχο την πρόκληση της ελάχιστης δυνατής όχλησης στους καταναλωτές, προσδιορίζονται ως προς το μέγεθος και την γεωγραφική περιοχή την οποία αφορούν και στη συνέχεια ενημερώνονται σχετικά οι αρμόδιοι φορείς για την υλοποίησή τους.

6.3.2 Είδη και ιεράρχηση Περικοπής Φορτίου

Βασικό στοιχείο της υλοποίησης της Περικοπής Φορτίου, αποτελεί η ταχεία και ασφαλής επικοινωνία – συνεργασία μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος, του Διαχειριστή του Δικτύου, τους κατόχους άδειας προμήθειας και τους Πελάτες που συνδέονται στο Σύστημα, καθώς και ο καθορισμός των διαδικασιών υλοποίησης της Περικοπής φορτίου.

Προκειμένου να διασφαλισθούν τα ανωτέρω, ο Διαχειριστής του Συστήματος συνάπτει σχετικό Μνημόνιο με το Διαχειριστή του Δικτύου, το οποίο επικαιροποιείται ετησίως, και στο οποίο περιγράφονται:

- Η κατηγοριοποίηση των φορτίων ανά περιοχή του Συστήματος
- Η προτεραιότητα εφαρμογής των περικοπών φορτίου
- Ο τρόπος περικοπής (χειροκίνητος ή αυτόματος)
- Τα σημεία επικοινωνίας με τα αρμόδια Κέντρα Ελέγχου Δικτύων Διανομής (ΚΕΔΔ)

Οι Περικοπές Φορτίου που καθορίζονται κατά την ανωτέρω διαδικασία προσδιορίζονται ως προς το μέγεθος και την γεωγραφική περιοχή την οποία

αφορούν και στη συνέχεια ενημερώνονται σχετικά οι αρμόδιοι φορείς για την υλοποίησή τους.

Με στόχο την πρόκληση της ελάχιστης δυνατής όχλησης στους καταναλωτές, ο προγραμματισμός και η ιεράρχηση των Περικοπών Φορτίου γίνεται κατά την ακόλουθη ιεράρχηση:

1. **Περικοπή των φορτίων των λιγνιτωρυχείων** (ειδικότερα των ορυχείων του ΑΗΣ Μεγαλόπολης που επιβαρύνουν το Νότιο Σύστημα όπου και τα προβλήματα είναι μεγαλύτερα).
2. **Περικοπή αρδευτικών φορτίων.** Για τις ημέρες που προβλέπεται δυσκολία στην κάλυψη του συνολικού φορτίου του Συστήματος ή περιορισμένη ασφάλεια στην τροφοδότηση του Νοτίου Συστήματος ο Διαχειριστής ζητά από τις Περιφέρειες Πελοποννήσου, Ηπείρου, Κεντρικής Ελλάδας και Μακεδονίας-Θράκης την περικοπή των αμιγώς αρδευτικών φορτίων.

Η ανάλυση του μεγέθους των φορτίων, του εκτιμώμενου χρονικού διαστήματος που απαιτείται ώστε να περικοπούν, αλλά και του τρόπου περικοπής ανά περιφέρεια, παρουσιάζεται στο εκάστοτε επικαιροποιημένο «Μνημόνιο Διαδικασίας Ρύθμισης της Ζήτησης» που επισυνάπτεται σαν Παράρτημα....

3. **Μείωση των φορτίων των καταναλωτών υψηλής και μέσης τάσης οι οποίοι συμμετέχουν στο μέτρο της περικοπής με συμβολαιοποίηση.** Οι σχετικές ειδοποιήσεις μείωσης φορτίου εκδίδονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος την προηγούμενη ημέρα με δημοσίευση στην ιστοσελίδα του (www.desmie.gr) σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση Α.Π Δ5/ΗΛΒ/Φ1Β/11947.
4. **Περικοπή φορτίων Διανομής.** Ο Διαχειριστής του Δικτύου περικόπτει φορτίο ιεραρχικά, από την κατηγορία Α προς την κατηγορία Ε (όπως αυτές οι κατηγορίες αναφέρονται στο «Μνημόνιο Διαδικασίας Ρύθμισης της Ζήτησης») των καταστάσεων που έχει συντάξει σύμφωνα με τις σχετικές εντολές του Διαχειριστή του Συστήματος αναφορικά με το συνολικό μέγεθος των περικοπών και την γεωγραφική περιοχή που αυτές αφορούν. Θα πρέπει να λαμβάνεται υπ' όψιν στην περίπτωση αυτή το μέγεθος των αρδευτικών φορτίων που ήδη έχουν περικοπεί, βάσει της παραγράφου 2 ανωτέρω. Μετά την περικοπή των φορτίων η Ο Διαχειριστής του Δικτύου οφείλει να ενημερώσει τον Διαχειριστή του Συστήματος για το ύψος και τις περιοχές αποκοπής των φορτίων.

Το σχετικό Μνημόνιο μεταξύ Διαχειριστή του Συστήματος και Διαχειριστή του Δικτύου που αφορά τη Διαδικασία Ρύθμισης της Ζήτησης επισυνάπτεται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ.

Σε περίπτωση που καθίσταται αναγκαία η Περικοπή Φορτίου λόγω αδυναμίας κάλυψης του ή σε περίπτωση βλάβης ή άλλων λειτουργικών προβλημάτων που επηρεάζουν τη συχνότητα του Συστήματος, τις τιμές της τάσης ή δημιουργούν υπερφορτίσεις που υπερβαίνουν τα θερμικά όρια φορτίσεως οποιουδήποτε τμήματος του Συστήματος, η περικοπή φορτίου γίνεται ως εξής:

1) Χειροκίνητη Περικοπή Φορτίου:

- Με ενέργειες από τον Διαχειριστή του Συστήματος και ιδίως εντολές προς τον Κύριο του Συστήματος και τον Διαχειριστή του Δικτύου,
- Με εντολή του Διαχειριστή του Συστήματος προς τους κατόχους άδειας προμήθειας, τους Πελάτες που συνδέονται με το Σύστημα και τον Διαχειριστή του Δικτύου,

2) Ημιαυτόματη Περικοπή Φορτίου, ώστε να προστατευθούν συγκεκριμένες περιοχές του συστήματος από κατάρρευση είτε διασυνδετικές γραμμές από υπερφόρτιση και απόζευξη. Σε αυτήν την περίπτωση, τα περιφερειακά κέντρα ελέγχου του Διαχειριστή εκτελούν συγκεκριμένες ενέργειες βασισμένες σε προσχεδιασμένες και καλά τεκμηριωμένες διαδικασίες, συμπεριλαμβανομένης και της ενεργοποίησης ειδικών σχημάτων προστασίας (PLCs). Μετά τη εκτέλεση των ως άνω ενεργειών λαμβάνει χώρα η Απόρριψη Φορτίου κατά τρόπο αυτόματο.

Σε περίπτωση εκτάκτου ανάγκης και λόγω της αδυναμίας τηλεχειρισμού σε ομαδοποιημένα φορτία, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 118, παράγραφος 2Ε του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, δίδεται η δυνατότητα στον Διαχειριστή του Συστήματος να εντέλει τους επιτηρητές υποσταθμών μεταφοράς να απομονώνουν Μ/Σ 150/20 kV, ανεξαρτήτως της ιεράρχησης των φορτίων που έχουν καταγραφεί στους σχετικούς πίνακες που συντάχθηκαν από τον Διαχειριστή του Δικτύου.

Επίσης σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης που προκύπτει μετά από αιφνίδιο και απρόβλεπτο περιστατικό στο Σύστημα και για το οποίο εκτιμάται από τον Διαχειριστή του Συστήματος ότι οδηγεί σε ταχεία αποσταθεροποίηση του Συστήματος και επομένως δεν υφίστανται χρονικά περιθώρια εφαρμογής του σχεδίου περικοπών, η ταυτόχρονη απομόνωση πολλαπλών γραμμών ΜΤ αποτελεί τη μοναδική δυνατότητα γρήγορης και αποτελεσματικής επέμβασης για την ταχεία απόρριψη σημαντικού φορτίου και την πρόληψη δυσμενέστερων εξελίξεων.

3) Αυτόματη Περικοπή Φορτίου λόγω συνθηκών υποσυχνότητας ή χαμηλής τάσης. Η εν λόγω περίπτωση προβλέπεται και από τους κανόνες του Εγχειριδίου Λειτουργίας του ENTSO-E (Policies of Operational Handbook). Στην περίπτωση αυτή τα φορτία που πρόκειται να υποστούν περικοπή είναι προκαθορισμένα και επιτηρούνται από συγκεκριμένους ηλεκτρονόμους υποσυχνότητας, οι οποίοι ενεργοποιούνται και αποκόπτουν το φορτίο που επιτηρούσαν όταν η συχνότητα του Συστήματος βρεθεί κάτω από ορισμένα όρια.

Στο πλαίσιο της Περικοπής Φορτίου, ο Διαχειριστής του Συστήματος και κατά περίπτωση ο Διαχειριστής του Δικτύου φροντίζουν ώστε κατά το δυνατόν να μην γίνονται διακρίσεις μεταξύ χρηστών. Για την Περικοπή Φορτίου λαμβάνονται υπόψη περιπτώσεις Πελατών στους οποίους δίνεται προτεραιότητα τροφοδότησης και Πελατών οι οποίοι δεν υπόκεινται σε Περικοπή Φορτίου.

Οι αρχές και τα κριτήρια με βάση τα οποία προσδιορίζονται οι Πελάτες που δεν υπόκεινται σε Περικοπή Φορτίου καθώς και η προτεραιότητα εφαρμογής Περικοπών Φορτίου κατά κατηγορία Πελατών, καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης που εκδίδεται μετά από γνώμη της ΡΑΕ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος και κατά περίπτωση ο Διαχειριστής του Δικτύου είναι αρμόδιοι για την εφαρμογή της απόφασης αυτής και την κατάρτιση αναλυτικού καταλόγου Πελατών ή κατηγοριών Πελατών για την Περικοπή Φορτίου. Ο κατάλογος αυτός είναι ενσωματωμένος στο σχετικό «Μνημόνιο», μεταξύ Διαχειριστή του Συστήματος και Διαχειριστή του Δικτύου που αφορά τη Διαδικασία Ρύθμισης της Ζήτησης και επισυνάπτεται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ.

6.3.3 Υποχρεώσεις Χρηστών σχετικά με την Περικοπή Φορτίου

Σε περίπτωση εξαιρετικά κρίσιμων καταστάσεων που τίθεται σε κίνδυνο η ευστάθεια του Συστήματος και απαιτείται άμεση Περικοπή Φορτίου για την επίτευξή της, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε άμεση Περικοπή Φορτίου, που κρίνει αναγκαίο, χωρίς να ενημερώσει προηγουμένως τους χρήστες,

Σε όλες τις άλλες περιπτώσεις, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει τους χρήστες και τον Κύριο του Συστήματος κατά το δυνατόν ενωρίτερα για επικείμενη Περικοπή Φορτίου, καθώς και για την αναμενόμενη χρονική διάρκεια της.

αποδέκτες εντολών Περικοπής Φορτίου υποχρεούνται να τις εκτελούν κατά τον χρόνο και το μέγεθος που ορίζεται σε αυτές, οι δε περικοπές να αφορούν την περιοχή που αναφέρεται στην «*Εντολή Περικοπής Φορτίου*».

6.3.4 Αποκατάσταση μετά από Περικοπή Φορτίου

Η τροφοδότηση των κατόχων άδειας προμήθειας, των Πελατών που είναι συνδεδεμένοι στο Σύστημα και των Πελατών που συνδέονται στο Δίκτυο από τον Διαχειριστή του Δικτύου αποκαθίσταται κατόπιν εντολών του Διαχειριστή και κατά περίπτωση του Διαχειριστή του Δικτύου.

Το Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας του Διαχειριστή του Συστήματος, με βάση την διαμορφωθείσα κατάσταση του Συστήματος, προσδιορίζει τις διαδικασίες και τα βήματα αποκατάστασης, λαμβάνοντας υπόψη τη διατήρηση του ισοζυγίου ισχύος και τη διατήρηση επιτρεπτών επιπέδων τάσεων (Άρθρο 247 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Κατά τη διαδικασία αποκατάστασης, ο Διαχειριστής μπορεί να ζητήσει, εκτός από το ύψος του φορτίου που θα αποκατασταθεί, και την περιοχή του συστήματος που θα τροφοδοτηθεί.

Εάν η περικοπή φορτίου οφειλόταν σε χρήση αυτοματισμού που ενεργοποιήθηκε, κατόπιν εντολής, τότε ο Διαχειριστής του Συστήματος, για να εκκινήσει η διαδικασία αποκατάστασης ζητά από τον Διαχειριστή του Δικτύου να άρει τις δεσμεύσεις του αυτοματισμού και να ξεκινήσει η αποκατάσταση.

Μετά την ολοκλήρωση των διαδικασιών αποκατάστασης των φορτίων, ο Διαχειριστής του Συστήματος δηλώνει στο Διαχειριστή του Δικτύου την περάτωση των εντολών αποκατάστασης και ο Διαχειριστής του Δικτύου

αναφέρει στον Διαχειριστή την ολοκλήρωση της τροφοδοσίας των φορτίων που είχαν αποκοπεί.

Οι εντολές εκπορεύονται από τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας του Διαχειριστή του Συστήματος με βάση τα υπάρχοντα σχέδια αποκατάστασης της ομαλής λειτουργίας του Συστήματος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος ζητά από τους προμηθευτές να τροφοδοτήσουν τα συγκεκριμένα φορτία που προσδιορίζονται από ποσότητα και θέση. Οι προμηθευτές είναι υποχρεωμένοι να αναφέρουν την υλοποίηση της «*Εντολής Περικοπής Φορτίου*» ή την αδυναμία εκτέλεσης της εγκαίρως.

6.3.5 Πρόσθετες υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής απέναντι στον Διαχειριστή για Εντολές Περικοπής Φορτίου

Οι εντολές του Διαχειριστή Συστήματος για Περικοπή Φορτίου εκδίδονται προς το Διαχειριστή Δικτύου είτε μετά την έκδοση συναγερμού είτε χωρίς αυτήν. Ο Διαχειριστής του Δικτύου υποχρεούται να εκτελεί τις Εντολές του Διαχειριστή Συστήματος και να προβαίνει σε κάθε απαραίτητη ενέργεια για την εφαρμογή της Περικοπής Φορτίου, ως εξής:

- Αν έχει ενεργοποιηθεί συναγερμός που αφορά σε Περικοπή Φορτίου, ο Διαχειριστής του Δικτύου θα εκτελέσει Κυκλικές Περικοπές Φορτίου εκτός αν καθορίζεται διαφορετικά στην Εντολή Περικοπής Φορτίου.
- Αν έχει ενεργοποιηθεί συναγερμός που αφορά σε Περικοπή Φορτίου ο Διαχειριστής του Δικτύου υποχρεούται να είναι σε ετοιμότητα για την Περικοπή Φορτίου κατά το χρονικό διάστημα που καθορίζεται στην αντίστοιχη εντολή, και να ενημερώνει τον Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με την ετοιμότητά του αυτή.
- Αν έχει ενεργοποιηθεί συναγερμός που αφορά σε Περικοπή Φορτίου και κατά τη διάρκεια συναγερμού ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει εντολή Περικοπής Φορτίου για ποσοστό μεγαλύτερο από εκείνο που καθορίζεται στο συναγερμό, ο Διαχειριστής του Δικτύου καταβάλλει κάθε δυνατή προσπάθεια για να είναι σε ετοιμότητα για την Περικοπή Φορτίου που απαιτείται και ενημερώνει τον Διαχειριστή του Συστήματος με λεπτομέρειες.
- Σε περίπτωση που δεν έχει ενεργοποιηθεί συναγερμός που αφορά σε Περικοπή Φορτίου, ο Διαχειριστής του Δικτύου προβαίνει άμεσα σε κάθε αναγκαία ενέργεια ώστε να εκτελέσει τις εντολές Περικοπής Φορτίου του Διαχειριστή του Συστήματος κατά το δυνατόν άμεσα και σε συμφωνία με αυτές.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποκόπτει φορτία με απομόνωση Μ/Σ ισχύος 150 KV/MT με διαβίβαση σχετικής εντολής στους επιτηρητές των ΚΥΤ 400 KV ή/και Υ/Σ Μεταφοράς, εφόσον αυτό είναι αναγκαίο για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος. Η αποκοπή φορτίων γίνεται σύμφωνα με την κατάσταση προτεραιότητας ανά περιοχή για την αποκοπή Μ/Σ ισχύος, την οποία εκδίδει ο Διαχειριστής του Δικτύου φροντίζοντας ώστε κατά το δυνατόν να μην αποκόπτονται γραμμές που τροφοδοτούν εγκαταστάσεις Πελατών οι οποίοι δεν υπόκεινται σε Περικοπή, και την υποβάλλει στον Διαχειριστή του Συστήματος. Η κατά τα ανωτέρω εντολή του Διαχειριστή του Συστήματος συνιστά εντολή προς τον Διαχειριστή του Δικτύου για να προβεί ο τελευταίος το ταχύτερο δυνατό στην ανακατανομή

των περικοπών μεταξύ των χρηστών του Δικτύου, με τρόπο ώστε να υπάρχει η μικρότερη δυνατή όχληση χωρίς να μειώνεται το συνολικό αποκοπέν φορτίο και στη συνέχεια να συνεννοηθεί με τον Διαχειριστή του Συστήματος για την επαναφορά του φορτίου.

6.3.6 Κυκλική Περικοπή Φορτίου

Η κυκλική Περικοπή Φορτίου εφαρμόζεται στις περιπτώσεις που η περικοπή φορτίου πρέπει να έχει σημαντική χρονική διάρκεια, λόγω αναγκών Συστήματος ή / και Δικτύου.

Η κυκλική περικοπή φορτίου γίνεται με χειροκίνητο τρόπο (και στις περιπτώσεις που αφορά το Διαχειριστή του Δικτύου), και αν υπάρχει δυνατότητα προηγείται και σχετική δημοσιοποίηση του κυκλικού προγράμματος περικοπών.

Όταν ο Διαχειριστής του Συστήματος προβλέπει την ανάγκη παρατεταμένης Περικοπής Φορτίου, μεριμνά ώστε να εναλλάσσονται κυκλικά οι Περικοπές Φορτίου που εφαρμόζει στους κατόχους άδειας προμήθειας, τους Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στο Σύστημα και τα σημεία σύνδεσης του Συστήματος με το Δίκτυο, ώστε να εξασφαλίζεται κατά το δυνατόν ίση μεταχείριση των Πελατών της περιοχής.

Εάν σε ορισμένη περιοχή είναι απαραίτητη η Περικοπή Φορτίου ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει εντολή ανεξάρτητα από τον Εκπρόσωπο Φορτίου στον οποίο ανήκουν οι Πελάτες της περιοχής.

Στην περίπτωση που ο Διαχειριστής του Συστήματος δώσει εντολή για κυκλική εναλλαγή περικοπών, ο Διαχειριστής του Δικτύου μεριμνά ώστε:

- Το συνολικό ποσοστό περικοπής φορτίου να παραμένει σταθερό, σύμφωνα με την εντολή του Διαχειριστή του Συστήματος, και
- Οι μεταβολές φορτίου του Συστήματος τις οποίες προκαλεί η εναλλαγή Περικοπής Φορτίου να είναι οι ελάχιστες δυνατές.

Υπάρχουν δύο τύποι εντολών περικοπής φορτίου. Ο ένας τύπος εκδίδεται από τους εν υπηρεσία Λειτουργούς του Συστήματος με χρήση του συστήματος SCADA. Ο δεύτερος τύπος περικοπής φορτίου γίνεται αυτόματα (μετά από την ικανοποίηση συγκεκριμένων συνθηκών λειτουργίας) χρησιμοποιώντας τα ειδικά σχήματα προστασίας (PLC's), εφόσον έχουν λάβει χώρα προκαθορισμένες ενέργειες στο/στα στοιχείο/στοιχεία του συστήματος στην περιοχή της επικείμενης περικοπής του φορτίου.

Το σχετικό «Μνημόνιο», μεταξύ Διαχειριστή του Συστήματος και Διαχειριστή του Δικτύου που αφορά τη Διαδικασία Ρύθμισης της Ζήτησης και επισυνάπτεται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ.

6.3.7 Υποχρέωση Ενημέρωσης του Διαχειριστή του Συστήματος για Ενέργειες Περικοπής Φορτίου

Ο Διαχειριστής του Δικτύου, οι κάτοχοι άδειας προμήθειας οι Πελάτες που συνδέονται στο Σύστημα και ο Κύριος του Συστήματος ενημερώνουν τον Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με τη συμμόρφωσή τους προς εντολή Περικοπής Φορτίου (είτε αυτόματη είτε χειροκίνητη) εντός πέντε (5) λεπτών από

την ολοκλήρωση των σχετικών ενεργειών τους αναφέροντας την εκτιμώμενη ποσότητα φορτίου που περικόπτεται.

6.3.8 Αυτόματη Περικοπή Φορτίου

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να ορίζει ανά Σημείο Σύνδεσης του Δικτύου στο Σύστημα τα όρια συχνότητας ή/και τάσης στα οποία επέρχεται αυτόματη Περικοπή Φορτίου, το ποσοστό της αυτόματης Περικοπής Φορτίου, καθώς και τα όρια συχνότητας ή/και τάσης στα οποία γίνεται επανατροφοδότηση των φορτίων, τα οποία και γνωστοποιεί στον Διαχειριστή του Δικτύου. Ο Διαχειριστής του Δικτύου υποχρεούται να λαμβάνει τα αναγκαία μέτρα για την τήρηση των παραπάνω ορίων και ποσοστών κατά την αυτόματη Περικοπή και επανατροφοδότηση Φορτίου στο Δίκτυο Διανομής.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αφού λάβει τη γνώμη Πελάτη που συνδέεται στο Σύστημα, δύναται να ορίζει για τις εγκαταστάσεις του Πελάτη τα όρια συχνότητας ή/και τάσης στα οποία επέρχεται αυτόματη Περικοπή Φορτίου, το ποσοστό της σχετικής αυτόματης Περικοπής Φορτίου, καθώς και τα όρια συχνότητας ή/και τάσης στα οποία γίνεται επανατροφοδότηση του φορτίου, τα οποία και του γνωστοποιεί.

Ο Πελάτης υποχρεούται να λαμβάνει τα αναγκαία μέτρα για την τήρηση των παραπάνω ορίων και ποσοστών κατά την αυτόματη Περικοπή και επανατροφοδότηση Φορτίου στις εγκαταστάσεις του.

Στις παραπάνω περιπτώσεις ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να δώσει εντολή στον Διαχειριστή του Δικτύου ή στον Πελάτη να αποτρέψει την αυτόματη επανατροφοδότηση του φορτίου, με κάθε ενέργεια, χειροκίνητη ή αυτόματη. Επανατροφοδότηση του φορτίου του Δικτύου ή του Πελάτη γίνεται στην περίπτωση αυτή με νέα εντολή του Διαχειριστή του Συστήματος.

6.3.9 Δοκιμή Αποκατάστασης του Συστήματος

Ο Διαχειριστής του Συστήματος, σε συνεργασία με τους Χρήστες του Συστήματος και τον Κύριο του Συστήματος, διεξάγει δοκιμή αποκατάστασης του Συστήματος τουλάχιστον μια φορά ετησίως, μετά από ενεργοποίηση μπλε συναγερμού. Ο χρόνος της δοκιμής προσδιορίζεται σε συμφωνία μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος, των χρηστών και του Κυρίου του Συστήματος. Οι Χρήστες και ο Κύριος του Συστήματος υποχρεούνται να συνεργάζονται με τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη δοκιμή, σύμφωνα με τις κοινά αποδεκτές προδιαγραφές στον τομέα αυτό.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7**ΣΗΜΕΙΑ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΤΟΥ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ****Διαδικασίες Δημοπρασιών, Προγραμματισμός Διασυνδέσεων, ΗΕΠ,
Πρόγραμμα Κατανομής**

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Λειτουργίας και Ελέγχου Συστήματος

Κλάδος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ασκληπιού 22

14568 Κρυονέρι Αττικής

Τηλ: +30 210 6294235, -4106, -4243, -4127, -4234, -4145, -4139, -4266

ΦΑΞ: +30 210 6294142

e-mail: htso_schedule@desmie.gr

Εκ των Υστέρων Τιμολόγηση Αποκλίσεων

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Λειτουργίας και Ελέγχου Συστήματος

Κλάδος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ασκληπιού 22

14568 Κρυονέρι Αττικής

Τηλ: +30 210 6294145, -4127

ΦΑΞ: +30 210 6294142

Οικονομικά θέματα – πληρωμές

Διεύθυνση Οικονομικού

Κάστορος 72

18545 Πειραιάς

Τηλ: +30 210 9466716, -6717

ΦΑΞ: +30 210 9466841

Θέματα Πληροφορικής

Διεύθυνση Πληροφορικής
Κάστορος 72
18545 Πειραιάς
Τηλ: +30 210 9466790, -6801, -6777
ΦΑΞ: +30 210 9466822

Υποστήριξη στο Πληροφοριακό Σύστημα Λειτουργίας Αγοράς

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Λειτουργίας και Ελέγχου Συστήματος
Κλάδος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού
Ασκληπιού 22
14568 Κρυονέρι Αττικής
Τηλ: +30 210 6294235, -4106, -4243, -4127, -4234, -4145, -4139, -4266
ΦΑΞ: +30 210 6294142

Θέματα Πληροφορικής για το Πληροφοριακό Σύστημα Λειτουργίας Αγοράς

Επιχειρησιακή Διεύθυνση Λειτουργίας και Ελέγχου Συστήματος
Κλάδος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού
Ασκληπιού 22
14568 Κρυονέρι Αττικής
Τηλ: +30 210 6294228, -4117, -4211

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ

ΜΝΗΜΟΝΙΟ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑΣ ΡΥΘΜΙΣΗΣ ΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ

Σύμφωνα με το Άρθρο 115 του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β' 655/17.5.2005), προβλέπεται ότι:

«Σε περίπτωση που καθίσταται αναγκαία η περικοπή φορτίου είτε κατά το άρθρο 113 (Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σε Περιπτώσεις Μη Κάλυψης του Φορτίου), είτε σε περίπτωση βλάβης ή άλλων λειτουργικών προβλημάτων που επηρεάζουν τη συχνότητα του Συστήματος, τις τιμές της τάσης ή δημιουργούν υπερφορτίσεις που υπερβαίνουν τα θερμικά όρια φορτίσεως οποιουδήποτε τμήματος του Συστήματος, η περικοπή φορτίου γίνεται ως εξής:

- Με ενέργειες από τον Διαχειριστή του Συστήματος και ιδίως εντολές προς τον Κύριο του Συστήματος και τον Διαχειριστή του Δικτύου,
- Με εντολή του Διαχειριστή του Συστήματος προς τους κατόχους άδειας προμήθειας, τους Πελάτες που συνδέονται με το Σύστημα και τον Διαχειριστή του Δικτύου, (εφεξής Εντολή Περικοπής Φορτίου),
- Με αυτόματη περικοπή φορτίου λόγω υποσυχνότητας ή λόγω χαμηλής τάσης.

Στο πλαίσιο της Περικοπής Φορτίου, ο Διαχειριστής του Συστήματος και κατά περίπτωση ο Διαχειριστής του Δικτύου φροντίζουν ώστε κατά το δυνατόν να μην γίνονται διακρίσεις μεταξύ χρηστών. Για την Περικοπή Φορτίου λαμβάνονται υπόψη περιπτώσεις Πελατών στους οποίους δίνεται προτεραιότητα τροφοδότησης και Πελατών οι οποίοι δεν υπόκεινται σε Περικοπή Φορτίου. Οι αρχές και τα κριτήρια με βάση τα οποία προσδιορίζονται οι Πελάτες που δεν υπόκεινται σε Περικοπή Φορτίου καθώς και η προτεραιότητα εφαρμογής Περικοπών Φορτίου κατά κατηγορία Πελατών, καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης που εκδίδεται μετά από γνώμη της ΡΑΕ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος και κατά περίπτωση ο Διαχειριστής του Δικτύου είναι αρμόδιοι για την εφαρμογή της απόφασης αυτής και την κατάρτιση αναλυτικού καταλόγου Πελατών ή κατηγοριών Πελατών για την Περικοπή Φορτίου. Ο κατάλογος αυτός ενσωματώνεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.»

Για την εφαρμογή των ανωτέρω διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος, ως χρήστες νοούνται ο Διαχειριστής του Συστήματος, ο Διαχειριστής του Δικτύου, οι προμηθευτές και οι πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στο Σύστημα.

Καθορισμός κατηγοριών Φορτίου ανά περιοχή του Συστήματος και προτεραιότητα εφαρμογής Περικοπών Φορτίου

Το μεγαλύτερο ποσοστό της κατανάλωσης (93%) τροφοδοτείται από τα Δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης της Διανομής.

Ο Διαχειριστής του Δικτύου συνέταξε αναλυτικούς πίνακες όπου καταγράφεται το μέγιστο κατά περίπτωση φορτίο που δύναται να αποκοπεί, ανά υποσταθμό 150 kV, καθώς και ο αντίστοιχος χρόνος αποκοπής, με άθροιση ανά Περιφέρεια και στο σύνολο του Διασυνδεδεμένου Συστήματος. Τα φορτία των ανωτέρω πινάκων κατατάσσονται στις ακόλουθες κατηγορίες και υποκατηγορίες:

A1 Γραμμές με σχεδόν αμιγώς αρδευτικά φορτία ή με οικιακά και λοιπά φορτία έως 5% με δυνατότητα τηλεχειρισμού

A2 Γραμμές με σχεδόν αμιγώς αρδευτικά φορτία ή με οικιακά και λοιπά φορτία έως 5% χωρίς δυνατότητα τηλεχειρισμού

B1 Γραμμές με αρδευτικά φορτία και με οικιακά και λοιπά φορτία από 5% έως 25% με δυνατότητα τηλεχειρισμού

B2 Γραμμές με αρδευτικά φορτία και με οικιακά και λοιπά φορτία από 5% έως 25% χωρίς δυνατότητα τηλεχειρισμού

Γ1 Γραμμές με αρδευτικά φορτία και με οικιακά και λοιπά φορτία από 25% έως 50% με δυνατότητα τηλεχειρισμού

Γ2 Γραμμές με αρδευτικά φορτία και με οικιακά και λοιπά φορτία από 25% έως 50% χωρίς δυνατότητα τηλεχειρισμού

Δ1 Γραμμές με μη κρίσιμα ημιαστικά φορτία (χωριά κλπ) με δυνατότητα τηλεχειρισμού

Δ2 Γραμμές με μη κρίσιμα¹ ημιαστικά φορτία (χωριά κλπ) χωρίς δυνατότητα τηλεχειρισμού

Ε1 Γραμμές με μη κρίσιμα¹ αστικά φορτία με δυνατότητα τηλεχειρισμού

Ε2 Γραμμές με μη κρίσιμα¹ αστικά φορτία χωρίς δυνατότητα τηλεχειρισμού

Τα φορτία ομαδοποιούνται ανά Περιφέρεια της Διανομής ως εξής:

- Περιφέρεια Αττικής
- Περιφέρεια Πελοποννήσου / Ηπείρου
- Περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας
- Περιφέρεια Μακεδονίας / Θράκης

Επίσης καταγράφηκε το φορτίο αμιγώς αρδευτικών καταναλώσεων που μπορεί να αποκοπεί από διακλαδώσεις είτε αυτόματα (με τηλεχειρισμό) είτε μετά από επιτόπιο χειρισμό, με αναφορά στον αντίστοιχο χρόνο διακοπής.

Οι σχετικοί πίνακες επισυνάπτονται κάθε φορά που επικαιροποιούνται..

Σύμφωνα με τους πίνακες αυτούς, προκύπτει το μέγιστο συνολικό φορτίο που δύναται να αποκόπτεται σε χρόνο κατώτερο της μίας ώρας (μέσω τηλεχειρισμών ή με τοπικούς χειρισμούς σε ΥΣ), κατόπιν σχετικών εντολών του Διαχειριστή του Συστήματος, το οποίο αναλύεται σε κατηγορίες ως εξής :

- Κατηγορία Α: Αμιγώς, σχεδόν, αρδευτικά φορτία, κατά μέγιστο: 223 MW
- Κατηγορία Β: Κυρίως αρδευτικά φορτία, κατά μέγιστο: 353 MW
- Κατηγορία Γ: Μικτά αρδευτικά και λοιπά φορτία, κατά μέγιστο: 463 MW
- Κατηγορία Δ: Ημιαστικά φορτία, κατά μέγιστο: 1071 MW
- Κατηγορία Ε: Αστικά φορτία, κατά μέγιστο; 1884 MW

Ειδικότερα στο Νότιο Σύστημα (Αττική, Πελοπόννησος), το συνολικό φορτίο που δύναται να αποκόπτεται ανέρχεται κατά μέγιστο σε 2035MW.

Αντιστοίχως τα καθαρώς αρδευτικά φορτία που μπορούν να αποκοπούν σε χρόνο κατώτερο της μιας ώρας (βασικά εντός 30 min), με απομόνωση διακλαδώσεων με τηλεχειρισμό ή επιτόπιο χειρισμό, ανέρχεται κατά το μέγιστο σε 200 MW συνολικά, για τις Περιφέρειες Μακεδονίας-Θράκης, Πελοποννήσου-Ηπείρου και Κεντρικής Ελλάδας.

Η υλοποίηση αποκοπών φορτίου, εφόσον απαιτηθεί, θα γίνεται στο πλαίσιο του πιο πάνω σχεδίου αποκοπών, ανάλογα με τις εκτιμήσεις του Διαχειριστή του Συστήματος για την κρισιμότητα της κατάστασης. Οι εντολές και το μέγεθος της αποκοπής ανά γεωγραφική ζώνη θα δίδονται τηλεφωνικά από τον Διαχειριστή του Συστήματος απευθείας προς καθορισμένα σημεία επαφής των αντιστοίχων Διευθύνσεων Περιφερειών του Διαχειριστή του Δικτύου. Οι εντολές θα επιβεβαιώνονται στη συνέχεια με τηλεμοιοτυπικό σήμα.

Τα σημεία επικοινωνίας με τα αρμόδια Κέντρα Ελέγχου Δικτύων Διανομής (ΚΕΔΔ) είναι τα κάτωθι ,όπως αναλυτικά αναφέρεται στο Παράρτημα Ι.

ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

Σημείο Επαφής : ΔΠΑ/ΤΑΛΔ

1. Δύο αμεσοκλητικές γραμμές μεταξύ ΕΚΕΕ και ΝΠΚΕΕ με ΚΕΔΔ 150 kV
2. ΚΕΔΔ 150 kV: 4 σταθερά τηλ., 1 fax, 2 κινητά τηλ. (εταιρικά).
3. ΚΕΔΔ 20 kV : 2 σταθερά τηλ., 2 κινητά τηλ. (εταιρικά).
4. ΚΕΔΔ 22 kV & 6,6 kV : 3 σταθερά τηλ., 1 κινητό τηλ. (εταιρικό).

ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ – ΗΠΕΙΡΟΥ

Σημείο Επαφής : ΔΠΠΗ/ΤΑΛΔ

ΚΕΔΔ Πάτρας : 1 σταθερό τηλ., 1 fax , 1 κινητό τηλ. (εταιρικό)

ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ ΚΕΝΤΡΙΚΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ

Σημείο Επαφής : ΔΠΚΕ/ΤΑΛΔ

ΚΕΔΔ (ΤΑΛΔ) : 1 σταθερό τηλ., 1 fax , 1 κινητό τηλ. (εταιρικό)

ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ – ΘΡΑΚΗΣ

Σημείο Επαφής : ΔΠΜΘ/ΤΑΛΔ

ΚΕΔΔ Θεσσαλονίκης : 3 σταθερά τηλ., 1 fax, 1 carrier, 1 κινητό τηλ. (εταιρικό)

Κριτήρια και διαδικασία εφαρμογής Περικοπών Φορτίου

Καθημερινώς στα πλαίσια του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού ο Διαχειριστής του Συστήματος διαμορφώνει το πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων παραγωγής για την επόμενη ημέρα. Συγκεκριμένα:

- γίνεται πρόβλεψη του συνολικού φορτίου του Συστήματος
- συλλέγονται οι διαθεσιμότητες των μονάδων παραγωγής και οι οικονομικές προσφορές αυτών
- συλλέγονται οι διαθεσιμότητες των στοιχείων του δικτύου μεταφοράς
- καθορίζονται τα προγράμματα εισαγωγών και τέλος
- διαμορφώνεται το πρόγραμμα κάλυψης του συνολικού φορτίου και η κατανομή των μονάδων παραγωγής σύμφωνα με τα οικονομικά στοιχεία

Το πρόγραμμα αυτό ελέγχεται ωριαία όσον αφορά τις δυνατότητες του Συστήματος μεταφοράς ώστε οι παράμετροι λειτουργίας να είναι εντός των επιτρεπτών ορίων του Συστήματος. Στη συνέχεια ακολουθεί έλεγχος των περιθωρίων ασφαλείας σε περίπτωση που στοιχεία παραγωγής ή μεταφοράς τεθούν εκτός λειτουργίας.

Εάν διαφαίνεται ότι η διαθέσιμη παραγωγή και οι προγραμματισμένες εισαγωγές δεν είναι σε θέση να καλύψουν το συνολικό προβλεπόμενο φορτίο του Συστήματος ή ότι δεν υπάρχουν επαρκή περιθώρια ασφαλείας, τότε γίνονται οι απαραίτητες ενέργειες για την με κάθε μέσο αύξηση της διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής και των εισαγωγών.

Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν οι παραπάνω δυνατότητες τότε προγραμματίζονται περικοπές φορτίων, για τις ώρες της επόμενης ημέρας που κρίνεται απαραίτητο.

Η διαδικασία ελέγχου της δυνατότητας κάλυψης του συνολικού φορτίου καθώς και των περιθωρίων ασφαλείας επαναλαμβάνεται (μέχρι την υλοποίηση του προγράμματος) σε περίπτωση που παρουσιάζεται μεταβολή στην κατάσταση του Συστήματος. Οι έλεγχοι αυτοί είναι ιδιαίτερα κρίσιμοι για τις αιχμές του φορτίου και το καλοκαίρι ιδιαίτερα για την μεσημεριανή αιχμή.

Οι περικοπές που καθορίζονται κατά την ανωτέρω διαδικασία, προσδιορίζονται ως προς το μέγεθος και την γεωγραφική περιοχή την οποία αφορούν και στη συνέχεια ενημερώνονται σχετικά οι αρμόδιοι φορείς για την υλοποίησή τους.

Το μέγεθος των περικοπών και οι περιοχές που αυτές διενεργούνται εξαρτώνται από το είδος και το μέγεθος του προβλήματος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά του Συστήματος και την στατιστική συμπεριφορά των στοιχείων αυτού, έχει μελετήσει πιθανά σενάρια έκτακτων καταστάσεων και έχει προσδιορίσει τις κατά περίπτωση απαραίτητες ενέργειες για την επιτυχή αντιμετώπισή τους. Με στόχο την πρόκληση της ελάχιστης δυνατής όχλησης στους καταναλωτές, ο προγραμματισμός και η ιεράρχηση των περικοπών φορτίου γίνεται κατά την ακόλουθη ιεράρχηση:

1. Περικοπή των φορτίων των λιγνιτωρυχείων (ειδικότερα των ορυχείων του ΑΗΣ Μεγαλόπολης που επιβαρύνουν το Νότιο Σύστημα όπου και τα προβλήματα είναι μεγαλύτερα).

2. Περικοπή αρδευτικών φορτίων. Για τις ημέρες που προβλέπεται δυσκολία στην κάλυψη του συνολικού φορτίου του Συστήματος ή περιορισμένη ασφάλεια στην τροφοδότηση του Νοτίου Συστήματος ο Διαχειριστής ζητά από τις Περιφέρειες Πελοποννήσου-Ηπείρου, Κεντρικής Ελλάδας και Μακεδονίας-Θράκης την περικοπή των αμιγώς αρδευτικών φορτίων. Επειδή τα φορτία αυτά υπάγονται στις κατηγορίες Α, Β και Γ (με διαφορετικό ποσοστό συμμετοχής) και απαιτούν τοπικούς και χρονοβόρους χειρισμούς η εντολή θα πρέπει να δίδεται το αργότερο μέχρι τις 08:00 της τρέχουσας ημέρας και ει δυνατόν την προηγούμενη ημέρα. Οι αντίστοιχες Περιφέρειες θα πρέπει να είναι κατάλληλα οργανωμένες ώστε να είναι σε θέση να περικόπουν το σύνολο των αρδευτικών φορτίων μέσα στο εν λόγω χρονικό διάστημα. Πιο συγκεκριμένα:

- Η Περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου έχει δυνατότητα περικοπής 58 MW συνολικά, εκ των οποίων 29 MW μπορούν να περικοπούν εντός 30 min, με τηλεχειρισμούς και επιτόπιους χειρισμούς.
- Η Περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας έχει δυνατότητα περικοπής 167 MW συνολικά, εκ των οποίων 124 MW μπορούν να περικοπούν εντός 30 min, με τηλεχειρισμούς και επιτόπιους χειρισμούς.
- Η Περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης έχει δυνατότητα περικοπής 157 MW συνολικά, εκ των οποίων 46 MW μπορούν να περικοπούν εντός 30 min με επιτόπιους χειρισμούς.
- Για την αποκοπή του συνόλου των αμιγώς αρδευτικών φορτίων απαιτείται 5ωρη τουλάχιστον προειδοποίηση.

3. Μείωση των φορτίων των καταναλωτών υψηλής και μέσης τάσης οι οποίοι συμμετέχουν στο μέτρο της περικοπής με συμβολαιοποίηση. Οι σχετικές ειδοποιήσεις μείωσης φορτίου εκδίδονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος την προηγούμενη ημέρα με δημοσίευση στην ιστοσελίδα του (www.desmie.gr) σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση Α.Π Δ5/ΗΛ/Β/Φ1Β/11947.

4. Περικοπή φορτίων Διανομής. Ο Διαχειριστής του Δικτύου περικόπτει φορτίο ιεραρχικά, από την κατηγορία Α προς την κατηγορία Ε των καταστάσεων που έχει συντάξει σύμφωνα με τις σχετικές εντολές του Διαχειριστή του Συστήματος αναφορικά με το συνολικό μέγεθος των

περικοπών και την γεωγραφική περιοχή που αυτές αφορούν. Θα πρέπει να λαμβάνεται υπ' όψιν στην περίπτωση αυτή το μέγεθος των αρδευτικών φορτίων που ήδη έχουν περικοπεί, βάσει της παραγράφου 2 ανωτέρω. Μετά την περικοπή των φορτίων η Ο Διαχειριστής του Δικτύου οφείλει να ενημερώσει τον Διαχειριστή του Συστήματος για το ύψος και τις περιοχές αποκοπής των φορτίων.

Εστιάζοντας στο Νότιο Σύστημα μπορούμε να διακρίνουμε δύο περιοχές οι οποίες επηρεάζονται από την απώλεια μονάδων παραγωγής του Νοτίου Συστήματος.

1. Η Πελοπόννησος σε αλληλεξάρτηση με την Δυτική Αττική (που τροφοδοτείται από το ΚΥΤ Κουμουνδούρου) και την δυτική Βοιωτία και
2. Η Ανατολική Αττική (που τροφοδοτείται από τα ΚΥΤ Αχαρνών, Αγ. Στεφάνου, Παλλήνης και Λαυρίου) σε αλληλεξάρτηση με την ανατολική Βοιωτία και την Εύβοια.

Και οι δύο αυτές περιοχές διαθέτουν μονάδες παραγωγής, μερική απώλεια των οποίων (ειδικά σε ώρες υψηλού φορτίου) συνεπάγεται πτώση της τάσεως και ενέχει κίνδυνο αποσταθεροποίησης των υπολοίπων μονάδων της περιοχής. Σε μία τέτοια περίπτωση επιβάλλεται περικοπή φορτίου τοπικά. Τα Κέντρα Ελέγχου Δικτύου Διανομής (ΚΕΔΔ) που θα υλοποιήσουν τις περικοπές θα είναι:

1. Για την πρώτη περιοχή, το ΚΕΔΔ Πατρών της Διεύθυνσης Περιφέρειας Πελοποννήσου – Ηπείρου, το ΚΕΔΔ στην Γ. Σεπτεμβρίου της Διεύθυνσης Περιφέρειας Αττικής και το ΚΕΔΔ Λαμίας της Διεύθυνσης Περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας.
2. Για την δεύτερη περιοχή, το ΚΕΔΔ στην Γ. Σεπτεμβρίου της Διεύθυνσης Περιφέρειας Αττικής και το ΚΕΔΔ Λαμίας της Διεύθυνσης Περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας.

Και στις δύο περιπτώσεις ο επιμερισμός του συνολικού φορτίου περικοπών στα εμπλεκόμενα ΚΕΔΔ θα καθορισθεί από τον Διαχειριστή του Συστήματος σύμφωνα με τις ιδιαιτερότητες του πιθανού προβλήματος. Τα ΚΕΔΔ θα πρέπει να υλοποιούν την εντολή της **συνολικής** Περικοπής Φορτίου στην περιοχή αρμοδιότητάς τους το ταχύτερο δυνατόν, εκκινώντας τις περικοπές από τα φορτία κατηγορίας Β προς τα φορτία κατηγορίας Ε της περιοχής τους. Μετά την υλοποίηση των περικοπών θα πρέπει να ενημερώνεται ο Διαχειριστής του Συστήματος για το ύψος αυτών, για τις κατηγορίες από τις οποίες περικοπήθηκαν φορτία και για οποιοδήποτε τυχόν πρόβλημα. Η επαναφορά των φορτίων θα πρέπει να γίνεται μετά από εντολή του Διαχειριστή του Συστήματος. Σε περίπτωση που υπάρξει ανάγκη επανατροφοδότησης των φορτίων που έχουν περικοπεί, τότε αυτό μπορεί να γίνεται υπό την προϋπόθεση περικοπής άλλων ισόποσων φορτίων.

Περιγραφή διαδικασίας ομαδοποιημένων Περικοπών Φορτίου

Σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης που προκύπτει μετά από αιφνίδιο και απρόβλεπτο περιστατικό στο Σύστημα και για το οποίο εκτιμάται από τον

Διαχειριστή του Συστήματος ότι οδηγεί σε ταχεία αποσταθεροποίηση του Συστήματος και επομένως δεν υφίστανται χρονικά περιθώρια εφαρμογής του σχεδίου περικοπών, η ταυτόχρονη απομόνωση πολλαπλών γραμμών ΜΤ αποτελεί τη μοναδική δυνατότητα γρήγορης και αποτελεσματικής επέμβασης για την ταχεία απόρριψη σημαντικού φορτίου και την πρόληψη δυσμενέστερων εξελίξεων.

Η δυνατότητα αυτή υφίσταται για την Αττική με χρήση της υποδομής που είναι εγκαταστημένη στον ΥΣ του Ρούφ, για την προστασία των βορείων διασυνδέσεων από υπερφόρτιση. Τα φορτία που αποκόπτονται αποτελούν φορτία των σταδίων υποσυχνότητας, όπως έχουν επιλεγεί και προταθεί από τον Διαχειριστή του Δικτύου. Τα φορτία αυτά έχουν ομαδοποιηθεί σε 8 ομάδες εντολών και σε 4 περιοχές της Αττικής σύμφωνα με την τροφοδότηση των περιοχών αυτών από το Σύστημα καθώς και την αντίστοιχη κατηγορία υποσυχνότητας στην οποία ανήκουν.

Σημειώνεται ότι το Σύστημα περικοπής φορτίων βασίζεται στο υπάρχον δίκτυο μεταβίβασης των εντολών από τον ΥΣ Ρούφ μέσω «πιλότων» της ΔΠΑ στους ΥΣ Διανομής χωρίς καμία αναδιάταξη. Με μέριμνα και ευθύνη του Διαχειριστή του Δικτύου, τα φορτία που απορρίπτονται μέσω του συστήματος στην περιοχή της Αττικής δεν περιλαμβάνουν κρίσιμους καταναλωτές.

Η ενεργοποίηση, ανάλογα με τις ανάγκες, μπορεί να γίνει σε μικρά (8 εντολές) ή σε μεγάλα (4 περιοχές εντολών) βήματα, ελαχιστοποιώντας την όχληση των καταναλωτών, είτε με τηλεχειρισμό από το Νότιο Περιφερειακό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (ΝΠΚΕΕ) του Διαχειριστή του Συστήματος, είτε με τηλεφωνική εντολή προς τον επιτηρητή του ΥΣ Ρούφ.

Οι ομάδες των 8 εντολών έχουν είναι οι εξής:

- Εντολή 1: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στο 1ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Κουμουνδούρου και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 64MW.
- Εντολή 2: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στο 1ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Κουμουνδούρου και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 97MW.
- Εντολή 3: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στο 2ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Αχαρνών – ΚΥΤ Αγ. Στεφάνου – ΚΥΤ Κουμουνδούρου και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 162MW.
- Εντολή 4: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στο 2ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Αχαρνών – ΚΥΤ Αγ. Στεφάνου – ΚΥΤ Κουμουνδούρου και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 137MW.
- Εντολή 5: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στα 2ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Κουμουνδούρου και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 102MW.
- Εντολή 6: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στα 3ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Κουμουνδούρου και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 80MW.

- Εντολή 7: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στο 4ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Παλλήνης – ΚΥΤ Αργυρούπολης και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 123MW.
- Εντολή 8: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στο 4ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Παλλήνης – ΚΥΤ Αργυρούπολης και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 92MW.

Οι ομάδες των 4 εντολών (ανά περιοχή) είναι οι εξής.

- Εντολή 1: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στο 1ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Κουμουνδούρου και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 161MW.
- Εντολή 2: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στο 2ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Αχαρνών – ΚΥΤ Αγ. Στεφάνου – ΚΥΤ Κουμουνδούρου και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 299MW.
- Εντολή 3: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στο 2ο και στο 3ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Κουμουνδούρου και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 182MW.
- Εντολή 4: Περιλαμβάνει καταναλωτές ενταγμένους στο 4ο στάδιο υποσυχνότητας, της περιοχής ΚΥΤ Παλλήνης – ΚΥΤ Αργυρούπολης και το εκτιμώμενο φορτίο τους σε ώρα αιχμής είναι 215MW.

Κατά προτεραιότητα, η περικοπή θα γίνεται μέσω τηλεχειρισμού από το ΝΠΚΕΕ. Μόνο σε περίπτωση αδυναμίας ή αποτυχίας του τηλεχειρισμού η εντολή θα δίνεται τηλεφωνικά, θα επιβεβαιώνεται και θα εκτελείται από τον επιτηρητή του ΥΣ Ρούφ.

Για περιοχές εκτός Αττικής, σε περίπτωση εκτάκτου ανάγκης και λόγω της αδυναμίας τηλεχειρισμού σε ομαδοποιημένα φορτία, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 118, παράγραφος 2Ε του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, δίδεται η δυνατότητα στον Διαχειριστή του Συστήματος να εντέλει τους επιτηρητές υποσταθμών μεταφοράς να απομονώνουν Μ/Σ 150/20 kV, ανεξαρτήτως της ιεράρχησης των φορτίων που έχουν καταγραφεί στους σχετικούς πίνακες που συντάχθηκαν από τον Διαχειριστή του Δικτύου.

Πέραν των ανωτέρω έχουν τεθεί σε λειτουργία και δύο PLC με σκοπό την απόρριψη συγκεκριμένων εκ των ανωτέρω φορτίων σε έκτακτες καταστάσεις και συγκεκριμένα

Α) Έχει τοποθετηθεί ένα PLC στο ΚΥΤ Παλλήνης . Με το PLC αυτό γίνεται επιτήρηση της συνολικής διακινούμενης ισχύος από το ΚΥΤ Λαυρίου προς το ΚΥΤ Παλλήνης (δηλαδή έλεγχος της παραγωγής των Μονάδων ΑΗΣ Λαυρίου 4 και 5)

Στην περίπτωση όπου παρατηρηθεί ακαριαία απώλεια ισχύος μεγαλύτερη από 600 MW και έχει ενεργοποιηθεί το συγκεκριμένο PLC τότε θα έχουμε απόρριψη φορτίων που προέρχονται από τις εντολές 2 και 3 που έχουν περιγραφεί ανωτέρω στην διαδικασία ομαδοποιημένων Περικοπών Φορτίου.

Β) Ομοίως έχει τοποθετηθεί ένα PLC στον ΑΗΣ Μεγαλόπολης Α. Με το PLC αυτό γίνεται έλεγχος της παραγόμενης ισχύος στους ΑΗΣ Μεγαλόπολης Α και ΑΗΣ Μεγαλόπολης Β και αναλόγως των περιπτώσεων θέτει εκτός την ακτινική τροφοδότηση των Υ/Σ Σπάρτη Ι, Σπάρτη ΙΙ, Μολάων και Άστρους με μέγιστο εκτιμώμενο φορτίο θερινής αιχμής 131 MW.

Επίσης σε έκτακτες καταστάσεις που έχουμε περαιτέρω μείωση παραγωγής στους ΑΗΣ Μεγαλόπολης Α + Β τότε το PLC θέτει εκτός την ακτινική τροφοδότηση των Υ/Σ Καλαμάτας και Πύλου με μέγιστο εκτιμώμενο φορτίο θερινής αιχμής 104 MW. Κατόπιν γίνεται ενημέρωση του ΚΕΔ Πάτρας, ώστε διατηρώντας περίπου το ίδιο ύψος περικοπών στους Υ/Σ όλης της Πελοποννήσου (σύμφωνα με το πρόγραμμα περικοπών) να επανατροφοδοτηθούν οι εν λόγω ακτινικές τροφοδοτήσεις και συνεπώς μέρος των καταναλωτών τους.

Προσομοιώσεις διαδικασιών

Για τον έλεγχο της διαδικασίας περικοπών και για την καταγραφή των αντιστοιχών χρόνων έγιναν προσομοιώσεις, με τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Προσομοίωση περικοπής 80 MW από Περιφέρεια Πελοποννήσου – Ηπείρου (κατηγορίες φορτίων Α, Β και Γ1) έγινε σε χρόνο 2-4 λεπτά μέσω τηλεχειρισμού και 10-14 λεπτά μέσω τηλεφωνικής εντολής προς τους κατά τόπον χειριστές.

Ομοίως έγινε προσομοίωση περικοπής 80 MW μόνο από περιοχή Πελοποννήσου με αντίστοιχους χρόνους.

- Προσομοίωση περικοπής 100 MW από Δυτική Αττική και 100 MW από Ανατολική Αττική (ΔΠΑ) έγινε σε χρόνο 11 λεπτά (τηλεχειριζόμενα φορτία).

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ

ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ PDM_G (ΜΗ ΣΥΜΜΟΡΦΩΣΗ ΜΕ ΕΝΤΟΛΕΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ)

III.1 Ορισμοί

- *INST_Pu,at* : Εντελλομένη ποσότητα καθαρής έγχυσης ενεργού ισχύος (σε MW) της Μονάδας u κατά τη χρονική στιγμή at , στο Σημείο Σύνδεσης της Μονάδας u με το Σύστημα, όπως αυτή προκύπτει από τις Εντολές Κατανομής ενεργού ισχύος που παρελήφθησαν από τη Μονάδα u .
- *INST_Pg,u,at* : Εντελλομένη ποσότητα μεικτής (συμπεριλαμβανομένων των βοηθητικών φορτίων) έγχυσης ενεργού ισχύος (σε MW) της Μονάδας u κατά τη χρονική στιγμή at , όπως αυτή προκύπτει από τις Εντολές Κατανομής ενεργού ισχύος που παρελήφθησαν από τη Μονάδα u .
- *INST_P_RT Du,at* : Εντελλομένη ποσότητα καθαρής έγχυσης ενεργού ισχύος (σε MW) της Μονάδας u κατά τη χρονική στιγμή at , στο Σημείο Σύνδεσης της Μονάδας u με το Σύστημα, όπως αυτή προκύπτει από τις Εντολές Κατανομής ενεργού ισχύος που εκδόθηκαν από το λογισμικό Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ) του Διαχειριστή του Συστήματος.
- *INST_P_RT Dg,u,at* : Εντελλομένη ποσότητα μεικτής (συμπεριλαμβανομένων των βοηθητικών φορτίων) έγχυσης ενεργού ισχύος (σε MW) της Μονάδας u κατά τη χρονική στιγμή at , στο Σημείο Σύνδεσης της Μονάδας u με το Σύστημα, όπως αυτή προκύπτει από τις Εντολές Κατανομής ενεργού ισχύος που εκδόθηκαν από το λογισμικό Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ) του Διαχειριστή του Συστήματος.
- *MPu,at* : Μετρούμενη ποσότητα καθαρής έγχυσης ενεργού ισχύος στο Σημείο Σύνδεσης της Μονάδας u με το Σύστημα κατά τη χρονική στιγμή at (σε MW), όπως αυτή μετράται σε πραγματικό χρόνο από το σύστημα ενεργειακής διαχείρισης του Διαχειριστή του Συστήματος (EMS).
- *MPgu,at* : Μετρούμενη ποσότητα μεικτής (συμπεριλαμβανομένων των βοηθητικών φορτίων) έγχυσης ενεργού ισχύος κατά τη χρονική στιγμή at (σε MW), όπως αυτή μετράται σε πραγματικό χρόνο από το σύστημα ενεργειακής διαχείρισής του Διαχειριστή του Συστήματος (EMS).
- *DEV_Pu,at* : Α Απόκλιση της παραγωγής Ενεργού Ισχύος της Μονάδας από τις αντίστοιχες Εντολές Κατανομής κατά τη χρονική στιγμή at (σε MW). Το μέγεθος *DEV_Pu,at* υπολογίζεται με περιοδικότητα 5 λεπτών πλην των περιπτώσεων που αναφέρονται στην Παράγραφο III.2.6.
- *DEV_Nu,m* : Συνολικός αριθμός αποκλίσεων που έχουν υπολογισθεί για τη Μονάδα u κατά το μήνα m .

Σημείωση: Η μεταβλητή at , σε αντίθεση με τη διακριτή μεταβλητή t , που αντιστοιχεί σε περίοδο κατανομής, είναι συνεχής μεταβλητή.

III.2 Διαδικασία υπολογισμού

III.2.1 ΦΑΣΗ Α – ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΜΕΤΡΟΥΜΕΝΩΝ ΠΟΣΟΤΗΤΩΝ

Για κάθε Μονάδα u , λαμβάνονται υπόψη οι μετρήσεις παραγωγής Ενεργού Ισχύος με περιοδικότητα 5 λεπτών, ήτοι για τις χρονικές στιγμές at , $at+5\text{min}$, $at+10\text{min}$, κ.ο.κ., βάσει των δεδομένων που συλλέγονται μέσω του συστήματος ενεργειακής διαχείρισης του Διαχειριστή του Συστήματος (EMS). Για το σκοπό αυτό γίνονται δειγματοληψίες του μετρούμενου μεγέθους σε διάστημα μισού λεπτού από την εκάστοτε μετρούμενη χρονική στιγμή at .

Με την ολοκλήρωση των δειγματοληψιών, τα χρησιμοποιούμενα μεγέθη MPu,at ή $MPgu,at$ (κατά περίπτωση και ανάλογα με τη συμφωνία της εκάστοτε Μονάδας με το Διαχειριστή του Συστήματος) προσδιορίζονται ως η μέση τιμή των δειγματοληψιών.

III.2.2 ΦΑΣΗ Β – ΕΝΤΟΛΕΣ ΜΕΣΩ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟΥ ΧΡΟΝΟΥ (ΚΠΧ)

Το σύστημα ΚΠΧ εκδίδει Εντολές Κατανομής με χρονική περίοδο πέντε (5) λεπτών. Κάθε εντολή που εκδίδεται από το σύστημα ΚΠΧ αναφέρεται στο επίπεδο παραγωγής που οφείλει να ανέλθει η Μονάδα Παραγωγής σε διάστημα πέντε λεπτών από την έκδοση της εντολής.

Κατά τον υπολογισμό της απόκλισης λαμβάνεται υπόψη, πέρα από το επίπεδο παραγωγής της μονάδας μετά από διάστημα πέντε λεπτών, και η άμεση απόκρισή της.

Σε περίπτωση που, για οποιοδήποτε τεχνικό λόγο, δεν υπάρχει καμία μέτρηση ή η ποιότητα των μετρήσεων δεν είναι ικανοποιητική, δεν υπολογίζεται τιμή απόκλισης.

Η εντολή κατανομής καταγράφεται διπλά:

α) κατά την έκδοσή της από το λογισμικό ΚΠΧ του Διαχειριστή του Συστήματος ($INST_P_RTDu,at$ /ή $INST_P_RTDg,u,at$) και

β) με μέτρηση του σχετικού αναλογικού σήματος στην εγκατάσταση του κατόχου άδειας Παραγωγής ($INST_Pu,at$ /ή $INST_Pg,u,at$)

Οι δύο αυτές τιμές ενδέχεται να παρουσιάζουν κάποια απόκλιση. Αν η απόκλιση αυτή είναι εντός συγκεκριμένης ανοχής (6MW), η αξιολόγηση γίνεται με την τιμή που οδηγεί στη μικρότερη απόλυτη απόκλιση για τη Μονάδα Παραγωγής. Σε περίπτωση που η απόκλιση είναι μεγαλύτερη της ως άνω ανοχής, η μονάδα δεν αξιολογείται ως προς την απόκρισή της για το σχετικό χρονικό διάστημα.

Σε περίπτωση που, για οποιοδήποτε λόγο, οι ληφθείσες Εντολές Κατανομής αναφέρονται σε επίπεδο παραγωγής μικρότερο του εκάστοτε ισχύοντος δηλωθέντος τεχνικού ελαχίστου της Μονάδας, θεωρείται ότι αυτές είναι ίσες με το προαναφερθέν τεχνικό ελάχιστο.

Σε περίπτωση που, για οποιοδήποτε λόγο, οι ληφθείσες Εντολές Κατανομής αναφέρονται σε επίπεδο παραγωγής μεγαλύτερο του εκάστοτε ισχύοντος δηλωθέντος τεχνικού μεγίστου της Μονάδας, θεωρείται ότι αυτές είναι ίσες με το προαναφερθέν τεχνικό μέγιστο.

Για κάθε Μονάδα u^9 η οποία, κατά τη χρονική στιγμή at , λαμβάνει από το σύστημα ΚΠΧ του Διαχειριστή του Συστήματος Εντολή Κατανομής για επίπεδο παραγωγής $INST_Pu,at$, μετά από επίλυση του σχετικού προβλήματος βελτιστοποίησης για ποσότητα $INST_P_RTDu,at$ ή, κατά περίπτωση και ανάλογα με την εντολή, για επίπεδο παραγωγής $INST_Pg,u,at$, μετά από επίλυση του σχετικού προβλήματος βελτιστοποίησης για ποσότητα $INST_P_RTDgu,at$ η ποσότητα DEV_Pu,at προκύπτει ως ακολούθως:

$$DEV_Pu,at = \min \left[\begin{array}{l} |INST_Pu,at - MPu,(at + 5min)| \\ |INST_P_RTDu,at - MPu,(at + 5min)| \\ |INST_Pu,at - MPu,(at)| \end{array} \right]$$

αν η εντολή αναφέρεται σε καθαρή παραγωγή, και

$$DEV_Pu,at = \min \left[\begin{array}{l} |INST_Pgu,at - MPgu,(at + 5min)| \\ |INST_P_RTDgu,at - MPgu,(at + 5min)| \\ |INST_Pgu,at - MPgu,(at)| \end{array} \right]$$

αν η εντολή αναφέρεται σε μεικτή παραγωγή.

III.2.3 ΦΑΣΗ Γ – ΕΝΤΟΛΕΣ ΜΕΣΩ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΥΤΟΜΑΤΗΣ ΡΥΘΜΙΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (ΑΡΠ)

Για κάθε Μονάδα u που τηλε-ρυθμίζεται βάσει Εντολών Κατανομής από το Σύστημα ΑΡΠ του Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη χρονική στιγμή at και λειτουργεί σύμφωνα με τις απαιτήσεις του Συστήματος αυτού και των δηλωθέντων χαρακτηριστικών του, θεωρείται ότι:

$$DEV_Pu,at = 0$$

Σε περίπτωση που μία μονάδα εξέρχεται από κατάσταση αυτόματης ρύθμισης παραγωγής, δεν αξιολογείται (Δεν υπολογίζεται DEV_Pu,at) για χρονικό διάστημα 10 λεπτών μετά την έξοδο της από αυτή.

Σε περίπτωση που μία μονάδα εισέρχεται σε κατάσταση αυτόματης ρύθμισης παραγωγής, δεν αξιολογείται (Δεν υπολογίζεται DEV_Pu,at) για χρονικό διάστημα 5 λεπτών πριν την ένταξή της σε αυτή.

III.2.4 ΦΑΣΗ Δ – ΤΗΛΕΦΩΝΙΚΕΣ ΕΝΤΟΛΕΣ

Για κάθε Μονάδα u για την οποία, κατά τη χρονική στιγμή at βρίσκεται εν ισχύ τηλεφωνική εντολή κατανομής που εκδόθηκε από το Διαχειριστή του

⁹ Πλην των περιπτώσεων που εμπίπτουν στις Φάσεις Γ και Δ.

Συστήματος, η ποσότητα $INST_{Pu,at}$, ή, κατά περίπτωση και ανάλογα με την εντολή, η ποσότητα $INST_{Pg,u,at}$, τίθενται ίσες με αυτές που προκύπτουν από την τηλεφωνική εντολή. Οι τηλεφωνικές εντολές του Διαχειριστή του Συστήματος καταγράφονται κατά τη στιγμή της έκδοσής τους.

Η ποσότητα $DEV_{Pu,at}$ προκύπτει ως ακολούθως:

Αν η Μονάδα u ακολούθησε την τηλεφωνική εντολή, τότε $DEV_{Pu,at} = 0$.

Σε αντίθετη περίπτωση,

$$DEV_{Pu,at} = INST_{Pu,at} - MPu,at$$

αν η εντολή αναφέρεται σε καθαρή παραγωγή, και

$$DEV_{Pu,at} = INST_{Pgu,at} - MPgu,at$$

αν η εντολή αναφέρεται σε μεικτή παραγωγή.

Σε περίπτωση που μία μονάδα εξέρχεται από κατάσταση λήψης τηλεφωνικής εντολής, δεν αξιολογείται (δεν υπολογίζεται $DEV_{Pu,at}$) για χρονικό διάστημα 10 λεπτών.

Σε περίπτωση που μία μονάδα εισέρχεται σε κατάσταση λήψης τηλεφωνικής εντολής, δεν αξιολογείται (δεν υπολογίζεται $DEV_{Pu,at}$) για χρονικό διάστημα 10 λεπτών.

III.2.5 ΦΑΣΗ Ε – ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ PDM_G

Για κάθε Μονάδα u και για κάθε μήνα m , το μέγεθος PDM_G υπολογίζεται ως εξής¹⁰:

$$PDM_G = \frac{\sum_{\forall at \in m} \max(DEV_{Pu,at} - PDM_TOL_2, 0)}{DEV_Nu,m}$$

Ακολούθως:

Αν $PDM_G > 4 * PDM_TOL_1$, λαμβάνεται ίσο με $4 * PDM_TOL_1$.

III.2.6 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΑΙ ΛΕΠΤΟΜΕΡΕΙΕΣ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ

Ο υπολογισμός των αποκλίσεων των Μονάδων Παραγωγής γίνεται ανά πεντάλεπτο. Μία Μονάδα Παραγωγής δεν αξιολογείται (δεν υπολογίζεται καμία απόκλιση) στις εξής περιπτώσεις:

- Όταν είναι εκτός λειτουργίας
- Για διάστημα 10 λεπτών πριν τεθεί εκτός λειτουργίας.
- Για διάστημα 10 λεπτών αφού τεθεί εντός λειτουργίας.

¹⁰ Η σχέση ισχύει διότι, παρότι η at είναι συνεχής μεταβλητή, το μέγεθος $DEV_{Pu,at}$ υπολογίζεται με περιοδικότητα 5 λεπτών και μόνο εάν η μονάδα u είναι συγχρονισμένη. Σε κάθε άλλη χρονική στιγμή, θεωρείται ότι δεν ορίζεται τιμή για το μέγεθος αυτό.

- Για διάστημα 10 λεπτών αφού τεθεί εκτός κατάστασης λήψης τηλεφωνικών εντολών.
- Για διάστημα 10 λεπτών πριν τεθεί σε κατάσταση λήψης τηλεφωνικών εντολών.
- Για διάστημα 5 λεπτών πριν τεθεί εντός κατάστασης αυτόματης ρύθμισης παραγωγής.
- Για διάστημα 10 λεπτών αφού τεθεί εκτός κατάστασης αυτόματης ρύθμισης παραγωγής.
- Δεν υπάρχουν οι απαραίτητες τιμές ή μετρήσεις λόγω κάποιου σφάλματος (λογισμικού, υλικού, τηλεπικοινωνιών κτλ.).
- Η απόκλιση μεταξύ της υπολογισθείσας εντολής του συστήματος ΚΠΧ από τη μετρούμενη ποσότητα της Εντολής Κατανομής στην εγκατάσταση της Μονάδας Παραγωγής είναι μεγαλύτερη συγκεκριμένης ανοχής (6 MW).
- Υπάρχει αλλαγή φοράς της Εντολής Κατανομής ως προς την Παραγωγή Ενεργού ισχύος (αύξηση / μείωση παραγωγής).

$$(INST_Pu,at_{-5min} - INST_Pu,at) \cdot (INST_Pu,at - INST_Pu,at_{+5min}) < 0$$

Συμπληρωματικά με τις παραπάνω περιπτώσεις και ειδικά για τις υδροηλεκτρικές μονάδες σε κατάσταση άντλησης:

- Όσο βρίσκονται σε κατάσταση άντλησης ή σύγχρονου πυκνωτή.
- Για διάστημα 5 λεπτών αφού βγουν από κατάσταση άντλησης ή σύγχρονου πυκνωτή.

Σε περίπτωση που, λόγω σοβαρού σφάλματος μεγάλης διάρκειας, δεν έχει ληφθεί από το Διαχειριστή του Συστήματος ικανός αριθμός δειγμάτων αξιολόγησης, δεν υπολογίζεται για τη συγκεκριμένη Μονάδα Παραγωγής η ποσότητα PDM_G και τίθεται ίση με μηδέν για τον υπολογισμό της χρέωσης NCDO_G του Άρθρου 92, Παρ. 2 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Ικανός θεωρείται ο αριθμός των δειγμάτων αξιολόγησης όταν υπερβαίνει το 33% του χρόνου κατά τον οποίο μία Μονάδα Παραγωγής απέδωσε ενέργεια στο Σύστημα.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙV

ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ INSTUT

IV.1 Ορισμοί

- *INITMAXCAPut*: Μέγιστη διαθεσιμότητα (σε MW) της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t όπως αυτή έχει ληφθεί υπόψη στην κατάρτιση του ΗΕΠ.
- *FINALMAXCAPut*: Μέγιστη διαθεσιμότητα (σε MW) της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t όπως αυτή δηλώθηκε μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής προσφορών ή διαπιστώθηκε από το Διαχειριστή κατά την πραγματική λειτουργία της Μονάδος.
- *INITMINCAPut*: Ελάχιστη διαθεσιμότητα (σε MW) της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t όπως αυτή έχει ληφθεί υπόψη στην κατάρτιση του ΗΕΠ.
- *FINALMINCAPut*: Ελάχιστη διαθεσιμότητα (σε MW) της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t όπως αυτή δηλώθηκε μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής προσφορών ή διαπιστώθηκε από το Διαχειριστή κατά την πραγματική λειτουργία της Μονάδος.
- Πίνακας Αναφοράς (ΠΑ): Πίνακας που περιέχει τις ποσότητες αναφοράς P_REFut για όλες τις Μονάδες του Συστήματος και τις Περιόδους Κατανομής της εξεταζόμενης Ημέρας Κατανομής.
- P_REFut : Ποσότητα αναφοράς (σε MWh) για τον προσδιορισμό του μεγέθους $INST_P'u,at$.
- $INST_Pu,at$: Εντελλομένη ποσότητα ενεργού ισχύος (σε MW) της Μονάδας u κατά τη χρονική στιγμή at όπως αυτή προκύπτει από τις πραγματικές Εντολές Κατανομής ενεργού ισχύος που εκδόθηκαν από το Διαχειριστή του Συστήματος λαμβάνοντας υπόψη την πλήρη πληροφόρησή του για την κατάσταση του Συστήματος, των στοιχείων του και των Μονάδων Παραγωγής.
- $INST_P'u,at$: Εντελλομένη ποσότητα ενεργού ισχύος (σε MW) της Μονάδας u κατά τη χρονική στιγμή at όπως αυτή προκύπτει από τις Εντολές Κατανομής ενεργού ισχύος που θα εξέδιδε ο Διαχειριστής του Συστήματος λαμβάνοντας υπόψη την πλήρη πληροφόρησή του για την κατάσταση του Συστήματος, των στοιχείων του και των Μονάδων Παραγωγής πλην της Μονάδας u για την οποία θεωρείται η πληροφόρηση που χρησιμοποιήθηκε για την επίλυση του ΗΕΠ της εν λόγω ημέρας Κατανομής.

Σημείωση: Η μεταβλητή at , σε αντίθεση με τη διακριτή μεταβλητή t , που αντιστοιχεί σε περίοδο κατανομής, είναι συνεχής μεταβλητή.

IV.2 Μαθηματική Τοποθέτηση

Θεωρούμε ότι μία μονάδα u , κατά την περίοδο κατανομής t , επηρεάζει, λόγω μεταβολής των τεχνικών της χαρακτηριστικών, τις Εντολές Κατανομής που εκδίδει ο Διαχειριστής κατά το σύνολο χρονικών διαστημάτων t_1 . Επίσης θεωρούμε το σύνολο των χρονικών διαστημάτων t_2 , ως το συμπληρωματικό του t_1 ως προς t .

Ισχύει λοιπόν ότι:

$$t = t_1 \cup t_2$$

- Βάσει των παραπάνω, το μέγεθος $INSTut$ μπορεί να προσδιορισθεί ως εξής:

$$INSTut = \int_{t_1} INST_P'u, at \cdot d(at) + \int_{t_2} INST_Pu, at \cdot d(at)$$

IV.3 Διαδικασία υπολογισμού

IV.3.1 ΦΑΣΗ Α – ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΟΥ ΔΕΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΗΣΑΝ

- Για κάθε Μονάδα u που δεν λειτούργησε κατά την περίοδο κατανομής t , με Εντολή Κατανομής παρότι ήταν διαθέσιμη σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά που υπέβαλλε στον ΗΕΠ, το μέγεθος $INSTut$ ορίζεται ίσο με μηδέν (0).
- Για κάθε Μονάδα u που δεν λειτούργησε ή αποσυγχρόνισε κατά την περίοδο κατανομής t λόγω βλάβης, το μέγεθος $INSTut$ προσδιορίζεται από τον ΠΑ.

IV.3.2 ΦΑΣΗ Β – ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΕ ΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟ - ΑΠΟΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟ

Για κάθε Μονάδα u που συγχρονίζει μετά από Εντολή Κατανομής και για όσες Περιόδους Κατανομής βρίσκεται σε εκκίνηση (σύμφωνα με τα δηλωμένα χαρακτηριστικά στα Τεχνοοικονομικά της Στοιχεία), το μέγεθος $INSTut$ ορίζεται ίσο με την ποσότητα $MQut$.¹¹

Για κάθε Μονάδα u που έχει λάβει Εντολή Κατανομής για αποσυγχρονισμό και για το χρονικό διάστημα που χρειάζεται για να αποσυγχρονίσει με βάση τα Τεχνοοικονομικά της στοιχεία, το μέγεθος $INSTut$ ορίζεται ίσο με την ποσότητα $MQut$.

IV.3.3 ΦΑΣΗ Γ – ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΟΥ ΥΠΑΓΟΝΤΑΙ ΣΕ ΕΙΔΙΚΕΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ

- Για κάθε Μονάδα u που βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία, το μέγεθος $INSTut$ ορίζεται γενικά ίσο με την λύση του προγράμματος ΗΕΠ, που αντιστοιχεί στο πρόγραμμα δοκιμών της, πλην των περιπτώσεων επιβεβλημένης αύξησης ή μείωσης του εν λόγω προγράμματος κατόπιν

¹¹ ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 177: «Μετρούμενη ποσότητα ενέργειας στο Σημείο Σύνδεσης της Μονάδας u με το Σύστημα σε MWh, που αφορά στην καθαρή έγχυση ενέργειας από τη Μονάδα u , κατά την Περίοδο Κατανομής t »

Εντολής Κατανομής, οπότε το μέγεθος $INST_{ut}$ προσδιορίζεται από τις ποσότητες $INST_{Pu,at}$.

- Για κάθε Μονάδα u η οποία, λόγω μικρού μεγέθους ή άλλης ιδιαιτερότητας, δεν λαμβάνει καμία άλλη Εντολή Κατανομής πλην του Προγράμματος Κατανομής, το μέγεθος $INST_{ut}$ προσδιορίζεται από την τελευταία επίλυση του ΠΚ που της κοινοποιήθηκε.

IV.3.4 ΦΑΣΗ Δ – ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΠΟΥ ΔΕΝ ΠΑΡΕΧΟΥΝ ΔΕΥΤΕΡΕΥΟΥΣΑ ΕΦΕΔΡΕΙΑ

Για κάθε Μονάδα u και για κάθε περίοδο κατανομής t , αρχικά προσδιορίζεται, από το Διαχειριστή του Συστήματος, το σύνολο χρονικών διαστημάτων t_2 στο οποίο η Μονάδα u σαφώς δεν επηρεάζει, λόγω μεταβολής των τεχνικών της χαρακτηριστικών, τις Εντολές Κατανομής που εκδίδει ο Διαχειριστής του Συστήματος. Εκ του t_2 προκύπτει και το t_1 , ως το συμπληρωματικό του ως προς t .

Η μονάδα θεωρείται ότι σαφώς δεν επηρεάζει τις Εντολές Κατανομής που εκδίδει ο Διαχειριστής του Συστήματος αν ισχύει μία εκ των παρακάτω προϋποθέσεων:

- $FINALMINCAP_{ut} < INST_{Pu,at} < FINALMAXCAP_{ut}$
- $INST_{Pu,at} = FINALMAXCAP_{ut}$ & $FINALMAXCAP_{ut} = INITMAXCAP_{ut}$
- $INST_{Pu,at} = FINALMINCAP_{ut}$ & $FINALMINCAP_{ut} = INITMINCAP_{ut}$

Για κάθε Μονάδα u , για κάθε περίοδο κατανομής t , και για κάθε χρονικό διάστημα που ανήκει στο t_1 , υπολογίζεται το μέγεθος $INST_{P'u,at}$ ως εξής:

$$INST_{P'u,at} = \begin{cases} \max(FINALMAXCAP_{ut}, P_{REFut}) & \alpha\nu \quad INST_{Pu,at} = FINALMAXCAP_{ut} \\ & \text{και } FINALMAXCAP_{ut} < INITMAXCAP_{ut} \\ \min(FINALMINCAP_{ut}, P_{REFut}) & \alpha\nu \quad INST_{Pu,at} = FINALMINCAP_{ut} \\ & \text{και } FINALMINCAP_{ut} > INITMINCAP_{ut} \end{cases}$$

IV.3.5 ΦΑΣΗ Ε – ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΠΟΥ ΠΑΡΕΧΟΥΝ ΔΕΥΤΕΡΕΥΟΥΣΑ ΕΦΕΔΡΕΙΑ

Για κάθε Μονάδα u και για κάθε περίοδο κατανομής t το μέγεθος $INST_{P'u,at}$ υπολογίζεται ως εξής:

$$INST_{P'u,at} = \max(P_{REFut} - FINALMAXCAP_{ut} + MQ_{ut}, MQ_{ut})$$

IV.4 Πίνακας Αναφοράς (ΠΑ)

Ο Πίνακας Αναφοράς προκύπτει από τα κοινοποιημένα Προγράμματα Κατανομής που έχουν επιλυθεί για την εξεταζόμενη Ημέρα Κατανομής. Πιο συγκεκριμένα, για κάθε Μονάδα u και για κάθε περίοδο κατανομής t , το μέγεθος P_{REFut} προκύπτει με βάση την ποσότητα ενέργειας που εντάχθηκε για τη Μονάδα u στο τελευταίο Πρόγραμμα Κατανομής που επιλύθηκε χωρίς μεταβολή των τεχνικών χαρακτηριστικών της Μονάδας u , λαμβάνοντας υπόψη την πραγματική κατάσταση λειτουργίας των υπολοίπων Μονάδων και του Συστήματος και το πραγματικό φορτίο του Συστήματος για την περίοδο κατανομής t .

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος σχετικά με τον προγραμματισμό συντήρησης των μονάδων παραγωγής ακολουθεί την κατωτέρω διαδικασία:

Αποδεκτό διάστημα πραγματοποίησης συντηρήσεων: Οι συντηρήσεις των μονάδων παραγωγής πραγματοποιούνται όταν η ζήτηση φορτίου είναι χαμηλή. Έτσι συντήρηση δεν επιτρέπεται από 1 Ιουνίου έως 25 Αυγούστου και από 10 Δεκεμβρίου έως 31 Δεκεμβρίου ενώ περιορισμός υπάρχει από αρχές Ιανουαρίου έως τέλη Φεβρουαρίου.

Αποδοχή από το Διαχειριστή του Συστήματος του προγράμματος συντήρησης των παραγωγών: Ο Διαχειριστής αφού λάβει όλα τα αιτήματα από τους παραγωγούς για συντήρηση των μονάδων τους καταρτίζει το πρόγραμμα συντήρησης με τα κάτωθι κριτήρια που θέτει:

- Ασφάλεια τροφοδοσίας του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Ασφάλεια τροφοδοσίας συγκεκριμένης γεωγραφικής περιοχής που δύναται να επηρεάζει η μη διαθεσιμότητα κάποιας μονάδας παραγωγής και,
- Εξασφάλιση στο μέγιστο δυνατό της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων με τις όμορες χώρες.

Σε περίπτωση που απαιτείται να επιλέξει ανάμεσα σε δύο μονάδες που η επίδραση τους στην λειτουργία του συστήματος είναι η ίδια επιλέγει με το κριτήριο της κατά προτεραιότητα εξυπηρέτησης.

Ελαστικότητα του προγράμματος συντήρησης: Αν ένας παραγωγός αιτηθεί ολίσθηση για σημαντικούς και επιβεβαιωμένους λόγους (όπως καθυστέρηση άφιξης ανταλλακτικών, εργολάβου κ.λ.π) θα μπορούσε να γίνει αποδεκτή από τον Διαχειριστή του Συστήματος μια ολίσθηση μερικών ημερών εφόσον αυτό δεν προκαλεί μεταβολή προς τα κάτω στην καθαρή διαθέσιμη ισχύ εκείνη τη χρονική περίοδο ούτε στη γεωγραφική ζώνη που βρίσκεται η μονάδα (Νότια η Βόρεια) ούτε και σε όλο το Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Ανταλλαγή προγραμματισμένης συντήρησης δυο μονάδων: Είναι δυνατή η επιμέρους αλλαγή του προγράμματος ιδιαίτερα όταν η προτεινόμενη αλλαγή δεν επηρεάζει τα κριτήρια που εξαρχής εξετάζει ο Διαχειριστής του Συστήματος όταν το καταρτίζει. Έτσι για παράδειγμα όταν ένας παραγωγός που έχει δύο μονάδες A & B περίπου της ίδιας δυναμικότητας και της ίδιας τεχνολογίας και έχει προγραμματίσει να γίνει η συντήρηση τους σε δύο χρονικά διαστήματα δ1 και δ2 αντίστοιχα θα μπορούσε να γίνει αντιμετάθεση τους υπό την προϋπόθεση ότι θα ήσαν και οι δύο στην ίδια γεωγραφική ζώνη (Βορράς η Νότος) και οι τεχνικές συνθήκες λειτουργίας του Συστήματος επέτρεπαν μια τέτοια αλλαγή.

Καθορισμός τυπικής συνολικής διάρκειας συντήρησης: Η μέγιστη διάρκεια προγραμματισμένης συντήρησης διαφοροποιείται ανάλογα με την τεχνολογία της μονάδας παραγωγής και πραγματοποιείται σε μία ή δύο το πολύ περιόδους εντός του έτους αξιοπιστίας. Πιο συγκεκριμένα:

- Για τις ατμοηλεκτρικές μονάδες, ανεξαρτήτως καυσίμου, η διάρκεια της θα είναι ένας μήνας για κάθε έτος αξιοπιστίας, ενώ κάθε 8 έτη αξιοπιστίας η διάρκεια μπορεί να ανέρχεται στους 3 μήνες .
- Για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο, η διάρκεια της θα είναι 20 ημέρες για κάθε έτος αξιοπιστίας, 40 ημέρες κάθε δύο έτη αξιοπιστίας ενώ κάθε 8 έτη αξιοπιστίας η διάρκεια μπορεί να ανέρχεται στους 3 μήνες.
- Για τους αεροστροβίλους ανοικτού τύπου ανεξαρτήτως καυσίμου, η διάρκεια της θα είναι 20 ημέρες για κάθε έτος αξιοπιστίας ενώ κάθε δύο έτη αξιοπιστίας η διάρκεια μπορεί να ανέρχεται σε 40 ημέρες.

Ολιγοήμερη επέκταση της συντήρησης μονάδας αναλογική του αρχικώς συμφωνηθέντος διαστήματος δύναται να γίνει αποδεκτή μόνο όταν αποδεδειγμένα ο σκοπός αυτής είναι για ολοκλήρωση των προγραμματισμένων εργασιών και όχι λόγω μη αναμενόμενων προβλημάτων η καθυστερήσεων που προκύπτουν κατά τη διάρκεια της συντήρησης.

Διαδικασία τροποποίησης προγράμματος συντήρησης: Όπως και ο ΚΔΣ&ΣΗΕ (άρθρο 285 παρ.1) προβλέπει ένας παραγωγός μπορεί οποτεδήποτε να αιτηθεί τροποποίηση του προγράμματος συντήρησης αρκεί να συντρέχουν έκτακτοι τεχνικοί λόγοι. Επειδή το οποτεδήποτε δέχεται πολλές ερμηνείες είναι προτιμότερο για όλους τους συμμετέχοντες να τεθούν κάποια χρονικά όρια ως προς την ημερομηνία υποβολής του αιτήματος. Με εξαίρεση την ελαστικότητα στις ημερομηνίες έναρξης συντήρησης που μπορεί να υποβάλλεται λίγες ημέρες πριν τη συμφωνηθείσα ημερομηνία όλες οι άλλες αιτήσεις θα πρέπει να υποβάλλονται στο Διαχειριστή του Συστήματος το αργότερο είκοσι ημέρες προ της ημερομηνίας διεξαγωγής των μηνιαίων δημοπρασιών εισαγωγών και εξαγωγών. Σε κάθε περίπτωση οι λόγοι πρέπει να είναι τεκμηριωμένοι και ο τελικός στόχος τους να είναι η καλύτερη και οικονομικότερη λειτουργία της μονάδας τον επόμενο χρόνο. Ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει στην εξέταση του εν λόγω αιτήματος και προβαίνει στην τροποποίηση (εν μέρει η στο σύνολο της) η όχι του προγράμματος. Σε περίπτωση τροποποίησης του προγράμματος συντήρησης από πλευράς Διαχειριστή του Συστήματος ισχύουν αυτά που προβλέπει ο ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Διαδικασία ακύρωσης προγραμματισμένης συντήρησης: Ένας παραγωγός δύναται να ακυρώσει προγραμματισμένη συντήρηση εφόσον εκλείπουν οι λόγοι για τους οποίους είχε αιτηθεί στον Διαχειριστή του Συστήματος (π.χ. συντήρηση μονάδας για 15 ημέρες λόγω συμπλήρωσης χωρών λειτουργίας). Στην περίπτωση αυτή ο παραγωγός δεν δικαιούται να συντηρήσει την εν λόγω μονάδα εντός του ίδιου έτους αξιοπιστίας παρά μόνο να αλλάξει το προτεινόμενο πρόγραμμα των επόμενων ετών αξιοπιστίας.

Συνέπειες μη τήρησης υποχρεώσεων των παραγωγών: Σε περίπτωση που κάτοχος αδειας παραγωγής δεν υποβάλλει έως τα τέλη Φεβρουαρίου όπως ορίζεται στο άρθρο 284 του ΚΔΣ & ΣΗΕ προτεινόμενο πρόγραμμα συντήρησης ο Διαχειριστής του Συστήματος προχωρεί στην κατάρτιση του προγράμματος

συντήρησης ως να μην απαιτείται για τις μονάδες του ως άνω κατόχου συντήρηση. Αν υποβάλλει μετά την κατάρτιση αίτημα για συντήρηση δεν γίνεται αποδεκτό και αν κάποια ή κάποιες μονάδες του τεθούν εκτός για εργασίες συντήρησης εντός του τρέχοντος έτους αξιοπιστίας ο παραγωγός είναι υποχρεωμένος να κάνει δήλωση μη διαθεσιμότητας όπως ο ΚΔΣ&ΣΗΕ (άρθρο 285 παρ.3) προβλέπει. Επίσης στην περίπτωση που ένας κάτοχος αδείας παραγωγής ολοκληρώσει τη συντήρηση νωρίτερα του συμφωνηθέντος με τη ρητή διαβεβαίωση ότι δεν επηρεάζεται η αξιοπιστία της μονάδας ο Διαχειριστής του Συστήματος δέχεται ότι η μονάδα μπορεί να υποβάλλει πάλι άμεσα προσφορά. Αντίθετα μια μονάδα δεν έχει το δικαίωμα να συμμετέχει στην αγορά μέσω υποβολής προσφορών στην περίπτωση που ο Διαχειριστής του Συστήματος αρνηθεί την αλλαγή του διαστήματος συντήρησης και η μονάδα παρόλα αυτά δηλώνει διαθέσιμη για το εν λόγω διάστημα.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI**ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΙΣΗΣ ΑΝΑΦΟΡΩΝ ΚΔΣ&ΣΗΕ
ΜΕ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ**

Α/Α	ΑΡΘΡΟ ΚΩΔΙΚΑ	ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ	ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟΥ
1	78.5	Ανταλλαγή πληροφοριών	2.4.2
2	83.4	Προσφορά εκτάκτως διαθέσιμης μονάδος	3.1.2.1
3	85.3	Κατάρτιση Προγράμματος Κατανομής	3.1.2.3, 3.1.2.4
4	89.6	Εντολές Κατανομής	4.2.7, ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV
5	95.2	Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής (ΣΔΠΚ)	4.3
6	95.4	Άδειες χρήσης χρηστών για το ΣΔΠΚ	4.3
7	96.3	Σύστημα Επικοινωνιών	4.3
8	97.4	Ειδικές ρυθμίσεις για το ΣΔΠΚ	4.3
9	104.5	Προσδιορισμός Σημαντικών Περιστατικών και διαδικασία Γνωστοποίησης	6.1.2
10	107.3	Γνωστοποίηση καταστάσεων έκτακτης ανάγκης	6.2.2
11	108.2	Ενεργοποίηση Συναγερμού	6.2.3
12	111.1	Διαδικασίες σε ενεργοποίηση συναγερμού	6.2.4
13	112.5	Διαδικασίες σε έκτακτη ανάγκη	6.2.4, 6.2.5
14	115.2	Περικοπή Φορτίου	6.3, 6.3.1, 6.3.2
15	117	Αποκατάσταση από Περικοπή Φορτίου	6.3.2
16	119.4	Κυκλική Περικοπή Φορτίου	6.3.4
17	123.1	Επικουρικές Υπηρεσίες	Μέρος Α
18	132.3	Αναμενόμενο Κόστος Επικουρικών Υπηρεσιών	Σημ.1
19	147.7	Πληρωμές Επικουρικών Υπηρεσιών Κατανεμόμενων μονάδων	Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης
20	148.1	Μη συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής Επικουρικών Υπηρεσιών	Σημ.2
21	178.4	Υπολογισμος Ποσοτήτων Ενέργειας των Εντολών Κατανομής	4.2.7
22	192.9	Ημερήσιες Πληρωμές και Χρεώσεις	Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης
23	213.5	Εγγυήσεις	Εγχειρίδιο

			Εκκαθάρισης
24	328.7.B	Υπολογισμός ρυθμού ανόδου/καθόδου υπό AGC	1.1.2

Σημ.1: Το θέμα των συμβεβλημένων μονάδων είναι υπό αναθεώρηση

Σημ.2: Η διαδικασία επί του παρόντος δεν υλοποιείται.

Αθήνα, 21/12/ 2011

Για τη ΡΑΕ

Ο Πρόεδρος



Δρ. Νίκος Βασιλάκος

Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων

Έκδοση 2.0



Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Α.Ε.

15 Σεπτεμβρίου 2010

Πίνακας Περιεχομένων

1	Εισαγωγή.....	
2	Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας Θερμικών Μονάδων.....	
3	Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου Θερμικών Μονάδων.....	
	3.1 Κόστος Καυσίμου.....	
	3.2 Κατώτερη ή Καθαρή Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου.....	
	3.3 Ποσοστιαία σύνθεση μίγματος καυσίμων	
	3.4 Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου Θερμικών Μονάδων	
4	Μέσα Ειδικά Κόστη Θερμικών Μονάδων	
5	Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων.....	
	5.1 Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων στο μετρητή.....	
	5.2 Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ	
	5.3 Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων	
6	Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Θερμικών Μονάδων.....	
	6.1 Κόστος Χωρίς Φορτίο.....	
	6.2 Κόστος Ελαχίστου Φορτίου	
7	Διαφορικό Κόστος Θερμικών Μονάδων.....	
	7.1 Ορισμός Διαφορικού Κόστους Θερμικών Μονάδων.....	
	7.2 Χρήση Διαφορικού Κόστους Θερμικών Μονάδων.....	
8	Παράδειγμα υπολογισμού κόστους θερμικής μονάδας	
	8.1 Καταχωρημένα και Τεχνικοοικονομικά στοιχεία μονάδας	
	8.2 Υπολογιζόμενα μεγέθη από Καταχωρημένα και Τεχνικοοικονομικά στοιχεία	
9	Προσδιορισμός Μεταβλητού Κόστους Υδροηλεκτρικών Μονάδων στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ	
10	Έλεγχος Εγκυρότητας Προσφοράς Έγχυσης.....	
	10.1 Έλεγχος εγκυρότητας προσφορών έγχυσης θερμικών μονάδων.....	
	10.2 Έλεγχος εγκυρότητας προσφορών έγχυσης ΥΗΣ.....	
	10.3 Παράδειγμα Προσφοράς Έγχυσης μονάδας	
11	Κόστος Εκκίνησης και Κόστος Αποσυγχρονισμού Θερμικών Μονάδων	
	11.1 Κύκλος λειτουργίας μονάδας.....	
	11.2 Κόστος Εκκίνησης και Κόστος Αποσυγχρονισμού	

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1. Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.....	
Πίνακας 2. Μονάδες κόστους καυσίμων	
Πίνακας 3. Μονάδες Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης	
Πίνακας 4. Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου	
Πίνακας 5. Καταχωρημένα και Τεχνικοοικονομικά στοιχεία μονάδας (Άρθρο 295 και 44 ΚΔΣ&ΣΗΕ, αντίστοιχα).....	
Πίνακας 6. Βηματική συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου της μονάδας.....	
Πίνακας 7. Βηματική συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους της μονάδας.....	
Πίνακας 8. Βηματική συνάρτηση Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας της μονάδας.....	
Πίνακας 9. Βηματική συνάρτηση Διαφορικού Κόστους λειτουργίας της μονάδας	
Πίνακας 10. Προσφορά Έγχυσης της μονάδας.....	

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1. Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας Μονάδας u	
Σχήμα 2. Μεταβλητό Κόστος μονάδας στο μετρητή της μονάδας και στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ	
Σχήμα 3. Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας θερμικής μονάδας u	
Σχήμα 4. Κλιμακωτή γραμμική προσέγγιση της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας	
Σχήμα 5. Χαρακτηριστική καμπύλη Διαφορικού Κόστους θερμικής μονάδας u	
Σχήμα 6. Συνάρτηση Διαφορικού Κόστους της μονάδας από 0 έως P_{max}	
Σχήμα 7. Έλεγχος εγκυρότητας προσφοράς έγχυσης θερμικής μονάδας	
Σχήμα 8. Έλεγχος εγκυρότητας προσφοράς έγχυσης υδροηλεκτρικής μονάδας.....	
Σχήμα 9. Παράδειγμα Προσφοράς Έγχυσης μονάδας.....	
Σχήμα 10. Χρόνοι κύκλου λειτουργίας μονάδας.....	

Κατάλογος Αναφορών

- [1] Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, http://www.rae.gr/K7/Codes/Code_eng.pdf.
- [2] Νόμος 2773/1999, http://www.desmie.gr/up/files/2773_99.pdf.

1 Εισαγωγή

Σκοπός του Εγχειριδίου Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων είναι να ορίσει τα κόστη λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, να ορίσει και να αναπτύξει λεπτομερώς τα στοιχεία που λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό αυτών, καθώς και τη σχετική μεθοδολογία υπολογισμού.

Τα κόστη αυτά είναι:

- α. Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου (Fuel Variable Cost)
- β. Μεταβλητό Κόστος Μονάδας στο μετρητή (Unit Variable Cost at meter point)
- γ. Μεταβλητό Κόστος Μονάδας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ (Unit Variable Cost at market point)
- δ. Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος Μονάδας (Unit Minimum Variable Cost)
- ε. Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Μονάδας (Unit Hourly Cost)
- στ. Κόστος Χωρίς Φορτίο (Unit No-Load Cost)
- ζ. Κόστος Ελαχίστου Φορτίου (Unit Minimum Load Cost)
- η. Διαφορικό Κόστος Λειτουργίας Μονάδας (Unit Incremental Cost)
- θ. Κόστος Εκκίνησης (Start-Up Cost, SUC)
- ι. Κόστος Αποσυγχρονισμού (Shut-Down Cost, SDC)

Στο παρόν Εγχειρίδιο, με τον όρο «παραγωγή» θεωρείται η καθαρή παραγωγή, αφού έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία και τα βοηθητικά φορτία της Μονάδας (σε MWh), κατ' αντιστοιχία της Συνεχούς Παραγόμενης Ισχύος (καθαρής) στο Άρθρο 295, παρ. 5 του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (εφεξής «ΚΔΣ&ΣΗΕ»).

Για να υπολογιστούν τα παραπάνω κόστη λαμβάνονται υπόψη τα στοιχεία που περιλαμβάνονται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων κατά το Άρθρο 44, παρ. 1 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, καθώς και τα Καταχωρημένα Στοιχεία των μονάδων παραγωγής, σύμφωνα με το Άρθρο 295, παρ. 5 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Ο παραγωγός φέρει ακέραια την ευθύνη των τιμών των στοιχείων που δηλώνει τόσο στην αντίστοιχη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων κατά το Άρθρο 44 του ΚΔΣ&ΣΗΕ όσο και αυτών που δηλώνει στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά της μονάδας του κατά το Άρθρο 295, παρ. 5 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Για τον υπολογισμό των τιμών των παραπάνω στοιχείων ο παραγωγός πρέπει να λαμβάνει υπόψη τις λεπτομέρειες εφαρμογής, όπως αυτές αναλύονται στο παρόν Εγχειρίδιο.

Ο ΔΕΣΜΗΕ δε φέρει καμία ευθύνη για τη χρήση, σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ και το παρόν Εγχειρίδιο, των στοιχείων αυτών, όπως αυτά δηλώθηκαν από τον Παραγωγό. Τα στοιχεία αυτά είναι δυνατόν να ελέγχονται από τη ΡΑΕ. Στην περίπτωση αυτή, ο παραγωγός πρέπει να διαθέτει τα κατάλληλα παραστατικά για την τεκμηρίωση των στοιχείων αυτών.

2 Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας Θερμικών Μονάδων

Η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας αποδίδει σε κάθε συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής της Μονάδας (MW) την απαιτούμενη ποσότητα θερμικής ενέργειας (σε GJ) ώστε να παραχθεί μία (1) MWh.

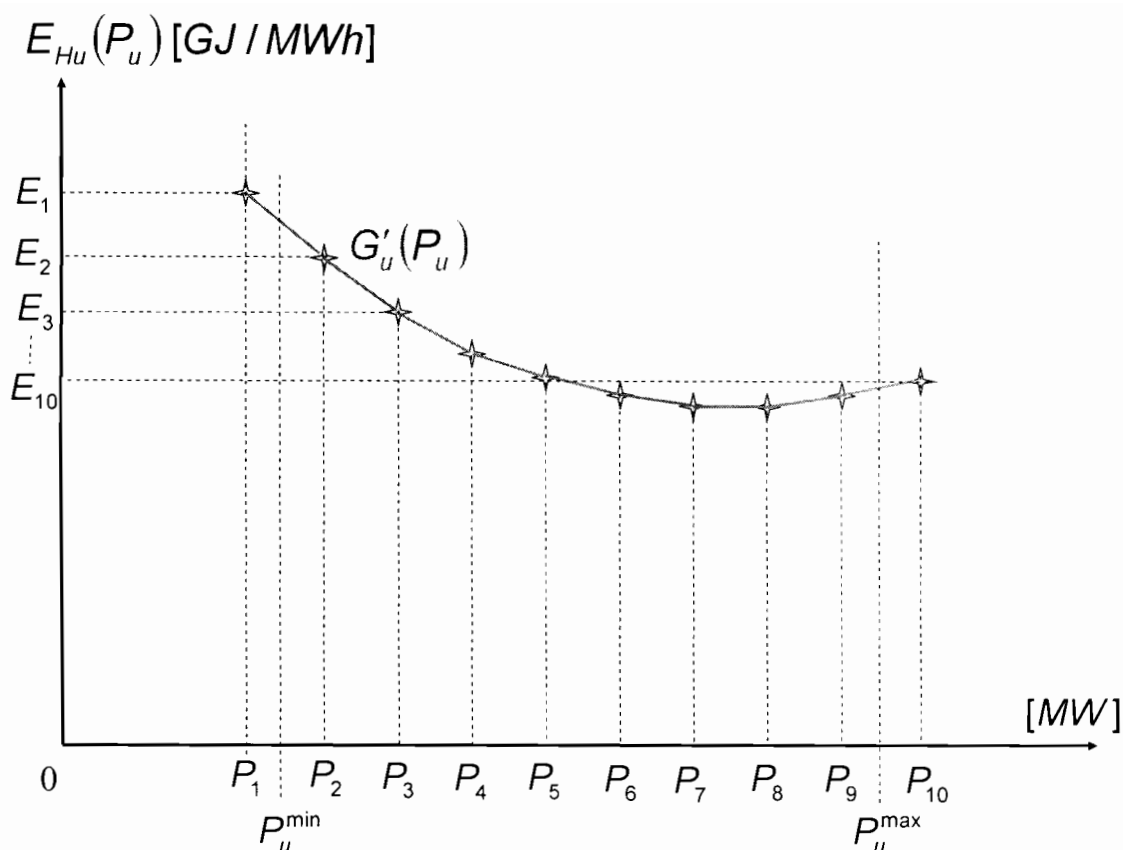
Κάθε Μονάδα u υποβάλλει στο ΔΕΣΜΗΕ σύμφωνα με το Άρθρο 295 του ΚΔΣ&ΣΗΕ τη βηματική συνάρτηση Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, $E_{Hu}(P_u)$, σε GJ/MWh (Πίνακας 1), για δέκα (10) διαφορετικά επίπεδα της καθαρής της παραγωγής μεταξύ της καθαρής ισχύος της Μονάδας, P_1 και της καθαρής ισχύος της Μονάδας, P_{10} , περιλαμβανομένων αυτών, έτσι ώστε να προσεγγίζεται όσο το δυνατόν ακριβέστερα η πραγματική καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, όπως φαίνεται στο Σχήμα 1 και αποδίδεται από την σχέση 1. Η καθαρή ισχύς P_1 πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση της Τεχνικά Ελάχιστης Παραγωγής, P_u^{\min} (καθαρή ισχύς Μονάδας αφού έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία και τα βοηθητικά φορτία της Μονάδας) σε MW, ενώ η καθαρή ισχύς P_{10} πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση της Μέγιστης Συνεχούς Παραγόμενης Ισχύος, P_u^{\max} (καθαρή, αφού έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία και τα βοηθητικά φορτία της Μονάδας) σε MW, σύμφωνα με τα Καταχωρημένα στοιχεία της Μονάδας κατά το Άρθρο 295 παράγραφος 5 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Από τα δέκα ζεύγη τιμών τουλάχιστον πέντε πρέπει να προέρχονται από πραγματικές μετρήσεις, ενώ τα υπόλοιπα πέντε ζεύγη τιμών μπορούν να δηλώνονται μετά από υπολογισμούς με την χρήση της σχέσης 1.

Για τις μετρήσεις Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας που διεξάγει η Μονάδα u πρέπει να διατηρεί την καθαρή ισχύ της, κατά το δυνατόν, σε σταθερό επίπεδο κατά τη διάρκεια μιας ώρας για κάθε μέτρηση. Επομένως, η αριθμητική τιμή της ισχύος (MW) είναι η μέση τιμή της για την αντίστοιχη ώρα, και αυτή προφανώς ισούται με την αριθμητική τιμή της εγχυόμενης ενέργειας από τη Μονάδα στο Σύστημα (καθαρή παραγωγή σε MWh).

Πίνακας 1. Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας

$E_{Hu}(P_u)$ [GJ/MWh]	E_1	E_2	E_3	E_4	E_5	E_6	E_7	E_8	E_9	E_{10}
P_u [MW]	$P_1 \leq P_u^{\min}$	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	$P_{10} \geq P_u^{\max}$



Σχήμα 1. Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας Μονάδας u

Η καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας προσεγγίζεται από ένα πολυώνυμο της ακόλουθης μορφής:

$$E_{Hu}(P_u) \equiv \frac{\alpha}{P_u} + \beta + \gamma P_u \quad (1)$$

όπου οι συντελεστές α , β και γ είναι θετικοί και προέρχονται από μία καμπύλη ελαχίστων τετραγώνων, εφαρμοσμένης στα μετρούμενα σημεία της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας, $\{E_{Hu}(P_1), E_{Hu}(P_2), \dots, E_{Hu}(P_9), E_{Hu}(P_{10})\}$.

Πρέπει να σημειωθεί ότι οι μετρήσεις της Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας γίνονται σε σταθερή ισχύ (σε MW) αλλά στη συνέχεια του Εγχειριδίου θα αναφερόμαστε σε καθαρή παραγωγή (σε MWh).

3 Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου Θερμικών Μονάδων

3.1 Κόστος Καυσίμου

Κάθε Μονάδα μ υποβάλλει στο ΔΕΣΜΗΕ σύμφωνα με το Άρθρο 44 του ΚΔΣ&ΣΗΕ το κόστος κάθε καυσίμου f , FC_{μ}^f , σε € ανά μετρητική μονάδα ποσότητας καυσίμου και το αντίστοιχο ποσοστό συμμετοχής του, $FuelMix_{\mu}^f$, που χρησιμοποιεί η Μονάδα μ μεταξύ της τεχνικά ελάχιστης και μέγιστης παραγωγής. Η μονάδα κόστους για το αντίστοιχο καύσιμο είναι όπως φαίνεται στον Πίνακα 2.

Πίνακας 2. Μονάδες κόστους καυσίμων

Καύσιμο	Μονάδα κόστους
Λιγνίτης	Ευρώ ανά τόνο (€/10 ³ kg)
Μαζούτ	Ευρώ ανά τόνο (€/10 ³ kg)
Diesel	Ευρώ ανά χιλιόλιτρο (€/10 ³ lt)
Φυσικό αέριο	Ευρώ ανά κανονικό κυβικό μέτρο (€/norm m ³)

Τα κόστη άλλων καυσίμων που χρησιμοποιούνται για την εκκίνηση της Μονάδας και έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό του Κόστους Εκκίνησης, όπως αναφέρεται στην παράγραφο 8.2 του παρόντος Εγχειριδίου.

Εξειδικεύοντας την παράγραφο 2 του Άρθρου 44 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, η οποία αναφέρεται στον υπολογισμό του κόστους καυσίμου που συμπεριλαμβάνονται στον Πίνακα Β της παραγράφου 1 του ίδιου Άρθρου από τους παραγωγούς, σημειώνονται τα κάτωθι:

Το κόστος καυσίμου ανά τύπο καυσίμου συμπεριλαμβάνει τις πάσης φύσεως δαπάνες που υφίσταται ο κάτοχος άδειας παραγωγής για την «προμήθεια» του καυσίμου. Εφόσον ο παραγωγός προμηθεύεται ένα καύσιμο από περισσότερους του ενός προμηθευτές, τότε το κόστος καυσίμου είναι το μέσο κόστος προμήθειας. Στο κόστος καυσίμου είναι δυνατόν να συμπεριλαμβάνεται το κόστος βελτιωτικών καυσίμου, εφόσον οι μετρήσεις για την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας έχουν γίνει με συμμετοχή των συγκεκριμένων βελτιωτικών καυσίμου.

Ειδικά για τις μονάδες Φυσικού αερίου (Φ.Α.) όπου το κόστος καυσίμου έχει δύο συνιστώσες : (α) το κόστος προμήθειας Φ.Α. και (β) την χρέωση χρήσης του ΕΣΦΑ η οποία εμπεριέχει σκέλος δυναμικότητας, και προκειμένου το κόστος καυσίμου να εκφράζεται ευθέως σε €/μετρητική μονάδα ποσότητας καυσίμου, είναι απαραίτητο σχετικά με την ετήσια λειτουργία της μονάδας να εφαρμόζονται τα ακόλουθα:

Ο Κάτοχος άδειας παραγωγής της κάθε Μονάδας Φ.Α. υποβάλλει στον ΔΕΣΜΗΕ το συνολικό κόστος καυσίμου, δηλαδή αθροιστικά τις συνιστώσες (α) και (β).

Προκειμένου να υπολογίσει το συνολικό κόστος καυσίμου, Ο Κάτοχος άδειας παραγωγής προσαυξάνει το κόστος προμήθειας Φ.Α. (συνιστώσα (α)) κατά την

ελάχιστη ανοιγμένη χρέωση χρήσης του ΕΣΦΑ, XM_{\min} που αντιστοιχεί σε πλήρη φόρτιση της μονάδας μέσα στο έτος με βάση τον ακόλουθο τύπο:

$$XM_{\min} = \left[\frac{\Sigma\Delta M \times 24}{8760 \times (1 - EFOR_d) - PMD \times 24} + \Sigma EM \right] \times 1.11 \quad (2)$$

όπου:

$EFOR_d$	ο συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας της μονάδας
PMD	οι ημέρες προγραμματισμένης συντήρησης της μονάδας σύμφωνα με το πρόγραμμα συντήρησης που υποβάλλει κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής στο ΔΕΣΜΗΕ κατά το άρθρο 284 του ΚΔΣ&ΣΗΕ
$\Sigma\Delta M$ και ΣEM	οι συντελεστές χρεώσεων δυναμικότητας και ποσότητας για χρήση του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου ΕΣΦΑ, σύμφωνα με την απόφαση 4955/27.3.2006, όπως ισχύει. Οι τιμές αυτές δίνονται στον ιστοτόπο του Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου Α.Ε: http://www.desfa.gr/default.asp?pid=291&la=1

3.2 Κατώτερη ή Καθαρή Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου

Κάθε Μονάδα u υποβάλλει στον ΔΕΣΜΗΕ την **Κατώτερη Θερμογόνο Δύναμη (ή Καθαρή Θερμογόνο Δύναμη ή Καθαρή Θερμιδική Αξία) κάθε καυσίμου f της μονάδας, Q'_u , σε GJ ανά μετρητική μονάδα ποσότητας καυσίμου.** Η Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη καυσίμου αναφέρεται σε κάθε καύσιμο με ή χωρίς πρόσθετα βελτιωτικά καύσιμα όπως αυτό έχει χρησιμοποιηθεί για την μέτρηση της Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας.

Η Θερμογόνος Δύναμη καυσίμου είναι το ποσό της θερμότητας που απελευθερώνεται κατά την καύση μίας μονάδας του εν λόγω καυσίμου. Οι μονάδες της Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης για το αντίστοιχο καύσιμο φαίνονται στον Πίνακα 3.

Πίνακας 3. Μονάδες Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης

Καύσιμο	Μονάδα κόστους
Λιγνίτης	GigaJoule ανά τόνο ($GJ/10^3 \text{ kg}$)
Μαζούτ	GigaJoule ανά τόνο ($GJ/10^3 \text{ kg}$)
Diesel	GigaJoule ανά χιλιόλιτρο ($GJ/10^3 \text{ lt}$)
Φυσικό αέριο	GigaJoule ανά κανονικό κυβικό μέτρο ($GJ/norm \text{ m}^3$)

Το μέγεθος της **Ανώτερης Θερμογόνου Δύναμης ή Ολικής Θερμιδικής Αξίας** προσδιορίζεται επαναφέροντας όλα τα προϊόντα της καύσης στην αρχική τους προ-καύσης θερμοκρασία και συγκεκριμένα συμπυκνώνοντας υδρατμούς που παράγονται. Το μέγεθος της Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης προσδιορίζεται αφαιρώντας από την Ανώτερη Θερμογόνο Δύναμη την ενέργεια της ατμοποίησης του

νερού που παράγεται στην καύση.

Στις περισσότερες εφαρμογές στις οποίες αναφλέγεται το καύσιμο παράγονται υδρατμοί, οι οποίοι δεν χρησιμοποιούνται και επομένως το θερμικό τους περιεχόμενο χάνεται. Επομένως, η Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη είναι η κατάλληλη θερμιδική αξία που πρέπει να αναφέρεται στις δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων και χρησιμοποιείται στους υπολογισμούς του κόστους. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για το φυσικό αέριο, με το οποίο λόγω της υψηλής περιεκτικότητας σε υδρογόνο παράγεται σημαντική ποσότητα υδρατμών. Η Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη είναι σχετική μόνο για το αέριο που αναφλέγεται σε λέβητες υγροποίησης, οι οποίοι συμπυκνώνουν τους υδρατμούς που παράγονται από την καύση και ανακτάται η θερμότητα η οποία διαφορετικά θα είχε χαθεί.

3.3 Ποσοστιαία σύνθεση μίγματος καυσίμων

Ορισμένες θερμικές μονάδες δύναται να αναφλέγουν μίγμα καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας. Η Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων προβλέπει τη χρήση έως τριών διαφορετικών καυσίμων στο μίγμα. Το ποσοστό συμμετοχής κάθε καυσίμου f , $FuelMix_u^f$, στο μίγμα πρέπει να καθορίζεται για κάθε επίπεδο παραγωγής για το οποίο ορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας. Τέλος, για κάθε παραπάνω επίπεδο παραγωγής P , το άθροισμα των ποσοστών συμμετοχής των καυσίμων του μίγματος πρέπει να ισουται με 100%:

$$\sum_{f=1}^F FuelMix_u^f(P) = 100\% \quad (3)$$

όπου F ο αριθμός των διαφορετικών καυσίμων που χρησιμοποιούνται.

3.4 Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου Θερμικών Μονάδων

Το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου μίας θερμικής μονάδας εκφράζεται σε €/MWh και υπολογίζεται στα 10 επίπεδα της καθαρής παραγωγής, P_u , στα οποία ορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας ως εξής:

$$G_{Fu}(P) = \frac{E_{Hu}(P_u) \cdot \sum_{f=1}^F \left(\frac{FC_u^f}{Q_u^f} FuelMix_u^f(P_u) \right)}{1 \text{ hour}} \quad (4)$$

Επομένως, το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου προκύπτει από την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας πολλαπλασιασμένη με έναν σταθερό συντελεστή μετατροπής θερμότητας σε κόστος (το άθροισμα στην παρένθεση της σχέσης (4)). Επομένως, η καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου πολλαπλασιάζεται με μία σταθερά, και για αυτό το λόγο έχει την ίδια μορφή όπως η καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας που απεικονίζεται στο Σχήμα 1.

4 Μέσα Ειδικά Κόστη Θερμικών Μονάδων

Εκτός από το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου, υπάρχουν Μέσα Ειδικά Κόστη των θερμικών μονάδων, ως εξής:

- α) το Μέσο Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου, G_{Ru} , και
- β) το Μέσο Ειδικό Κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας, εκτός των δαπανών συντήρησης πάγιου χαρακτήρα, G_{Mu} .
- γ) το Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, G_{CO_2u}

Τα παραπάνω Μέσα Ειδικά Κόστη ισχύουν για όλα τα επίπεδα καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας), και εκφράζονται σε €/MWh.

Εξειδικεύοντας τον υπολογισμό των Ειδικών Κοστών που συμπεριλαμβάνονται στον Πίνακα Β της παραγράφου 1 του Άρθρου 44 του Κώδικα, σημειώνονται τα κάτωθι:

- 1) Το «Μέσο Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου» (για όλα τα επίπεδα καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) είναι ο μέσος όρος του κόστους των πρώτων υλών εκτός καυσίμου για τα δέκα επίπεδα καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, η οποία δηλώνεται από τον Παραγωγό σύμφωνα με την παράγραφο 5 του Άρθρου 295 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Συμπεριλαμβάνει τα κάτωθι κόστη ανηγμένα σε ευρώ ανά παραγόμενη μεγαβατώρα (€/MWh):
 - α) κόστος βελτιωτικών καυσίμου, εφόσον οι μετρήσεις για την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας έχουν γίνει χωρίς τη συμμετοχή των συγκεκριμένων βελτιωτικών καυσίμου,
 - β) λιπαντικά.

Παράδειγμα: Έστω ότι τα κόστη ανά επίπεδο καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας όπως φαίνονται στον Πίνακα 4.

Πίνακας 4. Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου

P_u [MW]	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10}
Κόστος βελτιωτικών καυσίμου [€/MWh]	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5
Κόστος λιπαντικών [€/MWh]	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
Σύνολο [€/MWh]	1.3	1.4	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	2.0

Στην περίπτωση αυτή, το Μέσο Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου είναι ίσο με 1.61 €/MWh.

- 2) Το «Μέσο Ειδικό Κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας εκτός δαπανών συντήρησης πάγιου χαρακτήρα» (για όλα τα επίπεδα καθαρής

παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) είναι ο μέσος όρος του κόστους πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας για τα δέκα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, η οποία δηλώνεται από τον Παραγωγό σύμφωνα με την παράγραφο 5 του Άρθρου 295 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Το κόστος αυτό συμπεριλαμβάνει το κόστος συμβολαίου συντήρησης ανηγμένο σε ευρώ ανά παραγόμενη μεγαβατώρα (€/MWh).

- 3) Το «Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα» (για όλα τα επίπεδα καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) είναι το μέσο κόστος κάλυψης του ελλείμματος δικαιωμάτων εκπομπών κάθε Μονάδας.

5 Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων

5.1 Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων στο μετρητή

Αν προσθέσουμε στο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου, $G_{Fu}(P_u)$, τα Μέσα Ειδικά Κόστη που αναφέρονται στην προηγούμενη παράγραφο, λαμβάνουμε το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u , $G_u(P_u)$, το οποίο υπολογίζεται στα 10 επίπεδα καθαρής παραγωγής στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας, και εκφράζεται σε €/MWh ως εξής:

$$G_u(P_u) = G_{Fu}(P) + G_{Ru} + G_{Mu} + G_{CO_2u} \quad (5)$$

Το Μεταβλητό αυτό Κόστος αναφέρεται στο μετρητή της μονάδας, άρα δε λαμβάνονται υπόψη τις απώλειες του συστήματος μεταφοράς.

Η καμπύλη Μεταβλητού Κόστους μίας μονάδας στο μετρητή της μονάδας έχει την ίδια μορφή με την καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, που φαίνεται στο Σχήμα 1:

$$G_u(P_u) = \frac{\alpha'}{P_u} + \beta' + \gamma' \cdot P_u \quad (6)$$

5.2 Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ

Το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u ανάγεται από το μετρητή ενέργειας της μονάδας στο σημείο εκκαθάρισης της αγοράς (εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ) μέσω του Συντελεστή Απωλειών Έγχυσης που αντιστοιχεί στη μονάδα u , GLF_u , ως εξής:

$$G'_u(P_u) = \frac{1}{GLF_u} \cdot G_u(P_u) \quad (7)$$

Ο Πολλαπλασιαστής Επιμερισμού Απωλειών Εγχύσεως, GLF_u , υπολογίζεται από τον Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης στο Σύστημα Μεταφοράς ανά Ζώνη που είναι δημοσιευμένος στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ, ανάλογα με τη ζώνη στην οποία βρίσκεται η μονάδα u . Συγκεκριμένα:

$$GLF_u = a = 1 - \frac{L}{100} \quad (8)$$

όπου L ο Συντελεστής Απωλειών Έγχυσης του Πίνακα.

Σε περίπτωση που το συνολικό φορτίο συστήματος είναι μεταξύ δύο επιπέδων Φορτίου Συστήματος του Πίνακα, τότε γίνεται γραμμική παρεμβολή μεταξύ των αντίστοιχων δύο τιμών των Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης.

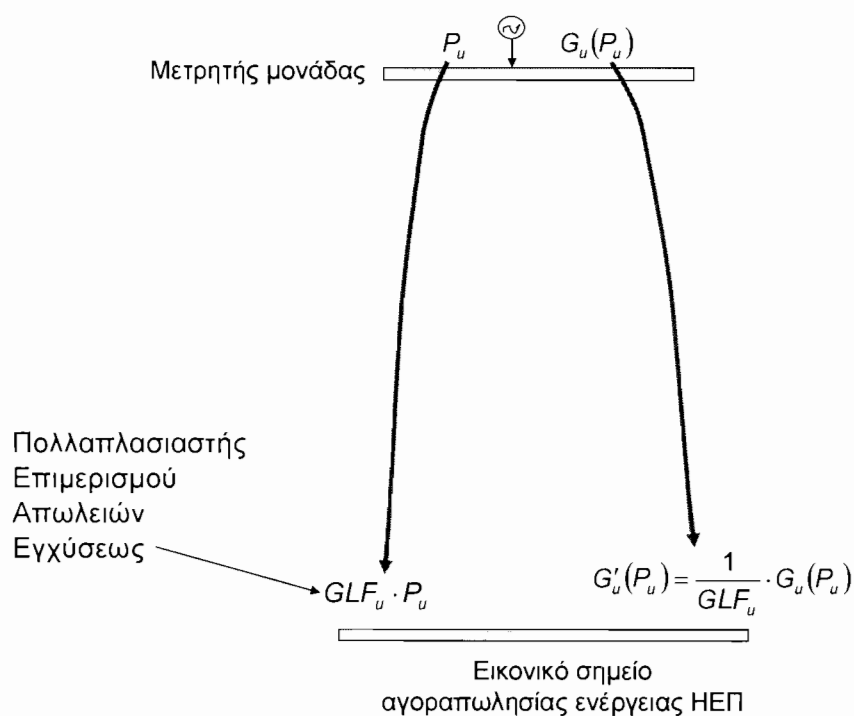
Η καμπύλη Μεταβλητού Κόστους μίας μονάδας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ έχει την ίδια μορφή με την καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, που φαίνεται στο Σχήμα 1:

$$G'_u(P_u) = \frac{\alpha''}{P_u} + \beta'' + \gamma'' \cdot P_u \quad (9)$$

Παράδειγμα: Έστω ότι μία μονάδα u εγχύει στο σύστημα (στο μετρητή της μονάδας) στην διάρκεια μίας ώρας (μίας Περιόδου Κατανομής) 100 MWh με σταθερή ισχύ 100 MW. Το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας στα 100 MW έχει υπολογισθεί στα 20 €/MWh και επομένως το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας της είναι 2000 €. Ο Συντελεστής Απωλειών Έγχυσης της μονάδας είναι $L=2\%$ δηλαδή ο Πολλαπλασιαστής Επιμερισμού Απωλειών Εγχύσεως είναι $GLF_u = 1-(2/100)=0,98$ και επομένως η ενέργεια που εγχύεται από την μονάδα στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ είναι $GLF_u \cdot P_u = 98$ MWh και το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u

στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ είναι $G'_u(P_u) = \frac{1}{GLF_u} \cdot G_u(P_u)$

δηλαδή $G'_u(P_u) = (1/0,98) \cdot 20$ €/MWh = 20,408 €/MWh. Επομένως το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ είναι μεγαλύτερο από το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u στο μετρητή ενέργειας της μονάδας, έτσι ώστε το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ να καλύπτει και το Μεταβλητό Κόστος των απωλειών. Σε κάθε περίπτωση, το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας της Μονάδας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ (98 MWh * $20,408$ €/MWh = 2000 €) πρέπει να είναι ίσο με το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας της Μονάδας στο μετρητή ενέργειας, όπως υπολογίστηκε παραπάνω.



Σχήμα 2. Μεταβλητό Κόστος μονάδας στο μετρητή της μονάδας και στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ

5.3 Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων

Η χαμηλότερη τιμή του Μεταβλητού Κόστους στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ από τις τιμές που αντιστοιχούν στα 10 επίπεδα καθαρής παραγωγής (στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας της μονάδας) ισούται με το **Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος** (Minimum Variable Cost, MVC), G_u^{\min} , το οποίο χρησιμοποιείται στον έλεγχο εγκυρότητας των προσφορών εγχύσεως για τις θερμικές μονάδες παραγωγής (βλέπε παράγραφο 10 του παρόντος Εγχειριδίου).

6 Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Θερμικών Μονάδων

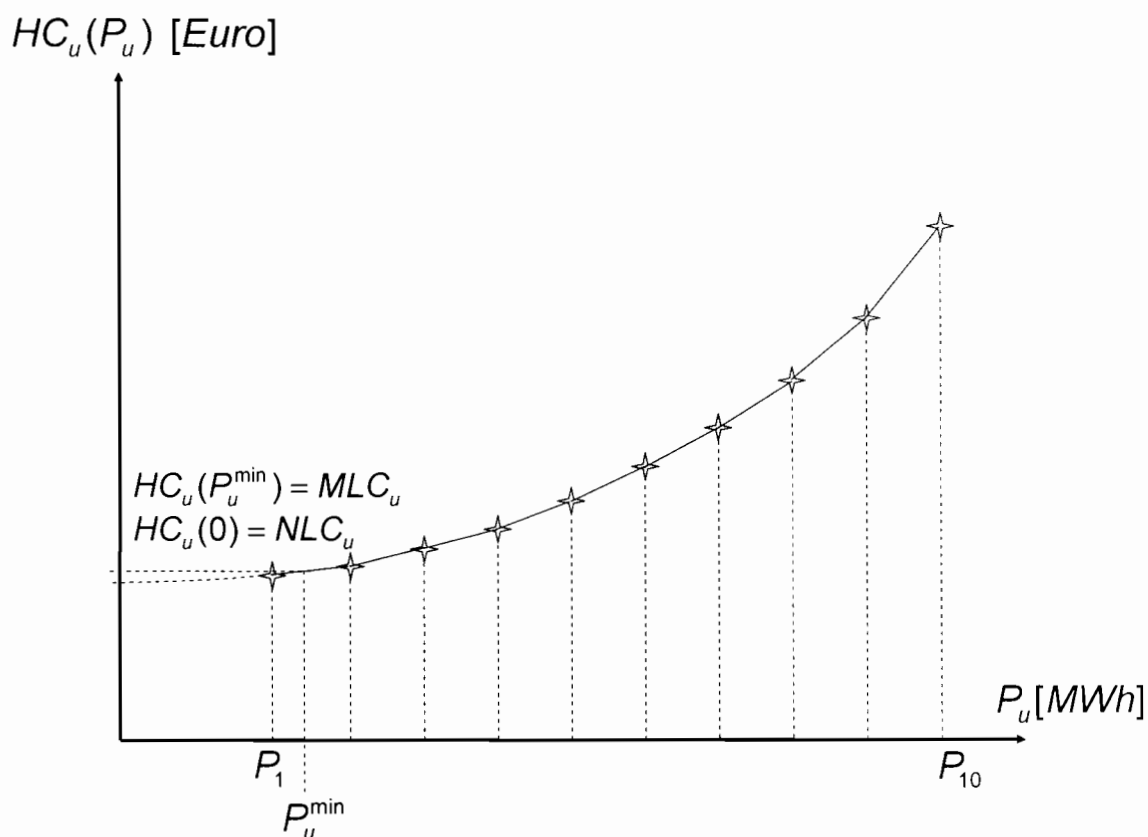
Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας μίας θερμικής μονάδας, $HC_u(P_u)$, εκφράζεται σε €/h, και υπολογίζεται στα 10 επίπεδα καθαρής παραγωγής για τα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας ως εξής:

$$HC_u(P_u) = G_u(P_u) \cdot P_u \quad (10)$$

Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας μίας θερμικής μονάδας, $HC_u(P_u)$, προσεγγίζεται από ένα πολυώνυμο δευτέρου βαθμού, ως εξής:

$$HC_u(P_u) = \alpha' + \beta' \cdot P_u + \gamma' \cdot P_u^2 \quad (11)$$

Το Σχήμα 3 δείχνει μία χαρακτηριστική καμπύλη Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας για μία θερμική μονάδα παραγωγής.



Σχήμα 3. Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας θερμικής μονάδας u

6.1 Κόστος Χωρίς Φορτίο

Το Κόστος Χωρίς Φορτίο (No Load Cost) μιας μονάδας u , NLC_u , εκφράζεται σε €/h και είναι το υποθετικό Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας σε μηδενική ισχύ εξόδου. Το Κόστος Χωρίς Φορτίο δεν μπορεί να μετρηθεί διότι οι θερμικές μονάδες δεν μπορούν να λειτουργήσουν σε συνθήκες μηδενικής ισχύος εξόδου. Το NLC μπορεί να προσδιορισθεί προσεγγιστικά ως το σημείο τομής της προέκτασης της καμπύλης του Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας με τον κάθετο άξονα, όπως δείχνει το Σχήμα 3. Το NLC μπορεί να προσδιοριστεί μαθηματικά ως ο σταθερός συντελεστής a' του πολυωνύμου δευτέρου βαθμού με το οποίο προσεγγίζεται η καμπύλη Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας, $HC_u(P_u)$, στην εξίσωση (11).

Το Κόστος Χωρίς Φορτίο σύμφωνα με τις ισχύουσες διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ δε χρησιμοποιείται από τον ΔΕΣΜΗΕ.

6.2 Κόστος Ελαχίστου Φορτίου

Το Κόστος Ελαχίστου Φορτίου (Minimum Load Cost) μιας μονάδας u , MLC_u , είναι το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας στο τεχνικό ελάχιστο της μονάδας, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3. Αντίθετα προς το Κόστος Χωρίς Φορτίο, το οποίο είναι θεωρητικό και μπορεί να προσδιορισθεί μόνο προσεγγιστικά, το Κόστος Ελαχίστου Φορτίου μιας μονάδας u , MLC_u , είναι πλήρως μετρήσιμο και καθορίζεται από την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας της μονάδας στο τεχνικό ελάχιστο, ως εξής:

$$MLC_u = HC_u(P_u^{\min}) = G_u(P_u^{\min}) \cdot P_u^{\min} \quad (12)$$

Το Κόστος Ελαχίστου Φορτίου σύμφωνα με τις ισχύουσες διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ δε χρησιμοποιείται από τον ΔΕΣΜΗΕ.

7 Διαφορικό Κόστος Θερμικών Μονάδων

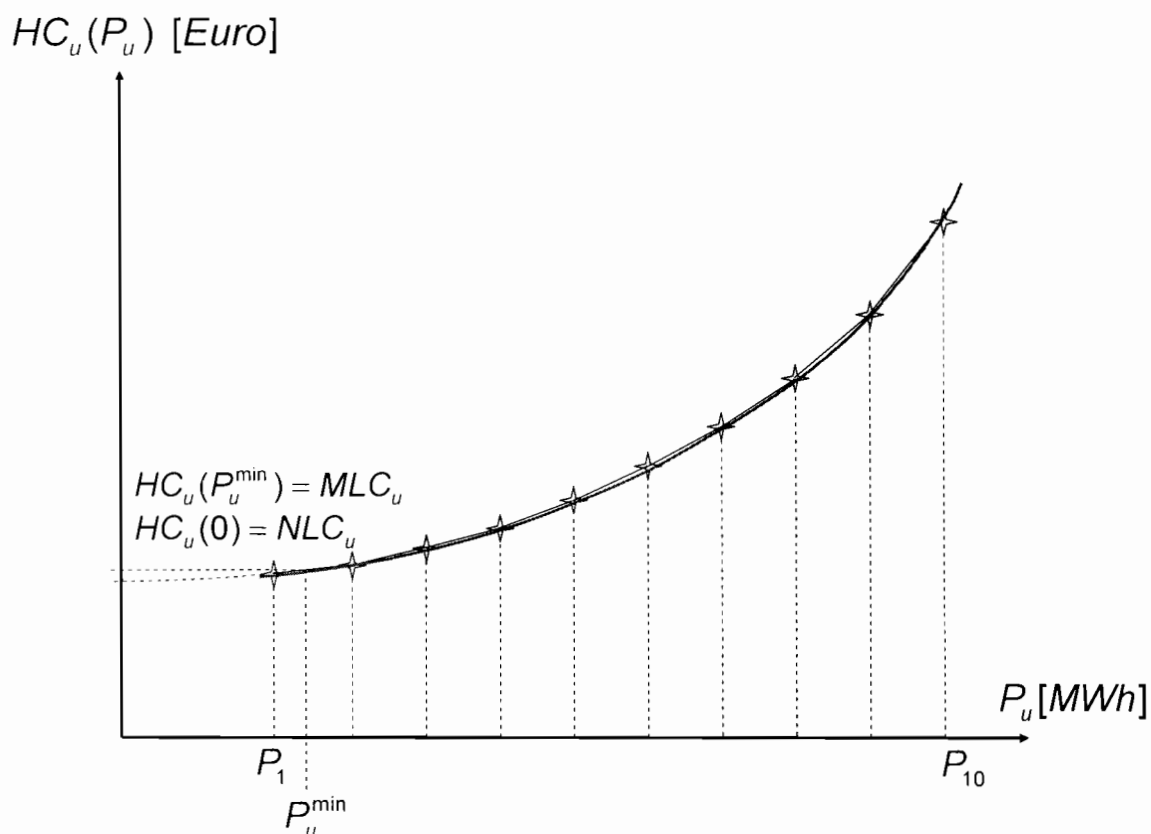
7.1 Ορισμός Διαφορικού Κόστους Θερμικών Μονάδων

Το Διαφορικό Κόστος $IC_u(P_u)$ μίας θερμικής μονάδας u σε δεδομένο επίπεδο καθαρής παραγωγής P_u είναι η πρώτη παράγωγος του Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας στο συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής. Εφόσον το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας μίας θερμικής μονάδας προσεγγίζεται από ένα πολυώνυμο δευτέρου βαθμού, το Διαφορικό Κόστος της θερμικής μονάδας αποδίδεται από μία γραμμική συνάρτηση ως προς το επίπεδο παραγωγής της μονάδας, ως εξής:

$$IC_u(P_u) = \frac{dHC_u(P_u)}{dP_u} = \frac{d(\alpha' + \beta' P_u + \gamma' P_u^2)}{dP_u} = \beta' + 2\gamma' P_u \quad (13)$$

Ωστόσο, επειδή η χρήση βηματικών συναρτήσεων στους αλγορίθμους γραμμικού προγραμματισμού προσφέρει σημαντικά πλεονεκτήματα, γίνεται προσέγγιση του διαφορικού κόστους από μία βηματική συνάρτηση.

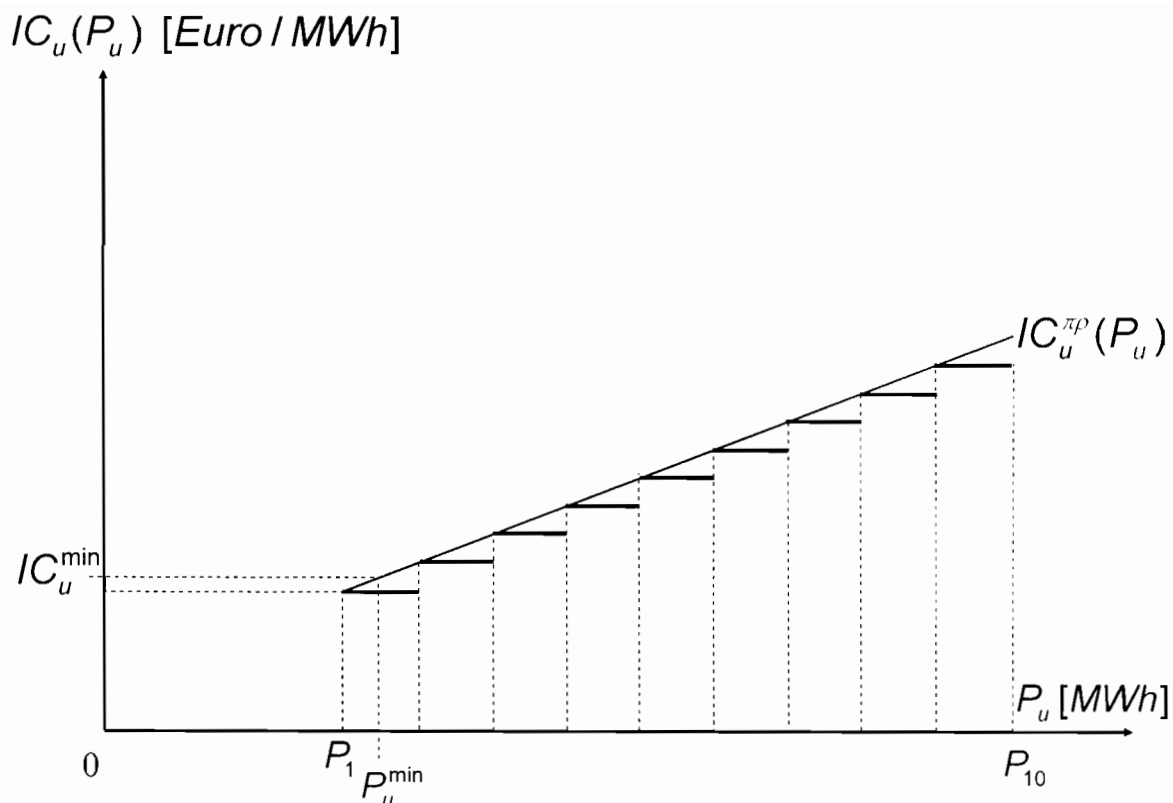
Για να ορισθεί αυτή η βηματική συνάρτηση κατ'αρχήν γίνεται προσέγγιση της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας, $HC_u(P_u)$, με μια κλιμακωτή γραμμική συνάρτηση, εκτελώντας γραμμική παρεμβολή μεταξύ των επιπέδων καθαρής παραγωγής στα οποία ορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας (παράγραφος 2 παρόντος Εγχειριδίου). Η προσέγγιση αυτή απεικονίζεται στο Σχήμα 4 με την κόκκινη γραμμή.



Σχήμα 4. Κλιμακωτή γραμμική προσέγγιση της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας

Λαμβάνοντας την πρώτη παράγωγο της κλιμακωτής γραμμικής προσέγγισης της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας, ορίζεται το αντίστοιχο Διαφορικό Κόστος ως μία βηματική συνάρτηση, όπου κάθε βήμα είναι η κλίση της γραμμής στο αντίστοιχο τμήμα της κλιμακωτής γραμμικής προσέγγισης της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5. Η βηματική συνάρτηση που προκύπτει (με μαύρο χρώμα) είναι προσέγγιση της πραγματικής γραμμικής συνάρτησης διαφορικού κόστους της μονάδας, που φαίνεται στο Σχήμα 5 με γαλάζιο χρώμα, $IC_u^{pp}(P_u)$.

Το πρώτο βήμα επεκτείνεται έως την μηδενική ισχύ παραγωγής.



Σχήμα 5. Χαρακτηριστική καμπύλη Διαφορικού Κόστους θερμικής μονάδας u

Το διαφορικό κόστος σε κάθε βήμα της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας υπολογίζεται ως εξής:

$$IC_u(P_i) = \frac{HC_u(P_{i+1}) - HC_u(P_i)}{P_{i+1} - P_i}, \quad i = 1, 2, \dots, 9 \quad (14)$$

7.2 Χρήση Διαφορικού Κόστους Θερμικών Μονάδων

Το Διαφορικό Κόστος των θερμικών μονάδων δεν χρησιμοποιείται κατά τη μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος ΗΕΠ. Η επίλυση της αγοράς γίνεται με τις προσφορές έγχυσης των μονάδων παραγωγής.

Ωστόσο, το διαφορικό κόστος των Κατανεμόμενων Μονάδων σύμφωνα με το Άρθρο 60 του ΚΔΣ&ΣΗΕ χρησιμοποιείται από τον ΔΕΣΜΗΕ για τον έλεγχο ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος.

Στην περίπτωση ενεργοποίησης Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος κατά την εφαρμογή του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ κατά το Άρθρο 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ο ΔΕΣΜΗΕ επαναλαμβάνει την επίλυση του ΗΕΠ χρησιμοποιώντας το Διαφορικό Κόστος των Κατανεμόμενων Μονάδων αντί των αντίστοιχων Προσφορών Έγχυσης και διαπιστώνει εάν ενεργοποιούνται οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος κατά την επίλυση αυτή.

Συγκεκριμένα για τις θερμικές Κατανεμόμενες Μονάδες χρησιμοποιείται το Διαφορικό Κόστος ενώ για τις αντίστοιχες υδροηλεκτρικές χρησιμοποιείται ως Διαφορικό Κόστος η τιμή του Μεταβλητού Κόστους, όπως αυτό ορίζεται στο Άρθρο 44 παράγραφος 5 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, διότι στην περίπτωση που το Μεταβλητό Κόστος έχει σταθερά τιμή ισούται με το Διαφορικό Κόστος.

Στην περίπτωση που διαπιστώνεται ότι ενώ ενεργοποιούνται οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος κατά την εφαρμογή του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ με βάση τις Προσφορές Έγχυσης, δεν ενεργοποιούνται κατά την εφαρμογή του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ με βάση το Διαφορικό Κόστος των Κατανεμόμενων Μονάδων, συντρέχει περίπτωση οικονομικής ενεργοποίησης Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, και ο ΔΕΣΜΗΕ ενημερώνει σχετικά τη ΡΑΕ.

8 Παράδειγμα υπολογισμού κόστους θερμικής μονάδας

8.1 Καταχωρημένα και Τεχνικοοικονομικά στοιχεία μονάδας

Ας υποθέσουμε ότι έχουμε μία μονάδα παραγωγής με τεχνικό ελάχιστο 65 MW και μέγιστη καθαρή παραγωγή 200 MW, η οποία έχει τα Καταχωρημένα Στοιχεία και Τεχνικοοικονομικά Στοιχεία που φαίνονται στον Πίνακα 5. Υποθέτουμε ότι η μονάδα χρησιμοποιεί ένα καύσιμο.

Πίνακας 5. Καταχωρημένα και Τεχνικοοικονομικά στοιχεία μονάδας (Άρθρο 295 και 44 ΚΔΣ&ΣΗΕ, αντίστοιχα)

Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας	Επίπεδο Καθαρής Ισχύος [MW]	Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας [GJ/MWh]
Η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας (σε GJ/MWh) για το διάστημα μεταξύ της τεχνικά ελάχιστης παραγωγής και της μέγιστης συνεχούς ικανότητας καθορίζεται σε δέκα (10) επίπεδα καθαρής ισχύος (σε MW), δύο από τα οποία είναι τα άκρα του ως άνω διαστήματος. Τα εν λόγω σημεία επιλέγονται έτσι ώστε να προσεγγίζεται καλύτερα η τεχνική καμπύλη ειδικής κατανάλωσης	65	0,11358
	80	0,11114
	95	0,10963
	110	0,10866
	125	0,10805
	140	0,10767
	155	0,10747
	170	0,10739
	185	0,10740
	200	0,10749
Κόστος καυσίμου [€/μονάδα ποσοτικής μέτρησης]	19,2544	
Κατώτερη θερμογόνος δύναμη καυσίμου [GJ/μονάδα ποσοτικής μέτρησης]	0,04225	
Μέσο Ειδικό κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου (για όλα τα επίπεδα καθαρής ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) [€/MWh]	0,00726	
Μέσο Ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας, εκτός δαπανών συντήρησης παγίου χαρακτήρα (για όλα τα επίπεδα καθαρής ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) [€/MWh]	0,00623	
Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. (για όλα τα επίπεδα καθαρής ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) [€/MWh]	2,0	

8.2 Υπολογιζόμενα μεγέθη από Καταχωρημένα και Τεχνικοοικονομικά στοιχεία

Η βηματική συνάρτηση Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας μιας Μονάδας μ μετατρέπεται στη βηματική συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου, $G_{Fu}(P_u)$ [€/MWh] εφαρμόζοντας τη σχέση (4), τα βήματα της οποίας φαίνονται στον Πίνακα 6. Στη συνέχεια, υπολογίζεται η βηματική συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους της μονάδας εφαρμόζοντας τη σχέση (5), τα βήματα της οποίας φαίνονται στον Πίνακα 7. Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας, $HC_u(P_u)$, υπολογίζεται εφαρμόζοντας τη σχέση (10) και αποτυπώνεται στον Πίνακα 8.

Πίνακας 6. Βηματική συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου της μονάδας

Βηματική Συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου	Επίπεδο Καθαρής Παραγωγής [MWh]	Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου [€/MWh]
Ορίζεται στα δέκα (10) επίπεδα καθαρής παραγωγής (σε MWh) στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.	65	51,761
	80	50,649
	95	49,961
	110	49,519
	125	49,241
	140	49,068
	155	48,977
	170	48,94
	185	48,945
	200	48,986

Πίνακας 7. Βηματική συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους της μονάδας

Βηματική Συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους	Επίπεδο Καθαρής Παραγωγής [MWh]	Μεταβλητό Κόστος [€/MWh]
Ορίζεται στα δέκα (10) επίπεδα καθαρής παραγωγής (σε MWh) στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.	65	53,774
	80	52,662
	95	51,974
	110	51,532
	125	51,254
	140	51,081
	155	50,99
	170	50,953
	185	50,958
	200	50,999

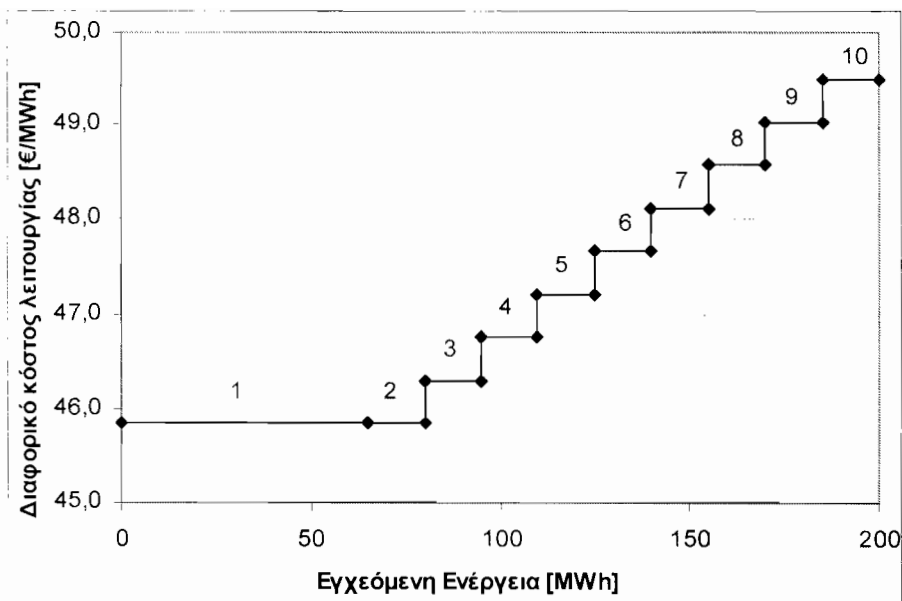
Πίνακας 8. Βηματική συνάρτηση Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας της μονάδας

Βηματική Συνάρτηση Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας	Επίπεδο Καθαρής Παραγωγής [MWh]	Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας [€/h]
Ορίζεται στα δέκα (10) επίπεδα καθαρής παραγωγής (σε MW) στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.	65	3.495,31
	80	4.212,96
	95	4.937,53
	110	5.668,52
	125	6.406,75
	140	7.151,34
	155	7.903,45
	170	8.662,01
	185	9.427,23
	200	10.199,8

Το Διαφορικό Κόστος της Μονάδας υπολογίζεται από τη σχέση (13), αποτελείται από 9 βήματα, και δίνεται στον Πίνακα 9. Αν προεκταθεί το πρώτο βήμα της παραπάνω βηματικής συνάρτησης προς τα αριστερά, ώστε να φτάσει στον κάθετο άξονα ($P=0$), και θεωρήσουμε ότι η προέκταση αυτή ορίζει ένα βήμα της βηματικής συνάρτησης, τότε προκύπτει η **δεκαβάθμια συνάρτηση Διαφορικού Κόστους της Μονάδας** από 0 έως $P^{\max} = 200 \text{ MWh}$, που φαίνεται στο Σχήμα 6.

Πίνακας 9. Βηματική συνάρτηση Διαφορικού Κόστους λειτουργίας της μονάδας

Βηματική Συνάρτηση Διαφορικού Κόστους	Επίπεδο Καθαρής Παραγωγής [MWh]	Διαφορικό Κόστος [€/MWh]
Το διάστημα μεταξύ του τεχνικού ελαχίστου έως τη μέγιστη συνεχή ικανότητα αποτελείται από εννέα (9) βήματα.	65	47,843
	80	48,305
	95	48,733
	110	49,215
	125	49,639
	140	50,141
	155	50,571
	170	51,015
	185	51,505
	200	-



Σχήμα 6. Συνάρτηση Διαφορικού Κόστους της μονάδας από 0 έως P^{max}

9 Προσδιορισμός Μεταβλητού Κόστους Υδροηλεκτρικών Μονάδων στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ

Το Μεταβλητό Κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ ισούται με μία σταθερή και ενιαία τιμή €/MWh. Η τιμή αυτή υπολογίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος σε μηνιαία βάση για κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα βάσει μεθοδολογίας που καθορίζεται από απόφαση της ΡΑΕ. Η μεθοδολογία αποσκοπεί στον υπολογισμό της αξίας χρήσης των υδάτινων πόρων, όπως αυτή αντανακλάται από την εξοικονόμηση του μεταβλητού κόστους του θερμικού συστήματος παραγωγή. Η μεθοδολογία δύναται να λαμβάνει υπόψη της περιορισμούς που σχετίζονται με τις Υδροηλεκτρικές Μονάδες, όπως τα επίπεδα υδατικών αποθεμάτων των ταμιευτήρων και τις προβλεπόμενες εισροές και εκκροές υδάτων.

Η τιμή του μεταβλητού κόστους των Υδροηλεκτρικών Μονάδων υπολογίζεται μηνιαία για κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα, αναφέρεται στον επόμενο ημερολογιακό μήνα, χωρίς να δύναται να τροποποιηθεί εντός αυτού, και δημοσιεύεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος στην ιστοσελίδα του σε χρόνο που καθορίζεται από τη ΡΑΕ.

Αυτό το σταθερό Μεταβλητό Κόστος αντιστοιχεί σε Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας το οποίο μεταβάλλεται γραμμικά με την παραγωγή της μονάδας. Για το λόγο αυτό, το Μεταβλητό Κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων ταυτίζεται με το Διαφορικό Κόστος αυτών.

10 Έλεγχος Εγκυρότητας Προσφοράς Έγχυσης

Οι λεπτομέρειες του ελέγχου εγκυρότητας των προσφορών έγχυσης που υποβάλλονται στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ) περιγράφονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς. Στο παρόν κεφάλαιο του Εγχειριδίου Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδας, περιγράφονται λεπτομέρειες σχετικά με τον έλεγχο εγκυρότητας των προσφορών έγχυσης μίας μονάδας όσον αφορά τη σύγκρισή τους με το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της μονάδας.

10.1 Έλεγχος εγκυρότητας προσφορών έγχυσης θερμικών μονάδων

Σύμφωνα με το Άρθρο 25, παρ. 1 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, για μια θερμική μονάδα η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της μονάδας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ, όπως τα όρια αυτά ισχύουν για την Περίοδο Κατανομής στην οποία αντιστοιχεί η Προσφορά Έγχυσης.

Ωστόσο, σύμφωνα με το Άρθρο 25, παρ. 2 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ειδικά για την πρώτη βαθμίδα της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης της θερμικής μονάδας, στην οποία αντιστοιχεί χαμηλότερη τιμή ενέργειας μεταξύ όλων των βαθμίδων της ίδιας συνάρτησης, η προσφερόμενη τιμή ενέργειας επιτρέπεται να είναι χαμηλότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της μονάδας. Για μία Περίοδο Κατανομής, η ποσότητα ενέργειας η οποία περιλαμβάνεται στην πρώτη αυτή βαθμίδα της κλιμακωτής συνάρτησης δεν επιτρέπεται να είναι υψηλότερη από το 30% της συνολικής ποσότητας ενέργειας της Προσφοράς Έγχυσης.

Σε κάθε περίπτωση η σταθμισμένη με τις ποσότητες ενέργειας κάθε βαθμίδας μέση τιμή ενέργειας του συνόλου των βαθμίδων της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της μονάδας, όπως το όριο αυτό ισχύει για την Περίοδο Κατανομής στην οποία αντιστοιχεί η κλιμακωτή συνάρτηση της Προσφοράς Έγχυσης.

Επομένως, η Προσφορά Έγχυσης της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t μπορεί να έχει τη μορφή του Σχήματος 7 (κόκκινη γραμμή), με τους παρακάτω περιορισμούς:

- α) Η σταθμισμένη με τις ποσότητες ενέργειας κάθε βαθμίδας μέση τιμή ενέργειας του συνόλου των βαθμίδων της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης δεν είναι μικρότερη από το **Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της Μονάδας**, G_u^{\min} (Άρθρο 25, παρ. 3 του ΚΔΣ&ΣΗΕ):

$$\mu_{ut} = \frac{b_{1ut} \cdot P_{1ut} + b_{2ut} \cdot P_{2ut} + \dots + b_{10ut} \cdot P_{10ut}}{P_u^{\max}} \geq IC_u^{\min} \quad (15)$$

όπου:

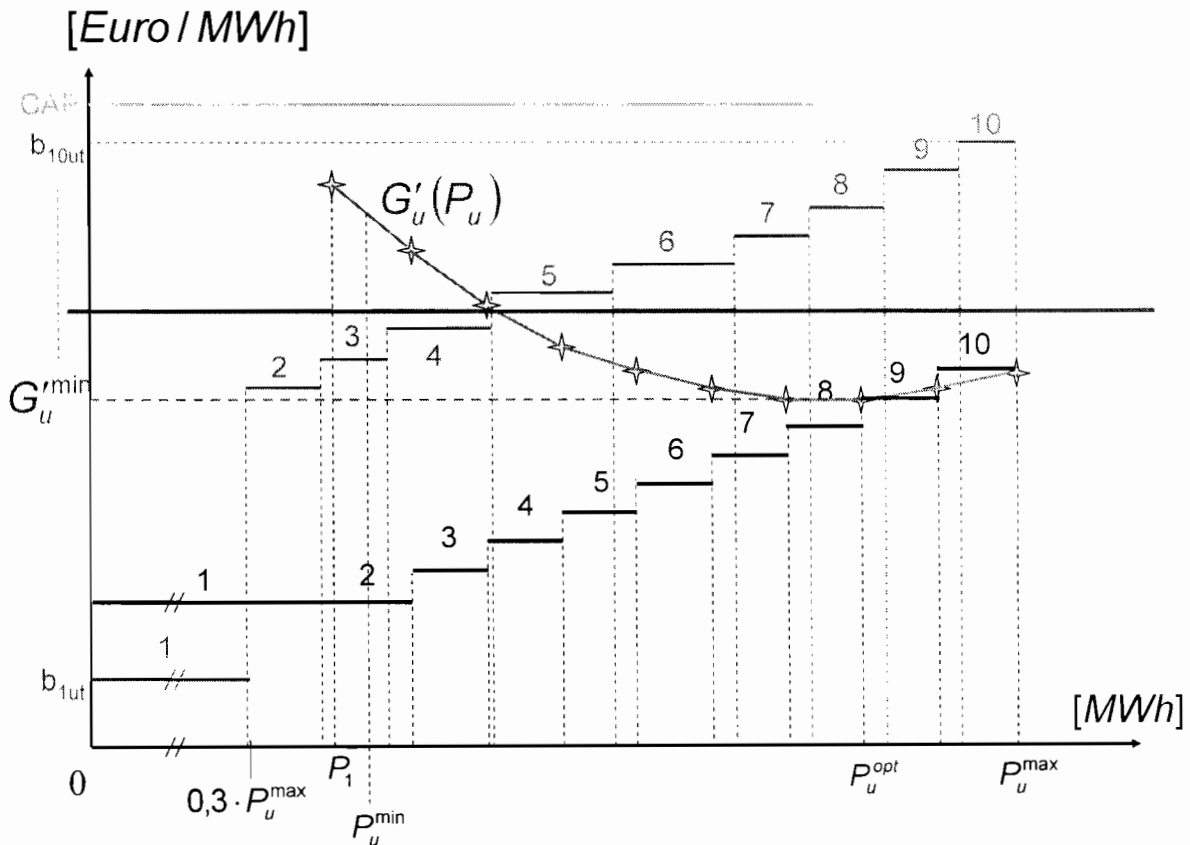
μ_{ut} : η σταθμισμένη με τις ποσότητες ενέργειας κάθε βαθμίδας μέση τιμή ενέργειας της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t , σε [€/MWh]

- b_{iut} : η τιμή ενέργειας της i βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t , σε [€/MWh]
- P_{iut} : η ποσότητα ενέργειας της βαθμίδας i της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t , σε [MWh]
- P_u^{max} : η συνολική ποσότητα ενέργειας της Προσφοράς Έγχυσης της Μονάδας u , σε [MWh]. Ταυτίζεται με τη δηλωμένη καθαρή διαθέσιμη ισχύ της Μονάδας u για μία ώρα λειτουργίας.

β) Η τιμή ενέργειας που αντιστοιχεί σε οποιαδήποτε βαθμίδα i της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας, CAP (Άρθρο 27, παρ. 2 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

$$b_{iut} \leq CAP, \quad \text{για κάθε } i = 1, 10 \tag{16}$$

Τα παραπάνω αποτυπώνονται στο Σχήμα 7 για μία θερμική μονάδα, όπου με κόκκινη γραμμή φαίνεται η προσφορά έγχυσης, με πράσινη διακεκομμένη γραμμή το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της μονάδας, με μαύρη γραμμή το διαφορικό κόστος της μονάδας, και με χοντρή κόκκινη γραμμή η σταθμισμένη με τις ποσότητες ενέργειας κάθε βαθμίδας μέση τιμή ενέργειας του συνόλου των βαθμίδων της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης.



Σχήμα 7. Έλεγχος εγκυρότητας προσφοράς έγχυσης θερμικής μονάδας

Επομένως, εφόσον το πρώτο βήμα της προσφοράς έγχυσης δεν ξεπερνά το 30% της μέγιστης διαθεσιμότητας της μονάδας σε μία Περίοδο Κατανομής, η τιμή ενέργειας της πρώτης βαθμίδας της προσφοράς έγχυσης (προσαρμοσμένης με τις απώλειες), μπορεί να είναι χαμηλότερη από το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της μονάδας.

Πρέπει να σημειωθεί ότι σε μια προσφορά έγχυσης θερμικής μονάδας:

- α) Οι ποσότητες (MWh) της προσφοράς έγχυσης της μονάδας αναφέρονται στο μετρητή της μονάδας.
- β) Οι τιμές (€/MWh) της προσφοράς έγχυσης και το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας αναφέρονται στο νοητό σημείο εκκαθάρισης της αγοράς «market point», όπου γίνεται η εξίσωση της παραγόμενης με την καταναλισκόμενη ενέργεια.

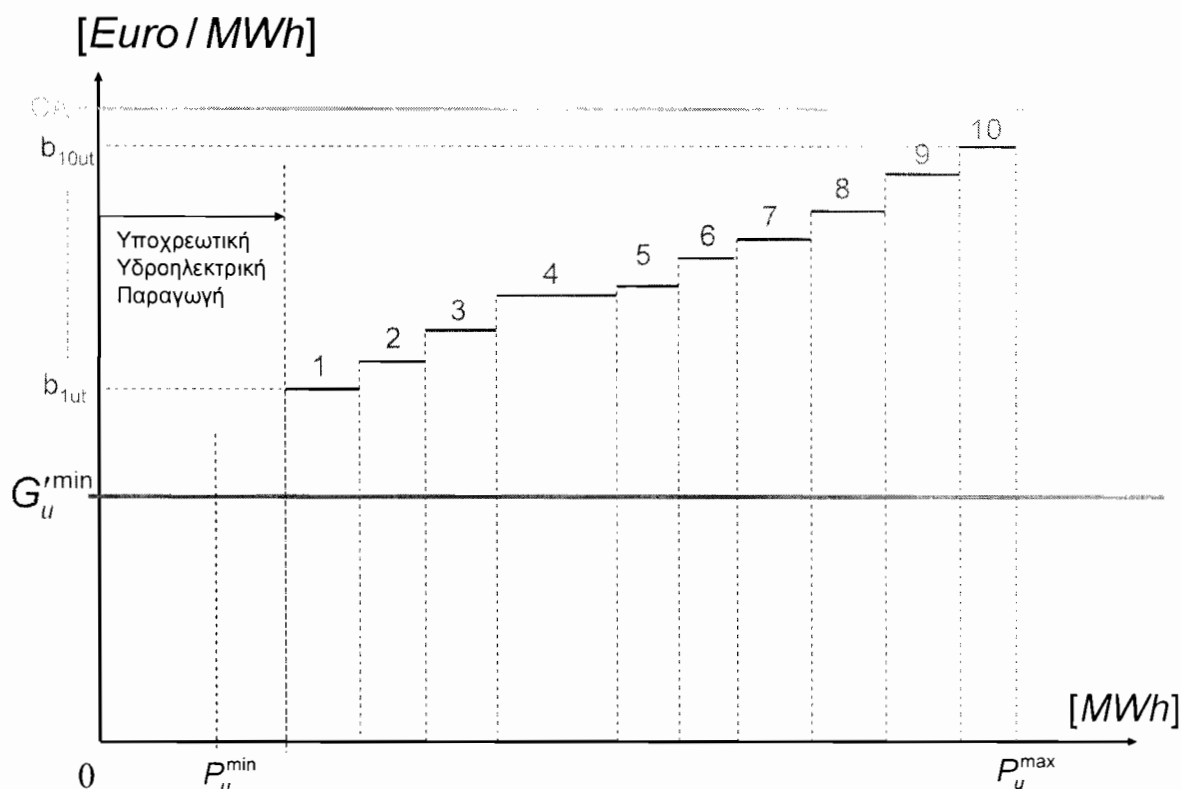
Δηλαδή, για τους σκοπούς του ελέγχου εγκυρότητας, το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της μονάδας ανάγεται στο σημείο εκκαθάρισης της αγοράς (εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ) (βλέπε σχέση (6)), ώστε να υπάρχει το ίδιο σημείο αναφοράς με τις τιμές ενέργειας της προσφοράς έγχυσης.

10.2 Έλεγχος εγκυρότητας προσφορών έγχυσης ΥΗΣ

Για τις Προσφορές Έγχυσης που υποβάλλονται για Υδροηλεκτρική Μονάδα, περιλαμβανομένων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων Άντλησης που βρίσκονται σε λειτουργία παραγωγής, η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του Μεταβλητού Κόστους της Μονάδας, όπως αυτό προσδιορίζεται στην παράγραφο 9 του παρόντος Εγχειριδίου.

Οι ΥΗΣ δεν έχουν δικαίωμα να κάνουν χρήση του κανόνα του 30% που ισχύει για τις θερμικές μονάδες και αναφέρθηκε στην προηγούμενη παράγραφο.

Στο Σχήμα 8 απεικονίζεται ένα παράδειγμα προσφοράς έγχυσης για Υδροηλεκτρική Μονάδα (με κόκκινο χρώμα), καθώς και το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας (με χοντρή πράσινη γραμμή).



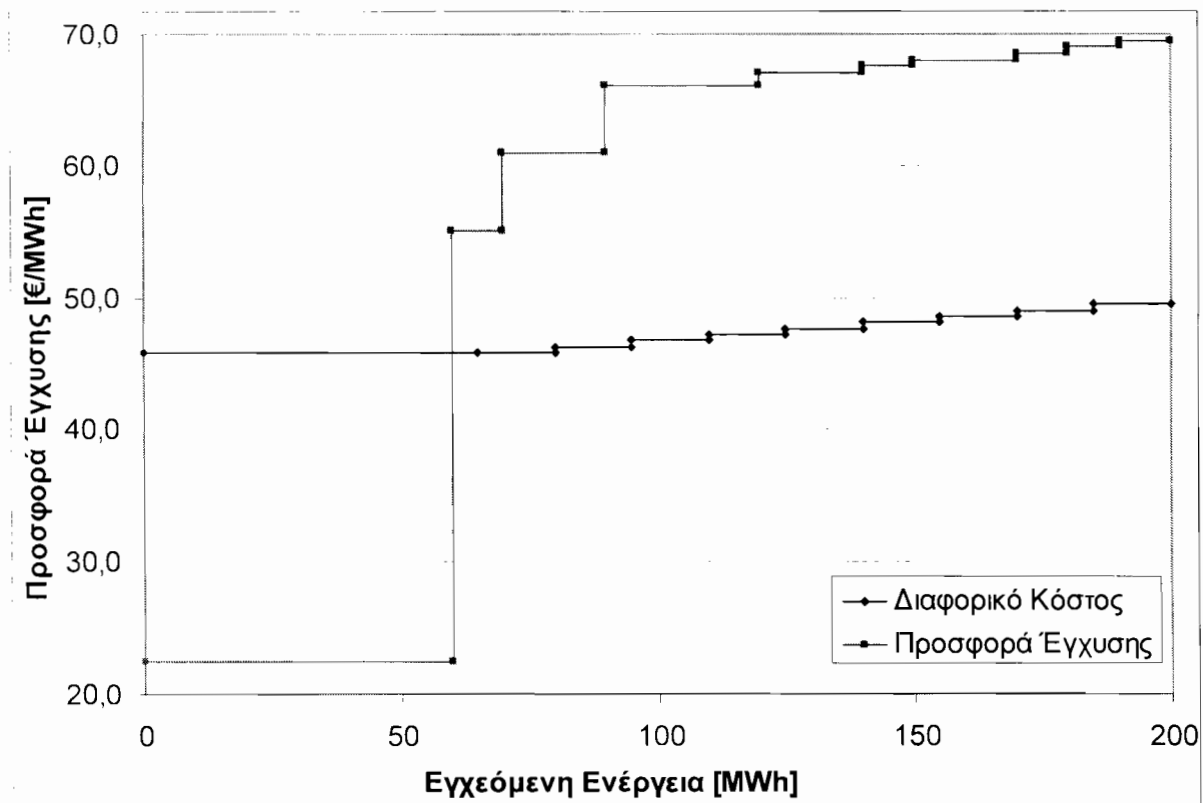
Σχήμα 8. Έλεγχος εγκυρότητας προσφοράς έγχυσης υδροηλεκτρικής μονάδας

10.3 Παράδειγμα Προσφοράς Έγχυσης μονάδας

Αναφερόμενοι στο παράδειγμα θερμικής μονάδας που αναφέρεται στην παράγραφο 8 του παρόντος Εγχειριδίου, μία Προσφορά Έγχυσης της Μονάδας αυτής στον ΗΕΠ θα μπορούσε να είναι αυτή που φαίνεται στον Πίνακα 10 και αποδίδεται γραφικά με την κόκκινη γραμμή στο Σχήμα 9, παίρνοντας υπόψη τα αναμενόμενα κέρδη της, την απόσβεση του κεφαλαίου κατασκευής της μονάδας, κτλ.

Πίνακας 10. Προσφορά Έγχυσης της μονάδας

Προσφορά Έγχυσης (10 βήματα)	Ενέργεια που εγχέει στο Σύστημα [MWh]	Διαφορικό Κόστος λειτουργίας [€/MWh]
	60	22,5
	70	55,0
	90	61,0
	120	66,0
	140	67,0
	150	67,5
	170	68,0
	180	68,5
	190	69,0
	200	69,5



Σχήμα 9. Παράδειγμα Προσφοράς Έγχυσης μονάδας

11 Κόστος Εκκίνησης και Κόστος Αποσυγχρονισμού Θερμικών Μονάδων

11.1 Κύκλος λειτουργίας μονάδας

Ο τυπικός κύκλος λειτουργίας μιας μονάδας περιλαμβάνει τις παρακάτω καταστάσεις:

- i) **Κατάσταση λειτουργίας:** Ορίζεται από τη χρονική στιγμή έναυσης της μονάδας έως τη χρονική στιγμή του αποσυγχρονισμού της μονάδας από το ηλεκτρικό δίκτυο.
- ii) **Κατάσταση κράτησης ή αναμονής:** Ορίζεται από τη χρονική στιγμή του αποσυγχρονισμού της μονάδας από το ηλεκτρικό δίκτυο έως τη χρονική στιγμή της επόμενης έναυσης της μονάδας.

Η κατάσταση λειτουργίας περιλαμβάνει τις παρακάτω διακριτές περιόδους:

- α) Την **περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού**, η οποία ορίζεται από τη χρονική στιγμή έναυσης της μονάδας έως και το συγχρονισμό της μονάδας. Η μονάδα κατά την περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού καταναλώνει καύσιμο ή μίγμα καυσίμων έτσι ώστε να επιτύχει τις κατάλληλες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας που απαιτούνται για την έναρξη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Κατά την περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού η μονάδα δεν εγχύει ενέργεια στο σύστημα.
- β) Την **περίοδο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο**, η οποία ορίζεται από το συγχρονισμό της μονάδας με το ηλεκτρικό δίκτυο έως ότου η μονάδα φτάσει το τεχνικό της ελάχιστο. Κατά τη μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ, του προγράμματος Κατανομής και της μεθοδολογίας υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ), γίνεται η παραδοχή ότι η μονάδα παραμένει στο φορτίο συγχρονισμού (όπως αυτό υποβάλλεται στην Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων από τον παραγωγό) καθ' όλη τη διάρκεια της περιόδου αυτής.
- γ) Την **περίοδο κανονικής λειτουργίας**, η οποία ορίζεται από το τέλος της περιόδου παραμονής της μονάδας στο ενδιάμεσο φορτίο έως τη χρονική στιγμή που η μονάδα βρίσκεται στο τεχνικό της ελάχιστο για αποσυγχρονισμό. Κατά την περίοδο αυτή, η φόρτιση της μονάδας γίνεται μεταξύ του τεχνικού της ελαχίστου και της μέγιστης διαθεσιμότητάς της, (όπως αυτά δηλώνονται από τον παραγωγό), σύμφωνα με τις σχετικές διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- δ) Την **περίοδο αποσυγχρονισμού**, η οποία ορίζεται από τη χρονική στιγμή που η μονάδα βρίσκεται στο τεχνικό της ελάχιστο για αποσυγχρονισμό έως τον αποσυγχρονισμό της από το ηλεκτρικό δίκτυο. Κατά τη μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ, του προγράμματος Κατανομής και της μεθοδολογίας υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ), γίνεται η παραδοχή ότι η μονάδα κατεβαίνει από το ελάχιστο φορτίο στο μηδέν με γραμμική μείωση της καθαρής παραγωγής της.

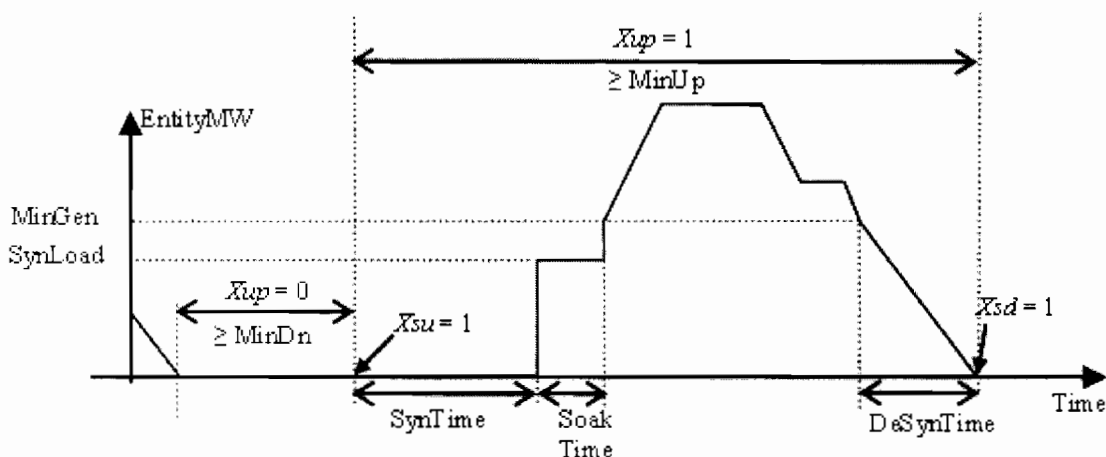
Ο χρόνος της περιόδου προετοιμασίας συγχρονισμού (SynTime) και ο χρόνος της περιόδου παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο (SoakTime), εξαρτώνται από την κατάσταση της μονάδας κατά τη χρονική στιγμή της έναυσης. Συγκεκριμένα, η κατάσταση της μονάδας ορίζεται σε θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή, ανάλογα με το χρονικό διάστημα που η μονάδα βρισκόταν σε κατάσταση κράτησης.

Ο χρόνος αποσυγχρονισμού (DeSynTime) είναι σταθερός (σύμφωνα με τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά της μονάδας).

Ως χρόνος λειτουργίας (όταν $X_{up} = 1$) ορίζεται το χρονικό διάστημα κατά το οποίο η μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση λειτουργίας.

Ως χρόνος κράτησης ή αναμονής (όταν $X_{up} = 0$) ορίζεται το χρονικό διάστημα κατά το οποίο η μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση κράτησης_ή αναμονής.

Οι παραπάνω χρόνοι απεικονίζονται στο Σχήμα 10.



Σχήμα 10. Χρόνοι κύκλου λειτουργίας μονάδας

Μία μονάδα πρέπει να παραμείνει σε κατάσταση κράτησης ή αναμονής για έναν Ελάχιστο Χρόνο Κράτησης ή αναμονής (Minimum Down Time, MinDn), και σε κατάσταση λειτουργίας για ένα Ελάχιστο Χρόνο Λειτουργίας (Minimum Up Time, MinUp). Οι περιορισμοί αυτοί εφαρμόζονται κατά τη μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ, του προγράμματος Κατανομής και της μεθοδολογίας υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ).

11.2 Κόστος Εκκίνησης και Κόστος Αποσυγχρονισμού

Σύμφωνα με το Άρθρο 59 παράγραφος 2. Β). (3) του ΚΔΣ&ΣΗΕ κατά την μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ, στο συνολικό κόστος παραγωγής **λαμβάνεται υπόψη το ενδεχόμενο κόστος αποσυγχρονισμού μονάδας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ, το οποίο λαμβάνεται ίσο με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση κράτησης ή αναμονής.** Η ρύθμιση αυτή εφαρμόζεται έτσι ώστε μονάδες με χαμηλό κόστος λειτουργίας και υψηλό κόστος εκκίνησης να έχουν την δυνατότητα ένταξης στον ΗΕΠ σύμφωνα με την αντίστοιχη προσφορά έγχυσης,

τα καταχωρημένα χαρακτηριστικά τους και την αντίστοιχη δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων.

Με αυτή τη ρύθμιση κάθε παραγωγός αναλαμβάνει το κόστος εκκίνησης από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής της μονάδας του για ένταξη στο σύστημα και αποζημιώνεται σε περίπτωση πραγματικού αποσυγχρονισμού μετά από Εντολή Κατανομής με το ποσόν που αντιστοιχεί στο «Ειδικό Κόστος Εκκίνησης, το οποίο καθορίζεται ως το συνολικό κόστος εκκίνησης της μονάδας έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή για έναρξη από μη συγχρονισμένη **ενδιάμεση** κατάσταση αναμονής» σύμφωνα με το Άρθρο 44, παράγραφος 1 πίνακας Γ. του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η αποζημίωση στην περίπτωση αποσυγχρονισμού αφορά την κάλυψη του κόστους της επόμενης πραγματικής εκκίνησης και επειδή είναι άγνωστο εάν η εκκίνηση θα είναι από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής για το λόγο αυτό η αποζημίωση συμβατικά γίνεται από ενδιάμεση κατάσταση αναμονής.

Κάθε παραγωγός έχει την υποχρέωση να δηλώνει σύμφωνα με το Άρθρο 44, παράγραφος 1 πίνακας Γ. του ΚΔΣ&ΣΗΕ το «Ειδικό Κόστος Εκκίνησης, το οποίο καθορίζεται ως το συνολικό κόστος εκκίνησης της μονάδας έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή για έναρξη από μη συγχρονισμένη **ενδιάμεση** κατάσταση αναμονής» στην αντίστοιχη δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων.

Ο παραγωγός κατά τον υπολογισμό του Ειδικού Κόστους Εκκίνησης λαμβάνει υπόψη:

1. Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας για τροφοδότηση των βοηθητικών της μονάδας,
2. Το κόστος των καυσίμων λαμβάνοντας υπόψη την διαφορετική τους ποσοστιαία συμμετοχή στο μίγμα ανά επίπεδο παραγωγής και το κόστος τυχόν βελτιωτικών καύσης, και
3. Το κόστος επεξεργασίας νερού.

Τα παραπάνω κόστη αφορούν αποκλειστικά κόστη που επωμίζεται ο παραγωγός κατά τον **χρόνο της περιόδου προετοιμασίας συγχρονισμού** (SynTime) και τον **χρόνο της περιόδου παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο** (SoakTime).

Τέλος ο παραγωγός υποχρεούται να διατηρεί αναλυτικό υπολογισμό του Ειδικού Κόστους Εκκίνησης από **ενδιάμεση** κατάσταση αναμονής κάθε φορά που το δηλώνει στον ΔΕΣΜΗΕ, ο οποίος θα τίθεται στην διάθεση της ΡΑΕ σε περίπτωση ελέγχου εκ μέρους της.

Το κόστος αποσυγχρονισμού χρησιμοποιείται κατά τη μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ του Προγράμματος Κατανομής και της μεθοδολογίας υπολογισμού της Οριακής

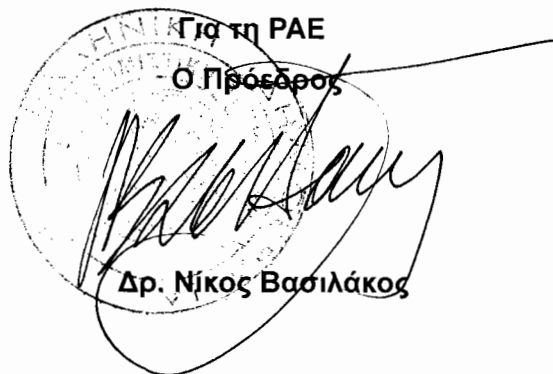
Τιμής Αποκλίσεων, όπως ορίζεται στα Άρθρα 59, 85 και 182 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, αντίστοιχα.

Κατά την υποβολή της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της αγοράς, ο παραγωγός πρέπει να συμπληρώσει μηδενική τιμή για τα Ειδικά Κόστη Εκκίνησης από θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή κατάσταση, και κόστος αποσυγχρονισμού ίσο με το πραγματικό ειδικό κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση.

Αθήνα, 21/12/ 2011

Για τη ΡΑΕ

Ο Πρόεδρος



Δρ. Νίκος Βασιλάκος

ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ

ΜΕΤΡΗΤΩΝ & ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ

Έκδοση 5.2.1



Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.

30 Νοεμβρίου 2011

Ρήτρα Επιφύλαξης Δικαιωμάτων

Κάθε είδους πληροφορία που περιλαμβάνεται στο παρόν Εγχειρίδιο, παρέχεται από τον Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) με στόχο την ευρύτερη συζήτηση και την γενικότερη ενημέρωση και μόνον. Για το λόγο αυτό, ο ΔΕΣΜΗΕ δεν εγγυάται την ακρίβεια, πληρότητα ή την καταλληλότητα των πληροφοριών αυτών κατά την χρησιμοποίησή τους για οποιοδήποτε σκοπό, αρνούμενος συγχρόνως κάθε ευθύνη για οιαδήποτε ζημία τυχόν προκύψει από την παντός είδους χρήση τους. Οι πληροφορίες που περιέχονται στο Εγχειρίδιο θεωρούνται σύμφωνες με τον Ελληνικό Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (χάριν συντομίας «ΚΩΔΙΚΑΣ») και δίδονται μαζί με επιπρόσθετες λεπτομέρειες, διευκρινήσεις και στοιχεία, ώστε να εξηγηθούν οι διάφορες έννοιες και οι διαδικασίες. Αναφορές (ή παραπομπές) στον Κώδικα και στα υπόλοιπα υποστηρικτικά έγγραφα γίνονται απ' αρχής μέχρι τέλους του Εγχειριδίου. Το Εγχειρίδιο θα αναθεωρείται περιοδικά από τον ΔΕΣΜΗΕ, ώστε να αντανakλά νεώτερα ή αναθεωρημένα στοιχεία που αναδύονται κατά την εξέλιξη των κανόνων της αγοράς. Ο ΔΕΣΜΗΕ αρνείται κάθε ευθύνη για τις συνέπειες που τυχόν επέλθουν εξαιτίας λαθών ή παραλείψεων κατά την διαδικασία αυτή. Ο ΔΕΣΜΗΕ επιφυλάσσεται του δικαιώματος να αναθεωρεί ή να ανακαλεί, κατά την διακριτική του ευχέρεια, το σύνολο ή μέρος των πληροφοριών που περιέχονται στο παρόν Εγχειρίδιο, οποιαδήποτε στιγμή και χωρίς προηγούμενη ειδοποίηση.

Ιστορικό Αναθεωρήσεων

Έκδοση	Ημερομηνία	Περιγραφή
1.0	15/07/2007	Περιεχόμενα
1.1	31//08/2007	Ενσωμάτωση παρατηρήσεων από ΔΕΣΜΗΕ
1.2	18/09/2007	Έγκριση υποβολής 4
2.0	15/11/2007	Υποβολή έκδοσης 2.0
2.1	10/01/2008	Ενσωμάτωση παρατηρήσεων από ΔΕΣΜΗΕ (7-12-2007(V-2.0))
3.0	15/02/2008	Υποβολή έκδοσης 3.0
3.1	30/05/2008	Ενσωμάτωση παρατηρήσεων από ΔΕΣΜΗΕ (29-5-2008(V-3.0))
4.0	15/09/2008	Υποβολή έκδοσης 4.0
5.0	15/03/2010	Τροποποίηση από ΔΕΣΜΗΕ
5.1	15/04/2010	Τροποποίηση από ΔΕΣΜΗΕ
5.2	16/07/2010	Τροποποίηση μετά από διαβούλευση
5.2.1	30/11/2011	Τροποποίηση από ΔΕΣΜΗΕ

Πίνακας Περιεχομένων

	Ρήτρα Επιφύλαξης Δικαιωμάτων	
	Ιστορικό Αναθεωρήσεων	
1	Εισαγωγή	
	Στόχος του Εγχειριδίου	
	Αντικείμενο του «Εγχειριδίου Μετρητών Συστήματος»	
2	Διαχείριση Μετρητών και Μετρήσεων	
	Αντικείμενο Διαχείρισης Μετρητών και Μετρήσεων (α-155)	
	Υποχρεώσεις και Δραστηριότητες στο πλαίσιο της διαδικασίας Διαχείρισης Μετρητών και Μετρήσεων (α-156) (α-157)	
3	Μετρητές – Μετρητικές Διατάξεις	
	Χώρος Ευθύνης του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας	
	Σημεία Μέτρησης (α-298).....	
	3.1.1 Μοναδιαίο Σημείο Μέτρησης (ΜΣΜ)	
	3.1.2 Δομή του Μοναδιαίου Σημείου Μέτρησης	
	3.1.3 Ενδεικτικά σχέδια απεικόνισης του Μοναδιαίου Σημείου Μέτρησης	
	Γενική περιγραφή του εξοπλισμού των Μετρητικών Διατάξεων (Μ.Δ) (Π.1)	
	Ισχύουσες Οδηγίες και Πρότυπα των Μετρητικών Διατάξεων (Π.2) (α-297)	
	3.1.4 Προδιαγραφές της θέσης και του χώρου εγκατάστασης των Μετρητικών Διατάξεων (Π.3)	
	3.1.5 Ακρίβεια εξοπλισμού και όρια σφαλμάτων του εξοπλισμού της Μετρητικής Διάταξης (Π.4).....	
	Τεχνικές Προδιαγραφές του εξοπλισμού Μετρητικής Διάταξης.....	
	3.1.6 Μετρητές (Π.1 ÷ Π.15)	
	3.1.7 Μ/Σ οργάνων μέτρησης (Π.8).....	
	3.1.8 Προδιαγραφές Μονάδας Επικοινωνίας	
	3.1.9 Πρωτόκολλο επικοινωνίας	
	3.1.10 Θύρα Επικοινωνίας μέσω της Οπτικής Κεφαλής	
	3.1.11 Προδιαγραφές λοιπού εξοπλισμού Μετρητικής Διάταξης	
	Συγχρονισμός Μετρητικών Διατάξεων (Π.15).....	
	Ασφάλεια & Σφράγιση της Μετρητικής Διάταξης (Π.13)	
	3.1.12 Γενικά	
	3.1.13 Επίπεδα Ασφαλείας Μετρητή	
4	Εγκατάσταση Μετρητικών Διατάξεων (α-159)	
	Γενικά	

	Περιγραφή υποχρεώσεων και δικαιωμάτων στην εγκατάσταση των Μετρητικών Διατάξεων
	Πίνακας Αρμοδιοτήτων εγκατάστασης Μετρητικών Διατάξεων (α-159).....
5	Λειτουργία και Έλεγχος Μετρητικών διατάξεων
	Αρχικός έλεγχος και ρύθμιση Μετρητικών Διατάξεων (Π.9)
	Έλεγχος Καλής Λειτουργίας Μετρητικής Διάταξης.....
	Έλεγχος σε ειδικές περιπτώσεις (Π.11).....
	Έλεγχος κατόπιν αίτησης του χρήστη (Π.11)
	Τήρηση Μητρώου Ελέγχου Μετρητικής Διάταξης
6	Κατηγορίες Καταχωρημένων Μετρητών και Εκπροσώπηση
	Καταχωρημένοι Μετρητές
	Είδη Καταχωρημένων Μετρητών
	Κατηγορίες Καταχωρημένων Μετρητών (α-158.1)
	Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών (ΜΚΜ) (α-160).....
	Εκπροσώπηση Καταχωρημένων Μετρητών
	Εκπροσώπηση Καταχωρημένων Μετρητών Φορτίου
	Ειδικές Περιπτώσεις Εκπροσώπησης:.....
	Περιεχόμενο Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή (α-163)
	Χρόνος υποβολής Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή και Συμφωνίας Κατανομής (α-164)
7	Συστήματα Λήψης Μετρήσεων και Διαχείρισης Μετρητικών Δεδομένων
	Συστήματα Συλλογής Μετρητικών Δεδομένων
	7.1.1 Κύριο Σύστημα Τηλεμέτρησης το «Σύστημα Αυτόματης Συλλογής Μετρητικών Δεδομένων»
	7.1.2 Επικουρικό Σύστημα Τηλεμέτρησης
	Σύστημα Επεξεργασίας Μετρητικών Δεδομένων
	7.1.3 Περιγραφή του Συστήματος Επεξεργασίας Μετρήσεων.....
	Συστήματα Προσδιορισμού και Σήμανσης Μετρητικών Δεδομένων.....
	7.1.4 Το Σύστημα Προσδιορισμού Αντικειμένου (OBIS- System)
	7.1.5 Σήμανση των Μετρητικών Δεδομένων
	7.1.6 Προσδιορισμός της Κατεύθυνσης της Ενέργειας
8	Διαδικασία Συλλογής - Ελέγχου και Πιστοποίησης Μετρητικών Δεδομένων (α-165 ÷ α-172)
	Συχνότητα Συλλογής Μετρήσεων και χρόνοι διαχείρισης των Μετρητικών Δεδομένων.....
	Οι χρόνοι διαχείρισης των Μετρήσεων.....
	Περίοδος Κατανομής.....
	Προϋποθέσεις για την υποδοχή των Μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών:.....

Συνοπτική περιγραφή των διαδικασιών Συλλογής -Ελέγχου και Πιστοποίησης Μετρητικών Δεδομένων ανά Ημέρα Κατανομής (ΗΚ)	
8.1.1 Συνοπτικός Πίνακας Διαδικασιών	
8.1.2 Διάγραμμα Ροής Συλλογής Μετρήσεων	
8.1.3 Διάγραμμα Ροής Πιστοποίησης Μετρήσεων (Μετρητές Φορτίου και Μετρητές Ορίων Δικτύου)	
8.1.4 Διάγραμμα Ροής Πιστοποίησης Μετρήσεων (Μετρητές Παραγωγών)	
8.1.5 Διάγραμμα ροής Συλλογής και Πιστοποίησης Μετρητικών Δεδομένων Διασυνδέσεων	
8.1.6 Διάγραμμα ροής Ελέγχου και Πιστοποίησης Μετρήσεων.....	
Αναλυτική περιγραφή των διαδικασιών συλλογής, ελέγχου και πιστοποίησης Μετρήσεων Καταχωρημένων Μετρητών.....	
8.1.7 Συλλογή Μετρήσεων.	
8.1.8 Πιστοποίηση και έλεγχος Μετρήσεων	
8.1.9 Αποτελέσματα Πιστοποίησης και Ελέγχου Μετρήσεων.....	
8.1.10 Ενέργειες για τις Μη επιτυχώς πιστοποιημένες Μετρήσεις	
8.1.11 Διαδικασία Διόρθωσης – Εκτίμησης των Μετρήσεων.....	
8.1.12 Μετρητικά Δεδομένα Διασυνδέσεων (Διαδικασία Συλλογής - Ελέγχου και Πιστοποίησης)	
8.1.13 Προσαρμογή Δεδομένων Μετρήσεων (α-171)	
Υπολογισμός Ενεργειακού Ισοζυγίου ως τελικός Έλεγχος πιστοποίησης των Μετρήσεων μιας Ημέρας Κατανομής (Η.Κ.).....	
Χρόνος διενέργειας των διορθωτικών ενεργειών	
9 Βάση Δεδομένων Μετρητών και Μετρήσεων (α-172).....	
10 Διάθεση των Δεδομένων Μετρήσεων	
Πίνακας διάθεσης των Δεδομένων Μετρήσεων	
Ενέργειες Διαφάνειας και Ενημέρωσης.....	
Διαδικασία πρόσβασης των χρηστών στις ενδείξεις του μετρητή (α-156.Ε-Η).....	
11 Αναφορές.....	
12 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ.....	
Α.1 Τεχνικός Έλεγχος Μετρητικής Διάταξης	
1. ΓΕΝΙΚΑ	
1.1 ΕΛΕΓΧΟΣ ΚΑΛΩΔΙΩΣΗΣ.....	
1.2 ΕΛΕΓΧΟΣ ΚΙΒΩΤΙΟΥ ΔΟΚΙΜΩΝ	
1.3 ΕΛΕΓΧΟΣ ΣΥΝΔΕΣΜΟΛΟΓΙΑΣ.....	
1.4 ΕΛΕΓΧΟΙ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΩΝ ΜΕΤΡΗΣΗΣ.....	
1.4.1 ΈΛΕΓΧΟΙ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΩΝ ΕΝΤΑΣΗΣ	

1.4.2	ΕΛΕΓΧΟΙ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΩΝ ΤΑΣΗΣ	
1.5	ΕΛΕΓΧΟΣ ΜΕΤΡΗΤΗ	
1.5.1	ΓΕΝΙΚΑ	
1.5.2	ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΕΛΕΓΧΟΥ ΜΕΤΡΗΤΗ	
1.6	ΥΠΟΔΕΙΓΜΑ ΕΝΤΥΠΟΥ «ΔΕΛΤΙΟ ΕΛΕΓΧΟΥ ΜΕΤΡΗΤΗ Η/Ε (ΤΜΟ/ΔΕΜ-ΗΕ)»	
1.7	ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΟ ΣΧΕΔΙΟ ΕΛΕΓΧΟΥ ΜΕΤΡΗΤΗ	
A.2	Συνοπτική Εικόνα Συστήματος Προσδιορισμού Αντικειμένου (OBIS – System)	
A.3	Κατηγορίες Καταχωρημένων Μετρητών.....	
A.4	Δηλώσεις Εκπροσώπησης και Συμφωνίες Κατανομής Καταχωρημένου Μετρητή	
A.5	Υπόδειγμα Αρχείου Μετρήσεων Πελάτη ανά Προμηθευτή.....]	
A.6	Υπόδειγμα Πίνακα Διόρθωσης – Εκτίμησης Μετρήσεων]
A.7	Υπόμνημα]

1 Εισαγωγή

Στόχος του Εγχειριδίου

Η Μέτρηση κατέχει κεντρικό ρόλο στην αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η συλλογή και η διαχείριση των Μετρήσεων είναι οι βασικοί παράγοντες για την πρόβλεψη, τον προγραμματισμό και τη λειτουργία της απελευθερωμένης αγοράς [1].

Με την απελευθέρωση των αγορών ενέργειας και με την ανάγκη να ενθαρρυνθεί η ενεργειακή αποδοτικότητα και η ασφάλεια προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, η σημασία της μέτρησης έχει αυξηθεί.

Η ακρίβεια και η αξιοπιστία των Μετρήσεων, η ασφαλής και έγκαιρη μεταφορά τους καθώς και η διάθεση των Δεδομένων Μετρήσεων είναι η βασικότερη προϋπόθεση για την εύρυθμη λειτουργία του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας στα πλαίσια της απελευθερωμένης αγοράς.

Στόχος του παρόντος Εγχειριδίου είναι να περιγράψει και να επεξηγήσει με μεγαλύτερη λεπτομέρεια και σε απλούστερη μορφή τον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας όσον αφορά την Διαχείριση των Μετρητών του Συστήματος και των Μετρήσεων.

Επιπλέον σκοπός του παρόντος Εγχειριδίου είναι να πληροφορεί και να ενημερώνει κάθε ενδιαφερόμενο (τεχνικό ή μη) λεπτομερώς για την λειτουργία και διαχείριση του συστήματος Μέτρησης της Ηλεκτρικής Ενέργειας, στα πλαίσια της σημερινής απελευθερωμένης αγοράς.

Αντικείμενο του «Εγχειριδίου Μετρητών Συστήματος»

Το παρόν Εγχειρίδιο περιλαμβάνει:

- Γενική περιγραφή των Μετρητικών Διατάξεων και των αρμοδιοτήτων όλων των συμμετεχόντων στη Διαχείριση των Μετρητών και Μετρήσεων του Συστήματος.
- Τεχνικές προδιαγραφές προμήθειας, εγκατάστασης και εκμετάλλευσης του εξοπλισμού Μέτρησης.
- Περιγραφή συστημάτων και διαδικασιών συλλογής των Μετρήσεων με αναλυτική περιγραφή των μεθόδων ελέγχου, πιστοποίησης και προσαρμογής αυτών προκειμένου να χρησιμοποιηθούν στο πλαίσιο της Εκκαθάρισης των Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Διάθεση των Δεδομένων Μετρήσεων στους Συμμετέχοντες στην Αγορά της Ηλεκτρικής Ενέργειας.

2 Διαχείριση Μετρητών και Μετρήσεων

Αντικείμενο Διαχείρισης Μετρητών και Μετρήσεων (α-155)

Στο παρόν τμήμα καθορίζονται τα δικαιώματα και οι υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος, του Κυρίου του Συστήματος, του Διαχειριστή του Δικτύου και των Χρηστών, αναφορικά με τη διαδικασία και τους όρους εγκατάστασης και συντήρησης των Καταχωρημένων Μετρητών, τήρησης και ενημέρωσης του Μητρώου Καταχωρημένων Μετρητών και του Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών, καθώς και τον προσδιορισμό των Δεδομένων Μετρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας.

Υποχρεώσεις και Δραστηριότητες στο πλαίσιο της διαδικασίας Διαχείρισης Μετρητών και Μετρήσεων (α-156) (α-157)

Πίνακας 2: Υποχρεώσεις και Δραστηριότητες στο πλαίσιο της διαδικασίας Διαχείρισης Μετρητών και Μετρήσεων (α-156) (α-157) (α-159)		
<u>Συμβαλλόμενοι</u>	Υποχρεώσεις	Δραστηριότητες
	1. Διαχειριστής Συστήματος	
	<ul style="list-style-type: none"> • Ο Διαχειριστής του Συστήματος προγραμματίζει και ασκεί τη γενικότερη εποπτεία της προμήθειας, της εγκατάστασης και της συντήρησης των Καταχωρημένων Μετρητών, καθώς και του συναφούς εξοπλισμού καταγραφής και διαβίβασης δεδομένων που ορίζει ο Κώδικας. • Προδιαγράφει, προμηθεύεται και λειτουργεί ηλεκτρονικό σύστημα συλλογής και πιστοποίησης των μετρήσεων. • Προδιαγράφει και εφαρμόζει διαδικασία πιστοποίησης και ελέγχου των μετρήσεων. • Προδιαγράφει και εφαρμόζει διαδικασία διόρθωσης ή εκτίμησης των μετρήσεων. • Μεριμνά ώστε να ενεργοποιείται 	<ul style="list-style-type: none"> • Συλλέγει τις Μετρήσεις των Καταχωρημένων Μετρητών συμπεριλαμβανομένων των μετρητών πελατών μέσης τάσης, αντικαθιστώντας τον Διαχειριστή Δικτύου στις αρμοδιότητές του. • Προσδιορίζει τα δεδομένα των Μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών. • Τηρεί και ενημερώνει την βάση Δεδομένων Μετρητών και Μετρήσεων. • Τηρεί και ενημερώνει το Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών.

<p>οποιαδήποτε εγκατάσταση συνδέεται στο Σύστημα καθώς και να επιτρέπεται η ροή ενέργειας μέσω της σύνδεσης αυτής, μόνον εφόσον η ενέργεια αυτή μετριέται από έναν τουλάχιστον Καταχωρημένο Μετρητή.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Μεριμνά για την παροχή πρόσβασης των Χρηστών και των Εκπροσώπων Μετρητών στα δεδομένα των μετρήσεων που τους αφορούν. • Μεριμνά για την παροχή πρόσβασης των Χρηστών στους Καταχωρημένους Μετρητές που τους αφορούν μέσω συστημάτων συλλογής μετρήσεων. • Μέριμνα για την εγκατάσταση τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης και διασφαλίζει τη δυνατότητα τηλεμετάδοσης για τους Καταχωρημένους Μετρητές εκτός των Παραγωγών, Αυτοπαραγωγών και των Πελατών. 	
2. Κύριος Συστήματος	
<ul style="list-style-type: none"> • Διενεργεί την προμήθεια και εγκατάσταση των οργάνων μέτρησης και των υλικών της Μετρητικής Διάταξης. • Μεριμνά για την καλή, ασφαλή και αδιάλειπτη λειτουργία των Μετρητικών Διατάξεων. 	<ul style="list-style-type: none"> • Πραγματοποιεί την μελέτη, προμήθεια των υλικών και την εγκατάσταση των νέων και την αντικατάσταση των υπαρχουσών Μετρητικών Διατάξεων. • Συντηρεί και αποκαθιστά τις βλάβες των Μετρητικών Διατάξεων. • Επικουρεί και υποστηρίζει ενεργά τον ΔΕΣΜΗΕ στην λήψη και συλλογή των μετρήσεων (συμπεριλαμβανομένων και των μετρητών των Ορίων Δικτύου που είναι εγκατεστημένοι στην πλευρά της ΜΤ των Υ/Σ)
3. Διαχειριστής Δικτύου	
<ul style="list-style-type: none"> • Υπολογίζει και παρέχει στον ΔΕΣΜΗΕ τα ποσοστά εκπροσώπησης των 	<ul style="list-style-type: none"> • Επικουρεί και υποστηρίζει

<p>Προμηθευτών που έχουν Πελάτες στο Δίκτυο των οποίων οι μετρητές δεν τηλεμετρούνται, επί του συνόλου των Καταχωρημένων Μετρητών Ορίων Δικτύου.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Μεριμνά για την προμήθεια, την εγκατάσταση και τη συντήρηση των Μετρητικών Διατάξεων που εγκαθίστανται στο Δίκτυο. • Μεριμνά για την εγκατάσταση τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης και διασφαλίζει τη δυνατότητα τηλεμετάδοσης για τους Καταχωρημένους Μετρητές που εγκαθίστανται στο Δίκτυο και τους μετρητές πελατών μέσης τάσης. 	<p>ενεργά τον ΔΕΣΜΗΕ στην λήψη και συλλογή των μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών Παραγωγής στη Μέση Τάση.</p>
<p>4. Κύριος Δικτύου</p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Διενεργεί την προμήθεια, την εγκατάσταση και τη συντήρηση των Μετρητικών Διατάξεων που εγκαθίστανται στο Δίκτυο. 	<ul style="list-style-type: none"> • Συντηρεί και αποκαθιστά τις βλάβες των Μετρητικών Διατάξεων των Καταχωρημένων Μετρητών παραγωγής που είναι εγκατεστημένοι στο Δίκτυο.
<p>5. Χρήστες (παραγωγοί-επιλέγοντες πελάτες) (α-156.2)</p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Παρέχουν στο Διαχειριστή του Συστήματος όλα τα στοιχεία που καθορίζονται στο τμήμα αυτό για τους μετρητές των εγκαταστάσεών τους και για τις σχετικές μετρήσεις. • Μεριμνούν για την ασφάλεια των Μετρητών και των μετρήσεων, σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κώδικα. • Μεριμνούν για την εγκατάσταση τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης. • Κάθε Χρήστης οφείλει να επιτρέπει στον Διαχειριστή του Συστήματος, και ιδίως στους υπαλλήλους, στους εκπροσώπους και στους υπεργολάβους του Διαχειριστή του Συστήματος την πρόσβαση σε κάθε 	

<p>μήμα των εγκαταστάσεών του, εφόσον αυτό απαιτείται για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων που προβλέπονται στο ισχύοντα Κώδικα (α-299).</p>	
<p>6. Εκπρόσωποι Μετρητών</p>	
<ul style="list-style-type: none">• Οφείλουν να προβούν σε κάθε αναγκαία ενέργεια, σε συνεργασία με τον Διαχειριστή του Συστήματος, για την αντιμετώπιση του προβλήματος που διαπιστώνεται σε Καταχωρημένο Μετρητή τον οποίο εκπροσωπούν αφού λάβουν γνώση του προβλήματος σύμφωνα με το άρθρο 169.• Παρέχουν στο ΔΕΣΜΗΕ κάθε δυνατή ενημέρωση για τα αίτια του προβλήματος και τις ενέργειες στις οποίες δύνανται να προβούν για την αντιμετώπισή του.• Παρέχουν στο ΔΕΣΜΗΕ τεκμηριωμένη εκτίμηση της ποσότητας ενέργειας που δεν μετρήθηκε επιτυχώς.	

3 Μετρητές – Μετρητικές Διατάξεις

Χώρος Ευθύνης του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στην έννοια του χώρου ευθύνης του Συστήματος περιλαμβάνονται [1]:

- Οι Γραμμές Μεταφοράς της Υψηλής και Υπερυψηλής Τάσης (150kV και 400kV) στην Ελληνική Επικράτεια,
- Οι εγκατεστημένες στην Ελληνική Επικράτεια διεθνείς διασυνδέσεις με άλλες Χώρες,
- Όλες οι εγκαταστάσεις, εξοπλισμός και εγκαταστάσεις ελέγχου που απαιτούνται για την ομαλή, ασφαλή και αδιάλειπτη διακίνηση της Ηλεκτρικής Ενέργειας από τους Σταθμούς Παραγωγής σε Υποσταθμούς ΥΤ/ΥΤ και ΥΤ/ΜΤ και σε Πελάτες ΥΤ.
- Οι Μετρητικές Διατάξεις των εισροών (παραγωγών – αυτοπαραγωγών – εισαγωγών Διεθνών Διασυνδέσεων) και εκροών (Πελατών Υ.Τ – Δίκτυο Διανομής Μ.Τ – εξαγωγών Διεθνών Διασυνδέσεων) Ηλεκτρικής Ενέργειας προς και από το Σύστημα.

Ως όριο ανάμεσα στο Σύστημα και τις εγκαταστάσεις των χρηστών ορίζεται το όργανο διακοπής (διακόπτης ή αποζεύκτης) που βρίσκεται στη πλευρά της Υψηλής Τάσης του Μετασχηματιστή Ισχύος του Χρήστη. Κάθε επιμέρους θέμα σχετικά με τα όρια καθώς και τον προσδιορισμό και την κατανομή της ευθύνης μεταξύ των δύο μερών καθορίζεται με την εκάστοτε σύμβαση σύνδεσης.

Στο Σύστημα δεν περιλαμβάνονται οι γραμμές και εγκαταστάσεις Υψηλής Τάσης που έχουν ενταχθεί στο Δίκτυο Διανομής καθώς και το Δίκτυο των Μη διασυνδεδεμένων Νησιών [1].

Σημεία Μέτρησης (α-298)

- Το οριζόμενο σημείο μέτρησης βρίσκεται από την πλευρά του σημείου σύνδεσης του Χρήστη με το Σύστημα ή με το Δίκτυο, όπως προβλέπεται στην εκάστοτε σύμβαση σύνδεσης.
- Το πραγματικό σημείο μέτρησης είναι δυνατόν να διαφέρει από το οριζόμενο σημείο μέτρησης μετά από έγκριση του Διαχειριστή του Συστήματος.
- Σε περίπτωση που διαφέρει το πραγματικό από το οριζόμενο σημείο μέτρησης γίνεται αναγωγή της μέτρησης με εφαρμογή του ποσοστού

απωλειών Μ/Σ ισχύος, το οποίο με βάση την απόφαση Ο908/2002 της ΡΑΕ είναι 0,5%.

3.1.1 Μοναδιαίο Σημείο Μέτρησης (ΜΣΜ)

Ως «Μοναδιαίο Σημείο Μέτρησης» ορίζεται το πραγματικό σημείο μέτρησης όπου τοποθετείται ο Καταχωρημένος Μετρητής και κωδικοποιείται σύμφωνα με το Σύστημα Αναγνώρισης Αντικειμένου (OBIS-Kenzaehler) [2].

Εάν υπάρχει εγκατεστημένος και Εναλλακτικός Μετρητής, τότε στο σημείο του Εναλλακτικού Μετρητή δίδεται ένα ξεχωριστό «Μοναδιαίο Σημείο Μέτρησης».

Η δομή του Μοναδιαίου Σημείου Μέτρησης αναπτύσσεται σε 33 στοιχεία, όπως στο παρακάτω υπόδειγμα. Εκτός των στοιχείων της Χώρας, τον κωδικό του Διαχειριστή, τον Ταχυδρομικό Κώδικα της τοποθεσίας της μέτρησης, υπάρχουν και άλλες 20 αλφαριθμητικές θέσεις για να περιγραφούν εκτενέστερα χαρακτηριστικά του σημείου μέτρησης και του μετρητή.

3.1.2 Δομή του Μοναδιαίου Σημείου Μέτρησης

Χώρα	Κωδικός Διαχειριστή (6 θέσεις)	Ταχ. κώδικας (5 θέσεις)	Κωδικός του Σημείου Σύνδεσης (20 θέσεις αλφαριθμητικές)

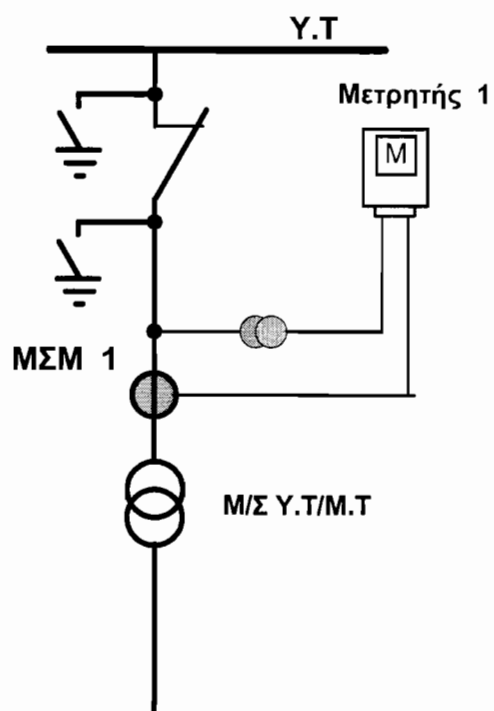
Επεξηγήσεις:	
Χώρα : (2-Θέσεις).	Διεθνής κωδικοποίηση των Χωρών π.χ Ελλάδα GR Αλβανία AL Γερμανία DE
Κωδικός Διαχειριστή: 6 – θέσεις για τον Κωδικό του Διαχειριστή.	Π.χ Διαχειριστής Συστήματος Διαχειριστής Δικτύου Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών
Ταχ. Κώδικας (Τ.Κ.): (5 - θέσεις).	Ο ισχύων Ταχυδρομικός Κώδικας της θέσης της Μονάδας που είναι τοποθετημένος ο μετρητής

Κωδικός του Σημείου Μέτρησης: 20 - θέσεις για την περιγραφή ειδικών χαρακτηριστικών του Σημείου Μέτρησης και του κωδικού του μετρητή.	Η θέση του Σημείου μέτρησης μπορεί να αναφέρεται στη Γεωγραφική Τοποθεσία, σε Στοιχεία του δικτύου, Σταθμού, Υ/Σ., αναχώρηση και κωδικοποίησης του τύπου του μετρητή , κ.λ.π.
Η αναγραφή του κωδικού του 'ΜΣΜ'.	Στην περίπτωση αναγραφής του κωδικού τα πρώτα στοιχεία (Χώρα-Κωδ .Διαχειριστή - Τ.Κ.) διαχωρίζονται με μια τελεία (.).

Σήμερα ο ΔΕΣΜΗΕ χρησιμοποιεί για την κωδικοποίηση του Μοναδιαίου Σημείου Μέτρησης τις πέντε τελευταίες θέσεις του «Κωδικού του Σημείου Σύνδεσης» αποδίδοντας σε κάθε Καταχωρημένο Μετρητή έναν Κωδικό με τα ακόλουθα κριτήρια:

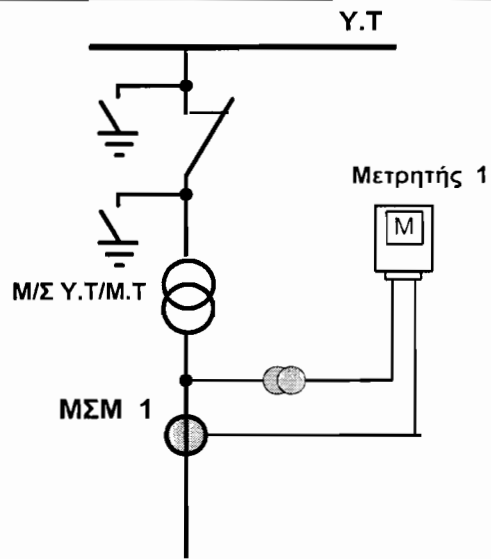
- Ο Κωδικός είναι ένας αύξων αριθμός. Υπάρχουν τρεις σειρές αριθμών, μία για το Σύστημα Μεταφοράς και δύο για το Δίκτυο Διανομής. Ο πρώτος αριθμός για το Σύστημα Μεταφοράς είναι ο 50001. Για το Δίκτυο Διανομής η πρώτη σειρά αριθμών ξεκινά από το 20001 και αφορά στους πελάτες μέσης τάσης, ενώ η δεύτερη σειρά αριθμών ξεκινά από το 70001 και αφορά στις μονάδες παραγωγής.
- Ο Κωδικός αριθμός που δίνεται σε έναν Κύριο Καταχωρημένο Μετρητή είναι περιπτώς.
- Στον Εναλλακτικό Καταχωρημένο Μετρητή ενός Κυρίου αποδίδεται ο αμέσως επόμενος άρτιος κωδικός (π.χ. ο εναλλακτικός μετρητής του κυρίου με κωδικό 50001, έχει κωδικό 50002).
- Σε κάθε υποσταθμό του Συστήματος, δεσμεύονται τουλάχιστον δέκα Κωδικοί για την κωδικοποίηση των εγκατεστημένων Καταχωρημένων Μετρητών. Εάν οι εγκατεστημένοι Καταχωρημένοι Μετρητές είναι λιγότεροι από δέκα, τότε οι υπόλοιποι δεσμευμένοι κωδικοί δεν χρησιμοποιούνται σε άλλο υποσταθμό αλλά παραμένουν ανενεργοί. Εάν οι εγκατεστημένοι Καταχωρημένοι Μετρητές είναι περισσότεροι από δέκα, τότε δεσμεύεται άλλη μια δεκάδα Κωδικών όχι απαραίτητως η αμέσως επόμενη (εάν αυτή έχει δεσμευθεί για κωδικοποίηση μετρητών σε άλλο υποσταθμό).

3.1.3 Ενδεικτικά σχέδια απεικόνισης του Μοναδιαίου Σημείου Μέτρησης



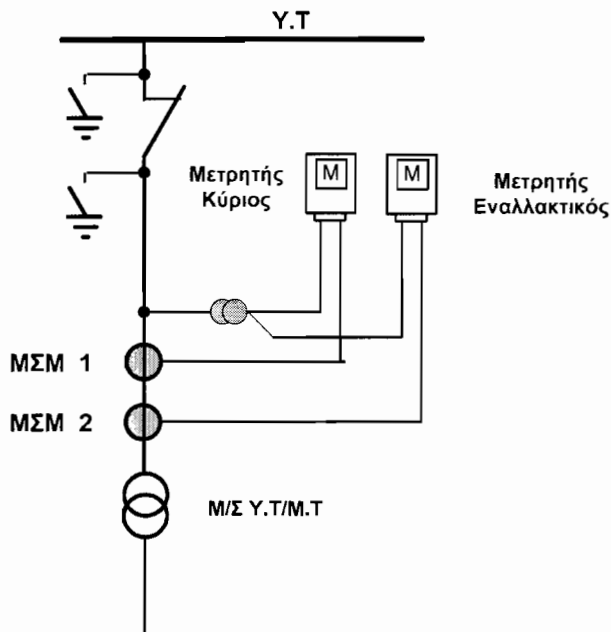
● ΜΣΜ = Μοναδιαίο Σημείο Μέτρησης

Σχέδιο 1 Σημείο Μέτρησης στην Υψηλή Τάση (Υ.Τ.)



● ΜΣΜ = Μοναδιαίο Σημείο Μέτρησης

Σχέδιο 2 Σημείο Μέτρησης στην Μέση Τάση (Μ.Τ.)



● ΜΣΜ = Μοναδιαίο Σημείο Μέτρησης

Σχέδιο 3 Σημείο Μέτρησης στην Υ.Τ. (Κύριος και Εναλλακτικός Μετρητής)

Γενική περιγραφή του εξοπλισμού των Μετρητικών Διατάξεων (Μ.Δ) (Π.1)

Ως Μετρητική Διάταξη ορίζεται το σύνολο του ηλεκτρομηχανικού και ηλεκτρονικού εξοπλισμού που απαιτείται για την ακριβή και αξιόπιστη μέτρηση της Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Ο εξοπλισμός αποτελείται κυρίως από τον Καταχωρημένο Μετρητή (**Κύριο ή Εναλλακτικό**), τα επί μέρους υποστηρικτικά στοιχεία (Μ/Σ οργάνων μέτρησης, τον εξοπλισμό επικοινωνίας για τηλεμέτρηση και τηλεχειρισμό) και λοιπό εξοπλισμό (Κιβώτιο Δοκιμών, πίνακας ή ερμάριο, καλώδια, κ.λ.π.).

Στις συνδέσεις που έχουν ισχύ μεγαλύτερη από 10 MVA προβλέπεται η τοποθέτηση εκτός του **Κύριου Μετρητή και Εναλλακτικός Μετρητής (Μετρητής Επαλήθευσης)**.

Οι δύο μετρητές λειτουργούν από ανεξάρτητα τυλίγματα μετασχηματιστών τάσης και έντασης.

Τα τυλίγματα των μετασχηματιστών τάσης και έντασης και τα καλώδια σύνδεσης τέτοιων τυλιγμάτων με τον κύριο μετρητή εξυπηρετούν αποκλειστικά τις συνδέσεις που αναφέρονται στην προηγούμενη παράγραφο. Τα καλώδια και οι συνδέσεις σφραγίζονται με ασφαλή τρόπο.

Ο Εναλλακτικός Μετρητής και τα επιπρόσθετα συνδεδεμένα φορτία, πρέπει να έχουν ανεξάρτητες ασφάλειες στην τροφοδοσία τους από τους μετασχηματιστές τάσης.

Ο εξοπλισμός που χρησιμοποιείται σε μετρητική διάταξη πρέπει να ικανοποιεί τις προδιαγραφές που ορίζονται στο «Παράρτημα Α» του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος [3].

Ισχύουσες Οδηγίες και Πρότυπα των Μετρητικών Διατάξεων (Π.2) (α-297)

- Οι βασικές ισχύουσες οδηγίες αναφέρονται στο "Άρθρο Π.2" του «Παραρτήματος Α» του Κώδικα [3].

Τα σχετικά με τον παρόντα κώδικα ευρωπαϊκά και διεθνή πρότυπα ισχύουν πάντοτε με τις νεότερες αναθεωρήσεις και προσθήκες τους.

- Οι προδιαγραφές που αναφέρονται στο Παράρτημα Α του Κώδικα τροποποιούνται λαμβάνοντας υπόψη τις τεχνολογικές εξελίξεις μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος και έγκριση από τη ΡΑΕ (Π.2.1).
- Οι τεχνικές προδιαγραφές και απαιτήσεις των μετρητικών διατάξεων

καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, κατόπιν κοινοποίησης του σχεδίου τους στην Επιτροπή της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

3.1.4 Προδιαγραφές της θέσης και του χώρου εγκατάστασης των Μετρητικών Διατάξεων (Π.3)

Οι χώροι, όπου εγκαθίστανται οι Μετρητικές Διατάξεις, θα πρέπει να πληρούν τις ακόλουθες συνθήκες[4] :

- Να είναι εύκολα επισκέψιμοι για τη λήψη των ενδείξεων και τον έλεγχο της Μετρητικής Διάταξης από τα εντεταλμένα αρμόδια όργανα του ΔΕΣΜΗΕ.
- Να προστατεύονται από επιδράσεις υγρασίας, σκόνης και θέρμανσης από παρακείμενες εγκαταστάσεις
- Η στήριξη των μετρητών και των οργάνων μέτρησης να γίνεται σε στοιχεία που δεν υπόκεινται σε κραδασμό .

Ο Μετρητής τοποθετείται σε κατάλληλο σχεδιασμένο πίνακα ή ερμάριο σύμφωνα με τις απαιτήσεις της θέσης και του χώρου της Μετρητικής Διάταξης και ασφαρίζεται κατά τρόπο που να επιτρέπει μόνο με εξουσιοδότηση την επέμβαση αρμοδίου από τον Κώδικα οργάνου.

3.1.5 Ακρίβεια εξοπλισμού και όρια σφαλμάτων του εξοπλισμού της Μετρητικής Διάταξης (Π.4)

Η κλάση ακρίβειας των μετρητών και των οργάνων μέτρησης ή άλλο ισοδύναμο μέγεθος καθορίζονται σύμφωνα με την ικανότητα μεταφοράς της σύνδεσης σε MVA και πρέπει να αντιστοιχούν τουλάχιστον στις προβλέψεις του παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 3.1.5 Κλάση ακρίβειας εξοπλισμού Οργάνων Μέτρησης					
Τύπος Εξοπλισμού		Ισχύς Συνδέσεων			
		> 50MVA	10-50MVA	1-10MVA	<1 MVA
Μετασχηματιστής έντασης		0,2 S	0,2 S	0,5 S	0,5 S
Μετασχηματιστής Τάσης		0,2	0,5	0,5	0,5
Μετρητές	Ενεργός Ενέργεια	0,2 S	0,5 S	1	2
	Άεργος Ενέργεια	2	2	2	2

Τεχνικές Προδιαγραφές του εξοπλισμού Μετρητικής Διάταξης

3.1.6 Μετρητές (Π.1 ÷ Π.15)

Οι Καταχωρημένοι Μετρητές πρέπει να πληρούν τις αναφερόμενες στο «Παράρτημα Α» του Κώδικα [3] προδιαγραφές.

Οι προδιαγραφές αυτές τροποποιούνται λαμβάνοντας υπόψη τις εκάστοτε τεχνολογικές εξελίξεις με εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος και έγκριση από τη ΡΑΕ [5], [6], [7].

Σήμερα βρίσκεται σε εξέλιξη ο εκσυγχρονισμός του μετρητικού πάρκου, με την αντικατάσταση μετρητών παλαιάς τεχνολογίας με σύγχρονους που πληρούν τις προδιαγραφές του Κώδικα.

Τα βασικά χαρακτηριστικά των νέων μετρητών είναι:

- Τριφασικοί ηλεκτρονικοί μετρητές,
 - α. Με **3 στοιχεία - 4 αγωγών** και
 - β. Με **2 στοιχεία - 3 αγωγών**πραγματικής ενέργειας (kWh) και αέργου ενέργειας (kVArh) ασύμμετρου φόρτισης.
- Η κλάση ακρίβειας των μετρητών πραγματικής (ενεργού) ενέργειας είναι 0,2 S ή 0,5 S και 2 ή 3 για την άεργο ενέργεια [7], [8].
- Οι μετρητές είναι κατάλληλοι για τη μέτρηση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας σε δίκτυα Μέσης, Υψηλής και Υπερυψηλής Τάσης, σε Υ/Σ Μεταφοράς, Διεθνείς Διασυνδέσεις, Σταθμούς Παραγωγής και σε Βιομηχανικούς Πελάτες.
- Όλοι οι μετρητές μετρούν εισερχόμενη και εξερχόμενη ενέργεια σε δύο κατευθύνσεις ενεργό (kWh) και άεργο (kVArh) σε τέσσερα τεταρτημόρια ($\pm A$, $\pm Ri$, $\pm Rc$), τάση και έπαση ανά φάση, ολικές απώλειες στη θετική κατεύθυνση και ολικές απώλειες στην αρνητική κατεύθυνση, άθροισμα αρμονικών παραμορφώσεων και στις τρεις φάσεις, αριθμό των βυθίσεων τάσης με τη σχετική χρονική διάρκεια και συντελεστή ισχύος. Όλες οι τιμές αποθηκεύονται σε αντίστοιχες καμπύλες φορτίου **{A2}**.
- Η περίοδος ολοκλήρωσης μπορεί να είναι 1, 5, 10, 15, 30 και 60 λεπτών, και έχει επιλεγεί να είναι 15 λεπτά.

- Ο μετρητής φέρει ψηφιακή οθόνη υγρών κρυστάλλων, για την απεικόνιση των τιμών μέτρησης (kWh, kVArh) με 8 ψηφία και για τον κώδικα ταυτότητας των τιμών μέτρησης 6 ψηφία, [2], **(A2)**
- Οι μετρητές έχουν δυνατότητα επικοινωνίας με Κεντρικό Σταθμό Τηλεμέτρησης, με χρήση του πρωτοκόλλου επικοινωνίας DLMS.
- Διαθέτουν χωρητικότητα μετρήσεων 96 περιόδων την ημέρα τουλάχιστον για 60 ημέρες και για όλες τα καταγραφόμενα μεγέθη.

3.1.7 Μ/Σ οργάνων μέτρησης (Π.8)

Οι Μετασχηματιστές (Μ/Σ) οργάνων μέτρησης είναι ηλεκτρικές συσκευές, οι οποίες μετατρέπουν μεγάλα πρωτεύοντα ηλεκτρικά μεγέθη, εναλλασσόμενες τάσεις και εντάσεις, σε μικρά ομοιογενή δευτερεύοντα, προσαρμοσμένα για την σύνδεση οργάνων μέτρησης και ελέγχου.

Ιδιαίτερα στα Δίκτυα της Υψηλής Τάσης οι Μ/Σ μέτρησης διαχωρίζουν τα συστήματα ελέγχου και μέτρησης από την Υψηλή Τάση έτσι ώστε να διενεργούνται και παρατηρούνται ασφαλώς.

Οι χρησιμοποιούμενοι στα μετρητικά συστήματα Μ/Σ οργάνων μέτρησης διακρίνονται σε Μ/Σ Έντασης και Μ/Σ Τάσης με βασικό πλεονέκτημα τη μικρή αυτοκατανάλωση ισχύος και την υψηλή ακρίβεια τους.

Οι Μ/Σ οργάνων μέτρησης πρέπει να πληρούν τις αναφερόμενες στο «Παράρτημα Α» του Κώδικα προδιαγραφές [3].

3.1.7.1 Κλάση ακρίβεια Μ/Σ οργάνων Μέτρησης:

Οι Μ/Σ οργάνων μέτρησης κατηγοριοποιούνται με βάση την κλάση ακριβείας τους, που προσδιορίζει τις οριακές τιμές των ονομαστικών φορτίων εντός των οποίων πρέπει να ευρίσκεται το σφάλμα του Μ/Σ υπό ορισμένες συνθήκες (π.χ. κλ. 0,5 αντιστοιχεί σε οριακές τιμές σφάλματος $\pm 0,5\%$ της ονομαστικής τιμής).

ΠΙΝΑΚΑΣ 3.1.7.1 : Κλάση ακριβείας Μ/Σ Οργάνων Μέτρησης						
		Κλάση Ακρίβειας				
Μ/Σ Έντασης		ΚΙ 0,1	ΚΙ 0,2	ΚΙ 0,5	ΚΙ 1	ΚΙ 3
»»	Ειδική κατηγορία		ΚΙ 0,2S	ΚΙ 0,5S		
»»	Ext 200	ΚΙ 0,1 G	ΚΙ 0,2G	ΚΙ 0,5G	ΚΙ 1G	
Μ/Σ Τάσης		ΚΙ 0,1	ΚΙ 0,2	ΚΙ 0,5	ΚΙ 1	ΚΙ 3

- S = Κλάση M/Σ εντάσεως, ειδική κατηγορία, για ειδικούς ηλεκτρονικούς Μετρητές με λόγους 25/5, 50/5, 100/5 και μόνο για ονομαστικό δευτερεύον ρεύμα των 5A και είναι για ειδικούς μετρητές ειδικών εφαρμογών, συγκεκριμένα ηλεκτρονικούς μετρητές των οποίων η ακρίβεια ορίζεται για μετρούμενα ρεύματα μεταξύ 50mA και 6A (δηλαδή 1% και 120% $I_N=5A$) [9].

Για τις κλάσεις 0,2S και 0,5S, το σφάλμα ρεύματος και η φασική απόκλιση των μετασχηματιστών έντασης στην ονομαστική συχνότητα δεν πρέπει να υπερβαίνουν τις τιμές που δίδονται στον **Πίνακα 1.4.1.β του παραρτήματος {A1}**, όταν το φορτίο του δευτερεύοντος έχει οποιαδήποτε τιμή μεταξύ του 1 % και του 120 % του ονομαστικού φορτίου.

- G = M/Σ Εντάσεως εκτεταμένης περιοχής μέτρησης οι οποίοι μπορούν να λειτουργούν διαρκώς με 2 I_N και να διατηρούν τα όρια σφάλματος της κλάσεως τους από 0,05 έως 2-φορές της I_N (ονομαστικής τους έντασης). Οι M/Σ έντασης της κλάσης ακριβείας G χρησιμοποιούνται στις περιπτώσεις που έχουμε μεγάλες διακυμάνσεις του φορτίου.

3.1.8 Προδιαγραφές Μονάδας Επικοινωνίας

Η Επικοινωνία του μετρητή με το κεντρικό Σύστημα Συλλογής Μετρητικών Δεδομένων πραγματοποιείται με την βοήθεια της Μονάδας Επικοινωνίας η οποία είναι εγκατεστημένη στη Μ.Δ

Η Μονάδα επικοινωνίας δύναται να είναι ανεξάρτητη ή ενσωματωμένη στο μετρητή.

Η ανταλλαγή στοιχείων μεταξύ των μετρητών και του κεντρικού σταθμού μπορεί να γίνει με ένα από τα παρακάτω είδη συσκευών επικοινωνίας:

- μέσω του δημόσιου τηλεφωνικού δικτύου με τη βοήθεια των Modems PSTN,
- μέσω του δημόσιου δικτύου κινητών τηλεφώνων με τη βοήθεια Modems GSM/GPRS.

Η Μονάδα Επικοινωνίας πρέπει να διαθέτει δύο ανεξάρτητες μεταξύ τους θύρες επικοινωνίας. Η μία θύρα επικοινωνίας πρέπει να είναι μία από τις παρακάτω:

- RS232 (με ταχύτητα τουλάχιστον 9600 bauds)
- RS485 (με ταχύτητα τουλάχιστον 9600 bauds)

Η δεύτερη θύρα επικοινωνίας πρέπει να είναι μία από τις επόμενες:

- Modem V34-PSTN για επικοινωνία με κεντρικό σταθμό
- Modem GSM /GPRS

Η μονάδα επικοινωνίας πρέπει να είναι σε θέση προσαρμογής στις

τρέχουσες τεχνολογικές εξελίξεις και στις εκάστοτε ανάγκες της κάθε εφαρμογής.

Η μονάδα επικοινωνίας δύναται να φέρει και δύο παλμούς – εισόδου (SO).

3.1.9 Πρωτόκολλο επικοινωνίας

- Το πρωτόκολλο επικοινωνίας καθορίζεται κατά το πρότυπο πρωτόκολλο επικοινωνίας DLMS για ανταλλαγή δεδομένων, ενδείξεις μετρητών και έλεγχο τιμολογίων και φορτίων [10], [2], [11].
- Οι μετρητές πρέπει να είναι συμβατοί με το πρωτόκολλο Εφαρμογής DLMS/COSEM (Application Protocol DLMS).
- Το DLMS/COSEM πρέπει να δύναται να χρησιμοποιηθεί για επικοινωνία με το μετρητή μέσω κάθε καναλιού όπως, της θύρας οπτικής κεφαλής, ή τηλεφωνικών γραμμών με ενσωματωμένο Modem, ή Modem κυψελωτής τηλεφωνίας GSM, GPRS ή γραμμών διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ο μετρητής πρέπει να είναι συμβατοί και με τα τρία επίπεδα επικοινωνίας DLMS.

3.1.10 Θύρα Επικοινωνίας μέσω της Οπτικής Κεφαλής

- Ο ηλεκτρονικός μετρητής διαθέτει θύρα επικοινωνίας μέσω οπτικής κεφαλής.
- Το πρωτόκολλο επικοινωνίας πρέπει να είναι σύμφωνο με το DLMS για αμφίδρομη επικοινωνία (η ταχύτητα θα είναι τουλάχιστον 9600 bauds).
- Θα πρέπει να διατίθεται πρόγραμμα υποστήριξης σε περιβάλλον Windows σε φορητό υπολογιστή για την παραμετροποίηση του μετρητή μέσω οπτικού interface και πρωτοκόλλου επικοινωνίας DLMS [8], [10].
- Η οπτική κεφαλή εξασφαλίζει σύνδεση με φορητό καταχωρητή ή PC για ρυθμίσεις και επιτόπια λήψη ενδείξεων.

3.1.11 Προδιαγραφές λοιπού εξοπλισμού Μετρητικής Διάταξης

3.1.11.1 Κιβώτιο Δοκιμών (Κ.Δ.)

Το κιβώτιο Δοκιμών είναι μία συσκευή που αποτελεί τμήμα της μετρητικής διάταξης και χρησιμοποιείται για τον τοπικό έλεγχο του μετρητικού εξοπλισμού χωρίς να διακόπτεται η παροχή κατά την διάρκεια του ελέγχου. Γενικά το Κιβώτιο Δοκιμών χρησιμοποιείται:

- Για τη Διακοπή της Τάσης από τους ακροδέκτες του μετρητή,
- Για το βραχυκύκλωμα του δευτερεύοντος κυκλώματος του Μ/Σ εντάσεως κατά τον έλεγχο με τεχνητό φορτίο μιας Μετρητικής Διάταξης και

- Για την αντικατάσταση του Μετρητή.

3.1.11.2 Πίνακας ή ερμάριο, καλώδια, συνδέσεις κ.λ.π.

- Κάθε μετρητής τοποθετείται σε κατάλληλα σχεδιασμένο πίνακα ή ερμάριο, σύμφωνα με τις απαιτήσεις περιβάλλοντος εγκατάστασης, που καθορίζει ο κατασκευαστής του και οι οποίες εξασφαλίζουν τουλάχιστον την προστασία από υγρασία, διείσδυση σκόνης, από φυσική ζημιά, κραδασμούς και τη διατήρηση της κατάλληλης θερμοκρασίας. Το ερμάριο πρέπει να ασφαρίζεται κατά τρόπο ώστε να εμποδίζεται η αυθαίρετη πρόσβαση σε αυτό (Π.3.2).
- Οι προδιαγραφές και οι διατομές των καλωδίων της Μετρητικής Διάταξης στα κυκλώματα τάσης και έντασης καθορίζονται ξεχωριστά από μελέτη επάρκειας **{A1}**.

Συγχρονισμός Μετρητικών Διατάξεων (Π.15)

- Κάθε μετρητική διάταξη ρυθμίζεται ετησίως στη θερινή ώρα σύμφωνα με το UTC (Universal Time Clock).
 - Το ρολόι του μετρητή παρέχει όλους τους αναγκαίους χρονισμούς για τη σωστή λειτουργία του τριφασικού μετρητή. Οι χρονισμοί παράγονται από Quartz (κρύσταλλο) και μπορούν να συγχρονισθούν μέσω εισόδου σήματος.
 - Ο Συγχρονισμός των Μετρητικών Διατάξεων ελέγχεται σε καθημερινή βάση με την διαδικασία πιστοποίησης και ελέγχου των μετρήσεων κατά την επικοινωνία που έχει ο μετρητής με τη Βάση του Συστήματος Τηλεμέτρησης, το οποίο χρησιμοποιεί δορυφορικό ρολόι.
 - Κάθε περίοδος ολοκλήρωσης πρέπει να αρχίζει εντός χρονικής περιόδου ± 3 δευτερολέπτων της πραγματικής ώρας. Η διάρκεια κάθε περιόδου ολοκλήρωσης πρέπει να είναι ακριβής εντός ορίων $\pm 0,1\%$, εκτός εάν ο συγχρονισμός του χρόνου έχει συμβεί σε αυτή την περίοδο.
- Ο μετρητής δέχεται παλμό συγχρονισμού μόνο εφόσον η απόκλιση του εσωτερικού ρολογιού του από το ρολόι του Συστήματος Τηλεμέτρησης είναι μικρότερη από 9 δευτερόλεπτα. Σε αντίθετη περίπτωση ο συγχρονισμός γίνεται μόνο χειροκίνητα και μετά από σχετικό έλεγχο του μετρητή.
- Το εσωτερικό ρολόι παρέχει τις εξής δυνατότητες :
 - απεικόνιση σε οθόνη της ημερομηνίας και ώρας,
 - ρύθμιση του χρονοδιακόπτη για τις τιμολογιακές ζώνες,

- σηματοδότηση του χρόνου στην καμπύλη φορτίου,
 - δημιουργία της περιόδου ολοκλήρωσης της καμπύλης φορτίου.
- Η ημερομηνία και η ώρα να ρυθμίζονται τοπικά δια μέσου της οπτικής θύρας ή της θύρας RS232 του μετρητή, και εναλλακτικά εξ αποστάσεως με ειδικό λογισμικό παραμετροποίησης με χρήση ειδικών προδιαγραφών ασφαλείας.

Ασφάλεια & Σφράγιση της Μετρητικής Διάταξης (Π.13)

3.1.12 Γενικά

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά για την ασφάλεια και σφράγιση της Μετρητικής Διάταξης και του μετρητικού εξοπλισμού (μετρητές, Μ/Σ μέτρησης, εξοπλισμός συλλογής μετρήσεων και συνδεδεμένων modems, καθώς και των τηλεφωνικών συνδέσεων).
- Οι μετρητές εγκαθίστανται κατά τρόπο ώστε τα αποτελέσματα των μετρήσεων που περιέχονται σε αυτούς να προστατεύονται από κάθε επιτόπια ή απομακρυσμένη ηλεκτρονική πρόσβαση, με χρήση κατάλληλων κωδικών πρόσβασης και ελέγχων ασφαλείας που καθορίζονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος σε συνεργασία με τον Κύριο του Συστήματος και τον Κύριο του Δικτύου για τους Καταχωρημένους Μετρητές που συνδέονται στο Σύστημα και το Δίκτυο αντίστοιχα.
- Κάθε μετρητική διάταξη μαζί με τον αντίστοιχο εξοπλισμό τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης τοποθετούνται σε ασφαλή πίνακα/ερμάριο μέτρησης, που έχει εγκατασταθεί σε περιοχή με εύκολη πρόσβαση, ελεύθερη από εμπόδια και καλά φωτιζόμενη με τεχνητό φωτισμό. Το ερμάριο μέτρησης ασφαλιζεται από τον Κύριο του Συστήματος ή τον Κύριο του Δικτύου.
- Η πρόσβαση των Χρηστών στη μετρητική διάταξη και στις πληροφορίες που αυτή περιέχει καθώς και στον αντίστοιχο εξοπλισμό τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης διενεργείται σύμφωνα με τις διαδικασίες που καθορίζει ο Διαχειριστής του Συστήματος (βλ. §10.3).
- Ο Κύριος του Συστήματος και ο Κύριος του Δικτύου αναπτύσσουν διαδικασία σφράγισης και διαχείρισης σφραγίδων, την οποία εισηγούνται για έγκριση στο Διαχειριστή του Συστήματος.
- Σύμφωνα με την διαδικασία σφράγισης, αυτή γίνεται για τον έλεγχο, τη συντήρηση και την αποκατάσταση βλαβών του πρωτογενούς ή

δευτερογενούς εξοπλισμού του Συστήματος Μεταφοράς. Αρμόδια όργανα για την αποσφράγιση και σφράγιση των κυκλωμάτων μέτρησης είναι εξουσιοδοτημένοι τεχνικοί της ΔΕΗ, οι οποίοι ορίζονται καθ' έτος από την Επιχείρηση. Τα εξουσιοδοτημένα άτομα ενημερώνουν τον ΔΕΣΜΗΕ και το Τομέα Μετρήσεων και Οργάνων (ΤΜΟ) της Διεύθυνσης Συστήματος Μεταφοράς της ΔΕΗ για την αποσφράγιση και σφράγιση των κυκλωμάτων μέτρησης. Στους καταναλωτές και παραγωγούς που συνδέονται στην ΥΤ, αποσφραγίζεται και σφραγίζεται όλος ο εξοπλισμός από τον ΤΜΟ. Σε περίπτωση βλάβης μπορεί να γίνει αποσφράγιση και σφράγιση των εγκαταστάσεων από άλλο συνεργείο μετά από συνεννόηση με τον ΔΕΣΜΗΕ ή τον ΤΜΟ.

- Τα σημεία σφράγισης των κυκλωμάτων μέτρησης που χρησιμοποιούνται στο πλαίσιο των συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας είναι:
 - Κιβώτια ακροδεκτών των δευτερευόντων στους Μ/Σ τάσης και έντασης.
 - Κιβώτια κόμβου Μ/Σ τάσης και έντασης.
 - Μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας και κιβώτια δοκιμών.
 - Πίνακες μέτρησης.
- Η κωδικοποίηση των σφραγίδων των διαφόρων συνεργείων που εμπλέκονται στη διαδικασία σφράγισης είναι η ακόλουθη:
 - Συνεργεία ΤΜΟ: Διαφανείς σφραγίδες με ανεξάρτητη αρίθμηση.
 - Συνεργεία Προστασίας: Σφραγίδες χρώματος πράσινου με ανεξάρτητη αρίθμηση.
 - Συνεργεία Π.Τ. (επιτηρητές-χειριστές κλπ.): Σφραγίδες χρώματος μπλε με ανεξάρτητη αρίθμηση.
 - Διάφορα Συνεργεία – προσωρινή σφράγιση: Σφραγίδες χρώματος κόκκινου με ανεξάρτητη αρίθμηση.
- Κάθε πρόσωπο που έχει πρόσβαση σε μετρητική διάταξη οφείλει να τη χειρίζεται με ασφαλή και προσεκτικό τρόπο και να παίρνει όλα τα αναγκαία μέτρα για την αποφυγή πρόκλησης ζημιών σε αυτήν.
- Οι Χρήστες του Συστήματος, στο πλαίσιο των υποχρεώσεών τους, υποχρεούνται να λαμβάνουν τα απαραίτητα μέτρα για την ασφάλεια των μετρητών και μετρήσεων (α-156.2.Β).
- Η διαπίστωση από τον Κύριο του Συστήματος, τον Κύριο του Δικτύου, Χρήστη Συστήματος ή Εκπροσώπου του Μετρητή (Παραγωγό, Προμηθευτή) ζημίας ή παραβίασης ή απόπειρας παραβίασης της ασφάλειας των Μετρητικών Διατάξεων τον υποχρεώνει να το δηλώσει αμέσως στον ΔΕΣΜΗΕ ανεξάρτητα από την αιτία που την προκάλεσε.
- **Η οποιαδήποτε παρέμβαση εκούσια ή ακούσια από αναρμόδια άτομα στην μετρητική διάταξη θέτει σε κίνδυνο και αμφισβήτηση όλη την μέτρηση και απαγορεύεται.**

3.1.13 Επίπεδα Ασφαλείας Μετρητή

Τα στοιχεία και οι παράμετροι των ηλεκτρονικών μετρητών προστατεύονται από ένα διαφορετικών επιπέδων σύστημα ασφαλείας.

Η ηλεκτρονική πρόσβαση στο μετρητή προδιαγράφεται τουλάχιστον με έξι (6) διαφορετικά επίπεδα ασφαλείας. Η προσθήκη και άλλων επιπέδων ασφαλείας καθορίζεται από το χρήστη και τον κατασκευαστή [8].

Τα επίπεδα πρόσβασης συνδυάζονται :

- Με τις ιδιότητες ασφαλείας όπως ο κωδικός πρόσβασης(σταθερός ή κωδικοποιημένος) , το άνοιγμα ή μη της σφραγίδας ασφαλείας και
- Με τα δικαιώματα επιπέδου επέμβασης σε διάφορες επιλογές στο πρόγραμμα του μετρητή.

4 Εγκατάσταση Μετρητικών Διατάξεων (α-159)

Γενικά

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προγραμματίζει και ασκεί τη γενικότερη εποπτεία της προμήθειας, της εγκατάστασης και της συντήρησης των Καταχωρημένων Μετρητών, καθώς και του συναφούς εξοπλισμού καταγραφής και διαβίβασης δεδομένων που ορίζει ο Κώδικας[3] (α-159.7).

- **Οι Καταχωρημένοι Μετρητές** εγκαθίστανται ως εξής: (α-159.1)
 - **Μετρητής Παραγωγής** : Σε κάθε Μονάδα Παραγωγής.
 - **Μετρητής Εσωτερικής Παραγωγής Αυτοπαραγωγών**: Σε κάθε Μονάδα Αυτοπαραγωγής.
 - **Μετρητής Φορτίου** : Σε Επιλέγοντες Πελάτες, ή σε Αντλητικές Μονάδες, που συνδέονται στο Σύστημα.
 - **Οι Μετρητές Ορίων Δικτύου** : Σε Υποσταθμούς (Υ/Σ) ΥΤ/ΜΤ {Υψηλής Τάσης (ΥΤ) προς Μέση Τάση (ΜΤ)}, για μέτρηση της ροής ενέργειας από το Σύστημα στο Δίκτυο .
 - **Οι Μετρητές Ελέγχου** : Κατά την κρίση του Διαχειριστή του Συστήματος σε σημεία για έλεγχο ή διόρθωση των μετρήσεων καταχωρημένων μετρητών.
 - **Οι Μετρητές Διασύνδεσης**: Στις διασυνοριακές συνδέσεις Ηλεκτρικών Δικτύων μεταξύ των κρατών για ανταλλαγή (εισαγωγή – εξαγωγή) Ηλεκτρικής Ενέργειας και υπόκεινται στους ισχύοντες κανόνες του ENTSO-E..
 - **Οι Εναλλακτικοί ή Μετρητές Επαλήθευσης**: (Π.7) (α-159.Ε)

Εγκαθίσταται παράλληλα με τους Κύριους Καταχωρημένους Μετρητές:

- ▶ σε όλες τις συνδέσεις Χρηστών που έχουν ισχύ μεγαλύτερη από 10 MVA , και
- ▶ σε ειδικές περιπτώσεις κατά την κρίση του Διαχειριστή του Συστήματος.

Περιγραφή υποχρεώσεων και δικαιωμάτων στην εγκατάσταση των Μετρητικών Διατάξεων

Παρακάτω παρατίθεται πίνακας με την περιγραφή των υποχρεώσεων και δικαιωμάτων όλων των αρμοδίων για την εγκατάσταση των Καταχωρημένων Μετρητών και του συναφούς εξοπλισμού της Μετρητικής Διάταξης (α-159) [3], [12],[13]. Ειδικότερα σημειώνεται ότι:

1. Ο φορέας ανάληψης της μέριμνας για την εγκατάσταση και λειτουργία τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με σκοπό την τηλεμετάδοση των μετρητικών δεδομένων, καθώς και του σχετικού κόστους, μπορεί να τροποποιείται σε εξαιρετικές περιπτώσεις όπου συντρέχουν ιδιαίτεροι λόγοι, μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος ή του Διαχειριστή του Δικτύου και έγκριση της ΡΑΕ.(α-159.8)
2. Όσον αφορά στις υποχρεώσεις που αναλαμβάνουν οι Χρήστες για προμήθεια και εγκατάσταση μέρους του εξοπλισμού της Μετρητικής διάταξης, όπως και γενικότερα το αντικείμενο μέτρησης, αναφέρονται με λεπτομέρειες στις σχετικές Συμβάσεις Σύνδεσης των Χρηστών.

Πίνακας Αρμοδιοτήτων εγκατάστασης Μετρητικών Διατάξεων (α-159)

Πίνακας 4.α : Πίνακας Αρμοδιοτήτων για την εγκατάσταση των Καταχωρημένων Μετρητών στην Υ.Τ. (α-159)							
	Διαχειριστής Συστήματος	Κύριος Συστήματος	Χρήστες				
			Πελάτες	Παραγωγοί	Παραγωγοί ΑΠΕ	Αυτοπαραγωγοί	
A. Προμήθεια και Εγκατάσταση Μετρητικής Διάταξης (ΜΔ)							
Πελάτες-Παραγωγοί - Παραγ. ΑΠΕ-Αυτοπαραγωγοί	Μετρητές		N				
	M/Σ οργάνων Μέτρησης		N	N*	N*	N*	N*
	Λοιπός Εξοπλισμός		N				
	Τηλεπικοινωνιακή Σύνδεση			N	N	N	N
Λοιποί Καταχωρημένοι Μετρητές **	Μετρητές		N				
	M/Σ Μέτρησης		N				
	Λοιπός Εξοπλισμός		N				
	Τηλεπικοινωνιακή Σύνδεση		N				

<u>Β. Δαπάνες προμήθειας και εγκατάστασης Μετρητικής Διάταξης</u>							
Πελάτες- Παραγωγοί- Παραγ. ΑΠΕ- Αυτοπαραγωγοί			N	N	N	N	
Λοιποί Μετρητές** καταχωρημένοι		N					
<u>Γ. Δαπάνες Συντήρησης και αντικατάστασης υπάρχοντος εξοπλισμού Μετρητικής Διάταξης</u>							
Πελάτες- Παραγωγοί- Παραγ. ΑΠΕ- Αυτοπαραγωγοί	Μετρητές		N				
	Μ/Σ Μέτρησης		N	N*	N*	N*	N*
	Λοιπός Εξοπλισμός		N				
Λοιποί Καταχωρημένοι Μετρητές**	Μετρητές		N				
	Μ/Σ Μέτρησης		N				
	Λοιπός Εξοπλισμός		N				
<u>Δ. Δαπάνες Τηλεπικοινωνιακής Σύνδεσης (εγκατάστασης)</u>							
Πελάτες- Παραγωγοί- Παραγωγοί ΑΠΕ - Αυτοπαραγωγοί			N	N	N	N	
Λοιποί Καταχωρημένοι Μετρητές**		N					
<u>Ε. Μεταβλητό Λειτουργικό κόστος Τηλεπικοινωνιακής Σύνδεσης</u>							
Πελάτες- Παραγωγοί- Παραγ. ΑΠΕ- Αυτοπαραγωγοί		N					
Λοιποί Καταχωρημένοι Μετρητές**		N					
	<p>*Μ/Σ μέτρησης: Κατ' εξαίρεση με τη σύμφωνη γνώμη του Κυρίου και του Διαχειριστή του Συστήματος αναλαμβάνουν οι Χρήστες την εγκατάσταση.Στις περιπτώσεις αυτές οφείλουν να εξασφαλίσουν δαπάναις τους απόθεμα ενός τεμαχίου ανά τριάδα εγκατεστημένων Μ/Σ μέτρησης το οποίο χρησιμοποιούν και σε περίπτωση αντικατάστασης του υπάρχοντος. Δεν ισχύει για την συντήρηση του εξοπλισμού.</p>						
	<p>**Περιλαμβάνονται και οι καταχωρημένοι μετρητές Ορίων Δικτύου που είναι εγκατεστημένοι στη πλευρά της ΜΤ των Υ/Σ.</p>						

Πίνακας 4.β: Αρμοδιοτήτων για την εγκατάσταση των Καταχωρημένων Μετρητών στην Μ.Τ. (α-159)						
	Διαχειριστής Συστήματος	Διαχειριστής Δικτύου	Κύριος Δικτύου	Χρήστες		
				Παραγωγοί	Αυτοπαραγωγοί	
<u>A. Προμήθεια και Εγκατάσταση Μετρητικής Διάταξης (ΜΔ)</u>						
Παραγωγοί-Αυτοπαραγωγοί Μ.Τ.	Μετρητές			N		
	Μ/Σ οργάνων Μέτρησης			N	N*	N*
	Λοιπού Εξοπλισμού			N		
	Τηλεπικοινωνιακή Σύνδεση					N**
<u>B. Δαπάνες προμήθειας και εγκατάστασης Μετρητικής Διάταξης</u>						
Παραγωγοί- Αυτοπαραγωγοί				N	N	
<u>Γ. Δαπάνες Συντήρησης και αντικατάστασης υπάρχοντος εξοπλισμού Μετρητικής Διάταξης</u>						
Παραγωγοί-Αυτοπαραγωγοί	Μετρητές			N		
	Μ/Σ Μέτρησης			N	N*	N*
	Λοιπού Εξοπλισμού			N		
<u>Δ. Δαπάνες Τηλεπικοινωνιακής Σύνδεσης (εγκατάστασης)</u>						
Παραγωγοί- Αυτοπαραγωγοί				N	N**	
<u>E. Μεταβλητό λειτουργικό κόστος Τηλεπικοινωνιακής Σύνδεσης</u>						
Παραγωγοί- Αυτοπαραγωγοί	N***	N***				

* Μ/Σ μέτρησης : Κατ' εξαίρεση με τη σύμφωνη γνώμη του Κυρίου και του Διαχειριστή του Συστήματος αναλαμβάνουν οι Χρήστες .Στις περιπτώσεις αυτές οφείλουν να εξασφαλίσουν δαπάνες τους απόθεμα ενός τεμαχίου ανά τριάδα εγκατεστημένων Μ/Σ μέτρησης το οποίο χρησιμοποιούν και σε περίπτωση αντικατάστασή του υπάρχοντος. Δεν ισχύει για την συντήρηση του εξοπλισμού.

** Για τους μετρητές εσωτερικής παραγωγής.

***Για τους μετρητές των οποίων τις μετρήσεις συλλέγει.

5 Λειτουργία και Έλεγχος Μετρητικών Διατάξεων

Αρχικός έλεγχος και ρύθμιση Μετρητικών Διατάξεων (Π.9)

Κατά τη αρχική εγκατάσταση της Μετρητικής Διάταξης (ΜΔ) και πριν την σύνδεσή της με το Σύστημα ή με το Δίκτυο πραγματοποιείται ενδελεχής έλεγχος όλης της Διάταξης.

Ο αρχικός έλεγχος περιλαμβάνει :

- Έλεγχο της θέσης και του χώρου της Μετρητικής Διάταξης.
- Έλεγχο της συνδεσμολογίας.
- Έλεγχο της καλωδίωσης.
- Έλεγχο της τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης του μετρητή.
- Διεξαγωγή δοκιμής και ρύθμισης της Μετρητικής Διάταξης.
- Έλεγχο της σφράγισης της Μ.Δ .

Ειδικά για τις Εγκαταστάσεις των Χρηστών του Συστήματος Μεταφοράς δηλαδή για Πελάτες και Μονάδες Παραγωγής που συνδέονται στην Υψηλή Τάση καθώς και για τις Διασυνδέσεις κατά τον αρχικό έλεγχο πραγματοποιούνται τα ακόλουθα:

- Τεχνικός Έλεγχος των Μετρητών, των Μ/Σ μέτρησης και του βοηθητικού εξοπλισμού.
- Έλεγχος των Μ/Σ οργάνων μέτρησης των χορηγούμενων από τους χρήστες προ και μετά την εγκατάσταση.
- Έλεγχος διακρίβωσης του Μετρητή.

Αναλυτική περιγραφή του τεχνικού ελέγχου δίνεται στο Παράρτημα Α.1.

Έλεγχος Καλής Λειτουργίας Μετρητικής Διάταξης

Σε εφαρμογή του άρθρου Π.10 διενεργείται έλεγχος της καλής λειτουργίας της Μετρητικής Διάταξης με συχνότητα ανάλογη του τύπου σύνδεσης σύμφωνα με τον πίνακα 5.1.

Πίνακας 5: Έλεγχος Καλής Λειτουργίας Μετρητικών Διατάξεων			
Τύπος Σύνδεσης	Διασύνδεση	Χρήστης	Όρια Συστήματος
Συχνότητα ελέγχου	1 έτος	2 έτη	6 έτη

Κατά τη διάρκεια του ελέγχου διενεργούνται τα ακόλουθα:

- Οπτικός έλεγχος της Μετρητικής Διάταξης.
- Έλεγχος επιφόρτισης μετρητικών κυκλωμάτων.
- Έλεγχος καλής λειτουργίας μετρητή (σύντομος έλεγχος ακρίβειας μετρητή).
- Έλεγχος τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης της Μετρητικής Διάταξης.

Σε περίπτωση που διαπιστωθεί πρόβλημα διενεργείται ο επιτόπιος έλεγχος που προβλέπεται στο άρθρο Π.9, με εξαίρεση του Μ/Σ μέτρησης στους οποίους γίνεται εργαστηριακός έλεγχος.

Έλεγχος σε ειδικές περιπτώσεις (Π.11)

Οι Μετρητικές Δατάξεις ελέγχονται εκτάκτως σε ειδικές περιπτώσεις όπως :

- Όταν υπάρχει απόκλιση των ενδείξεων μεταξύ του κύριου μετρητή και του μετρητή επαλήθευσης μεγαλύτερη από 1,5 φορές από το προβλεπόμενο όριο σφάλματος στο δηλωμένο συντελεστή ισχύος.
- Εάν από τον αυτόματο έλεγχο που διενεργείται κατά την λήψη των ενδείξεων διαπιστωθεί μεγάλη και απότομη αυξομείωση της ισχύος (δικλείδες ασφαλείας).
- Εάν οι τηλεμετρούμενες μετρήσεις διαφέρουν χωρίς αιτιολογία από την ημερήσια ζήτηση.
- Εάν διαπιστωθεί απόκλιση μεγαλύτερη του 0,1% μεταξύ της μηνιαίας ποσότητας ενέργειας που υπολογίζεται από τις καμπύλες φορτίου και της αντίστοιχης ποσότητας ενέργειας που καταγράφεται από το μετρητή ως συγκεντρωτική τιμή.
- Για οποιονδήποτε άλλο λόγο ήθελε προκύψει κατά τη λειτουργία της μονάδος.

Έλεγχος κατόπιν αίτησης του χρήστη (Π.11)

Κάθε Χρήστης μπορεί να ζητήσει την διεξαγωγή δοκιμών και ελέγχου στη μετρητική διάταξη που τον αφορά.

- Κατά τον επιτόπιο έλεγχο δικαιούται να παρίσταται και δικός του Τεχνικός. Τα αποτελέσματα του ελέγχου κοινοποιούνται εγγράφως στον Χρήστη. Εάν τα αποτελέσματα του ελέγχου δεν ικανοποιούν τον Χρήστη παρέχεται το δικαίωμα να ζητήσει δευτερογενή έλεγχο από εξουσιοδοτημένο εργαστήριο του Κύριου του Συστήματος ή άλλο αναγνωρισμένο από το κράτος εξωτερικό εργαστήριο.

- Ειδικότερα για τα όργανα μέτρησης (μετρητές και Μ/Σ μέτρησης) παρέχεται η δυνατότητα να ελεγχθούν και εργαστηριακά.
- Στην περίπτωση που κατά τον έλεγχο της μετρητικής διάταξης διαπιστωθεί ότι ο μετρητής λειτουργεί εντός των προκαθορισμένων ορίων σφάλματος ο Χρήστης επιβαρύνεται με το κόστος του ελέγχου.

Τήρηση Μητρώου Ελέγχου Μετρητικής Διάταξης

Οι έλεγχοι, οι επιθεωρήσεις και τα αποτελέσματα ελέγχου της Μετρητικής Διάταξης προβλέπονται να τηρούνται στο Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών (ΜΚΜ) .

6 Κατηγορίες Καταχωρημένων Μετρητών και Εκπροσώπηση

Καταχωρημένοι Μετρητές

Με την έννοια Καταχωρημένοι Μετρητές εννοούμε τους Μετρητές που είναι εγκατεστημένοι στο Σύστημα ή στο Δίκτυο, οι μετρήσεις των οποίων χρησιμοποιούνται για την εφαρμογή του ΚΔΣ&ΣΗΕ [3](α-156.Α1).

Είδη Καταχωρημένων Μετρητών

Οι Καταχωρημένοι Μετρητές διακρίνονται σε:

1. **Μετρητές Παραγωγής:** μετρούν την ενέργεια που εγχέεται από Μονάδες, οι οποίες είναι συνδεδεμένες στο Σύστημα ή στο Δίκτυο στη Μέση Τάση. Κάθε Μετρητής Παραγωγής μετρά την ενέργεια μίας Μονάδας.
2. **Μετρητές Φορτίου:** μετρούν την ενέργεια που απορροφάται από εγκαταστάσεις Επιλεγόντων Πελατών ή Αντλητικές Μονάδες, οι οποίες είναι συνδεδεμένες στο Σύστημα.
3. **Μετρητές Εσωτερικής Παραγωγής Αυτοπαραγωγών:** μετρούν τη συνολική καθαρή ποσότητα ενέργειας που παράγεται από μονάδες Αυτοπαραγωγών, ήτοι την ποσότητα ενέργειας που εγχέεται στο εσωτερικό δίκτυο των εγκαταστάσεων των Αυτοπαραγωγών, μετά την εξυπηρέτηση των βοηθητικών φορτίων των μονάδων αυτών, και διατίθεται για κατανάλωση στις εγκαταστάσεις του Αυτοπαραγωγού ή/ και για περαιτέρω έγχυση στο Σύστημα ή στο Δίκτυο.
4. **Μετρητές Ορίων Δικτύου:** μετρούν την ποσότητα ενέργειας η οποία διακινείται από το Σύστημα προς το Δίκτυο.
5. **Μετρητές Ελέγχου:** μετρούν τη ροή ενέργειας στο Σύστημα ώστε να διευκολύνεται ο έλεγχος και η διόρθωση των μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών.
6. **Εναλλακτικοί Μετρητές:** μετρούν τις ποσότητες ενέργειας που μετρώνται και από άλλο Καταχωρημένο Μετρητή, ο οποίος σε σχέση με τον εναλλακτικό αναφέρεται ως Κύριος Μετρητής.
7. **Μετρητές Διασυνδέσεων,** μετρούν τη ροή ενέργειας μέσω των Διασυνδέσεων.

Κατηγορίες Καταχωρημένων Μετρητών (α-158.1)

Αναλυτική κατάσταση με τις κατηγορίες των Καταχωρημένων Μετρητών που εγκρίθηκαν από την ΡΑΕ και ισχύουν σήμερα περιλαμβάνονται στο παράρτημα **{A.3}**.

Κάθε Καταχωρημένος Μετρητής κατατάσσεται σε μία μόνο κατηγορία με βάση τα παρακάτω αναφερόμενα κριτήρια:

- Είδος Καταχωρημένου Μετρητή με βάση τα παραπάνω αναφερόμενα χαρακτηριστικά,
- Τάση σύνδεσης,
- Είδος καυσίμου και τεχνολογίας αν πρόκειται για μετρητή παραγωγής,
- Είδος φορτίου αν πρόκειται για μετρητή φορτίου.

Εξαίρεση ισχύει:

1. Για Μονάδες Παραγωγής και Μονάδες Παραγωγής Αυτοπαραγωγών των οποίων η ενέργεια που εγχέουν και η ενέργεια που απορροφούν για τις ανάγκες τους μετρείται από ένα μετρητή, οπότε ο μετρητής αυτός κατατάσσεται σε δύο κατηγορίες, ήτοι Μετρητής Παραγωγής και Μετρητής Φορτίου, και
2. Για άλλες εγκαταστάσεις κατά την κρίση του ΔΕΣΜΗΕ και σύμφωνα με τους όρους της σύμβασης σύνδεσης.

Τροποποίηση στις Κατηγορίες Μετρητών προτείνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος και εγκρίνονται από τη ΡΑΕ, τρεις (3) μήνες πριν από την έναρξη του ημερολογιακού έτους για το οποίο ισχύουν οι Κατηγορίες αυτές. Οι Κατηγορίες Μετρητών ισχύουν για διάστημα τριών (3) τουλάχιστον ημερολογιακών ετών από την έγκρισή τους.

Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών (ΜΚΜ) (α-160)

Ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει και ενημερώνει το Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών (ΜΚΜ).

Στο Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών περιλαμβάνονται τα ακόλουθα στοιχεία για κάθε Καταχωρημένο Μετρητή.

Πίνακας 6.1 Στοιχείων Μητρώου Καταχωρημένων Μετρητών			
	Στοιχεία Μητρώου Καταχωρημένων Μετρητών		Λεπτομέρειες
A	Μοναδιαίο Σημείο Μέτρησης		Υποσταθμός του Συστήματος, Διακόπτης σύνδεσης

			(πύλη), Τοποθεσία της εγκατάστασης του Μετρητή, Ζώνη απωλειών του Συστήματος
B	Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή		
Γ	Η Κατηγορία Μετρητών στην οποία εντάσσεται ο μετρητής		
Δ	Εκπρόσωποι Καταχωρημένου Μετρητή.		Με την έννοια που περιγράφεται στην παράγραφο 6.5
E	Πληροφορίες που αφορούν στον μετρητή		αριθ. σειράς, κατασκευαστής τύπος μετρητή κλάση ακριβείας ημερομηνία εγκατάστασης
ΣΤ	Οι τηλεφωνικοί αριθμοί πρόσβασης στο μετρητή		
Z	Προγραμματισμένες παροχές παλμών προς τρίτους		ανά παλμοσειρά : ενεργειακό μέγεθος, αξία παλμών
H	Πληροφορίες που αφορούν στους μετασχηματιστές μετρήσεων		αριθ. σειράς, κατασκευαστής, τύπος, κλάση ακριβείας, ονομαστική Επιφόρτιση, λόγος Μ/Σ, ακροδέκτες, ημερομηνία εγκατάστασης
Θ	Τα πιστοποιητικά του μετρητή		
I	Λεπτομέρειες ελέγχων που διενεργήθηκαν κατά την εγκατάσταση		
ΙΑ	Λεπτομέρειες περιοδικών ελέγχων		
ΙΒ	Ο κωδικός της εγκατάστασης της οποίας η ενέργεια μετρείται		Καταγράφεται και στο σύστημα επεξεργασίας δεδομένων
ΙΓ	Για τους Εναλλακτικούς Μετρητές ο κωδικός του Κύριου Μετρητή		

Εκπροσώπηση Καταχωρημένων Μετρητών

Κάθε Καταχωρημένος Μετρητής εκπροσωπείται από έναν τουλάχιστο Συμμετέχοντα στην Αγορά. Ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει και ενημερώνει τον «Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών» με βάση τις παραδοχές του παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 6.2 Εκπρόσωποι Μετρητών ανά Καταχωρημένο Μετρητή και αντιστοιχία Δήλωσης Εκπροσώπησης				
	Μετρητής	Εκπροσώπηση	Δήλωση εκπροσώπησης	Παρατηρήσεις
1	Παραγωγού	Ο κάτοχος αδειάς παραγωγής	Δεν υποβάλλεται	Για την αντίστοιχη Μονάδα
2	Αυτοπαραγωγού (εσωτερικής παραγωγής)	Ο κάτοχος αδειάς αυτοπαραγωγής	Δεν υποβάλλεται	Για την αντίστοιχη Μονάδα
3	Φορτίου	Από έναν ή περισσότερους Εκπρόσωπους Φορτίου	ΝΑΙ	Με τα αντίστοιχα ποσοστά % ή ποσότητα ενέργειας ανά περίοδο κατανομής
4	Ορίου Δικτύου	Από έναν ή περισσότερους Εκπρόσωπους Φορτίου Πελατών	Δεν υποβάλλεται	Με βάση τα ποσοστά που υποβάλλει ο Διαχειριστής Δικτύου
5	Εναλλακτικός	Ίδιος με τον εκπρόσωπο του Κύριου Μετρητή	ΝΑΙ	Αντίστοιχα με τον Κύριο Μετρητή
6	Διασύνδεσης	Συμμετέχοντες στον ΗΕΠ Α) Με Δήλωση φορτίου για εξαγωγή ή Β) Προσφορά έκχυσης για εισαγωγή	Δεν υποβάλλεται	Αναλογικά προς την ενέργεια που συμπεριλήφθηκε στο Πρόγραμμα ΗΕΠ με βάση τη δήλωση φορτίου ή την προσφορά έγχυσης
Το άθροισμα των ποσοστών εκπροσώπησης των Συμμετεχόντων για κάθε Καταχωρημένο Μετρητή και κάθε Περίοδο Κατανομής είναι ίσο με εκατό τοις εκατό (100%).				

- Στον Πίνακα καταχωρείται τουλάχιστον ένας Συμμετέχων στον ΗΕΠ ως Εκπρόσωπος Μετρητή για κάθε Καταχωρημένο Μετρητή, εξαιρούμενων των Μετρητών Ελέγχου και Διασυνδέσεων.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά ώστε ο Πίνακας Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών να είναι ενημερωμένος και πλήρης (α-162 ÷ α-164) για κάθε Ημέρα Κατανομής.
- Στον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών καταγράφεται το ποσοστό ή η ποσότητα ενέργειας κατά το οποίο κάθε Συμμετέχων εκπροσωπεί Καταχωρημένο Μετρητή. Το άθροισμα των ποσοστών εκπροσώπησης των Συμμετεχόντων για κάθε

Καταχωρημένο Μετρητή και κάθε Περίοδο Κατανομής είναι ίσο με εκατό τοις εκατό (100%).

- Το τμήμα του Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών, που καθορίζει την εκπροσώπηση **Καταχωρημένων Μετρητών Φορτίου** και Καταχωρημένων **Μετρητών Ορίων Δικτύου** από Συμμετέχοντες στον ΗΕΠ που υποβάλλουν Δηλώσεις Φορτίου, αναφέρεται ως Πίνακας Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου.

Εκπροσώπηση Καταχωρημένων Μετρητών Φορτίου

Οι Συμμετέχοντες στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (Παραγωγοί, Προμηθευτές και Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες) ορίζονται ως «**Εκπρόσωποι Φορτίου**» όταν εκπροσωπούν μετρητές φορτίου και υποβάλλουν Δηλώσεις Φορτίου στον ΗΕΠ.

- Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να υποβάλλουν στον Διαχειριστή του Συστήματος «**Δήλωση Εκπροσώπησης Μετρητή**» (www.desmie.gr “Συμμετοχή στην αγορά –Νέος Κώδικας”), στην οποία καθορίζεται ο Καταχωρημένος Μετρητής Φορτίου τον οποίο εκπροσωπούν και το ποσοστό ή την ποσότητα ενέργειας που εκπροσωπούν ανά Περίοδο Κατανομής.
- Οι Δηλώσεις αυτές υποβάλλονται, κατ’αρχάς, πριν από την πρώτη Δήλωση Φορτίου την οποία υποβάλλει ο Εκπρόσωπος Φορτίου στον ΗΕΠ και κάθε φορά που επέρχεται αλλαγή είτε ως προς τον Καταχωρημένο Μετρητή Φορτίου είτε ως προς το ποσοστό ή την ποσότητα ενέργειας εκπροσώπησης.
- Οι Εκπρόσωποι Φορτίου, εφόσον εκπροσωπούν από κοινού ένα Καταχωρημένο Μετρητή, οφείλουν να υποβάλλουν στον Διαχειριστή του Συστήματος «**Συμφωνία Κατανομής Μετρητή**» (www.desmie.gr “Συμμετοχή στην αγορά–Νέος Κώδικας”), στην οποία καθορίζεται ο Καταχωρημένος Μετρητής Φορτίου, τον οποίο εκπροσωπούν και το ποσοστό ή την ποσότητα ενέργειας που εκπροσωπούν ανά Περίοδο Κατανομής.
- Δεν απαιτείται υποβολή Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή στην περίπτωση κατά την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου επιθυμεί να εκπροσωπήσει Μετρητή Διασύνδεσης. Η εκπροσώπηση αυτή συνάγεται από το Πρόγραμμα ΗΕΠ. Οι Δηλώσεις Εκπροσώπησης Μετρητή δεν υποβάλλονται για Καταχωρημένους Μετρητές Ορίων Δικτύου.
- Με την υποβολή Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή ο Εκπρόσωπος Φορτίου δηλώνει υπεύθυνα ότι έχει εξουσιοδοτηθεί από τον Πελάτη σχετικά με την εκπροσώπηση και το ποσοστό ή την ποσότητα εκπροσώπησης.

Ειδικές Περιπτώσεις Εκπροσώπησης:

- α. **Περίπτωση 1^η:** κατά την οποία **Καταχωρημένος Μετρητής Φορτίου** δεν εκπροσωπείται ή το συνολικό ποσοστό εκπροσώπησης είναι μικρότερο του 100%, για μία ή περισσότερες Περιόδους Κατανομής

Ο Διαχειριστής του Συστήματος, οφείλει να επικοινωνήσει άμεσα με τον Πελάτη στον οποίο αντιστοιχεί ο Μετρητής. Εάν συντρέχει περίπτωση οικειοθελούς διακοπής της τροφοδοσίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος δεν αποδέχεται τυχόν Δήλωση Φορτίου για τον Μετρητή αυτόν και μεριμνά για τη διακοπή τροφοδοσίας του Πελάτη. Σε κάθε άλλη περίπτωση, ο Διαχειριστής του Συστήματος, ανάλογα με τη σχετική δήλωση του Πελάτη και κατά τον τρόπο εκπροσώπησης του που ο ίδιος υποδεικνύει, αντιστοιχίζει τον μετρητή είτε με Προμηθευτές είτε με τον ίδιο τον Πελάτη, ο οποίος στην τελευταία περίπτωση δρα ως Αυτοπρομηθευόμενος Πελάτης.

- β. **Περίπτωση 2^η:** κατά την οποία το **άθροισμα των ποσοστών εκπροσώπησης για έναν Μετρητή Φορτίου υπερβαίνει για μία ή περισσότερες Περιόδους Κατανομής το 100%**

Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να επικοινωνήσει άμεσα με τους Εκπροσώπους Φορτίου, που εκπροσωπούν τον συγκεκριμένο Μετρητή και να τους ζητήσει να διορθώσουν τις Δηλώσεις Εκπροσώπησης Μετρητή. Σε περίπτωση κατά την οποία το πρόβλημα παραμένει, ο Διαχειριστής του Συστήματος επικοινωνεί άμεσα με τον Πελάτη από τον οποίο ζητά να προσδιορίσει τον τρόπο εκπροσώπησης του, ώστε το συνολικό ποσοστό εκπροσώπησης του για κάθε Περίοδο Κατανομής να είναι 100%.

- γ. **Περίπτωση 3^η:** μη νόμιμης υποβολής **Δήλωσης Φορτίου** κατά το (α-20) και (α-21)

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διαγράφει την αντίστοιχη καταχώριση Εκπροσώπησης Μετρητή για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής από τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου.

- δ. **Περίπτωση 4^η:** κατά την οποία οι κατά τις δύο παραπάνω παραγράφους ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος δεν επιφέρουν αποτέλεσμα για το φορτίο που αντιστοιχεί στο Μετρητή

Εφαρμόζεται αναλόγως η διαδικασία κατά το Άρθρο 21 παρ.(1) του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Στην περίπτωση αυτή, καθώς και σε περίπτωση κατά την οποία συντρέχουν ενδείξεις περί αναληθούς Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή από Προμηθευτή, ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να παραπέμψει στη ΡΑΕ την υπόθεση αυτή, παρέχοντας τις αναγκαίες πληροφορίες, ώστε να διερευνηθεί τυχόν παράβαση του Κώδικα και του Νόμου.

Περιεχόμενο Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή (α-163)

Η Δήλωση Εκπροσώπησης Μετρητή περιλαμβάνει **{A4}**:

- Κωδικό Καταχωρημένου Μετρητή Φορτίου.
 - Στοιχεία σχετικά με τον Πελάτη που αντιστοιχεί στο Μετρητή Φορτίου.
 - Το ποσοστό εκπροσώπησης της εκπροσωπούμενης ενέργειας ανά Ημέρα Κατανομής.
 - Την ημερομηνία της πρώτης Ημέρας Κατανομής κατά την οποία αρχίζει η ισχύς της Δήλωσης.
- Υποδείγματα Δηλώσεων Εκπροσώπησης Καταχωρημένου Μετρητή και Συμφωνιών Κατανομής Καταχωρημένου Μετρητή δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ (www.desmie.gr “Συμμετοχή στην αγορά – Νέος Κώδικας”) και παρατίθενται στο Παράρτημα **{A4}**.

Χρόνος υποβολής Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή και Συμφωνίας Κατανομής (α-164)

- Η Δήλωση Εκπροσώπησης Μετρητή και η Συμφωνία Κατανομής Μετρητή υποβάλλονται πριν από την πρώτη υποβολή Δήλωσης Φορτίου στον ΗΕΠ που αφορά στο Μετρητή αυτό. Για την αλλαγή των στοιχείων Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή υποβάλλεται νέα Δήλωση.
- Η Δήλωση Εκπροσώπησης Μετρητή και η Συμφωνία Κατανομής Μετρητή ισχύουν μετά την παρέλευση πέντε (5) ημερών τουλάχιστον από την ημερομηνία υποβολής των.

7 Συστήματα Λήψης Μετρήσεων και Διαχείρισης Μετρητικών Δεδομένων

Συστήματα Συλλογής Μετρητικών Δεδομένων

7.1.1 Κύριο Σύστημα Τηλεμέτρησης το «Σύστημα Αυτόματης Συλλογής Μετρητικών Δεδομένων»

- Για τη λήψη των ενδείξεων ο ΔΕΣΜΗΕ λειτουργεί πληροφοριακό σύστημα συλλογής μετρήσεων (AMR), το οποίο επικοινωνεί και συλλέγει (τηλεμετρεί) αυτόματα και κατά επιλογή τις ενδείξεις των Καταχωρημένων Μετρητών. Στη συνέχεια ενημερώνει επίσης αυτόματα τα αρχεία της Βάσης Δεδομένων Μετρητών και Μετρήσεων.
- Το σύστημα συλλογής μετρήσεων (AMR) αποτελείται από δύο παράλληλα συστήματα που έχουν προγραμματιστεί ως Cold Stand By: σε κάθε χρονική στιγμή το ένα λειτουργεί και το δεύτερο ενημερώνεται, ως εφεδρικό. Σε περίπτωση αστοχίας του εκάστοτε λειτουργούντος, με εντολή του χειριστή αναλαμβάνει την τηλεμέτρηση το εφεδρικό.
- Το σύστημα είναι προγραμματισμένο να επικοινωνεί αυτόματα κάθε ημέρα κατά τις ώρες 00:00 έως 07:00 ώρα Ελλάδος με τους Καταχωρημένους Μετρητές που είναι συνδεδεμένοι στο Σύστημα ή στο Δίκτυο και να συλλέγει τις τιμές της ενέργειας που κατέγραψαν κατά την προηγούμενη Ημέρας Κατανομής (ενδείξεις 24-ώρου).
- Ο κεντρικός σταθμός συλλέγει πληροφορίες κάθε μέρα και ο χρόνος που απαιτείται για κάθε μετρητή είναι μικρότερος από 40s (χωρίς την σύνδεση του modem) για ημερήσια καμπύλη φορτίου 8 μετρούμενων μεγεθών, με περίοδο ολοκλήρωσης 15 min.
- Ο κεντρικός σταθμός τηλεμέτρησης επικοινωνεί με τους μετρητές με χρήση των ακόλουθων πρωτοκόλλων Επικοινωνίας IEC 1107, SCTM και DLMS [10], [2].
- Ο κεντρικός σταθμός έχει απ' ευθείας πρόσβαση σε κάθε μετρητή για αυτόματη ανάγνωση και αποθήκευση των μετρητικών δεδομένων που καταγράφει και συγκεκριμένα :
 - Ανάγνωση του μετρητή (αριθμητών ενέργειας (billing values), καμπυλών φορτίου (load profiles)).
 - Συγχρονισμός με τον χρόνο του κεντρικού σταθμού (βλέπε παράγραφο 3.6).

7.1.2 Επικουρικό Σύστημα Τηλεμέτρησης

Το Επικουρικό Σύστημα Τηλεμέτρησης είναι εγκατεστημένο στον Κύριο του Συστήματος (ΔΕΗ/ΔΣΜ/ΤΜΟ).

Σε καθημερινή βάση και κατά τις ίδιες ώρες 00:00 έως 07:00 ώρα Ελλάδος, όπως και το κύριο σύστημα τηλεμέτρησης, είναι και αυτό προγραμματισμένο να επικοινωνεί με τους Καταχωρημένους Μετρητές του Συστήματος και να συλλέγει παράλληλα με το Σύστημα Συλλογής Δεδομένων Μετρήσεων του ΔΕΣΜΗΕ τις ενδείξεις τους.

Βοηθητικά Προγράμματα Λογισμικού

Εκτός των ανωτέρω συστημάτων τηλεμέτρησης (κύριο και επικουρικό), ο ΔΕΣΜΗΕ χρησιμοποιεί και δύο άλλα προγράμματα λογισμικού, που διατίθενται από τους κατασκευαστές των μετρητών που εγκαθίστανται στο Σύστημα και το Δίκτυο και τα οποία παρέχουν την δυνατότητα επικοινωνίας με τους μετρητές του αντίστοιχου κατασκευαστή.

Τα προγράμματα αυτά επιτρέπουν την παραμετροποίηση των μετρητών και την συλλογή των μετρήσεων που έχουν καταγράψει.

Αν και δεν υπάρχει λειτουργική σύνδεση των βοηθητικών προγραμμάτων λογισμικού με τα Συστήματα Τηλεμέτρησης, εντούτοις η χρησιμοποίηση αυτών προσφέρει στην Υπηρεσία Μετρήσεων επί πλέον την δυνατότητα να ανιχνεύσει σε βάθος και να διαγνώσει ευκολότερα το είδος του προβλήματος που παρουσιάζεται σε κάποιους μετρητές και να κατευθυνθεί για τον έγκαιρο εντοπισμό και αποκατάστασή του .

Σύστημα Επεξεργασίας Μετρητικών Δεδομένων

7.1.3 Περιγραφή του Συστήματος Επεξεργασίας Μετρήσεων

Μετά την ενημέρωση της **Βάσης Δεδομένων Μετρητών και Μετρήσεων** με τις μετρήσεις που συλλέχθηκαν από τα **Συστήματα Συλλογής Μετρήσεων**, λειτουργεί ηλεκτρονικό **Σύστημα Επεξεργασίας Μετρήσεων**.

Οι βασικές λειτουργίες του **Συστήματος Επεξεργασίας Μετρήσεων** ανά Ημέρα Κατανομής είναι οι ακόλουθες:

1. Ο έλεγχος της πληρότητας των μετρήσεων ανά καταχωρημένο μετρητή και μετρούμενο μέγεθος.

2. Ο υπολογισμός της ενέργειας για κάθε μετρούμενο μέγεθος ανά περίοδο κατανομής.
3. Αναγωγή των μετρήσεων στο οριζόμενο σημείο μέτρησης (σημείο σύνδεσης στην υψηλή τάση) στις περιπτώσεις που δεν ταυτίζεται με το πραγματικό σημείο μέτρησης.
4. Αναγωγή των μετρήσεων της διακινούμενης ενέργειας στις διασυνδέσεις από το σημείο μέτρησης στο σημείο εμπορικής ανταλλαγής, βάσει των κανόνων του ENTSO-E και των διμερών συμφωνιών.
5. Αποδοχή εκτιμήσεων ή διορθώσεων των μετρούμενων μεγεθών.
6. Προσαρμογή των μετρούμενων τιμών για τον υπολογισμό ενεργειακών μεγεθών κατά την έννοια του άρθρου 171.
7. Υπολογισμός ενέργειας ανά εγκατάσταση Χρήστη του Συστήματος και Παραγωγού στο Δίκτυο Μέσης Τάσης, ανά Όριο Συστήματος με Δίκτυο και ανά διασύνδεση.
8. Υπολογισμός ενεργειακού ισοζυγίου ανά περίοδο κατανομής.
9. Σύγκριση των μετρήσεων με τις τιμές του SCADA.
10. Δημιουργία αναλυτικών αναφορών.

Συστήματα Προσδιορισμού και Σήμανσης Μετρητικών Δεδομένων

7.1.4 Το Σύστημα Προσδιορισμού Αντικειμένου (OBIS- System)

Για τη σαφή αναγνώριση και μεταβίβαση των Μετρητικών Δεδομένων (ενεργό και άεργο ισχύ, κατεύθυνση ενέργειας κ.λ.π.) χρησιμοποιείται το OBIS (Object Identification System) [2], [11].

Η χρησιμοποίηση του OBIS «Σύστημα Προσδιορισμού Αντικειμένου» **{A.2}** στην μεταβίβαση και στην ανταλλαγή των Ηλεκτρικών Μετρητικών Δεδομένων διασφαλίζει την αξιοπιστία και ακρίβεια στη μετάδοση δεδομένων.

Συνοπτική περιγραφή του «Συστήματος Προσδιορισμού Αντικειμένου» OBIS αναφέρεται στο επισυναπτόμενο παράρτημα **{A.2}**.

7.1.5 Σήμανση των Μετρητικών Δεδομένων

Στη **Βάση Δεδομένων Μετρήσεων** η τιμή κάθε μετρούμενου μεγέθους ανά περίοδο κατανομής (δηλαδή ανά ώρα) συνοδεύεται από δείκτη που δηλώνει εάν η τιμή προέρχεται από επιτυχώς πιστοποιημένες μετρήσεις ή από διόρθωση - εκτίμηση.

Συγκεκριμένα κάθε μετρούμενο μέγεθος ανά περίοδο κατανομής συνοδεύεται στη βάση δεδομένων από τα ακόλουθα:

- δείκτη T (telemeter) ή δείκτη M (Manual) ανάλογα εάν η τιμή του έχει προκύψει από επιτυχώς πιστοποιημένες μετρήσεις ή από διόρθωση – εκτίμηση,
- αίτιο διόρθωσης ή εκτίμησης της τιμής του μετρούμενου μεγέθους,
- ημερομηνία και ώρα κατά την οποία η τιμή πιστοποιήθηκε επιτυχώς ή διορθώθηκε-εκτιμήθηκε,
- ονοματεπώνυμο του ατόμου που διενήργησε την πιστοποίηση ή την διόρθωση - εκτίμηση.

Στον πίνακα 7.3.2 δίνεται ο κατάλογος με τα αίτια που χαρακτηρίζουν τις περιπτώσεις διόρθωσης ή εκτίμησης μετρήσεων.

Πίνακας 7.3.2 Περιγραφή των περιπτώσεων διόρθωσης-εκτίμησης

Πίνακας 7.3.2 Αίτιο Διόρθωσης – Εκτίμησης Μέτρησης	
Κωδικός	Περιγραφή
01	Αδυναμία τηλεμέτρησης
02	Αντικατάσταση μετρητή
03	Πτώση τάσης RTU
04	Βλάβη Μ/Σ μέτρησης
05	Μη ηλεκτρισμένη πύλη
06	Διακοπή
07	Βλάβη τηλεφωνικής γραμμής
08	Λάθος Προγραμματισμός
09	Συγχρονισμός RTU
10	Συγχρονισμός μετρητή
11	Δοκιμή μετρητή
12	Βλάβη μετρητικής διάταξης
13	Αποπρογραμματισμός
14	Telemetry
15	Αντίστροφη πολικότητα
16	Διαδικασία έναρξης μετρητή
17	Απώλεια δεδομένων
18	Διακοπή τροφοδοσίας μετρητή
19	Λάθος τηλεμέτρηση

7.1.6 Προσδιορισμός της Κατεύθυνσης της Ενέργειας

Ο κάθε Διαχειριστής ορίζει την κατεύθυνση της ενεργειακής ροής με βάση αναφοράς το χώρο για τον οποίο έχει την ευθύνη των Συναλλαγών της Ηλεκτρικής Ενέργειας **{A.2}**.

Ο ΔΕΣΜΗΕ προσδιορίζει την κατεύθυνση της ενέργειας στα Σημεία Μέτρησης (Καταχωρημένων Μετρητών) που εμπίπτουν στην αρμοδιότητά του, βάσει των οποίων πραγματοποιεί το ημερήσιο ενεργειακό ισοζύγιο.

Η κατεύθυνση της ενέργειας ορίζεται ως θετική « + » όταν κατευθύνεται από το Σύστημα προς τον Χρήστη (ενέργεια που διατίθεται για κατανάλωση), και αρνητική « - » η αντίθετη ροή της από το Χρήστη στο Σύστημα (ενέργεια που εγχέεται στο Σύστημα).

Η αντιστοιχία αυτή της ενεργειακής ροής ισχύει και για τα σημεία μέτρησης των Μετρητών Διασυνδέσεων.

Η απεικόνιση της κατεύθυνσης της ενεργειακής ροής με τη χρησιμοποίηση του OBIS-System αναφέρεται στο παράρτημα **{A.2}**.

8 Διαδικασία Συλλογής - Ελέγχου και Πιστοποίησης Μετρητικών Δεδομένων (α-165 ÷ α-172)

Κάθε μέτρηση ποσότητας ενέργειας που απαιτείται για την εφαρμογή του παρόντος Κώδικα παρέχεται αποκλειστικά από Καταχωρημένους Μετρητές.

Συχνότητα Συλλογής Μετρήσεων και χρόνοι διαχείρισης των Μετρητικών Δεδομένων

Η λήψη των μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών του Συστήματος και Δικτύου πραγματοποιείται:

- Ημερησίως με τηλεμέτρηση
- Μηνιαίως με τηλεμέτρηση ή με επιτόπια λήψη των ενδείξεων

Οι χρόνοι διαχείρισης των Μετρήσεων

Καταχωρημένοι Μετρητές Διασυνδέσεων :

- Ενημέρωση Διαχειριστών Γειτονικών Συστημάτων :
 - Ενδείξεις Μετρητών : καθημερινά μέχρι 10:00 Π.Μ ώρα Ελλάδος.
 - Επιβεβαιωμένα Δεδομένα Μετρήσεων : καθημερινά μέχρι 12:00 Π.Μ ώρα Ελλάδος.
- Ενημέρωση ENTSO-E CC : Καθημερινά μέχρι 12:00 ΠΜ ώρα Ελλάδος.

Λοιποί Καταχωρημένοι Μετρητές :

Ενημέρωση των Προμηθευτών, σε ημερήσια βάση, με τις μη πιστοποιημένες μετρήσεις των Μετρητών που εκπροσωπούν και αφορούν στην προηγούμενη Ημέρα Κατανομής.

Ενημέρωση, σε μηνιαία βάση, των Προμηθευτών και Παραγωγών με τις μετρήσεις που τους αφορούν μετά το πέρας της πιστοποίησης αυτών. Το αρχείο αποστολής περιλαμβάνει μετρήσεις ανά περίοδο ολοκλήρωσης (15min) για κάθε Ημέρα Κατανομής του μήνα που ολοκληρώθηκε {A5}.

Λοιποί χρόνοι:

- Χρόνος διόρθωσης – εκτίμησης των Δεδομένων Μετρήσεων: Η διόρθωση ή εκτίμηση των μετρητικών δεδομένων διενεργείται εντός 96 ωρών (4 ημέρες) από τη λήξη της Ημέρας Κατανομής.
- Χρόνος επίλυσης προβλήματος στους Καταχωρημένους Μετρητές του Συστήματος ή του Δικτύου: Ο ΚΔΣ&ΣΗΕ επιτάσσει την διόρθωση

των βλαβών στον μετρητικό εξοπλισμό εντός εβδομήντα δύο (72) ωρών (3 ημέρες) από τη γνωστοποίηση του προβλήματος.

- **Τήρηση αρχείου Μετρήσεων και Δεδομένων Μετρήσεων :** Το αρχείο των μετρητικών δεδομένων τηρείται από τον ΔΕΣΜΗΕ για διάστημα πέντε (5) ετών τουλάχιστον.

Περίοδος Κατανομής

Ως **Ημέρα Κατανομής (ΗΚ)** ορίζεται το χρονικό Διάστημα των 24-ωρών που συμπίπτει με μια ημερολογιακή ημέρα Ελλάδος. Ως **Περίοδος Κατανομής** ορίζεται μια ώρα της Ημέρας Κατανομής.

Οι Περίοδοι Κατανομής αρχίζουν πάντοτε σε ολοκληρωμένη ώρα από 00:00:00 (hh:mm:ss) ώρα Ελλάδος της Ημέρας Κατανομής.

Οι μετρήσεις διεξάγονται με περίοδο δεκαπέντε (15) λεπτών, έτσι έχουμε 96 μετρήσεις στην Ημέρα Κατανομής, εκτός των ημερών αλλαγής ημερολογιακής ώρας Θέρους και Χειμώνα, όπου οι μετρήσεις είναι 92 και 100 αντίστοιχα.

Προϋποθέσεις για την υποδοχή των Μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών:

- Μετρητές διακριβωμένοι και συντηρημένοι.
- Μετρητική Διάταξη (Μ/Σ οργάνων μέτρησης–Μονάδα Επικοινωνίας, κιβώτια δοκιμών, καλωδιώσεις κ.λ.π.) που έχει περάσει από επιτυχή έλεγχο και συντήρηση.
- Έλεγχος πιστότητας πρωτοκόλλου επικοινωνίας.
- Έλεγχος της ηλεκτρονικής μεταβίβασης Μετρητικών Δεδομένων σύμφωνα με την κωδικοποίηση κατά OBIS.
- Εφαρμογή της διαδικασίας συγχρονισμού των ρολογιών των μετρητών.
- Έλεγχος συμβατότητας των μετρήσεων και της διαδικασίας συλλογής τους.
- Αξιοπιστία στη λήψη των ενδείξεων και των χρησιμοποιούμενων μέσων.
- Πιστή τήρηση και αδιάλειπτη ενημέρωση του αρχείου παρακολούθησης μηνυμάτων και επισημάνσεων των μετρητών.
- Πληροφοριακό Σύστημα Συλλογής Μετρητικών Δεδομένων και αυτόματης μεταβίβασης των μετρήσεων στη Βάση Δεδομένων Μετρητών και Μετρήσεων.
- Πληροφοριακό Σύστημα Επεξεργασίας των Μετρήσεων.

Συνοπτική περιγραφή των διαδικασιών Συλλογής -Ελέγχου και Πιστοποίησης Μετρητικών Δεδομένων ανά Ημέρα Κατανομής (ΗΚ)

8.1.1 Συνοπτικός Πίνακας Διαδικασιών

Πίνακας 8.1.1 Συνοπτικός Πίνακας Διαδικασιών								
Ρ.Δ. 1: Διαδικασία Συλλογής - Ελέγχου και Πιστοποίησης των Μετρήσεων								
		Μετρητές Παραγωγών (Δ.Ρ.2.2)	Μετρητές Αυτοπαραγωγών (Δ.Ρ..2.2)	Μετρητές Φορτίου (Δ.Ρ. 2.1)	Μετρητές Ορίων Δικτύου (Δ.Ρ 2.1)	Μετρητές Ελέγχου (Δ.Ρ 2.1)	Μετρητές Διασυνδέσεων (Δ.Ρ 2.3)	Μετρητές Εναλλακτικοί
1	Αυτόματη Συλλογή Μετρήσεων (AMR) ανά περίοδο ολοκλήρωσης των μετρητών σε ημερήσια βάση.							
	Έλεγχος πληρότητας των Μετρήσεων (Δ.Ρ 1.)							
		X	X	X	X	X	X	X
	Έκδοση αναφοράς για την πληρότητα των Μετρήσεων.							
		X	X	X	X	X	X	X
	Β' φάση τηλεμέτρησης : Επανάληψη της τηλεμέτρησης για τους μετρητές που η πρώτη τηλεμέτρηση αστόχησε.							

		X	X	X	X	X	X	X
2	Πιστοποίηση και Έλεγχος Μετρήσεων .							
		Έλεγχος συμβατότητας των Μετρήσεων (μη υπέρβασης οριακών τιμών).						
		X	X	X	X	X	X	X
		Σύγκριση με τις μετρήσεις του SCADA.						
		X	X	X	X	X	X	X
		Σύγκριση των Κύριων Μετρητών με τους Εναλλακτικούς, όπου αυτοί έχουν τοποθετηθεί και έχουν συνδεθεί σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ.						
		X	X	X	X	X	X	X
		Έλεγχος των ενδείξεων που λαμβάνονται από το Μετρητή και των πληροφοριών που σχετίζονται με θέματα συντήρησης και διακοπών του μετρητή ή των εγκαταστάσεων όπου είναι τοποθετημένος.						
		X	X	X	X	X	X	X
		Σύγκριση μεταξύ Κύριων μετρητών και μετρητών ελέγχου όπου αυτοί έχουν τοποθετηθεί.						
		X	X	X	X	X	X	X

		Έλεγχος συγχρονισμού του ρολογιού του μετρητή.						
		X	X	X	X	X	X	X
		Λοιποί έλεγχοι κατά περίπτωση (π.χ. σύγκριση με τιμές που παρέχει ο Εκπρόσωπος του Μετρητή).						
		X	X	X	X	X	X	X
	2.1	Έλεγχος και Πιστοποίηση των Μετρητών Διασυνδέσεων * (ειδική διαδικασία) (Δ.Ρ. 2.3)						
	3	Αποτελέσματα Πιστοποίησης και Ελέγχου Μετρήσεων.						
	3.1	Αναφορά Επιτυχώς Πιστοποιημένων Ενδείξεων						
		X	X	X	X	X	X	X
	3.2	Αναφορά Μη Επιτυχώς Πιστοποιημένων Ενδείξεων						
		X	X	X	X	X	X	X
	4	Ενέργειες για τις Μη Επιτυχώς Πιστοποιημένες Μετρήσεις						

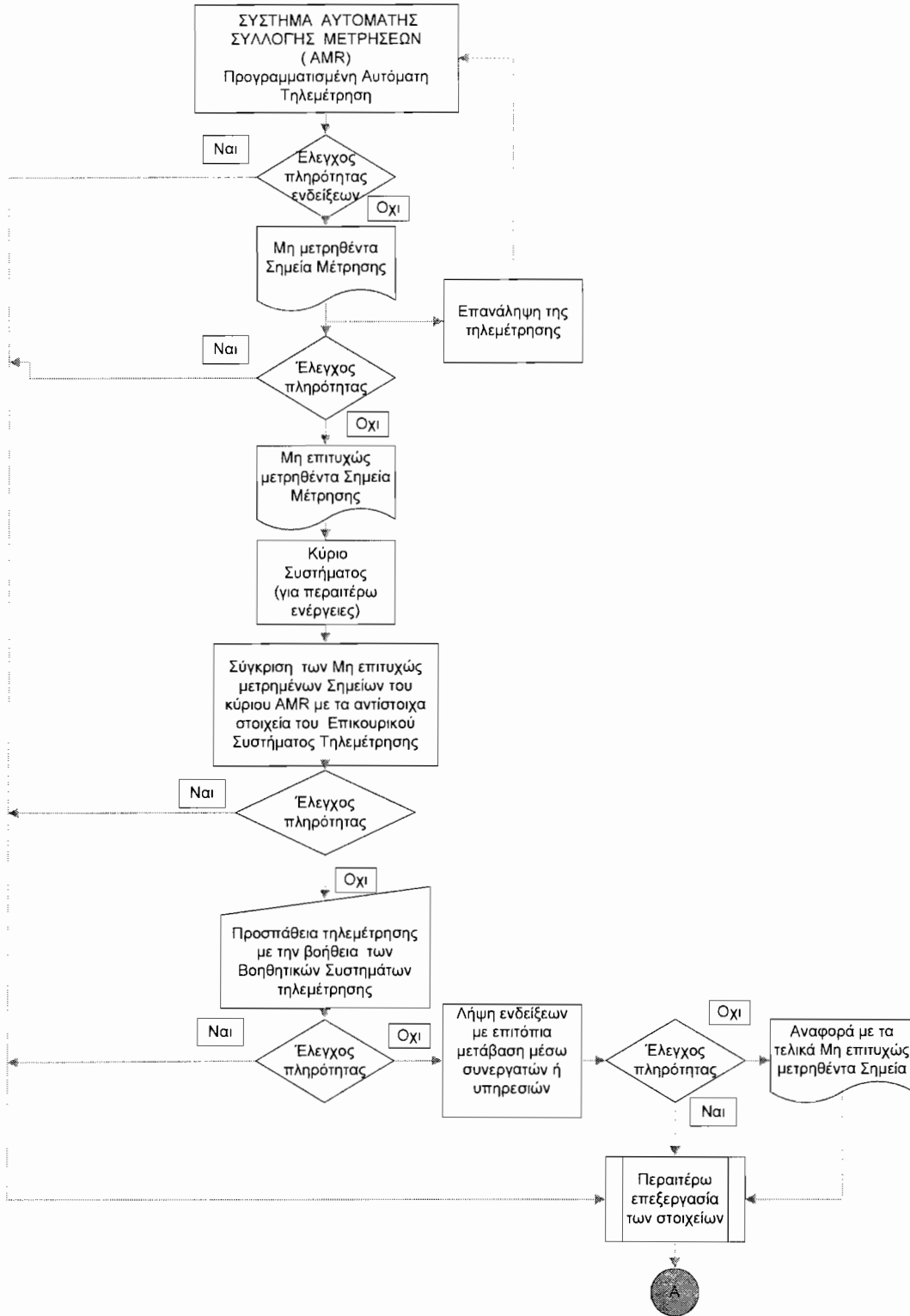
	4.1	Ενημέρωση των Εκπροσώπων των Καταχωρημένων Μετρητών							
			X	X	X				X
	4.2	Ενημέρωση Κύριου του Συστήματος ή Διαχειριστή Δικτύου για προβλήματα στις Μετρητικές Διατάξεις							
			X	X	X	X	X	X	X
	5	Διαδικασία Διόρθωσης –Εκτίμησης Μετρήσεων των Μη Επιτυχώς Πιστοποιημένων Μετρητών.							
	5.1	Χρησιμοποίηση των υπαρχόντων αντίστοιχων Εναλλακτικών Μετρητών (>10MVA).							
			X	X	X	X		X	
	5.2	Διόρθωση Εκτίμησης Δεδομένων.							
	5.2.1	Μετρητές Παραγωγής και Αυτοπαραγωγών (Δ.Ρ 2.2).							

		<p>Για τη διόρθωση ή εκτίμηση της ποσότητας ενέργειας που εγχέεται από Μονάδες Παραγωγής, λαμβάνονται υπόψη τα εξής:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Οι μετρήσεις κατάλληλων Μετρητών Ελέγχου. • Οι τιμές του EMS. • Οι τιμές που υπολογίζονται από τους μορφοτροπείς του SCADA. • Τεκμηριωμένη εκτίμηση της ποσότητας ενέργειας την οποία παρέχει ο Εκπρόσωπος του Μετρητή. 					
	X	X					
5.2.2	Μετρητές Φορτίου και Ορίων Δικτύου (Δ.Ρ.2.1).						
	<p>Για τη διόρθωση ή εκτίμηση της ποσότητας ενέργειας που δεν μετρήθηκε σωστά από Μετρητές Φορτίου και Μετρητές Ορίων λαμβάνονται υπόψη τα εξής:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Οι μετρήσεις κατάλληλων Μετρητών Ελέγχου. • Οι τιμές που υπολογίζονται από τους μορφοτροπείς του SCADA. • Τεκμηριωμένη εκτίμηση της ποσότητας ενέργειας την οποία παρέχει ο Εκπρόσωπος του Μετρητή. <p>Εάν καμία από τις προηγούμενες πηγές δεδομένων δεν είναι διαθέσιμη τότε διακρίνουμε τις ακόλουθες περιπτώσεις:</p> <p>Περίπτωση Α: Μη πιστοποιημένες Ενδείξεις ή Μη διαθέσιμες ενδείξεις για διάστημα έως μιας Περιόδου Κατανομής (1-ώρας)</p> <p>Η εκτίμηση των Δεδομένων Μετρήσεων βασίζεται στον σταθμισμένο μέσο όρο των Δεδομένων Μετρήσεων του ίδιου Μετρητή αμέσως πριν και αμέσως μετά τη χρονική περίοδο κατά την οποία εμφανίστηκε το πρόβλημα. Η στάθμιση γίνεται με συντελεστές που αντιστοιχούν στη χρονική απόσταση της εκτιμώμενης μέτρησης από το σημείο συλλογής των ως άνω Δεδομένων Μετρήσεων.</p>						

		<p>Περίπτωση Β: Μη πιστοποιημένες Ενδείξεις ή Μη διαθέσιμες ενδείξεις για διάστημα μεγαλύτερο της μιας Περιόδου Κατανομής (1-ώρας)</p> <p>Η εκτίμηση Δεδομένων Μετρήσεων βασίζεται στα Δεδομένα Μετρήσεων που συλλέγονται κατά τις πρόσφατες και κατά το δυνατόν παρόμοιες ως προς το φορτίο Ημέρες Κατανομής για τις ίδιες Περιόδους Κατανομής (αντιπροσωπευτικές κατανομές).</p>						
				X	X			
6	Υπολογισμός Ενεργειακού Ισοζυγίου (Δ.Ρ 3.).							
	A	1 ^η Φάση: Υπολογισμός Ενεργειακού Ισοζυγίου ανά Περίοδο Κατανομής (ώρα) για την Ημέρα Κατανομής και έλεγχος του μεγέθους «Ποσοστό Απωλειών».						
		X	X	X	X		X	
	B	2 ^η Φάση: Διορθωτικές Ενέργειες με ενημέρωση και ανταλλαγή πληροφοριών όλων των Συμμετεχόντων						
		X	X	X	X		X	
7	Επιτυχής Πιστοποίηση Αποτελεσμάτων.							
		X	X	X	X		X	
8	<p style="text-align: center;">Δεδομένα Μετρήσεων.</p> <p style="text-align: center;">(Δ.Ρ.3.)</p>							

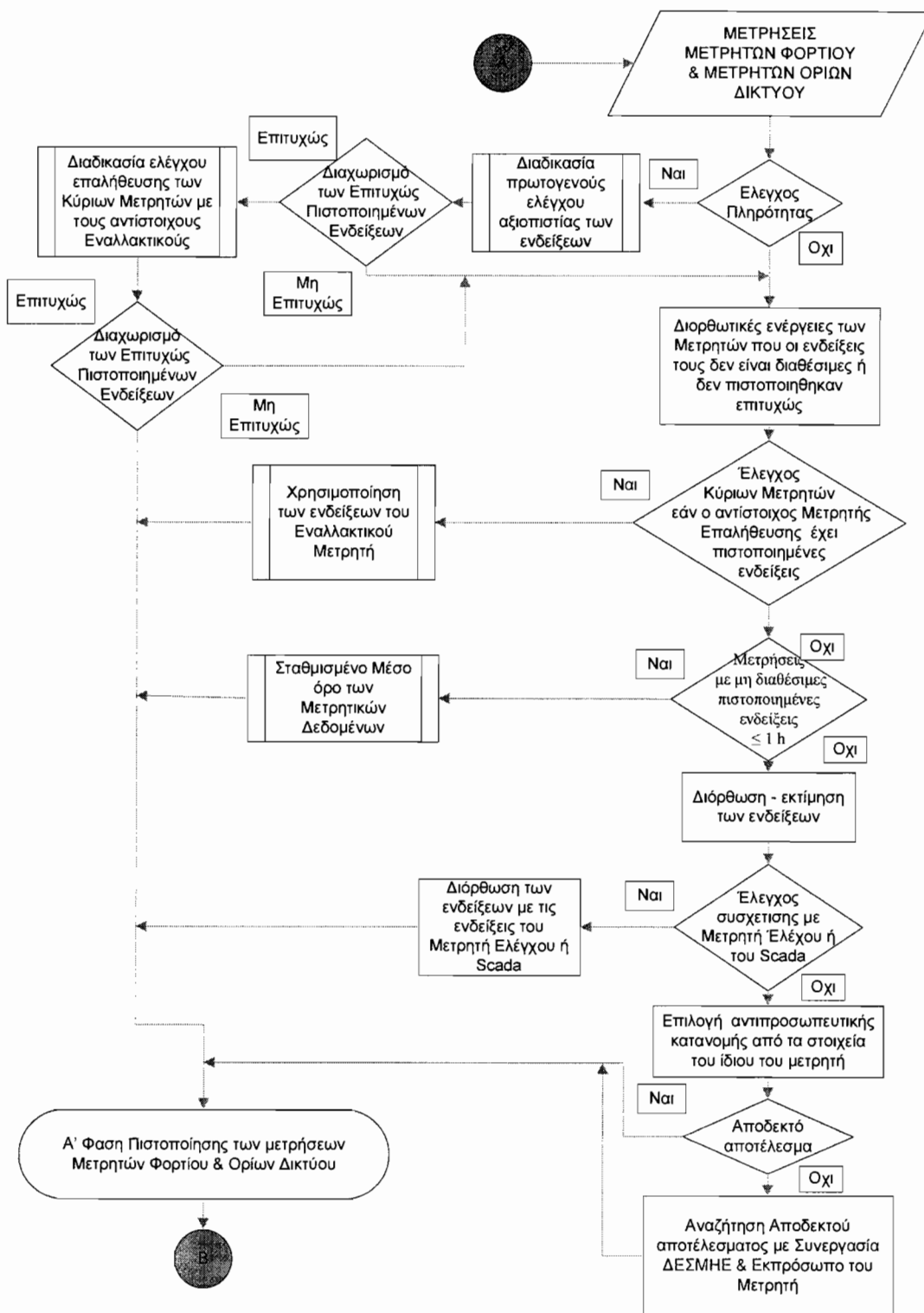
8.1.2 Διάγραμμα Ροής Συλλογής Μετρήσεων

Δ.Ρ.1 Διάγραμμα Ροής Συλλογής Μετρήσεων



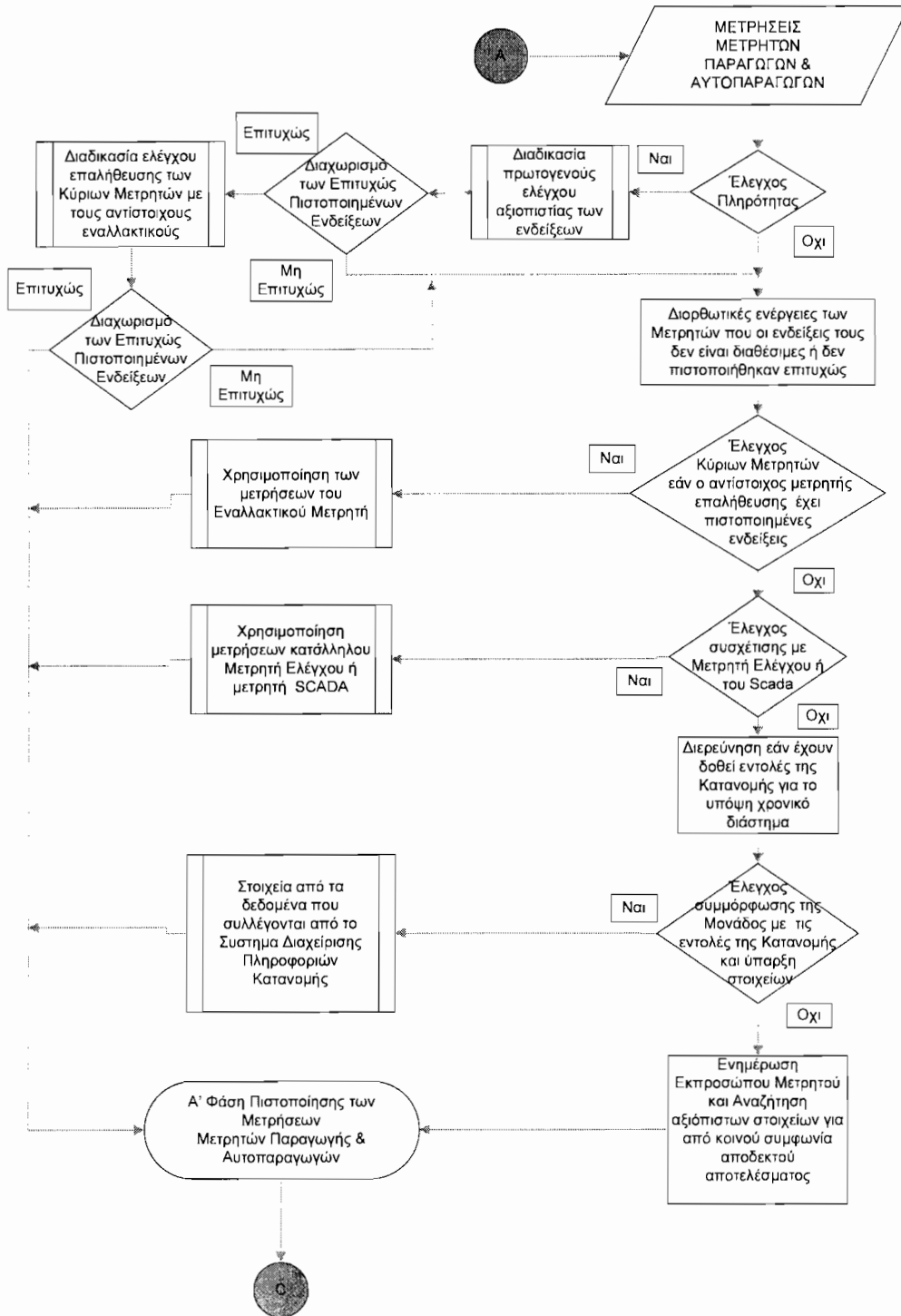
8.1.3 Διάγραμμα Ροής Πιστοποίησης Μετρήσεων (Μετρητές Φορτίου και Μετρητές Ορίων Δικτύου)

Δ.Ρ. 2.1 Διάγραμμα Ροής διαδικασιών Α' Φασης Πιστοποίησης Μετρήσεων (Μετρητές Φορτίου και Μετρητές Ορίων Δικτύου)



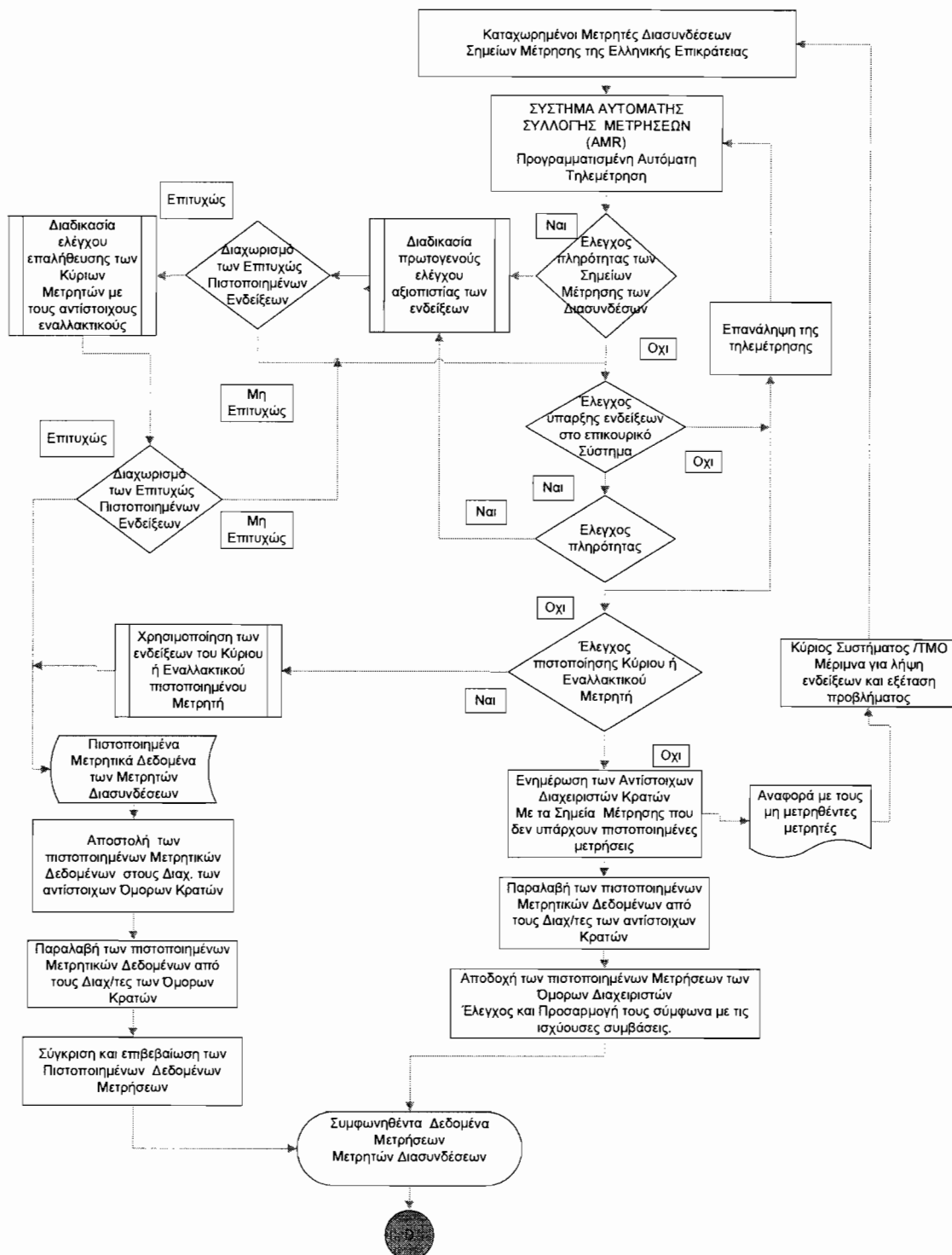
8.1.4 Διάγραμμα Ροής Πιστοποίησης Μετρήσεων (Μετρητές Παραγωγών)

Δ.Ρ. 2.2 Διάγραμμα Ροής διαδικασιών Α' Φάσης Πιστοποίησης Μετρητών (Μετρητές Παραγωγών & Αυτοπαραγωγών)

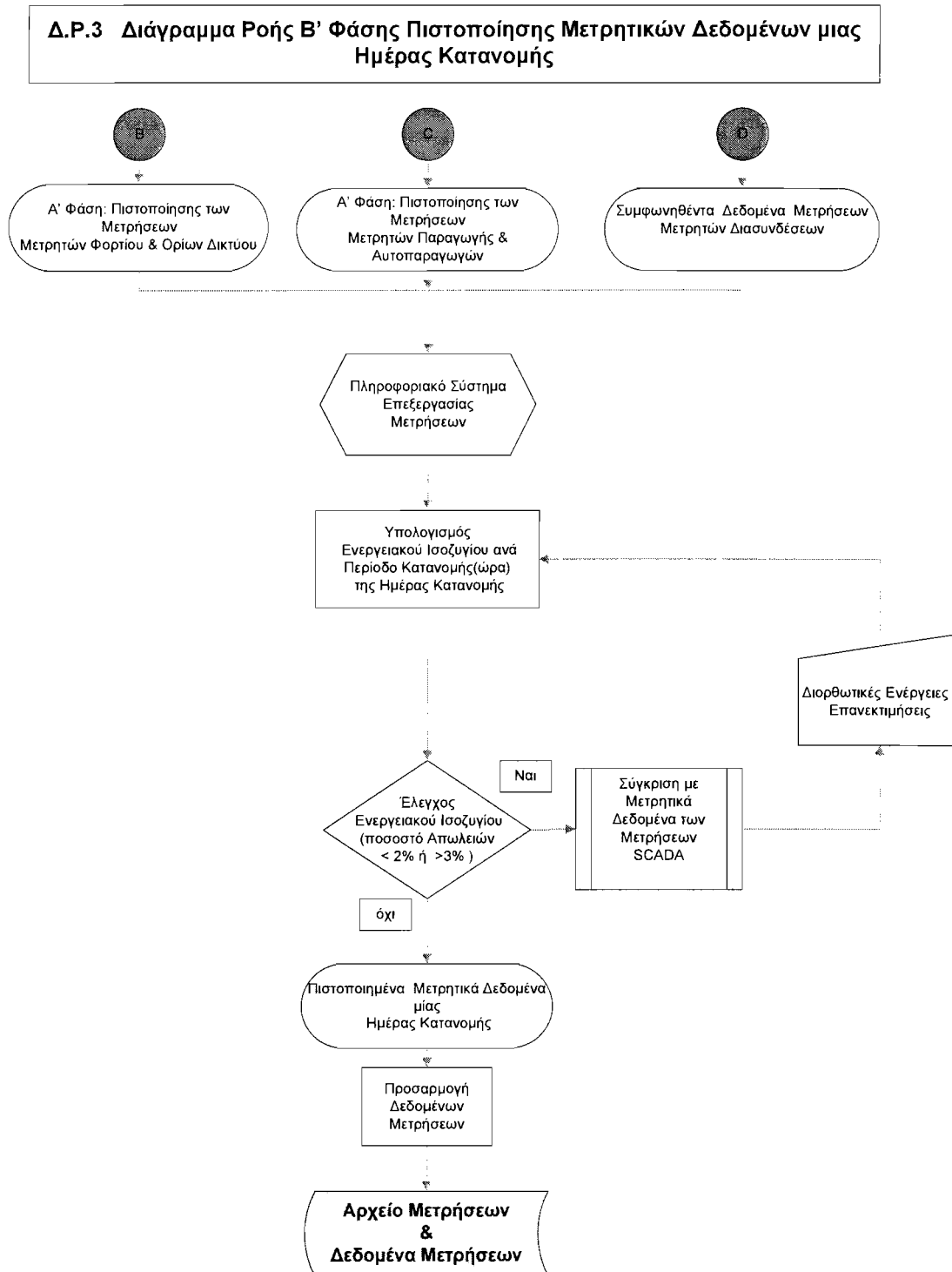


8.1.5 Διάγραμμα ροής Συλλογής και Πιστοποίησης Μετρητικών Δεδομένων Διασυνδέσεων

Δ.Ρ.2.3 Διάγραμμα Ροής Συλλογής και Πιστοποίησης Μετρητικών Δεδομένων Διασυνδέσεων



8.1.6 Διάγραμμα ροής Ελέγχου και Πιστοποίησης Μετρήσεων



Αναλυτική περιγραφή των διαδικασιών συλλογής, ελέγχου και πιστοποίησης Μετρήσεων Καταχωρημένων Μετρητών.

8.1.7 Συλλογή Μετρήσεων.

Η συλλογή των μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών διενεργείται από τον ΔΕΣΜΗΕ, με τηλεμέτρηση μέσω του **Συστήματος Αυτόματης Συλλογής Μετρήσεων (AMR)**, το οποίο αυτομάτως μεταβιβάζει τις μετρήσεις σε αρχεία της Βάσης Δεδομένων Μετρητών και Μετρήσεων.

- Η λήψη των ενδείξεων των Καταχωρημένων Μετρητών πραγματοποιείται αυτόματα σε ημερήσια βάση αμέσως μετά το πέρας κάθε Ημέρας Κατανομής και διαρκεί περίπου 7 ώρες για το σύνολο των Καταχωρημένων Μετρητών αρχίζοντας από 00:00:00 (hh:mm:ss).
- Σε περίπτωση που οι ενδείξεις δεν είναι διαθέσιμες κατά την αυτόματη πρώτη λήψη τότε εξετάζεται η ύπαρξη ενδείξεων από το επικουρικό σύστημα συλλογής των ενδείξεων. Σε κάθε περίπτωση επαναλαμβάνεται η τηλεμέτρηση από το Κύριο Σύστημα Συλλογής Μετρήσεων.
- Κάθε ημέρα ο ΔΕΣΜΗΕ ενημερώνει τον Κύριο του Συστήματος για τους Καταχωρημένους Μετρητές του Συστήματος που δεν τηλεμετρήθηκαν, ώστε ο Κύριος του Συστήματος να προβεί στις απαραίτητες ενέργειες.
- Κάθε εβδομάδα ο ΔΕΣΜΗΕ ενημερώνει τον Κύριο του Δικτύου για τους Καταχωρημένους Μετρητές στις Μονάδες Παραγωγής του Δικτύου Μέσης Τάσης που δεν τηλεμετρήθηκαν, ώστε ο Κύριος του Δικτύου να προβεί στις απαραίτητες ενέργειες.
- Όταν λήξει η προθεσμία που προβλέπει ο Κώδικας για την επίλυση των προβλημάτων τηλεμέτρησης των μετρητών, οι μετρήσεις λαμβάνονται επιτόπια με την βοήθεια Φορητού Καταχωρητή ή PC.

8.1.8 Πιστοποίηση και έλεγχος Μετρήσεων

Ο έλεγχος και πιστοποίηση των μετρήσεων διενεργείται για όλες τις μετρήσεις Καταχωρημένων Μετρητών, αμέσως μετά τη συλλογή των μετρήσεων. Στη διαδικασία πιστοποίησης και ελέγχου των μετρήσεων περιλαμβάνεται η διαπίστωση σφαλμάτων στις μετρήσεις, τα οποία μπορεί να οφείλονται στις συνθήκες λειτουργίας, σε βλάβες του λογισμικού ή του τεχνικού εξοπλισμού, σε σφάλματα του συστήματος επικοινωνιών, καθώς και σε αποκλίσεις των μετρήσεων από τα προκαθορισμένα όρια ακριβείας των μετρητών.

Το πρώτο στάδιο είναι ο πρωτογενής έλεγχος αξιοπιστίας των μετρήσεων ο οποίος περιλαμβάνει:

- Έλεγχο πληρότητας των Μετρητικών Δεδομένων.
- Έλεγχο συγχρονισμού του ρολογιού του μετρητή.
- Έλεγχο των σημάνσεων που λαμβάνονται από το Μετρητή.
- Έλεγχο συμβατότητας των Μετρήσεων (μη υπέρβασης οριακών τιμών).

Μετά τον πρωτογενή έλεγχο ακολουθεί δευτερογενής έλεγχος ο οποίος περιλαμβάνει:

- Σύγκριση μεταξύ του κύριου και εναλλακτικού μετρητή όπου αυτοί έχουν τοποθετηθεί και έχουν συνδεθεί σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Σύγκριση μεταξύ κύριων μετρητών και μετρητών ελέγχου όπου αυτοί έχουν τοποθετηθεί.
- Σύγκριση με τις μετρήσεις του SCADA.
- Έλεγχο με τις πληροφορίες που σχετίζονται με θέματα συντήρησης και διακοπών του μετρητή ή της εγκατάστασης στην οποία είναι τοποθετημένος.
- Έλεγχο της ακρίβειας των μετρήσεων με χρήση του ενεργειακού ισοζυγίου και του ποσοστού απωλειών.

Αφού περάσουν τον πρωτογενή και τον δευτερογενή έλεγχο οι μετρήσεις χαρακτηρίζονται ως επιτυχώς πιστοποιημένες ή ως μη επιτυχώς πιστοποιημένες.

8.1.9 Αποτελέσματα Πιστοποίησης και Ελέγχου Μετρήσεων

- **Επιτυχώς πιστοποιημένες μετρήσεις:** Οι μετρήσεις που έχουν ληφθεί από τους Καταχωρημένους Μετρητές και πιστοποιήθηκαν επιτυχώς σύμφωνα με τις παραπάνω επαναληπτικές διαδικασίες συλλογής και ελέγχου, αναγνωρίζονται ως Δεδομένα Μετρήσεων και αυτομάτως διαβιβάζονται στη Βάση Δεδομένων.
- **Μη επιτυχώς πιστοποιημένες μετρήσεις:** Οι καταχωρημένοι μετρητές (εκτός των μετρητών Διασυνδέσεων) των οποίων οι μετρήσεις δεν πιστοποιήθηκαν επιτυχώς ακολουθούν διαδικασία Διόρθωσης ή Εκτίμησης των μετρήσεων.

8.1.10 Ενέργειες για τις Μη επιτυχώς πιστοποιημένες Μετρήσεις**Ενημέρωση των εκπροσώπων των Καταχωρημένων Μετρητών και των αρμοδίων**

- Ο ΔΕΣΜΗΕ δύναται να ζητά τη συνδρομή των Εκπροσώπων Μετρητών για τη διόρθωση ή εκτίμηση των μετρήσεων και ενημερώνει σχετικά με το πρόβλημα :
 - Τους Εκπροσώπους του Μετρητή, αν πρόκειται για

- Μετρητή Παραγωγής ή Μετρητή Φορτίου ή Εναλλακτικό Μετρητή αντίστοιχου Κύριου Μετρητή,
- **Τον Κύριο του Συστήματος** αν πρόκειται για Καταχωρημένο Μετρητή εγκατεστημένο στο Σύστημα και
 - **Τον Διαχειριστή του Δικτύου**, αν πρόκειται για Καταχωρημένο Μετρητή Ορίων Δικτύου.
- Οι Εκπρόσωποι Μετρητών, ο Κύριος του Συστήματος και ο Διαχειριστής του Δικτύου, αφού λάβουν γνώση του προβλήματος, οφείλουν να προβούν σε κάθε αναγκαία ενέργεια, σε συνεργασία με τον ΔΕΣΜΗΕ, για την αντιμετώπιση του προβλήματος και στη συνέχεια παρέχουν στο ΔΕΣΜΗΕ:
 - Κάθε δυνατή ενημέρωση για τα αίτια του προβλήματος και τις ενέργειες στις οποίες δύνανται να προβούν για την αντιμετώπισή τουκαι
 - Τεκμηριωμένη εκτίμηση της ποσότητας ενέργειας η οποία δεν μετρήθηκε ορθά, ανά Περίοδο Κατανομής.

Ο Κύριος του Συστήματος και ο Διαχειριστής του Δικτύου στις αρμοδιότητες των οποίων περιλαμβάνεται και η τεχνική υποστήριξη στις εγκαταστάσεις των Μετρητικών Διατάξεων Καταχωρημένων Μετρητών, οφείλουν να προβαίνουν σε κάθε αναγκαία ενέργεια, εντοπισμού και αποκατάστασης του προβλήματος (βλάβης), **εντός εβδομήντα δύο (72) ωρών**.

8.1.11 Διαδικασία Διόρθωσης – Εκτίμησης των Μετρήσεων

8.1.11.1 Χρησιμοποίηση των ενδείξεων των αντιστοιχών Εναλλακτικών Μετρητών.

Στην περίπτωση κατά την οποία οι μετρήσεις Κύριου Μετρητή δεν είναι διαθέσιμες ή δεν πιστοποιηθούν επιτυχώς σύμφωνα με τη διαδικασία πιστοποίησης και ελέγχου, ο ΔΕΣΜΗΕ χρησιμοποιεί για τον καθορισμό των Δεδομένων Μετρήσεων τις μετρήσεις του Εναλλακτικού Μετρητή, εφόσον αυτές έχουν πιστοποιηθεί επιτυχώς σύμφωνα με την παραπάνω διαδικασία.

8.1.11.2 Διόρθωση –εκτίμηση των Δεδομένων Μετρήσεων

Στην περίπτωση κατά την οποία δεν υφίσταται Εναλλακτικός Μετρητής και

οι μετρήσεις του Καταχωρημένου Μετρητή δεν είναι διαθέσιμες ή δεν πιστοποιηθούν επιτυχώς σύμφωνα με τη διαδικασία πιστοποίησης και ελέγχου, διενεργείται διόρθωση - εκτίμηση των Δεδομένων Μετρήσεων σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κώδικα [3] (α-170):

8.1.11.2.1 Καταχωρημένοι Μετρητές Παραγωγής

Για την διόρθωση - εκτίμηση της ποσότητας ενέργειας που εγχέεται από Μονάδες Παραγωγής, λαμβάνονται υπόψη τα εξής (α-170.3):

- Εάν η περίοδος κατά την οποία οι μετρήσεις δεν είναι διαθέσιμες αντιστοιχούν σε περίοδο διακοπής (προγραμματισμένης ή μη), τότε οι τιμές συμπληρώνονται με μηδέν (0) και χαρακτηρίζονται ως διορθωμένες.
- Οι μετρήσεις του SCADA.
- Οι αναφορές του EMS.
- Οι μετρήσεις κατάλληλων Μετρητών Ελέγχου.
- Τεκμηριωμένη εκτίμηση της ποσότητας ενέργειας από τους εκπροσώπους των μετρητών παραγωγής (α-169.2.Β.(2)).

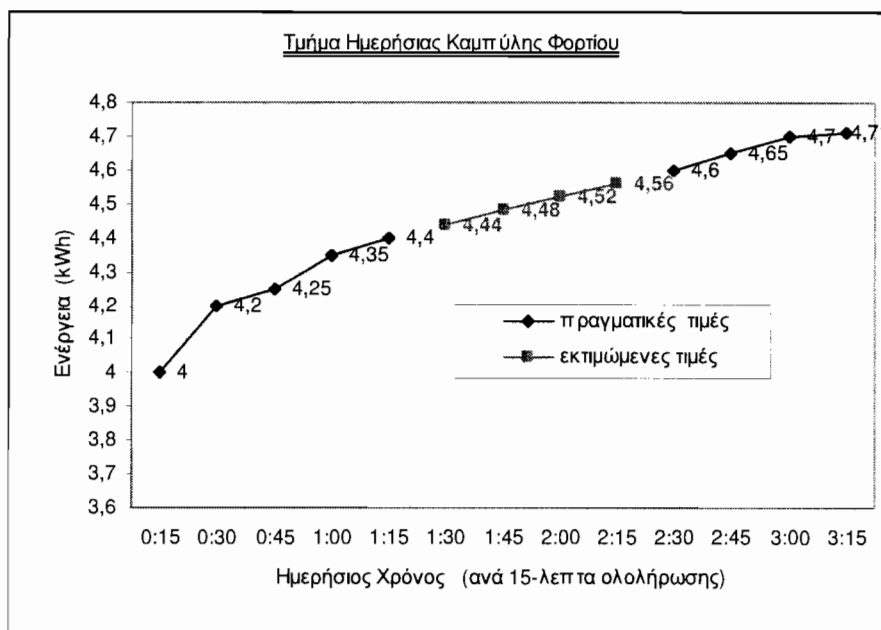
8.1.11.2.2 Καταχωρημένους Μετρητές Φορτίου ή Μετρητές Ορίων Δικτύου

Για την διόρθωση ή εκτίμηση που αντιστοιχεί σε Καταχωρημένους Μετρητές Φορτίου ή Μετρητές Ορίων Δικτύου λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα:

- i. Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν τιμές μέτρησης τότε γίνεται εκτίμηση της ποσότητας ενέργειας και λαμβάνονται υπόψη τα εξής:
 - εάν η περίοδος κατά την οποία οι μετρήσεις δεν είναι διαθέσιμες αντιστοιχούν σε περίοδο διακοπής,
 - οι μετρήσεις του **SCADA**,
 - οι μετρήσεις κατάλληλων Μετρητών Ελέγχου,
 - τεκμηριωμένη εκτίμηση της ποσότητας ενέργειας από εκπροσώπους των μετρητών φορτίου (α-169.2.Β.(2)).
- ii. Εάν η περίοδος κατά την οποία οι μετρήσεις δεν είναι διαθέσιμες ή δεν πιστοποιήθηκαν επιτυχώς σύμφωνα με τη διαδικασία πιστοποίησης και ελέγχου είναι μικρότερη από μία Περίοδο Κατανομής (< 1 h), η εκτίμηση των Δεδομένων Μετρήσεων βασίζεται στον σταθμισμένο μέσο όρο των Δεδομένων Μετρήσεων του ίδιου Μετρητή αμέσως πριν και αμέσως μετά τη χρονική περίοδο κατά την οποία εμφανίστηκε το πρόβλημα. Η στάθμιση γίνεται με συντελεστές που αντιστοιχούν στη χρονική απόσταση της εκτιμώμενης μέτρησης από το σημείο συλλογής των ως άνω Δεδομένων Μετρήσεων.

Παράδειγμα διόρθωσης –εκτίμησης η οποία βασίζεται στον σταθμισμένο μέσο όρο των Δεδομένων Μετρήσεων του ίδιου μετρητή

Ωρα	Ενδείξεις πραγματικές και εκτιμώμενες	Διορθωμένες ενδείξεις (εκτιμώμενες τιμές)	Συντελεστής
00:15	4,000 kWh		
00:30	4,200 kWh		
00:45	4,250 kWh		
01:00	4,350 kWh		
01:15	4,400 kWh		
01:30	4,44 kWh	$X_{n1} = [X(n1-1) + X(n1+4)] \cdot 1/4$: 1,25	X_n
01:45	4,48 kWh	$X_{n2} = [X_{n1} + X(n2+3)] \cdot 1/3$: 1,33	X_n
02:00	4,52 kWh	$X_{n3} = [X_{n2} + X(n3+2)] \cdot 1/2$: 1,50	X_n
02:15	4,56 kWh	$X_{n4} = [X_{n3} + X(n4+1)]$: 2,00	X_n
02:30	4,600 kWh		
02:45	4,650 kWh		
03:00	4,700 kWh		
03:15	4,710 kWh		



Η συνάρτηση της διορθωμένης τιμής X_n είναι :

$$X_n = [X(n-1) \cdot k(n-1) + X(n+v) \cdot k(n+v)] : [k(n-1) + k(n+v)]$$

όπου :

Συντελεστής $k = 1/v$ $v=1, 2, 3, 4 \dots$ χρονικά βήματα της εκάστοτε υπάρχουσας μέτρησης αμέσως πριν και αμέσως μετά την εκτιμώμενη.

- iii. Εάν η περίοδος, κατά την οποία οι μετρήσεις δεν είναι διαθέσιμες ή δεν πιστοποιήθηκαν επιτυχώς σύμφωνα με τη διαδικασία πιστοποίησης και ελέγχου, είναι μεγαλύτερη ($> 1 \text{ h}$) από μία Περίοδο Κατανομής, η εκτίμηση Δεδομένων Μετρήσεων βασίζεται στο Μέσο Όρο των Δεδομένων Μετρήσεων που συλλέχθηκαν κατά τρεις πρόσφατες και κατά το δυνατόν παρόμοιες ως προς το φορτίο Ημέρες Κατανομής για τις ίδιες Περιόδους Κατανομής.

Οι αντιπροσωπευτικές καμπύλες λαμβάνονται με βάση τα ημερολογιακά πρόσφατα στοιχεία για :

- Ημέρα Σαββάτου
- Ημέρα Κυριακής ή αργίας
- Καθημερινής ημέρας

αποκλείοντας ημέρες οι οποίες περιλαμβάνουν εκτιμήσεις ή διορθώσεις μετρήσεων.

8.1.11.2.3 Σύγκριση με μετρήσεις SCADA

Το Σύστημα SCADA χρησιμεύει για την τηλεπλοπτεία και τηλεχειρισμό των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ από την πλευρά της Υ.Τ. Προς τον σκοπό αυτό λειτουργεί κεντρικό σύστημα καταγραφής και αποθήκευσης των ηλεκτρικών μεγεθών που προσδιορίζουν την κατάσταση λειτουργίας του Συστήματος Μεταφοράς σε κάθε χρονική στιγμή (τάση, ένταση, ενεργός ισχύς, άεργος ισχύς, συντελεστής φορτίου κ.λ.π.).

Τα σημεία στα οποία είναι τοποθετημένοι οι μορφοτροπείς του SCADA διαφέρουν από τα σημεία όπου βρίσκονται οι Καταχωρημένοι Μετρητές του Συστήματος και χρησιμεύουν για συγκρίσεις και εντοπισμό πιθανών σφαλμάτων στα Μετρητικά Δεδομένα των Καταχωρημένων Μετρητών.

Ήδη έχει αναπτυχθεί πληροφοριακό σύστημα αναγωγής τόσο των τιμών ενέργειας που υπολογίζονται από τους μορφοτροπείς του SCADA όσο και των τιμών ενέργειας που καταγράφουν οι Καταχωρημένοι Μετρητές σε κοινούς κόμβους του Συστήματος, έτσι ώστε να είναι δυνατή η σύγκριση. Το πληροφοριακό αυτό σύστημα χρησιμεύει ως υποστηρικτικό εργαλείο ελέγχου και πιστοποίησης των μετρήσεων που συλλέγονται από τους Καταχωρημένους Μετρητές.

Ιδιαίτερη σημασία έχει η συστηματική παρακολούθηση των αποκλίσεων

μεταξύ των τιμών ενέργειας που υπολογίζονται ανά κόμβο του Συστήματος από τις διαφορετικές βάσεις δεδομένων (BΔΜΜ και Scada), σε συνδυασμό με την αξιολόγηση της αξιοπιστίας των τιμών του Scada.

8.1.12 Μετρητικά Δεδομένα Διασυνδέσεων (Διαδικασία Συλλογής - Ελέγχου και Πιστοποίησης)

Οι μετρήσεις της ενέργειας που διακινήθηκε στις διασυνδέσεις με γειτονικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας συλλέγονται, πιστοποιούνται και αποστέλλονται στους αντίστοιχους Διαχειριστές σε καθημερινή βάση, την επόμενη εργάσιμη ημέρα κάθε Ημέρας Κατανομής σύμφωνα με τους σχετικούς κανόνες του ENTSO-E.

Εργάσιμη ημέρα, σύμφωνα με το έγγραφο της πρώην UCTE "UCTE OH-Policy 2: Scheduling and Accounting (final policy 2.2 E, 20.07.2004)", θεωρείται κάθε ημερολογιακή ημέρα εκτός Σαββάτου, Κυριακής και τεσσάρων εορτών: Χριστουγέννων, Πρωτοχρονιάς, Δευτέρας του Πάσχα και Αναλήψεως.

- **Η διαδικασία περιλαμβάνει τα ακόλουθα βήματα:**

1. Το κύριο σύστημα τηλεμέτρησης κατά τη διάρκεια της καθημερινής αυτόματης συλλογής μετρήσεων επικοινωνεί τις πρώτες ώρες Ελλάδος (00:00 έως 07:00) κάθε ημέρας με όλους τους Καταχωρημένους μετρητές διασυνδέσεων και συλλέγει τις τιμές ενέργειας που καταγράφηκαν την προηγούμενη ημέρα.
2. Οι ενδείξεις που συλλέγονται ελέγχονται αρχικά για την πληρότητά τους και στη συνέχεια, με βάση τη διαδικασία πρωτογενούς ελέγχου, ελέγχεται η αξιοπιστία των ενδείξεων.
3. Για τις μετρήσεις χωρίς πληρότητα και όσες έχουν απορριφθεί κατά τον πρωτογενή έλεγχο εξετάζεται εάν οι εν λόγω μετρήσεις έχουν συλλεγεί από το Επικουρικό Σύστημα Συλλογής. Οι μετρήσεις που έχουν συλλεγεί από το Επικουρικό Σύστημα Συλλογής υπόκεινται στον πρωτογενή έλεγχο προκειμένου να χρησιμοποιηθούν στην περαιτέρω διαδικασία πιστοποίησης. Για τις μετρήσεις που δεν έχουν συλλεχθεί ούτε από το Επικουρικό ή δεν έχουν περάσει τον πρωτογενή έλεγχο πραγματοποιείται επανάληψη της τηλεμέτρησης.
4. Οι μετρήσεις που έχουν περάσει επιτυχώς από τον πρωτογενή έλεγχο υφίστανται δευτερογενή έλεγχο που συνίσταται στη σύγκριση Κύριου και Εναλλακτικού Μετρητή. Εφόσον περάσουν επιτυχώς το δευτερογενή έλεγχο πιστοποιούνται και αποτελούν τα Πιστοποιημένα Δεδομένα Μετρήσεων των Διασυνδέσεων. Σε περίπτωση που δεν έχει επιτυχώς ολοκληρωθεί ο δευτερογενής έλεγχος χρησιμοποιούνται ως Πιστοποιημένα Δεδομένα Μετρήσεων των Διασυνδέσεων οι μετρήσεις που έχουν επιτυχώς πρωτογενώς πιστοποιηθεί.
5. Τα Πιστοποιημένα Δεδομένα Μετρήσεων των Διασυνδέσεων

κοινοποιούνται στους αντίστοιχους Διαχειριστές. Για τα Σημεία Μέτρησης των Διασυνδέσεων για τα οποία δεν υπάρχουν πρωτογενώς πιστοποιημένες ενδείξεις, ενημερώνονται οι αντίστοιχοι Διαχειριστές και αναμένουμε τις μετρήσεις που εκείνοι έχουν συλλέξει προκειμένου να προσαρμοστούν στα σημεία μέτρησης της ελληνικής επικρατείας και να ενταχθούν στα **«Συμφωνηθέντα Δεδομένα Μετρήσεων Διασυνδέσεων»**.

6. Στη συνέχεια παραλαμβάνονται από τους αντίστοιχους Διαχειριστές τα Δεδομένα Μετρήσεων των αντιστοιχών Σημείων Μέτρησης, όπως έχουν συλλεγεί από αυτούς.
7. Για όσα Σημεία Μέτρησης έχουμε πιστοποιημένα Δεδομένα γίνονται οι προβλεπόμενες συγκρίσεις και επικοινωνία με τους αντίστοιχους Διαχειριστές, εφόσον απαιτηθεί, έτσι ώστε να έχουμε τα **«Συμφωνηθέντα Δεδομένα Μετρήσεων Διασυνδέσεων»**.
8. Για τα Ελληνικά Σημεία Μέτρησης στα οποία δεν υπάρχουν ενδείξεις, λαμβάνονται εκ προοιμίου τα πιστοποιημένα Μετρητικά Δεδομένα των ομόρων Κρατών, τα οποία προσαρμόζονται ανάλογα στα Σημεία Μέτρησης της Ελληνικής Επικράτειας και εντάσσονται στα **«Συμφωνηθέντα Δεδομένα Μετρήσεων Διασυνδέσεων»**.
9. Στις συμφωνίες που έχουν συναφθεί μεταξύ του Ελληνικού Συστήματος και κάθε ενός από τα γειτονικά κράτη, αναγνωρίζονται ως επίσημα σημεία μέτρησης (official metering points) τα σημεία μέτρησης στους Υ/Σ ή ΚΥΤ του Ελληνικού Συστήματος όπου συνδέεται η εκάστοτε διασυνδετική γραμμή. Τα σημεία μέτρησης στους Υ/Σ ή ΚΥΤ των γειτονικών συστημάτων όπου καταλήγει η εκάστοτε διασυνδετική γραμμή έχουν χαρακτηριστεί ως **εφεδρικά σημεία μέτρησης** (back-up metering points).
10. Οι πιστοποιημένες ενδείξεις των Σημείων Μέτρησης των Διασυνδέσεων (Ελληνικών και Όμορων Κρατών) ανάγονται στα σύνορα. Η αναγωγή αυτή γίνεται με καταμερισμό των πραγματικών απωλειών της διασυνδετικής γραμμής αναλογικά με την απόσταση από τα σύνορα των σημείων μέτρησης και τις μετρήσεις των μετρητών στα σημεία άφιξης της διασυνδετικής γραμμής στο Ελληνικό και το όμορο Σύστημα.
11. Τα **«Συμφωνηθέντα Δεδομένα Μετρήσεων Διασυνδέσεων»** αποστέλλονται ηλεκτρονικά στον ENTSO-E CC έως τις 11:00 UTC (universal time co-ordinated) σύμφωνα με τα οριζόμενα στο UCTE – OH της πρώην UCTE, το οποίο μεταξύ άλλων καθορίζει τον τρόπο μέτρησης της ενέργειας και επιβεβαίωσης των μετρήσεων στις διασυνδέσεις μεταξύ γειτονικών συστημάτων του δικτύου της πρώην UCTE.

8.1.13 Προσαρμογή Δεδομένων Μετρήσεων (α-171)

Το οριζόμενο από τον Κώδικα σημείο μέτρησης βρίσκεται από την πλευρά του σημείου σύνδεσης του Χρήστη είτε με το Δίκτυο είτε με το Σύστημα κατά περίπτωση, όπως προβλέπεται στην εκάστοτε σύμβαση σύνδεσης. (α-298). Όταν το πραγματικό σημείο μέτρησης διαφέρει από το οριζόμενο σημείο μέτρησης εφαρμόζονται συντελεστές αναγωγής της μέτρησης.

Οι συντελεστές αναγωγής που χρησιμοποιούνται για την διόρθωση των μετρήσεων ώστε να συνυπολογιστούν οι απώλειες του μετασχηματιστή ισχύος δίνονται στον πίνακα:

Αναγόμενο μέγεθος	Συντελεστής αναγωγής
Ενέργεια εξερχόμενη από το Σύστημα προς το Δίκτυο	1.0050251256
Ενέργεια εγχυόμενη στο Σύστημα από το Δίκτυο	0.995

Όλοι οι υπολογισμοί στη βάση δεδομένων του ΔΕΣΜΗΕ γίνονται με αριθμούς διπλής ακρίβειας. Τα αποτελέσματα στρογγυλοποιούνται στην kWh.

Επιπρόσθετα για τις μονάδες παραγωγής και τους αυτοπαραγωγούς γίνονται οι ακόλουθοι υπολογισμοί.

- **Παραγωγοί:**

1. Για όλες τις Μονάδες των Παραγωγών (πλην των Μονάδων Αυτοπαραγωγών), ο ΔΕΣΜΗΕ αφαιρεί τα Δεδομένα Μετρήσεων που αφορούν το βοηθητικό φορτίο κάθε Μονάδας από τα Δεδομένα Μετρήσεων που αφορούν την έγχυση ενέργειας από τη Μονάδα, εφόσον οι εγκαταστάσεις βοηθητικού φορτίου τροφοδοτούνται από κόμβους του Συστήματος και χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ενέργειας ή την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών από την Μονάδα. Εξαιρούνται :

- ▶ τα βοηθητικά φορτία που χρησιμοποιούνται για την εξόρυξη πρώτων υλών ή καυσίμου,
- ▶ τα συστήματα τροφοδοσίας με καύσιμο μίας Μονάδας, που βρίσκονται στην ίδια θέση με τη Μονάδα, εφόσον δεν επιβαρύνουν τη δραστηριότητα παραγωγής της υπόψη Μονάδας κατά τον οριζόντιο ή κάθετο λογιστικό διαχωρισμό.

Από την παραγωγή μίας Μονάδας δεν αφαιρούνται τα Δεδομένα Μετρήσεων του φορτίου το οποίο δεν αντιστοιχεί σε βοηθητικά φορτία της Μονάδας. Το φορτίο αυτό, στην περίπτωση που συνδέεται

με το βοηθητικό σύστημα μίας Μονάδας και εξυπηρετείται από αυτή, προστίθεται στην ποσότητα ενέργειας που παράγει η Μονάδα αυτή.

2. Στην περίπτωση που στην ίδια θέση είναι εγκατεστημένες περισσότερες Μονάδες Παραγωγής και δεν προσδιορίζεται σαφώς, ποια τροφοδοτεί με ενέργεια τις εγκαταστάσεις βοηθητικού φορτίου, ο ΔΕΣΜΗΕ κατανέμει την ποσότητα ενέργειας που πρέπει να αφαιρεθεί, σύμφωνα με την προηγούμενη παράγραφο, με βάση ποσοστά κατανομής, τα οποία προκαθορίζονται από τους κατόχους άδειας παραγωγής για τις Μονάδες αυτές.
Το άθροισμα των ποσοστών κατανομής είναι ίσο με εκατό τοις εκατό (100%).

- **Αυτοπαραγωγοί:**

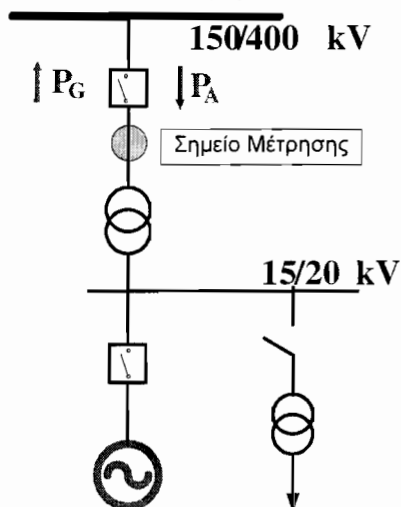
Ο ΔΕΣΜΗΕ οφείλει να αφαιρεί τα Δεδομένα Μετρήσεων του βοηθητικού φορτίου από τα αντίστοιχα της παραγωγής ορισμένης Μονάδας Αυτοπαραγωγού εάν η Μονάδα του Αυτοπαραγωγού είναι συγχρονισμένη με το Σύστημα και παράγει ποσότητα ενέργειας η οποία επαρκεί για την κάλυψη του συνόλου του βοηθητικού της φορτίου.

Η παραπάνω αφαίρεση δεν επιτρέπεται, εάν το βοηθητικό φορτίο εξυπηρετείται μέσω γραμμής η οποία δεν συνδέεται στον υποσταθμό με τον οποίο είναι συνδεδεμένη η Μονάδα.

8.1.13.1 Παραδείγματα προσαρμογής δεδομένων μέτρησης συμβατικών μονάδων παραγωγής

1. Μοναδικό σημείο μέτρησης έγχυσης και απορρόφησης

Περίπτωση 1η: Μέτρηση στο Σημείο Σύνδεσης



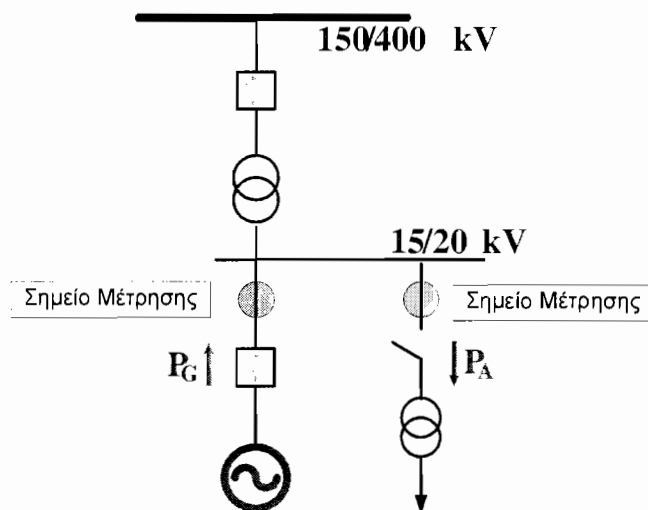
CONDITION	$P_G > P_A$	$P_G < P_A$
NET PRODUCTION	$P_{NET} = P_G - P_A$	$P_{NET} = 0$
LOAD	$P_L = 0$	$P_L = P_A - P_G$

Όπου :

P_G η ενέργεια που εγχέεται στο Σύστημα Μεταφοράς από τη γεννήτρια (μετά την εξυπηρέτηση των βοηθητικών),

P_A η ενέργεια που απορροφάται από το Σύστημα Μεταφοράς για τις ανάγκες των γενικών βοηθητικών της μονάδας

Περίπτωση 2η: Μέτρηση εσωτερικά των εγκαταστάσεων



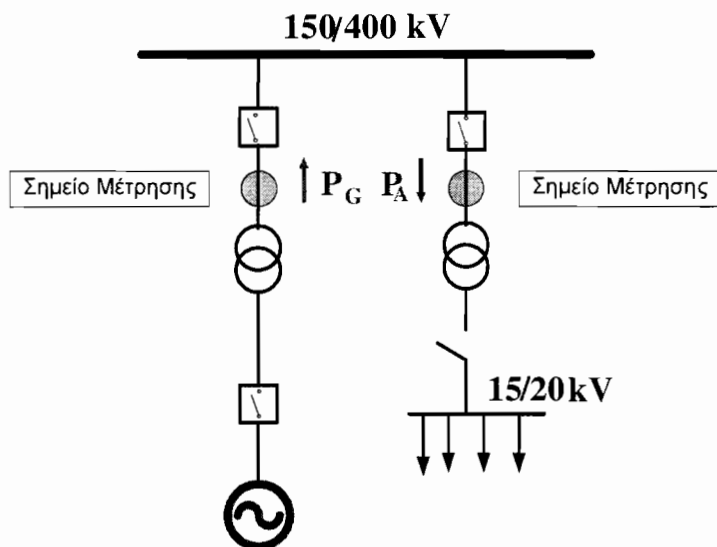
Αντίστοιχη της περίπτωσης Α, με τη διαφορά πως οι μετρητές δεν είναι τοποθετημένοι στο σημείο σύνδεσης της μονάδας με το Σύστημα. δηλαδή στην πλευρά της ΥΤ του Μ/Σ ισχύος.

CONDITION	$P_G > P_A$	$P_G < P_A$
NET PRODUCTION	$P_{NET} = 0.995 * (P_G - P_A)$	$P_{NET} = 0$
LOAD	$P_L = 0$	$P_L = 1.0050251256 * (P_A - P_G)$

2. Διαφορετικά Σημεία έγχυσης και απορρόφησης Ενέργειας

Γενική Περίπτωση: Σταθμοί Παραγωγής με περισσότερες Μονάδες

Περίπτωση 1η: Μέτρηση στα σημεία σύνδεσης με το Σύστημα



CONDITION	$P_G > \beta * P_A$	$P_G < \beta * P_A$
NET PRODUCTION	$P_{NET} = P_G - \beta * P_A$	$P_{NET} = 0$
LOAD	$P_L = 0$	$P_L = \beta * P_A - P_G$

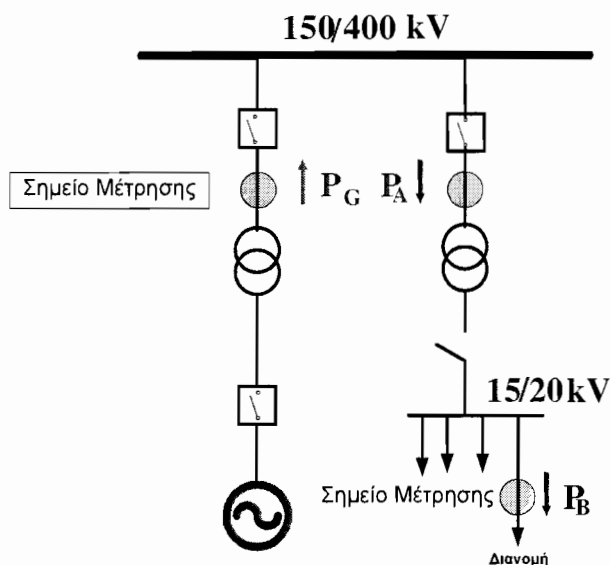
Όπου :

P_G : η ενέργεια που εγχέεται στο Σύστημα Μεταφοράς από τη γεννήτρια (μετά την εξυπηρέτηση των βοηθητικών της μονάδας),

P_A : η ενέργεια που απορροφάται από το Σύστημα Μεταφοράς για τις ανάγκες των γενικών βοηθητικών του Σταθμού παραγωγής, και

β : το ποσοστό χρέωσης των γενικών βοηθητικών του Σταθμού στη μονάδα παραγωγής. Το ποσοστό χρέωσης δηλώνεται από τον κάτοχο του Σταθμού Παραγωγής και μπορεί να είναι μικρότερο ή ίσο του 100%, αναλόγως του αν η μονάδα μοιράζεται ή όχι τα γενικά βοηθητικά της με άλλες μονάδες.

Περίπτωση 2^η: Μέτρηση στο σημείο σύνδεσης με το Σύστημα - τροφοδότηση κι άλλων φορτίων πλην των ΓΒ, από το ίδιο σημείο σύνδεσης στο Σύστημα.

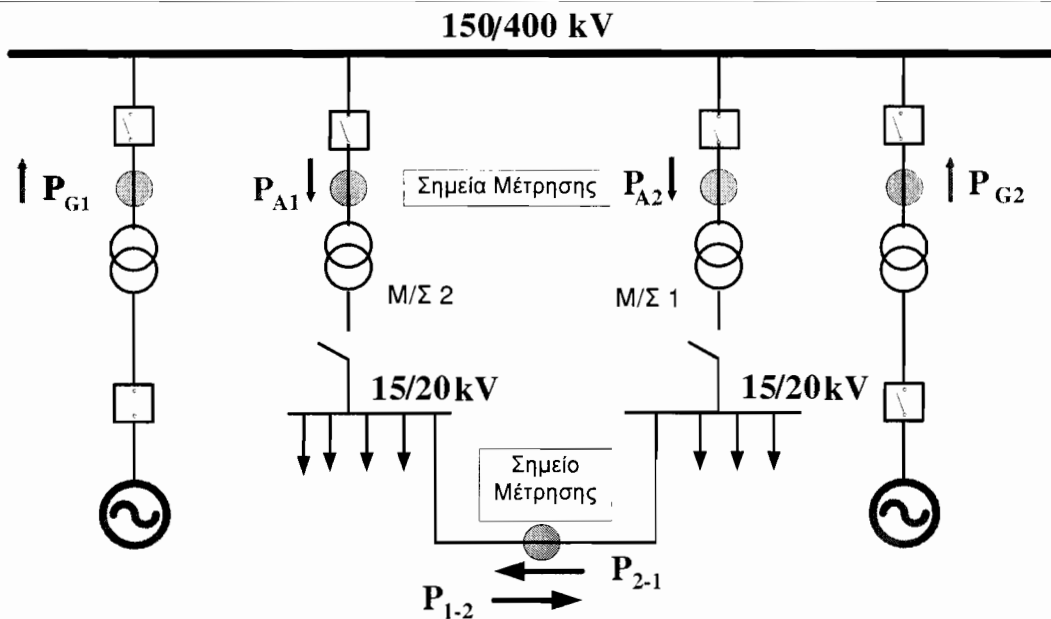


CONDITION	$P_G > \beta * (P_A - P_B)$	$P_G < \beta * (P_A - P_B)$
NET PRODUCTION	$P_{NET} = P_G - \beta * (P_A - P_B)$	$P_{NET} = 0$
LOAD	$P_L = 0$	$P_L = \beta * (P_A - P_B) - P_G$

Εφαρμόζεται όταν μέρος του φορτίου P_A εξυπηρετεί κατανάλωση άλλη από τα Γενικά Βοηθητικά ενός Σταθμού (συνήθως φορτία προς τοπική διανομή).

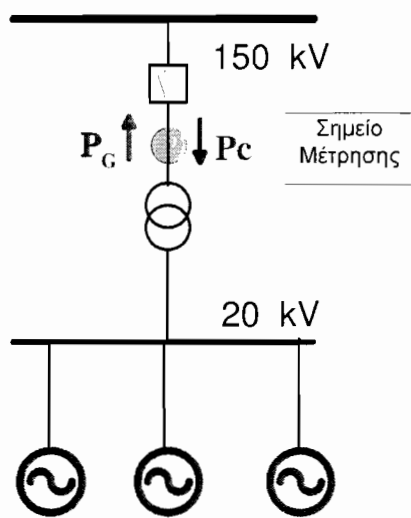
Περίπτωση 3^η: Όταν τα βοηθητικά Φορτία μοιράζονται και σε άλλους σταθμούς

Όταν διαφορετικές μονάδες παραγωγής ενός Σταθμού παραγωγής μοιράζονται τα γενικά βοηθητικά, τότε ο ακριβής καταμερισμός των γενικών βοηθητικών γίνεται με την τοποθέτηση μετρητών στους διασυνδεδετικούς ζυγούς μεταξύ των γενικών βοηθητικών.



CONDITIONS	$P_{G1} - P_{A1} > 0$ $(P_{2 \rightarrow 1} - P_{1 \rightarrow 2}) > 0$	$P_{G1} - P_{A1} > 0$ $(P_{2 \rightarrow 1} - P_{1 \rightarrow 2}) < 0$
NET PRODUCTION	$P_{G1} - P_{A1} - (P_{2 \rightarrow 1} - P_{1 \rightarrow 2}) * 1.0050251256$	$P_{G1} - P_{A1} - (P_{2 \rightarrow 1} - P_{1 \rightarrow 2}) * 0.995$
LOAD	0	0
CONDITIONS	$P_{G1} - P_{A1} < 0$ $(P_{2 \rightarrow 1} - P_{1 \rightarrow 2}) > 0$ or $(P_{2 \rightarrow 1} - P_{1 \rightarrow 2}) < 0$	
NET PRODUCTION	0	
LOAD	$P_{A1} + (P_{2 \rightarrow 1} - P_{1 \rightarrow 2}) * 1.0050251256 - P_{G1}$	

8.1.13.2 Παράδειγμα υπολογισμού δεδομένων μέτρησης Σταθμού Παραγωγής ΑΠΕ



ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ ΑΠΕ

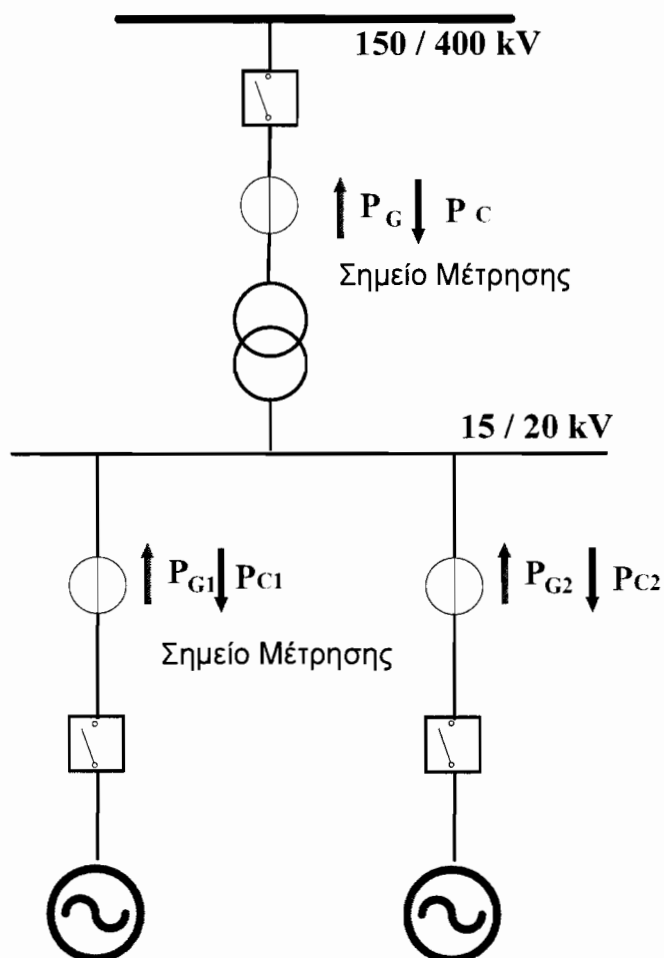
PRODUCTION

$$P_{NET} = P_G$$

LOAD

$$P_L = P_c$$

8.1.13.3 Παράδειγμα υπολογισμού δεδομένων μέτρησης Σταθμών Παραγωγής ΑΠΕ με κοινό Μετασχηματιστή Ανύψωσης



Για την εξυπηρέτηση διαφορετικών Συμβάσεων Παραγωγής από ΑΠΕ με σύνδεση στο Σύστημα Μεταφοράς μέσω κοινού μετασχηματιστή ανύψωσης (βλέπε σχέδιο) ο υπολογισμός της παραγόμενης και καταναλισκόμενης ενέργειας έκαστου σταθμού ΑΠΕ σε ωριαία βάση γίνεται με την ακόλουθη μεθοδολογία.

$$P_{\text{net MV}} = P_{G1} + P_{G2} + P_{C1} + P_{C2}$$

Όπου :

P_{G1}, P_{G2} : η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των σταθμών στην ΜΤ

P_{C1}, P_{C2} : η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας των σταθμών στην ΜΤ

$$P_{\text{net HV}} = P_G + P_C$$

Όπου :

P_G : η μετρούμενη παραγωγή στην ΥΤ

P_C : η μετρούμενη κατανάλωση στην ΥΤ

Οι συνολικές απώλειες είναι :

$$\text{Losses} = \text{ABS} (P_{\text{net HV}} - P_{\text{net MV}})$$

Οι απώλειες ανά MWh είναι :

$$L = \text{Losses} / (\text{ABS}(P_{G1}) + \text{ABS}(P_{G2}) + \text{ABS}(P_{C1}) + \text{ABS}(P_{C2}))$$

Η παραγωγή κάθε σταθμού ΑΠΕ ανάγεται στην ΥΤ ως εξής:

$$P_{G1 \text{ ΥΤ}} = P_{G1} * (1-L)$$

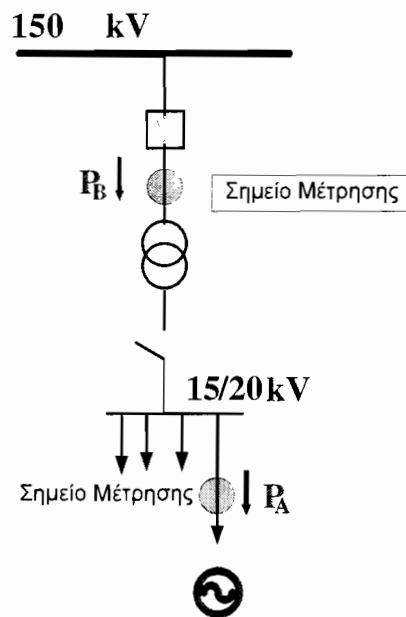
$$P_{G2 \text{ ΥΤ}} = P_{G2} * (1-L)$$

Η κατανάλωση κάθε σταθμού ΑΠΕ ανάγεται στην ΥΤ ως εξής:

$$P_{C1 \text{ ΥΤ}} = P_{C1} * (1+L)$$

$$P_{C2 \text{ ΥΤ}} = P_{C2} * (1+L)$$

8.1.13.4 Παράδειγμα υπολογισμού δεδομένων μέτρησης ορίου συστήματος μεταφοράς με δίκτυο διανομής



DISTRIBUTION LOAD

$$P_B - P_A * 1.0050251256$$

Όπου :

P_B η ενέργεια που απορροφάται από το Δίκτυο Διανομής σε ένα υποσταθμό του Σύστημα Μεταφοράς,

P_A η ενέργεια που εξυπηρετεί φορτίο άλλο από φορτίο Διανομής, π.χ. γενικά βοηθητικά μονάδας παραγωγής που μοιράζεται τις εγκαταστάσεις του Υποσταθμού

Υπολογισμός Ενεργειακού Ισοζυγίου ως τελικός Έλεγχος πιστοποίησης των Μετρήσεων μιας Ημέρας Κατανομής (Η.Κ.)

Εμπειρικά και στατιστικά έχει προσδιοριστεί πως στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας το ποσοστό απωλειών είναι περίπου 2- 3% του συνολικού φορτίου Συστήματος.

Ο έλεγχος των μετρήσεων μέσω του ισοζυγίου Ενέργειας του Συστήματος με την βοήθεια του ποσοστού απωλειών πραγματοποιείται ανά Περίοδο Κατανομής (ώρα) και χρησιμεύει σε ένα τελικό έλεγχο και πιστοποίηση των Μετρητικών Δεδομένων.

Εάν κατά τον υπολογισμό του ενεργειακού ισοζυγίου μιας Ημέρας Κατανομής προκύψει ποσοστό απωλειών μεγαλύτερο ή μικρότερο από τα επιτρεπτά όρια για όλες τις ώρες ή μερικές ώρες, αυτό εκτιμάται ως ένδειξη σφάλματος σε ένα ή περισσότερα σημεία μέτρησης και ακολουθούν ενέργειες για εντοπισμό εσφαλμένων μετρήσεων μέχρι να πιστοποιηθούν επιτυχώς όλα τα Δεδομένα Μετρήσεων της Ημέρας Κατανομής.

Χρόνος διενέργειας των διορθωτικών ενεργειών

Ο ΔΕΣΜΗΕ διενεργεί τη διόρθωση ή εκτίμηση των μετρήσεων εντός ενενήντα έξι (96) ωρών (4 ημερών) από τη λήξη της Ημέρας Κατανομής στην οποία αφορούν.

9 Βάση Δεδομένων Μετρητών και Μετρήσεων (α-172)

Στο πλαίσιο της διαδικασίας διαχείρισης των Μετρητών και των Μετρήσεων του Συστήματος, ο ΔΕΣΜΗΕ τηρεί και ενημερώνει Βάση Δεδομένων Μετρητών και Μετρήσεων, η οποία περιλαμβάνει:

- Το Μητρώο των Καταχωρημένων Μετρητών που είναι εγκατεστημένοι στο Σύστημα ή στο Δίκτυο, οι μετρήσεις των οποίων χρησιμοποιούνται για την εφαρμογή του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών.
- Τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου.
- Αρχεία μετρήσεων και Δεδομένων Μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών
 - Αρχεία πρωτογενών μετρήσεων ανά μετρητή,
 - Δεδομένα Μετρήσεων, με σήμανση στην περίπτωση που αυτά καθορίστηκαν κατόπιν διόρθωσης ή εκτίμησης,
 - Αίτιο και μέθοδος διόρθωσης ή εκτίμησης των Δεδομένων Μέτρησης.
- Αρχείο ελέγχων και δοκιμών των Καταχωρημένων Μετρητών.

Τα στοιχεία του αρχείου αυτού τηρούνται από τον ΔΕΣΜΗΕ για διάστημα πέντε (5) τουλάχιστον ετών από την καταχώρησή τους.

Οι Χρήστες του Συστήματος έχουν δικαίωμα πρόσβασης στα στοιχεία εφόσον έχουν έννομο συμφέρον.

10 Διάθεση των Δεδομένων Μετρήσεων

Πίνακας διάθεσης των Δεδομένων Μετρήσεων

Πίνακας 10.1 : Πίνακας Διάθεσης Δεδομένων Μέτρησης			
Κατηγορίες Καταχωρημένων Μετρητών	Αποδέκτες Δεδομένων Μέτρησης	Μη Πιστοποιημένες Μετρήσεις	Πιστοποιημένες Μετρήσεις
Παραγωγής	Παραγωγοί	«Κ»	«Η»
Παραγωγής ΑΠΕ	ΔΕΣΜΗΕ / ΕΔΡΕΘ		«Μ»
Φορτίου	Εκπρόσωποι Φορτίου	«Κ»	«Η»
Ορίων Δικτύου	Διαχειριστής Δικτύου Εκπρόσωποι Φορτίου	«Κ»	«Η»
Διασυνδέσεων	Όμοροι Διαχειριστές	«Κ» έως 10:00	«Μ»
	ENTSO-E CC		«Κ» έως 12:00
<p>«Κ» = Αρχεία που αποστέλλονται καθημερινά την επομένη της ημέρας κατανομής (εκτός Σαββάτου, Κυριακής και τεσσάρων εορτών: Χριστουγέννων, Πρωτοχρονιάς, Δευτέρας του Πάσχα και Αγίου Πνεύματος) και περιλαμβάνουν τις μη πιστοποιημένες μετρήσεις της ημέρας κατανομής, που έχουν επιτυχώς συλλεχθεί μέσω του συστήματος τηλεμέτρησης.</p> <p>«Η» = Αρχεία ανά ημέρα κατανομής και αναλυτικά ανά περίοδο ολοκλήρωσης ή περίοδο κατανομής αν αφορούν μετρήσεις ή δεδομένα μετρήσεων, αντίστοιχα, τα οποία αποστέλλονται με την ολοκλήρωση κάθε ημερολογιακού μήνα.</p> <p>«Μ» = Μηνιαία αποτελέσματα.</p>			

Ενέργειες Διαφάνειας και Ενημέρωσης

- Στην περίπτωση διόρθωσης ή εκτίμησης των μετρήσεων σύμφωνα με τα αναφερόμενα η καταχώρηση των αντίστοιχων Δεδομένων Μετρήσεων στη Βάση Δεδομένων Μετρητών και Μετρήσεων συνοδεύεται από σχετική σήμανση, ενώ σε ιδιαίτερο αρχείο καταχωρούνται όλα τα δεδομένα και η μέθοδος που χρησιμοποιήθηκαν για τη διόρθωση ή την εκτίμηση των μετρήσεων.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του (www.desmie.gr "Συμμετοχή στην αγορά –Διόρθωση Μετρήσεων") στο τέλος κάθε μήνα και έως την 5^η ημέρα του επομένου, κατάλογο των περιπτώσεων διόρθωσης ή εκτίμησης μετρήσεων, ο οποίος περιλαμβάνει **{A6}**:
 - Κωδικό Μετρητικού Σημείου
 - Κωδικό του Καταχωρημένου Μετρητή
 - Σημείο Μέτρησης
 - Ιδιοκτήτη
 - Χαρακτηρισμό Σημείου μέτρησης
 - Εκπρόσωπο ή τους Εκπροσώπους του Μετρητή
 - Περίοδο μη συλλογής μετρήσεων
 - Αίτιο μη συλλογής μετρήσεων
 - Μέθοδο Διόρθωσης.

Διαδικασία πρόσβασης των χρηστών στις ενδείξεις του μετρητή (α-156.Ε-Η)

Κάθε μετρητής διαθέτει παλμούς εξόδου που μεταφέρουν ενεργειακούς παλμούς κάθε είδους εσωτερικώς μετρούμενου μεγέθους [14].

Οι παλμοί αυτοί είναι δυνατόν να διατεθούν και στους χρήστες του Συστήματος παρέχοντάς τους την δυνατότητα να παρακολουθούν σε πραγματικό χρόνο (real time) τη δημιουργία της καμπύλης φορτίου καθ' όλη τη διάρκεια της Η.Κ. (του 24-ώρου ανά 15-λεπτο), έτσι ώστε να μπορούν να διαχειριστούν την ενεργειακή τους ροή με την ίδια ακρίβεια που παρέχουν οι Καταχωρημένοι Μετρητές του Συστήματος ανάλογα με τις δικές τους ανάγκες και τις απαιτήσεις του Συστήματος.

Οι παλμοί που διατίθενται σήμερα στους Χρήστες είναι (IEC-61393/DIN-43864):

- ▶ Παλμός Ενεργού Ενέργειας

- ▶ Παλμός Άεργου Ενέργειας
- ▶ Παλμός ολοκλήρωσης (15-λέπτου).

Εναλλακτικά, στους Χρήστες δίνεται η δυνατότητα πρόσβασης στους Καταχωρημένους Μετρητές που τους αφορούν μέσω Συστημάτων Συλλογής Μετρήσεων.

Προϋπόθεση για την παροχή πρόσβασης αποτελεί η διασφάλιση :

- της μη επέμβασης στα λειτουργικά χαρακτηριστικά των Καταχωρημένων Μετρητών μέσω της χρησιμοποίησης Συστημάτων Συλλογής Μετρήσεων που αποκλείουν τη δυνατότητα παραμετροποίησης των Καταχωρημένων Μετρητών, και
- της αδιάλειπτης επικοινωνίας των Καταχωρημένων Μετρητών με το Σύστημα Συλλογής Μετρήσεων του ΔΕΣΜΗΕ.

Για αυτό το σκοπό ο Χρήστης υποβάλλει στο ΔΕΣΜΗΕ τεχνική μελέτη του Συστήματος που επιθυμεί να εγκαταστήσει, της τεχνολογίας και του λογισμικού που πρόκειται να χρησιμοποιήσει προκειμένου να επικοινωνεί με τους Καταχωρημένους Μετρητές που τον αφορούν.

Εάν το σύστημα ικανοποιεί τις προϋποθέσεις που ορίζει ο Κώδικας και το παρόν Εγχειρίδιο, ο ΔΕΣΜΗΕ ορίζει δοκιμαστική περίοδο παράλληλης λειτουργίας του Συστήματος Συλλογής Μετρήσεων του Χρήστη και του ΣΣΔΜ του ΔΕΣΜΗΕ κατά τη διάρκεια της οποίας διενεργούνται προσυμφωνημένες δοκιμές.

Εφόσον οι δοκιμές ολοκληρωθούν με επιτυχία το σύστημα εγκρίνεται.

Ακόμη και μετά την διαδικασία έγκρισης, ο ΔΕΣΜΗΕ διατηρεί το δικαίωμα να ζητά την προσωρινή ή οριστική διακοπή λειτουργίας του Συστήματος Συλλογής Μετρήσεων ενός Χρήστη, σε περίπτωση που εμποδίζεται η συλλογή των μετρήσεων για τους σκοπούς της Εκκαθάρισης της Αγοράς και της Τιμολόγησης των παραγωγών με μονάδες του άρθρου 35 του Ν.2773/99. Η λειτουργία του Συστήματος του Χρήστη θα επαναληφθεί μετά το πέρας της αποκατάστασης των αιτίων που οδήγησαν στην παρεμπόδιση της ορθής λειτουργίας του Συστήματος του ΔΕΣΜΗΕ και μετά την διεξαγωγή νέων δοκιμών επί της ταυτόχρονης λειτουργίας των δύο Συστημάτων Συλλογής Μετρήσεων.

11 Αναφορές

1. 1999-12-22 ΝΟΜΟΣ 2773/ΦΕΚ286/ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛ.ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
2. IEC 62056.61 Μετρητής Ηλεκτρισμού – Ανταλλαγή δεδομένων για ένδειξη μετρητή, έλεγχος χρέωσης και φορτίου – Μέρος 61: Σύστημα Αναγνώρισης Αντικειμένου (OBIS) (Das Kennzahlensysteme OBIS (DIN EN 62056-61:2002 OBIS - Object Identification System))
3. Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (έκδοση Φεβρουάριος 2007)
4. Εγχειρίδιο Τεχνικού Μετρητών /ΔΕΗ/ΔΕΔ/ 1999
5. IEC 62052-11 Μετρητές Ηλεκτρικής Ενέργειας – Γενικές απαιτήσεις, δοκιμές και συνθήκες δοκιμών IEC 62056 /21 (IEC 1107)2000-12-8
ΦΕΚ1498_ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ ΑΔΕΙΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ και ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΗΛ.ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
6. IEC 62053-21 Στατικοί μετρητές για ενεργό ισχύ (κλάσεις 1 και 2)
7. IEC 62053-22 Στατικοί μετρητές για ενεργό ισχύ (κλάσεις 0,2S και 0,5S)
8. IEC 62056/21 –(IEC 61107) Επίπεδα Ασφαλείας Μετρητή
9. IEC 60044-1 Μετασχηματιστές έντασης – Amendment 1 και 2
10. IEC 62056 / 42 /46/ 53/ Πρωτόκολλο επικοινωνίας DLMS για ανταλλαγή Δεδομένων μετρητών
11. IEC 62056.62 Μετρητής Ηλεκτρισμού – Ανταλλαγή δεδομένων για ένδειξη μετρητή, έλεγχος χρέωσης και φορτίου – Μέρος 62 : Κατηγορίες διεπαφής
12. ΦΕΚ – Αρ. Φύλλου 1442/ 2-10-2006 Απόφαση Υ.Α. Τύπος και περιεχόμενο συμβάσεων αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα και το Διασυνδεδεμένο δίκτυο σύμφωνα με τις διατάξεις του αρθ.12 παρ.3 του ν.3468/2006.
13. ΦΕΚ 1153/10-7-2007 Διαδικασία έκδοσης αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ).
14. IEC-61393/DIN-43864 (Pulse output r53 (no measurement of load curve))
15. ΔΕΗ/ Οδηγία Διανομής No 56 Ρυθμίσεις και έλεγχος μετρητών και Μετρητικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας
16. ΔΕΗ / Οδηγία Διανομής No 59 Εγκατάσταση και συνδεσμολογία μετρητών και μετρητικών Διατάξεων Ηλεκτρικής Ενέργειας.
17. IEC 60044-2 Μετασχηματιστές τάσης – Amendment 1 και 2

12 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

A.1 Τεχνικός Έλεγχος Μετρητικής Διάταξης

1. ΓΕΝΙΚΑ

- Μια ακριβείας και αξιόπιστη μέτρηση επιπροσθέτως των ελέγχων στα όργανα μέτρησης (Μετρητές και Μ/Σ μέτρησης), προϋποθέτει πρωτίστως σωστή συνδεσμολογία και καλή καλωδίωση.
- Βραχυκύκλωμα και διακοπή στους αγωγούς σύνδεσης ή λάθη στις συνδέσεις μπορεί να συμβούν όχι μόνο κατά την αρχική εγκατάσταση της μέτρησης αλλά και κατά την διάρκεια της λειτουργίας της.
- Κακοτεχνία στις συνδέσεις και λάθη στην συνδεσμολογία είναι τα συνηθέστερα σφάλματα που εντοπίζονται στις μετρητικές διατάξεις, τα οποία εκτός από εσφαλμένες μετρήσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας μπορούν να προκαλέσουν κινδύνους σε άτομα και εγκαταστάσεις.
- Για τη μέτρηση της ενεργού και άεργου ισχύος, κάθε μετρητική διάταξη δοκιμάζεται και ρυθμίζεται ώστε να λειτουργεί εντός των συνολικών ορίων σφαλμάτων, που αναφέρονται στους πίνακες που ακολουθούν, αφού συνυπολογιστούν τυχόν σφάλματα των μετασχηματιστών τάσης και έντασης και η αντίσταση της καλωδίωσης ή των κυκλωμάτων προστασίας.

Όρια σφαλμάτων στον δηλωμένο συντελεστή ισχύος ΕΝΕΡΓΟΣ ΙΣΧΥΣ(α-ΠΙ9)					
Ρεύμα ως ποσοστό % του ρεύματος μέτρησης	Συντελεστής Ισχύος (συνφ)	Ισχύς συνδέσεων			
		>50 MVA	10-50 MVA	1-10 MVA	< 1 MVA
120%-10%	1	±0,5%	±1,0%	±2,0%	±3,0%
10%-5%	1	±0,7%	±1,5%	±2,5%	±3,5%
5%-1%	1	±1,5%	±2,5%	±3,5%	±4,0%
120%-10%	0,5 επαγωγικό	±1,0%	±2,0%	±3,0%	±3,5%
120%-10%	0,8 χωρητικό	±1,0%	±2,0%	±3,0%	±3,5%

<u>Όρια σφαλμάτων στον δηλωμένο συντελεστή ισχύος</u> ΑΕΡΓΟΣ ΙΣΧΥΣ					
Ρεύμα ως ποσοστό % του ρεύματος μέτρησης	Συντελεστής Ισχύος (συνφ)	Ισχύς συνδέσεων			
		>50 MVA	10-50 MVA	1-10 MVA	< 1 MVA
120%-10%	0	±4,0%	±4,0%	±4,0%	±4,0%
120%-20%	0,866 επαγωγικό	±5,0%	±5,0%	±5,0%	±5,0%
120%-20%	0,866 επαγωγικό	±5,0%	±5,0%	±5,0%	±5,0%

1.1 ΕΛΕΓΧΟΣ ΚΑΛΩΔΙΩΣΗΣ

- Το αντικείμενο αυτού του ελέγχου αποσκοπεί στη διασφάλιση ότι οι συνδέσεις των καλωδίων έχουν γίνει σύμφωνα με τα σχέδια, δεν υπάρχει διακοπή στους αγωγούς και ότι οι συνδέσεις είναι σωστές και ασφαλείς [15], [4], [16].

Ο έλεγχος αυτός γίνεται οπτικά ή με τη βοήθεια οργάνου (πολύμετρο).

- Όταν ο έλεγχος γίνεται υπό τάση πρέπει για λόγους προστασίας να βραχυκυκλώνονται οι Μ/Σ έντασης στο δευτερεύον.
- Ελέγχεται η πτώση τάσης στα καλώδια της μετρητικής διάταξης.
- Η διατομή των αγωγών του **κυκλώματος έντασης** υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη τα εξής κριτήρια:
 - ✓ Μηχανική αντοχή
 - ✓ Επιφόρτιση του Μ/Σ έντασης
 - ✓ Μήκος αγωγών του κυκλώματος μέτρησης
 - ✓ Απώλειες του μετρητή.

Δεδομένης της επιτρεπτής επιφόρτισης του Μ/Σ έντασης και των επιτρεπτών απωλειών του κυκλώματος του πηνίου έντασης του μετρητή, προσδιορίζονται οι μέγιστες επιτρεπτές απώλειες των αγωγών (επιφόρτιση αγωγών).

$$P_w = P_z + P_L$$

$$P_L = I^2 \cdot R_L$$

$$R_L = \rho \cdot L / q$$

P_w = επιφόρτιση Μ/Σ έντασης

P_z = Απώλειες πηνίου έντασης μετρητή με ονομαστική ένταση

P_L = Απώλειες αγωγού

R_L = Ωμική αντίσταση αγωγού

L = συνολικό μήκος αγωγού

q = Διατομή αγωγού

ρ = ειδική αντίσταση του αγωγού

- Η διατομή των αγωγών του **κυκλώματος τάσης** υπολογίζεται έτσι ώστε η πτώση τάσης στους αγωγούς να είναι μικρότερη από 0,1% ,για να μην επηρεάζεται η ακρίβεια της μέτρησης.

$$\Delta U = I_U \cdot R_L \leq 0,001 U_S$$

S_U = Φαινομένη ισχύς του κυκλώματος τάσης

ΔU : Πτώση τάσης στον αγωγό

R_L : Ωμική αντίσταση του αγωγού

U_S : Τάση δευτερεύοντος του Μ/Σ τάσης

I_U : Ένταση στο πηνίο τάσης Μετρητή ($I_U = S_U / U_S$)

- Η μέγιστη αποδεκτή πτώση τάσης στους αγωγούς του μετρητικού κυκλώματος δεν πρέπει να υπερβαίνει το 0,1V (για 100V ονομαστική τάση του δευτερεύοντος).
- Η επιλεγόμενη διατομή των καλωδίων μετρητικής διάταξης είναι για το κύκλωμα έντασης τα 4 mm² – 6 mm² και στο κύκλωμα τάσης τα 2,5 mm² - 4 mm².
- Οι πραγματικές αυτοκαταναλώσεις των οργάνων μέτρησης πρέπει να λαμβάνονται από τους κατασκευαστές.

1.2 ΕΛΕΓΧΟΣ ΚΙΒΩΤΙΟΥ ΔΟΚΙΜΩΝ

Έλεγχος της σωστής συνδεσμολογίας, των επαφών των ακροδεκτών και ότι οι γέφυρες βραχυκυκλώσεως των εντάσεων λειτουργούν κανονικά [4],[16].

1.3 ΕΛΕΓΧΟΣ ΣΥΝΔΕΣΜΟΛΟΓΙΑΣ

1.3.1 Έλεγχος στο Κιβώτιο Δοκιμών των τάσεων **URS**, **UST**, και **UTR** Για συμμετρικές τάσεις του δικτύου, αυτές πρέπει να είναι ίσες μεταξύ τους, (Μ/Σ τάσης σε V-σύνδεση).

$$URS = UST = UTR = 100V$$

Στη συνέχεια μετράμε τις τάσεις **UR**, **UT** και **US** προς Γη και πρέπει να είναι :

$$UR = UT = 100 V \quad \text{και} \quad US = 0$$

1.3.2 Έλεγχος των εντάσεων χωριστά I_R και I_T των δύο στοιχείων του μετρητή και στη συνέχεια μετράμε την ένταση I των δύο στοιχείων σε σειρά. Εάν η φόρτιση είναι συμμετρική ισχύει :

$$I = I_R = I_T$$

1.3.3 Έλεγχος με γωνιόμετρο ή φασίμετρο της σειράς διαδοχής των φάσεων, που πρέπει να είναι:

$$R - S - T$$

1.4 ΕΛΕΓΧΟΙ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΩΝ ΜΕΤΡΗΣΗΣ

Στους Μ/Σ οργάνων μέτρησης γίνεται αρχικά ένας οπτικός έλεγχος για βλάβες (π.χ. θραύση μονωτήρων, διαρροή λαδιού κ.λ.π.) και στη συνέχεια πραγματοποιούνται οι παρακάτω έλεγχοι με τη βοήθεια του Κιβωτίου δοκιμών (Κ.Δ.) [15],[4], [16]:

- Έλεγχος ηλεκτρικής συνέχειας κυκλωμάτων.
- Έλεγχος ηλεκτρικής μόνωσης.
- Έλεγχος πολικότητας σύνδεσης Μ/Σ μέτρησης.
- Έλεγχος σχέσης μετασχηματισμού Μ/Σ μέτρησης.

1.4.1 ΈΛΕΓΧΟΙ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΩΝ ΕΝΤΑΣΗΣ

- Έλεγχος ηλεκτρικής συνέχειας κυκλωμάτων
 - Πρωτεύοντος τυλίγματος (K – L) για κάθε Μ/Σ φάσης (R, S, T)
 - Δευτερεύοντος τυλίγματος (k – l) (από είσοδο στο Κ.Δ.) για κάθε κύκλωμα φάσης (R, S, T)
 - Δευτερεύοντος κυκλώματος (με τους μετρητές) από έξοδο στο Κ.Δ. για κάθε φάση.

- **Έλεγχος ηλεκτρικής μόνωσης**

- Αφαιρείται ο γεφυροσύνδεσμος του δευτερεύοντος του Μ/Σ με το σασί
- Πρωτεύοντος – Δευτερεύοντος (KL-kl), για κάθε Μ/Σ φάσης (R, S, T)
- Πρωτεύοντος- Γη (KL - Γη), για κάθε Μ/Σ.
- Δευτερεύοντος – Γη (kl-Γη), για κάθε Μ/Σ
- Κυκλώματος Δευτερεύοντος με μετρητές φάσης r(s,t) – Γη για κάθε κύκλωμα φάσης (R,S,T). Εφόσον $R > 100 \text{ M}\Omega$ επανασυνδέονται οι γεφυροσύνδεσμοι γείωσης.

Σημείωση : r,s,t είναι οι ακροδέκτες στην είσοδο του Κ.Δ.

- **Έλεγχος σχέσης και ακρίβειας μετασχηματισμού**

- Τροφοδοσία με τεχνητό φορτίο στο πρωτεύον του Μ/Σ με: 1%, 5%, 20%, 100%, 120% της ονομαστικής έντασης και μέτρηση στο Δευτερεύον (είσοδος στο Κ.Δ.).
- Οι μετρήσεις των εντάσεων του Δευτερεύοντος πρέπει να κυμαίνονται εντός των ορίων σφάλματος του παρακάτω πίνακα [9].
- Σφάλμα μέτρησης ενός Μ/Σ έντασης:

$$F = 100 \cdot (I_2 \cdot K_N - I_1) / I_1 \quad [\%]$$

F : σφάλμα μέτρησης σε [%]

I_1 : ένταση πρωτεύοντος [A]

I_2 : ένταση δευτερεύοντος [A]

K_N : ονομαστική σχέση μετασχηματισμού I_{1N}/I_{2N} (λόγος των ονομαστικών εντάσεων).

- Σφάλμα γωνίας (δ): Το σφάλμα γωνίας ενός Μ/Σ έντασης είναι η φασική απόκλιση της εντάσεως I_2 του δευτερεύοντος από την ένταση I_1 του πρωτεύοντος τυλίγματος (μετριέται σε λεπτά μόιρας και εκατοστά ακτινίου).
- Είναι θετικό όταν η ένταση I_2 του δευτερεύοντος προηγείται, σύμφωνα με τη φορά των δεικτών του ρολογιού, της εντάσεως I_1 του πρωτεύοντος.
- Ανάλυση των ορίων σφάλματος για τους Μ/Σ έντασης αναφέρονται στους ακόλουθους Πίνακες [9].

Πίνακας 1.4.1α Όρια σφάλματος ρεύματος και φασικής απόκλισης για μετασχηματιστές εντάσεως οργάνων μετρήσεως (κλάσεις από 0,1 έως 1)

Κλάση ακριβείας	± Επί τοις εκατό σφάλμα ρεύματος για τα ποσοστά ονομαστικού ρεύματος που αναφέρονται παρακάτω				± Φασική απόκλιση για τα ποσοστά ονομαστικού ρεύματος που αναφέρονται παρακάτω							
					Λεπτά της μοίρας				Εκατοστά ακτινίου			
	$I/I_n \rightarrow$	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100
0.1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Πίνακας 1.4.1 β Όρια σφάλματος ρεύματος και φασικής απόκλισης για μετασχηματιστές εντάσεως οργάνων μετρήσεως ειδικών εφαρμογών

Κλάση ακριβείας	± Επί τοις εκατό σφάλμα ρεύματος για τα ποσοστά ονομαστικού ρεύματος που αναφέρονται παρακάτω					± Φασική απόκλιση για τα ποσοστά ονομαστικού ρεύματος που αναφέρονται παρακάτω									
						Λεπτά της μοίρας					Εκατοστά ακτινίου				
	$I/I_n \rightarrow$	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100
0,2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
0,5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

ΣΗΜΕΙΩΣΗ - Αυτός ο Πίνακας ισχύει μόνο για μετασχηματιστές που έχουν ονομαστικό ρεύμα δευτερεύοντος 5 A.

1.4.2 ΕΛΕΓΧΟΙ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΩΝ ΤΑΣΗΣ

- **Έλεγχος ηλεκτρικής συνέχειας κυκλωμάτων**
 - Δευτερεύοντος από την είσοδο του Κ.Δ. (αφαίρεση r,t): r-s και t-s
 - Δευτερεύοντος με μετρητές από είσοδο του Κ.Δ. (αφαίρεση r)
r- ακροδέκτης Κ.Δ. (για μετρητές kWh, kVArh)
 - Δευτερεύοντος με μετρητές από είσοδο Κ.Δ. (αφαίρεση t):
t-Ακροδέκτης Κ.Δ.
 - Πρωτεύοντος (αφαίρεση γέφυρας V_R-U_T) : U-V για κάθε Μ/Σ φάσης (R,T).

- **Έλεγχος ηλεκτρικής μόνωσης**
 - Αφαιρείται ο γεφυροσύνδεσμος του δευτερεύοντος του Μ/Σ με το σασί
 - Πρωτεύοντος – Δευτερεύοντος : UV-uv , για κάθε Μ/Σ φάσης (R,S, T)
 - Πρωτεύοντος- Γη : (UV - Γη), για κάθε Μ/Σ φάσης (R,S, T).
 - Δευτερεύοντος – Γη (με μετρητές στο κύκλωμα): uv-Γη για κάθε Μ/Σ φάσης (R,S,T)
 - Δευτερεύοντος Μ/Σ φάσης R – Δευτερεύοντος Μ/Σ φάσης T (αφαίρεση γέφυρας v_R-u_T με τους μετρητές) : $u_{RVR} - u_{TVT}$.

- **Έλεγχος λόγου και ακρίβειας μετασχηματισμού**
 - Τροφοδοσία με τεχνητό φορτίο στο δευτερεύον του Μ/Σ (είσοδος Κ.Δ.) με τάσεις 1V , 2V, 4V, 5V, 6V, 8V.
 - Μέτρηση γίνεται στο πρωτεύον (με αφαίρεση της καλωδίωσης) και οι τάσεις πρέπει να κυμαίνονται στα όρια σφάλματος του παρακάτω πίνακα ανάλογα με την ονομαστική τιμή της τάσης και της κλάσης ακρίβειας του Μ/Σ τάσης.
 - Σφάλμα μέτρησης F_u :

$$F_u = 100 * (U_2 * K_N - U_1) / U_1$$

F_u : Σφάλμα μέτρησης [%]
 U_2 : Τάση στους ακροδέκτες του δευτερεύοντος [V]

U_1 : Τάση στους ακροδέκτες του πρωτεύοντος [V]

K_N : Ονομαστική σχέση μετασχηματισμού.

- Γωνία σφάλματος (δu) : Είναι η διαφορά φάσης μεταξύ των U_2 και U_1 και μετρείται σε λεπτά μοίρας και σε εκατοστά ακτινίου. Υπολογίζεται ως θετική εάν η τάση του πρωτεύοντος έπεται της τάσης του δευτερεύοντος [17].

Πίνακας 1.4.2. Όρια σφάλματος ρεύματος και φασικής απόκλισης για μετασχηματιστές τάσεως οργάνων μετρήσεως [17]

Κλάση ακριβείας	± Επί τοις εκατό σφάλμα τάσεως	± Φασική απόκλιση	
		Λεπτά της μοίρας	Εκατοστά ακτινίου
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	Δεν προδιαγράφεται	Δεν προδιαγράφεται

Τα όρια σφάλματος των Μ/Σ τάσης ισχύουν για διακυμάνσεις από 0,8 έως 1,2 της ονομαστικής τάσης.

1.5 ΕΛΕΓΧΟΣ ΜΕΤΡΗΤΗ

1.5.1 ΓΕΝΙΚΑ

- Οι χρησιμοποιούμενοι σήμερα μετρητές στα πλαίσια του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι τριφασικοί ηλεκτρονικοί μετρητές

α. με 3 στοιχεία - 4 αγωγών και

β. με 2 στοιχεία - 3 αγωγών

πραγματικής ενέργειας(kWh) και άεργου ενέργειας(kVAh) ασύμμετρου φόρτισης και μετρούν εισερχόμενη και εξερχόμενη ενέργεια.

1.5.2 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΕΛΕΓΧΟΥ ΜΕΤΡΗΤΗ

- Κάθε νέος ηλεκτρονικός μετρητής ενέργειας συνοδεύεται από πιστοποιητικό ελέγχου που εκδίδεται από διεθνώς αναγνωρισμένο και εξουσιοδοτημένο ιδιωτικό ή κρατικό εργαστήριο.
- Επί πλέον ο ηλεκτρονικός μετρητής έχει σύστημα διαγνωστικού αυτοελέγχου με καταγραφή των αποτελεσμάτων σε καταχωρητή και με προειδοποιητικές ενδείξεις των σφαλμάτων.
- Για τον επιτόπιο έλεγχο των ηλεκτρονικών μετρητών χρησιμοποιούνται ηλεκτρονικοί πρότυποι μετρητές, σε συνδυασμό με τεχνητό φορτίο για τον προσδιορισμό της καμπύλης σφάλματος του μετρητή.
- Το τεχνητό φορτίο τροφοδοτεί με την επιθυμητή τάση και ένταση τον ελεγχόμενο μετρητή και τον πρότυπο (σχέδιο 1). Το φορτίο ελέγχου παίρνει τις τιμές που δίνονται στον παρακάτω πίνακα:

		Φορτία ελέγχου μετρητών ενεργού και άεργου ισχύος							
		Έντασης $I_{OH}(\%)$	1	5	10	20	50	100	120
		Έντασης [A]							
ΑΚΡΙΒΕΙΑ ΕΝΕΡΓΩΝ (%)	+A	$\text{Cos}(0^\circ)=1$	X	X	X	X	X	X	X
	+A	$\text{Cos}(60^\circ)=0,5$			X	X	X	X	X
	+A	$\text{Cos}(323,2^\circ)=0,8$			X	X	X	X	X
	-A	$\text{Cos}(180^\circ)= - 1$	X	X	X	X	X	X	X
	-A	$\text{Cos}(240^\circ)=- 0,5$			X	X	X	X	X
	-A	$\text{Cos}(143^\circ)=- 0,8$			X	X	X	X	X
ΑΚΡΙΒΕΙΑ ΑΕΡΓΩΝ (%)	+Ri	$\text{Sin}(30^\circ)=0,5$				X	X	X	X
	+Ri	$\text{Sin}(90^\circ)=1$			X	X	X	X	X
	-Rc	$\text{Sin}(330^\circ)= -0,5$				X	X	X	X
	+Rc	$\text{Sin}(150^\circ)=0,5$				X	X	X	X
	-Ri	$\text{sin}(210^\circ)=-0,5$				X	X	X	X
	-Ri	$\text{Sin}(270^\circ)=-1$			X	X	X	X	X

Τα αποτελέσματα του ελέγχου της ακρίβειας μέτρησης ενός μετρητή παρουσιάζονται σε έντυπα σαν και το ακόλουθο.

1.6 ΥΠΟΔΕΙΓΜΑ ΕΝΤΥΠΟΥ «ΔΕΛΤΙΟ ΕΛΕΓΧΟΥ ΜΕΤΡΗΤΗ Η/Ε (ΤΜΟ/ΔΕΜ-ΗΕ)»



Δ.Ε.Η. Α.Ε.
ΔΕΜ / ΤΟΜΕΑΣ ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ & ΟΡΓΑΝΩΝ

ΔΕΛΤΙΟ ΕΛΕΓΧΟΥ ΜΕΤΡΗΤΗ-Η/Ε (ΤΜΟ/ΔΕΜ-ΗΕ)

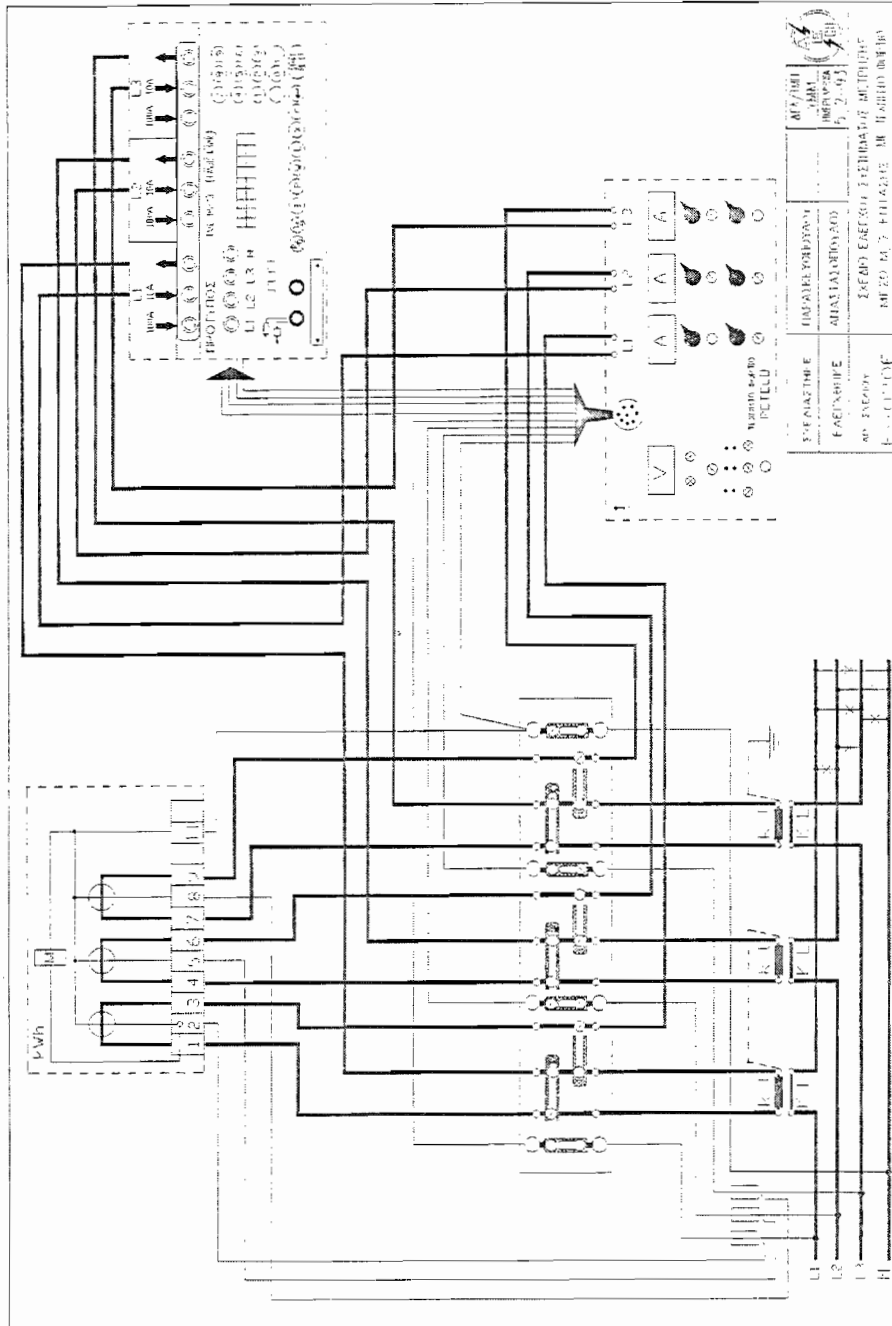
ΑΡ. ΔΕΗ :

ΤΟΠΟΣ ΕΛΕΓΧΟΥ :		Υ/Σ ΑΡΓΟΣΤΟΛΙΟΥ			ΠΥΛΗ: P-225C							
ΕΙΔΟΣ ΟΡΓΑΝΟΥ :		ΜΕΤΡΗΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ			ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΗΣ: LANDIS&GYR							
ΑΡ. ΚΑΤ :		85470294-ΑΡΓΟΣΤΟΛΙ-P225C			ΤΥΠΟΣ : ZFQ105C.6r4a19							
ΣΤΑΘΕΡΑ ΜΕΤΡΗΤΗ :		20.000 imp/kWh										
ΑΞΙΑ ΠΑΛΑΜΩΝ ΕΝΕΡΓΩΝ :		1imp/40 kWh		ΑΚΡΙΒΕΙΑ : 0,5		Μ/Σ ΤΑΣΕΩΣ : 20 kV / 100 V						
ΑΞΙΑ ΠΑΛΑΜΩΝ ΑΕΡΓΩΝ :		1imp/40 kWh		ΑΚΡΙΒΕΙΑ : 1		Μ/Σ ΕΝΤΑΣΕΩΣ : 2.000 A / 5 A						
Ε Λ Ε Γ Χ Ο Σ												
ΕΝΤΑΣΗ [%]		1	5	10	20	50	100	120	ΜΕΤΡΗΣΗ			
ΕΝΤΑΣΗ [A]		0.01	0.05	0.1	0.2	0.5	1.00	1.2	ΕΠΙΦΟΡΤΙΣΕΩΝ			
ΑΚΡΙΒΕΙΑ ΕΝΕΡΓΩΝ [%]	+A	cos(0°)=1	-0,006	0,008	-0,010	0,000	0,005	-0,010	-0,004	ΚΥΚΛΩΜΑ ΕΝΤΑΣΗΣ		
	+A	cos(60°)=0.5			0,107	0,088	0,049	-0,007	-0,018	A	B	C
	+A	cos(323,2°)=0.8			-0,048	-0,026	0,000	-0,004	0,004			
	-A	cos(180°)=-1	-0,003	0,014	-0,001	0,010	0,008	0,000	-0,008			
	-A	cos(240°)=-0.5			0,110	0,094	0,056	0,009	-0,011			
	-A	cos(143,2°)=-0.8			-0,040	-0,020	0,000	0,007	0,019			
ΑΚΡΙΒΕΙΑ ΑΕΡΓΩΝ [%]	+Ri	sin(30°)=0.5			-0,071	-0,056	-0,022	0,050	ΚΥΚΛΩΜΑ ΤΑΣΗΣ			
	+Ri	sin(90°)=1			0,012	0,012	0,031	-0,014	0,007	A	B	C
	-Rc	sin(330°)=-0.5			0,075	0,077	0,018	-0,036				
	+Rc	sin(150°)=0.5			0,110	0,059	0,018	-0,006				
	-Ri	sin(210°)=-0.5			-0,085	-0,027	0,002	0,001				
	-Ri	sin(270°)=-1			-0,012	0,010	0,003	0,000	0,014			
ΠΙΣΤΗ ΤΑΣΕΩΣ ΑΣΦΑΛΕΙΩΝ								A B C				
ΠΡΟΤΥΠΑ ΕΛΕΓΧΟΥ								MTE - PTS 3.3				
								S/N 28268				
								ΑΡ. ΔΕΗ 30810,30813				
ΜΕΓ. ΣΦΑΛΜΑ ΕΝΕΡΓΩΝ :		0,11		ΕΛΕΓΧΟΣ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ :		ΝΑΙ		ΕΛΕΓΧΟΣ ΠΑΛΑΜΩΝ :		ΝΑΙ		
ΜΕΓ. ΣΦΑΛΜΑ ΑΕΡΓΩΝ :		0,11		ΗΜΕΡΟΜΗΝΙΑ ΕΛΕΓΧΟΥ :		27/4/2007						

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ :

ΕΛΕΓΧΘΗΚΕ
ΝΚ,ΣΝ,ΓΠ,ΚΜΣ

1.7 ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΟ ΣΧΕΔΙΟ ΕΛΕΓΧΟΥ ΜΕΤΡΗΤΗ



A.2 Συνοπτική Εικόνα Συστήματος Προσδιορισμού Αντικειμένου (OBIS – System)

Η χρησιμοποίηση του OBIS (Object Identification System) «Συστήματος Προσδιορισμού Αντικειμένου» στην μεταφορά και στην ανταλλαγή των Ηλεκτρικών Ενεργειακών Μετρητικών Δεδομένων έχει διασφαλίσει την αξιοπιστία και ακρίβεια της επικοινωνίας μεταξύ των συμμετεχόντων στην λειτουργία του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Η δημιουργία και θέσπιση ενιαίου πρωτοκόλλου επικοινωνίας (DLMS) στα Μετρητικά Συστήματα σε συνδυασμό με την εφαρμογή του Συστήματος Προσδιορισμού Αντικειμένου (OBIS) προσέδωσε αναγνώριση και μεγάλη ευελιξία στη μεταφορά και αξιολόγηση του συνόλου των Μετρητικών Δεδομένων.

Το Σύστημα Προσδιορισμού Αντικειμένου καθορίζει τους απαραίτητους κώδικες (ταυτότητες –κώδικες) των χρησιμοποιούμενων μετρητικών στοιχείων (Μονάδων) στην Ηλεκτρική Ενέργεια και σε διάφορους άλλους τομείς κατανάλωσης (αέριο – ύδωρ - θερμότητα κ.λ.π.).

- **Δομή του κώδικα OBIS Μετρητικών Δεδομένων:**

Ο κώδικας είναι ένας συνδυασμός 6 ομάδων τιμών, οι οποίες περιγράφουν (με ιεραρχικό τρόπο) την ακριβή έννοια κάθε μετρητικού στοιχείου :

1. Τιμή ομάδας A = Το μέσο (χαρακτηριστικό του αντικειμένου π.χ. ηλεκτρική ενέργεια, αέριο, ύδωρ, θερμότητα κ.λ.π.)
2. Τιμή ομάδας B = Το κανάλι (την πηγή εισαγωγής πληροφοριών)
3. Τιμή ομάδας C = το μετρούμενο φυσικό στοιχείο του αντικειμένου με την αντίστοιχη διεύθυνση του στοιχείου (“+” ή “-“)
4. Τιμή ομάδας D = χαρακτηριστικό του μετρούμενου μεγέθους
5. Τιμή ομάδας E = Ταρίφα κωδικοποίησης των διαφορετικών ποσοστών μέσα σε μια συγκεκριμένη δομή δασμολογίων
6. Τιμή ομάδας F = υποδιαιρεί περαιτέρω τα αποτελέσματα της αξίας της ομάδας E.

Πίνακας Επεξηγήσεων των κωδικών OBIS – System (Μετρητικών Δεδομένων)				
A	M	Μέσο	1-στοιχείου θέση	Αέριο, ύδωρ, θέρμανση κ.λ.π
	-	Διαχωριστικό σημείο 1		-ASCII 2D
B	KK	Κανάλι	1 ή 2-στοιχείων θέση	Εσωτ. ή Εξωτ. Κανάλι για περισσότερα κανάλια
	:	Διαχωριστικό σημείο 2		: ASCII 3A
C	GG	Φυσικό στοιχείο μέτρησης	1 ή 2-στοιχείων θέση	Ενεργό, άεργο, φαινομένη ισχύ, ένταση ,τάση κ.λ.π
	.	Διαχωριστικό σημείο 3		. ASCII 2E
D	AA	Χαρακτηριστικό του στοιχείου μέτρησης	1 ή 2-στοιχείων θέση	Μέγιστο, ελάχιστο, μέση τιμή, χρονική ολοκλήρωση 1 κ.λ.π
E	.	Διαχωριστικό σημείο 4		. ASCII 2E
	T	Αριθμός ταρίφας	1-στοιχείου θέση	Ταρίφα 1,2,κ.λ.π
F	*	Διαχωριστικό σημείο 5		* ASCII 2A
	VV	Επί πλέον χαρακτηρισμός ένδειξης (ανάθεση των ιστορικών τιμών στις διάφορε χρονικές περιόδους / σημεία)	1 ή 2-στοιχείων θέση	00...99

Για τα δεδομένα στοιχεία μέτρησης του ηλεκτρισμού έχουμε :

- Για την τιμή μονάδας **A** (μέσο) ο χαρακτηριστικός κωδικός είναι το '1' Ηλεκτρισμός.
- Για την τιμή μονάδας **B** (κανάλι) η επικοινωνία μεταξύ συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι '1' κανάλι. Για παράλληλες διεπαφές (θύρες) χρησιμοποιούνται οι κωδικοί των πέντε πρώτων καναλιών.
- Για την τιμή μονάδας **C** (το μετρούμενο μέγεθος) π.χ. περιγράφει το μετρούμενο μέγεθος με την αντίστοιχη διεύθυνσή του, ("+" μονός αριθμός και "-" ζυγός).
- Όσον αφορά την τιμή μονάδος **I** (ταρίφα) σε περίπτωση που δεν προβλέπεται ταρίφα (π.χ. μετρητής καμπύλης) χρησιμοποιείται ο κωδικός '1'.

Ενδεικτικά Παραδείγματα Μετρητικών Δεδομένων:

Παράδειγμα 1ον :

Μέτρηση καμπύλης φορτίου (τιμές ενέργειας)										
(15-λεπτο περίοδο(D) , δύο ενεργειακών διευθύνσεων (C) , ταρίφα '1' (E)										
A	-	B	:	C	.	D	.	E	Δεδομένα	Περιγραφή (Τιμές ενέργειας)
1	-	1	:	1	.	29 ¹	.	1	2324.567* kWh	Ενεργός Ενέργεια +A
1	-	1	:	2	.	29	.	1	259.123* kWh	Ενεργός Ενέργεια -A
1	-	1	:	3	.	29	.	1	236.234* kVArh	Άεργος Ενέργεια +R
1	-	1	:	4	.	29	.	1	36.123* kVArh	Άεργος Ενέργεια -R

Παράδειγμα 2ον :

Μέτρηση ενέργειας(ενδείξεις μετρητή)										
(δύο ενεργειακών διευθύνσεων (C) , ταρίφα '1' (E)										
A	-	B	:	C	.	D	.	E	Δεδομένα	Περιγραφή (ενδείξεις)
1	-	1	:	1	.	8 ¹	.	1	2324.567* kWh	Ενεργός Ενέργεια +A
1	-	1	:	2	.	8	.	1	259.123* kWh	Ενεργός Ενέργεια -A
1	-	1	:	3	.	8	.	1	236.234* kVArh	Άεργος Ενέργεια +R
1	-	1	:	4	.	8	.	1	36.123* kVArh	Άεργος Ενέργεια -R

Επεξήγηση: D = 8¹ και 29¹

Ο κωδικός D =8 απεικονίζει τιμή μίας ένδειξης (time integral 1)

D = 29 ή 9 απεικονίζει τιμή ενέργειας μιας χρονικής περιόδου (1 Μηνός ,

1 ημέρας ,**15 -λέπτου**); (time integral 5)

Ορισμός της κατεύθυνσης της Ενέργειας (ενεργειακή ροή) :

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει την κατεύθυνση της ενέργειας στα Σημεία Μέτρησης (καταχωρημένων μετρητών) αρμοδιότητάς του, βάση των οποίων πραγματοποιεί τον ημερήσιο ενεργειακό ισοζύγιο.
- Η Διεύθυνση της ενέργειας ορίζεται ως θετική « + » όταν η Ενέργεια κατευθύνεται από το Σύστημα προς τον Χρήστη, και αρνητική « - » η αντίθετη ροή της Ενέργειας (από Χρήστη στο Σύστημα).
- Η αντιστοιχία αυτή της ενεργειακής ροής ισχύει και για τα Σημεία μέτρησης των Μετρητών Διασυνδέσεων, Εναλλακτικούς Μετρητές ως και το Εικονικό Σημείο Μέτρησης.
- Η ονομασία της θετικής και αρνητικής ενεργειακής ροής είναι διαφορετική ανάλογα με την οργάνωση τυποποίησης.

➤ Καθορισμός σύμφωνα με ENTSO-E

Η ονομασία της ενεργειακής ροής σύμφωνα με το ΟΗ της πρώην UCTE είναι η ακόλουθη:

✓ **Ενεργειακή παραγωγή**

Από την άποψη ενεργειακής παραγωγής, η ενεργειακή ροή είναι:

- **Θετική** εάν η χρησιμότητα είναι πώληση /παράδοση της ενέργειας.
- **Αρνητική** εάν η χρησιμότητα είναι αγορά/λήψη της ενέργειας.

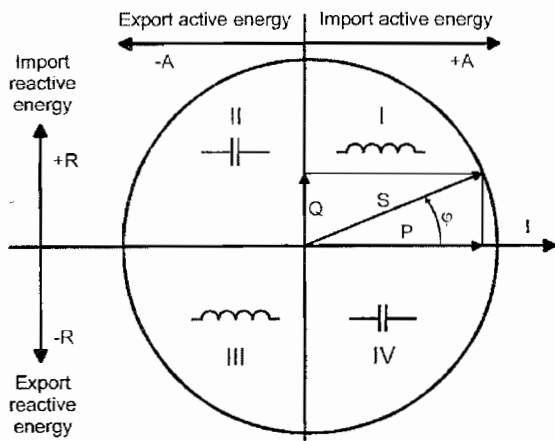
✓ **Ενεργειακή ανταλλαγή**

Από την άποψη ενεργειακής ανταλλαγής, η ενεργειακή ροή είναι:

- **θετική** εάν η ενέργεια εξάγεται.
- **αρνητική** εάν η ενέργεια εισάγεται.

➤ Καθορισμός σύμφωνα με το IEC

Η ονομασία της ενεργειακής ροής σύμφωνα με το IEC (η διεθνής ηλεκτροτεχνική Επιτροπή) είναι η ακόλουθη:



Ο ακόλουθος πίνακας παρουσιάζει συνοπτικά και τις δύο παραδοχές:

<u>Ενεργειακή ροή</u>		
Πρόσημο	Ενεργειακή ροή σύμφωνα με τον ENTSO-E	Ενεργειακή ροή σύμφωνα με την IEC
+	Εξαγωγή Πώληση	Εισαγωγή
-	Εισαγωγή Αγορά	Εξαγωγή

- Το Σύστημα Προσδιορισμού Αντικειμένου (OBIS-System) με βάση την τιμή Μονάδας "C" απεικονίζει τη θετική φορά της ενέργειας (ενεργό- άεργο) με 1.*.* και 3.*.* και την αρνητική φορά με 2.*.* και 4.*.* αντίστοιχα.

A.3 Κατηγορίες Καταχωρημένων Μετρητών

A. Μετρητές Παραγωγής

- A1 Κύριος Μετρητής παραγωγής Υψηλής Τάσης Θερμικής Λιγνιτικής Μονάδας
- A2 Κύριος Μετρητής παραγωγής Υψηλής Τάσης Θερμικής Αεριοστροβιλικής Μονάδας
- A3 Κύριος Μετρητής παραγωγής Υψηλής Τάσης Θερμικής Πετρελαϊκής Μονάδας
- A4 Κύριος Μετρητής παραγωγής Υψηλής Τάσης Υδροηλεκτρικής Μονάδας
- A5 Κύριος Μετρητής παραγωγής Υψηλής Τάσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
- A6 Κύριος Μετρητής παραγωγής Υψηλής Τάσης Αυτοπαραγωγού Συμβατικού Καυσίμου
- A7 Κύριος Μετρητής παραγωγής Υψηλής Τάσης Αυτοπαραγωγού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
- A8 Κύριος Μετρητής παραγωγής Μέσης Τάσης Μονάδας συμβατικού καυσίμου
- A9 Κύριος Μετρητής παραγωγής Μέσης Τάσης Μονάδας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
- A10 Κύριος Μετρητής παραγωγής Μέσης Τάσης Μονάδας Αυτοπαραγωγού Συμβατικού Καυσίμου
- A11 Κύριος Μετρητής παραγωγής Μέσης Τάσης Μονάδας Αυτοπαραγωγού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

B. Μετρητές Φορτίου

- B1 Κύριος Μετρητής Φορτίου Πελάτη Υψηλής Τάσης
- B2 Κύριος Μετρητής Φορτίου Πελάτη Μέσης Τάσης
- B3 Κύριος Μετρητής Φορτίου Υψηλής Τάσης Βοηθητικών Μονάδας παραγωγής
- B4 Κύριος Μετρητής Φορτίου Πελάτη Υψηλής Τάσης Βοηθητικών Μονάδας παραγωγής
- B5 Κύριος Μετρητής Φορτίου Μέσης Τάσης Βοηθητικών Μονάδας παραγωγής
- B6 Κύριος Μετρητής Φορτίου Μέσης Τάσης Γενικών Βοηθητικών Μονάδας παραγωγής
- B7 Κύριος Μετρητής Φορτίου Υδροηλεκτρικής Μονάδας Άντλησης

Γ. Μετρητές Ορίων Δικτύου

- Γ1 Κύριος Μετρητής Ορίων Δικτύου

Δ. Μετρητές Ελέγχου

- Δ1 Μετρητής Ελέγχου Παραγωγής

Δ2 Μετρητής Ελέγχου Φορτίου

Ε. Εναλλακτικοί Μετρητές

- E1 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Υψηλής Τάσης Θερμικής Λιγνιτικής Μονάδας
- E2 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Υψηλής Τάσης Αεριοστροβιλικής Μονάδας
- E3 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Υψηλής Τάσης Θερμικής Πετρελαϊκής Μονάδας
- E4 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Υψηλής Τάσης Υδροηλεκτρικής Μονάδας
- E5 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Υψηλής Τάσης Μονάδας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
- E6 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Υψηλής Τάσης Μονάδας Αυτοπαραγωγού Συμβατικού Καυσίμου
- E7 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Υψηλής Τάσης Μονάδας Αυτοπαραγωγού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
- E8 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Μέσης Τάσης Μονάδας Αυτοπαραγωγού Συμβατικού Καυσίμου
- E9 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Μέσης Τάσης Μονάδας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
- E10 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Μέσης Τάσης Μονάδας Αυτοπαραγωγού Συμβατικού Καυσίμου
- E11 Εναλλακτικός Μετρητής Παραγωγής Μέσης Τάσης Μονάδας Αυτοπαραγωγού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
- E12 Εναλλακτικός Μετρητής Φορτίου Πελάτη Υψηλής Τάσης
- E13 Εναλλακτικός Μετρητής Φορτίου Πελάτη Μέσης Τάσης
- E14 Εναλλακτικός Μετρητής Φορτίου Υψηλής Τάσης Βοηθητικών Μονάδας Παραγωγής
- E15 Εναλλακτικός Μετρητής Φορτίου Υψηλής Τάσης Γενικών Βοηθητικών Μονάδας Παραγωγής
- E16 Εναλλακτικός Μετρητής Φορτίου Μέσης Τάσης Βοηθητικών Μονάδας Παραγωγής
- E17 Εναλλακτικός Μετρητής Φορτίου Μέσης Τάσης Γενικών Βοηθητικών Μονάδας Παραγωγής
- E18 Εναλλακτικός Μετρητής Φορτίου Υδροηλεκτρικής Μονάδας Άντλησης
- E19 Εναλλακτικός Μετρητής Φορτίου Ορίων Δικτύου
- E20 Εναλλακτικός Μετρητής Διασυνδέσεων

ΣΤ. Μετρητές Διασυνδέσεων

- ΣΤ1 Κύριος μετρητής Διασυνδέσεων

A.4 Δηλώσεις Εκπροσώπησης και Συμφωνίες Κατανομής Καταχωρημένου Μετρητή

1. Δήλωση Εκπροσώπησης Μετρητή Ηλεκτρικής Ενέργειας Επιλέγοντος Πελάτη.

2. Δήλωση Εκπροσώπησης Μετρητή Ηλεκτρικής Ενέργειας Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη.

3. Συμφωνία Κατανομής Μετρητή Ηλεκτρικής Ενέργειας Επιλέγοντος Πελάτη.

4. Συμφωνία Κατανομής Μετρητή Ηλεκτρικής Ενέργειας Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη.

**ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΟΣ ΠΕΛΑΤΗ**

**Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος
και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας - Άρθρο 162**

Στην (πόλη) σήμερα την (ημερομηνία) η εταιρεία με την επωνυμία , στο εξής καλούμενη για συντομία «Εκπρόσωπος Φορτίου», με κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων....., η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης δήλωσης από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας, δηλώνει ότι εκπροσωπεί μετρητή της εταιρείας με την επωνυμία , με έδρα την (πόλη, διεύθυνση), νόμιμα εκπροσωπούμενη από τον , στο εξής καλούμενη για συντομία «Πελάτης», σύμφωνα με τους ακόλουθους όρους:

1. Ο μετρητής βρίσκεται στις εγκαταστάσεις του «Πελάτη» στη θέση
2. Τα στοιχεία του μετρητή είναι:

Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή : (συμπληρώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ)

Για τους πελάτες του Συστήματος Μεταφοράς τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από το ΔΕΣΜΗΕ :

Τύπος Μετρητή :

Κατασκευαστής :

Αρ. Κατασκευής :

Για τους πελάτες του Δικτύου Διανομής μέσης τάσης τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από τον πελάτη :

Αριθμός Παροχής :

Αριθμός Μετρητή :

Η συλλογή των μετρήσεων θα διενεργείται μέσω δεσμευμένης τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με αριθμό

3. Η εκπροσώπηση του μετρητή αρχίζει την.....και ώρα 00.00 και λήγει την και ώρα 24.00. Η ισχύς της εκπροσώπησης προϋποθέτει ότι μέχρι την

ημερομηνία έναρξής της έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί τηλεμέτρηση στον μετρητή της παρούσας δήλωσης και η οποία θα επιβεβαιώνεται από τον ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.

4. Ο «Εκπρόσωπος Φορτίου» εκπροσωπεί το σύνολο της καταναλισκόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας που καταγράφει ο μετρητής ανά Περίοδο Κατανομής.

Ο «Εκπρόσωπος Φορτίου» δηλώνει υπεύθυνα ότι τα παραπάνω συμφωνούν με την εξουσιοδότηση που έχει λάβει από τον «Πελάτη» σχετικά με την εκπροσώπηση του μετρητή της παρούσας δήλωσης και τον τρόπο εκπροσώπησης του.

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου

ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΟΣ ΠΕΛΑΤΗ

**Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος
και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας - Άρθρο 162**

Στην (πόλη) σήμερα την (ημερομηνία) η εταιρεία με την επωνυμία , στο εξής καλούμενη για συντομία «Εκπρόσωπος Φορτίου», με κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων....., η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης δήλωσης από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας, δηλώνει ότι εκπροσωπεί μετρητή της εταιρείας με την επωνυμία με έδρα την (πόλη, διεύθυνση), νόμιμα εκπροσωπούμενη από τον , στο εξής καλούμενη για συντομία «Πελάτης», σύμφωνα με τους ακόλουθους όρους:

5. Ο μετρητής βρίσκεται στις εγκαταστάσεις του «Πελάτη» στη θέση

6. Τα στοιχεία του μετρητή είναι:

Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή : (συμπληρώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ)

Για τους πελάτες του Συστήματος Μεταφοράς τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από το ΔΕΣΜΗΕ :

Τύπος Μετρητή :

Κατασκευαστής :

Αρ. Κατασκευής :

Για τους πελάτες του Δικτύου Διανομής μέσης τάσης τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από τον πελάτη :

Αριθμός Παροχής :

Αριθμός Μετρητή :

Η συλλογή των μετρήσεων θα διενεργείται μέσω δεσμευμένης τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με αριθμό

7. Η εκπροσώπηση του μετρητή αρχίζει την.....και ώρα 00.00 και λήγει την και ώρα 24.00. Η ισχύς της εκπροσώπησης προϋποθέτει ότι μέχρι την ημερομηνία έναρξής της έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί τηλεμέτρηση στον μετρητή της παρούσας δήλωσης και η οποία θα επιβεβαιώνεται από τον ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.

8. Ο «Εκπρόσωπος Φορτίου» εκπροσωπεί το % της καταναλισκόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας που καταγράφει ο μετρητής ανά Περίοδο Κατανομής.

Ο «Εκπρόσωπος Φορτίου» δηλώνει υπεύθυνα ότι τα παραπάνω συμφωνούν με την εξουσιοδότηση που έχει λάβει από τον «Πελάτη» σχετικά με την εκπροσώπηση του μετρητή της παρούσας δήλωσης και τον τρόπο εκπροσώπησής του.

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου

**ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΟΣ ΠΕΛΑΤΗ**

**Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος
και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας - Άρθρο 162**

Στην (πόλη) σήμερα την (ημερομηνία) η εταιρεία με την επωνυμία , στο εξής καλούμενη για συντομία «Εκπρόσωπος Φορτίου», με κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων....., η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης δήλωσης από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας, δηλώνει ότι εκπροσωπεί μετρητή της εταιρείας με την επωνυμία με έδρα την (πόλη, διεύθυνση), νόμιμα εκπροσωπούμενη από τον , στο εξής καλούμενη για συντομία «Πελάτης», σύμφωνα με τους ακόλουθους όρους:

9. Ο μετρητής βρίσκεται στις εγκαταστάσεις του «Πελάτη» στη θέση

10. Τα στοιχεία του μετρητή είναι :

Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή : (συμπληρώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ)

Για τους πελάτες του Συστήματος Μεταφοράς τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από το ΔΕΣΜΗΕ :

Τύπος Μετρητή :

Κατασκευαστής :

Αρ. Κατασκευής :

Για τους πελάτες του Δικτύου Διανομής μέσης τάσης τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από τον πελάτη :

Αριθμός Παροχής :

Αριθμός Μετρητή :

Η συλλογή των μετρήσεων θα διενεργείται μέσω δεσμευμένης τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με αριθμό

11. Η εκπροσώπηση του μετρητή αρχίζει την.....και ώρα 00.00 και λήγει την και ώρα 24.00. Η ισχύς της εκπροσώπησης προϋποθέτει ότι μέχρι την ημερομηνία έναρξής της έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί τηλεμέτρηση στον μετρητή της παρούσας δήλωσης και η οποία θα επιβεβαιώνεται από τον ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.

12. Ο «Εκπρόσωπος Φορτίου» εκπροσωπεί Ηλεκτρική Ενέργεια ίση με kWh ανά Περίοδο Κατανομής από την καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια που καταγράφει ο μετρητής. Σε περίπτωση που η καταγραφόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια ανά Περίοδο Κατανομής είναι μικρότερη της ανωτέρω αναγραφόμενης ποσότητας, αυτή θα εκπροσωπείται στο σύνολό της από τον «Εκπρόσωπο Φορτίου».

Ο «Εκπρόσωπος Φορτίου» δηλώνει υπεύθυνα ότι τα παραπάνω συμφωνούν με την εξουσιοδότηση που έχει λάβει από τον «Πελάτη» σχετικά με την εκπροσώπηση του μετρητή της παρούσας δήλωσης και τον τρόπο εκπροσώπησής του.

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου

**ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΟΣ ΠΕΛΑΤΗ**

**Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος
και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας - Άρθρο 162**

Στην (πόλη) σήμερα την (ημερομηνία) η εταιρεία με την επωνυμία , στο εξής καλούμενη για συντομία «Εκπρόσωπος Φορτίου», με κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων....., η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης δήλωσης από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας, δηλώνει ότι εκπροσωπεί μετρητή της εταιρείας με την επωνυμία με έδρα την (πόλη, διεύθυνση), νόμιμα εκπροσωπούμενη από τον , στο εξής καλούμενη για συντομία «Πελάτης», σύμφωνα με τους ακόλουθους όρους:

13. Ο μετρητής βρίσκεται στις εγκαταστάσεις του «Πελάτη» στη θέση

14. Τα στοιχεία του μετρητή είναι :

Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή :..... (συμπληρώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ)

Για τους πελάτες του Συστήματος Μεταφοράς τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από το ΔΕΣΜΗΕ :

Τύπος Μετρητή :

Κατασκευαστής :

Αρ. Κατασκευής :

Για τους πελάτες του Δικτύου Διανομής μέσης τάσης τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από τον πελάτη :

Αριθμός Παροχής :

Αριθμός Μετρητή :

Η συλλογή των μετρήσεων θα διενεργείται μέσω δεσμευμένης τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με αριθμό

15. Η εκπροσώπηση του μετρητή αρχίζει την.....και ώρα 00.00 και λήγει την και ώρα 24.00. Η ισχύς της εκπροσώπησης προϋποθέτει ότι μέχρι την ημερομηνία έναρξής της έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί τηλεμέτρηση στον μετρητή της παρούσας δήλωσης και η οποία θα επιβεβαιώνεται από τον ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.

16. Ο «Εκπρόσωπος Φορτίου» εκπροσωπεί Ηλεκτρική Ενέργεια ίση με την καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια που καταγράφει ο μετρητής ανά Περίοδο Κατανομής, μειωμένη κατά..... kWh. Σε περίπτωση που η καταγραφόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια ανά Περίοδο Κατανομής είναι μικρότερη της ανωτέρω αναγραφόμενης ποσότητας, ο «Εκπρόσωπος Φορτίου» εκπροσωπεί μηδενική ενέργεια.

Ο «Εκπρόσωπος Φορτίου» δηλώνει υπεύθυνα ότι τα παραπάνω συμφωνούν με την εξουσιοδότηση που έχει λάβει από τον «Πελάτη» σχετικά με την εκπροσώπηση του μετρητή της παρούσας δήλωσης και τον τρόπο εκπροσώπησής του.

Ο Εκπρόσωπος Φορτίου

**ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΟΣ ΑΥΤΟΠΡΟΜΗΘΕΥΟΜΕΝΟΥ ΠΕΛΑΤΗ**

**Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος
και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας - Άρθρο 162**

Στην (πόλη) σήμερα την (ημερομηνία) η εταιρεία με την επωνυμία , στο εξής καλούμενη για συντομία «Αυτοπρομηθευόμενος Πελάτης», με κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων , η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης δήλωσης από τον κ. , του..... , κάτοικο..... , ΑΔΤ:..... , ΑΦΜ: , ΔΟΥ:..... , δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας, και είναι Επιλέγων Πελάτης ο οποίος εξασκεί το δικαίωμα αυτοπρομήθειας σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, δηλώνει ότι εκπροσωπεί μετρητή ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τους ακόλουθους όρους:

17. Ο μετρητής βρίσκεται στις εγκαταστάσεις του «Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη» στη θέση

18. Τα στοιχεία του μετρητή είναι:

Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή (συμπληρώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ)

Για τους πελάτες του Συστήματος Μεταφοράς τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από το ΔΕΣΜΗΕ :

Τύπος Μετρητή :

Κατασκευαστής :

Αρ. Κατασκευής :

Για τους πελάτες του Δικτύου Διανομής μέσης τάσης τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από τον «Αυτοπρομηθευόμενο Πελάτη» :

Αριθμός Παροχής :

Αριθμός Μετρητή :

Η συλλογή των μετρήσεων θα διενεργείται μέσω δεσμευμένης τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με αριθμό

19. Η εκπροσώπηση του μετρητή αρχίζει την.....και ώρα 00.00 και λήγει την και ώρα 24.00. Η ισχύς της εκπροσώπησης προϋποθέτει ότι μέχρι την

ημερομηνία έναρξής της έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί τηλεμέτρηση στον μετρητή της παρούσας δήλωσης και η οποία θα επιβεβαιώνεται από τον ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.

20. Ο «Αυτοπρωμηθευόμενος Πελάτης» εκπροσωπεί Ηλεκτρική Ενέργεια ίση με% της καταναλισκόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας που καταγράφει ο μετρητής ανά Περίοδο Κατανομής.

Ο Αυτοπρωμηθευόμενος Πελάτης

ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΟΣ ΑΥΤΟΠΡΟΜΗΘΕΥΟΜΕΝΟΥ ΠΕΛΑΤΗΚώδικας Διαχείρισης του Συστήματος
και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας - Άρθρο 162

Στην (πόλη) σήμερα την (ημερομηνία) η εταιρεία με την επωνυμία
....., στο εξής καλούμενη για συντομία «Αυτοπρομηθευόμενος Πελάτης», με
κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων, η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της
παρούσης δήλωσης από τον κ., του.....,
κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:,
ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού
Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας, και είναι Επιλέγων Πελάτης ο οποίος εξασκεί το δικαίωμα
αυτοπρομήθειας σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και
Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, δηλώνει ότι εκπροσωπεί μετρητή ηλεκτρικής ενέργειας,
σύμφωνα με τους ακόλουθους όρους:

21. Ο μετρητής βρίσκεται στις εγκαταστάσεις του «Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη» στη θέση
.....

22. Τα στοιχεία του μετρητή είναι:

Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή : (συμπληρώνεται από το
ΔΕΣΜΗΕ)

Για τους πελάτες του Συστήματος Μεταφοράς τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από το
ΔΕΣΜΗΕ :

Τύπος Μετρητή :

Κατασκευαστής :

Αρ. Κατασκευής :

Για τους πελάτες του Δικτύου Διανομής μέσης τάσης τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από
τον «Αυτοπρομηθευόμενο Πελάτη» :

Αριθμός Παροχής :

Αριθμός Μετρητή :

Η συλλογή των μετρήσεων θα διενεργείται μέσω δεσμευμένης τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με
αριθμό

23. Η εκπροσώπηση του μετρητή αρχίζει την.....και ώρα 00.00 και λήγει την
..... και ώρα 24.00. Η ισχύς της εκπροσώπησης προϋποθέτει ότι μέχρι την

ημερομηνία έναρξής της έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί τηλεμέτρηση στον μετρητή της παρούσας δήλωσης και η οποία θα επιβεβαιώνεται από τον ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.

24. Ο «Αυτοπρωμηθευόμενος Πελάτης» εκπροσωπεί Ηλεκτρική Ενέργεια ίση μεkWh ανά Περίοδο Κατανομής από την καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια που καταγράφει ο μετρητής. Σε περίπτωση που η καταγραφόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια ανά Περίοδο Κατανομής είναι μικρότερη της ανωτέρω αναγραφόμενης, αυτή θα εκπροσωπείται στο σύνολό της από τον «Αυτοπρωμηθευόμενο Πελάτη».

Ο Αυτοπρωμηθευόμενος Πελάτης

**ΣΥΜΦΩΝΙΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΜΕΤΡΗΤΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΟΣ ΠΕΛΑΤΗ**

Στην (πόλη) σήμερα την (ημερομηνία) μεταξύ της εταιρείας με την επωνυμία, στο εξής καλούμενης για συντομία «Προμηθευτής Α», με τον κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων, η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης συμφωνίας από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας, αφ' ενός και της εταιρείας με την επωνυμία, στο εξής καλούμενης για συντομία «Προμηθευτής Β», με τον κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων, η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης συμφωνίας από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας αφετέρου, συμφωνήθηκαν τα εξής:

25. Τα μέρη ρυθμίζουν με την παρούσα συμφωνία, την κατανομή της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (kWh) του Επιλέγοντος Πελάτη με την επωνυμία που θα μετράται από τον μετρητή:

Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή Φορτίου:(συμπληρώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.)

Για τους πελάτες του Συστήματος Μεταφοράς τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από το ΔΕΣΜΗΕ:

Τύπος Μετρητή :

Κατασκευαστής :

Αρ. Κατασκευής :

Για τους πελάτες του Δικτύου Διανομής μέσης τάσης τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από τον πελάτη:

Αριθμός Παροχής :

Αριθμός Μετρητή :

Η συλλογή των μετρήσεων θα διενεργείται μέσω δεσμευμένης τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με αριθμό

Σε περίπτωση μεταβολής των στοιχείων του μετρητή ή του αριθμού της τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης της προηγούμενης παραγράφου κατά το χρόνο ισχύος της παρούσας, η συμφωνία κατανομής συνεχίζει να ισχύει και εφαρμόζεται με τα νέα στοιχεία, τα οποία γνωστοποιούνται στο Διαχειριστή του Συστήματος κατά τα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

26. Η παρούσα συμφωνία αρχίζει την.....και ώρα 00.00 και λήγει την και ώρα 24.00. Η ισχύς της παρούσας συμφωνίας προϋποθέτει ότι μέχρι την ημερομηνία έναρξης της έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί τηλεμέτρηση στον μετρητή της παρ.1 και η οποία θα επιβεβαιώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.
27. Για τις ανάγκες της εκκαθάρισης Ηλεκτρικής ενέργειας από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε., τα συμβαλλόμενα μέρη συνομολογούν ότι:
- a. Η ηλεκτρική ενέργεια που θα καταχωρείται στον «Προμηθευτή Α» ανά Περίοδο Κατανομής είναι % της μετρούμενης από τον πιο πάνω μετρητή ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας ανά Περίοδο Κατανομής.

β. Η ηλεκτρική ενέργεια που θα καταχωρείται στον «Προμηθευτή Β» ανά Περίοδο Κατανομής είναι % της μετρούμενης από τον πιο πάνω μετρητή ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας ανά Περίοδο Κατανομής.

28. Τυχόν επιπλέον συμφωνίες που συνάπτονται μεταξύ των ως άνω συμβαλλόμενων δεν επηρεάζουν την ισχύ, την ερμηνεία ή την εφαρμογή της παρούσας συμφωνίας και τα μέρη ρητά συμφωνούν και παραιτούνται από το δικαίωμα επίκλησης τέτοιων συμφωνιών ενώπιον του Διαχειριστή του Συστήματος σε σχέση με την εφαρμογή της παρούσας συμφωνίας.

Σε πίστωση των ανωτέρω τα μέρη συνέταξαν την παρούσα συμφωνία σε τρία (3) πρωτότυπα, ένα (1) για τον «Προμηθευτή Α», ένα (1) για τον «Προμηθευτή Β» και ένα (1) για τον ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε. και υπογράφεται όπως ακολουθεί.

ΓΙΑ ΤΟΝ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ Α

ΓΙΑ ΤΟΝ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ Β

**ΣΥΜΦΩΝΙΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΜΕΤΡΗΤΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΟΣ ΠΕΛΑΤΗ**

Στην (πόλη) σήμερα την (ημερομηνία) μεταξύ της εταιρείας με την επωνυμία, στο εξής καλούμενης για συντομία «Προμηθευτής Α», με τον κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων, η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης συμφωνίας από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας, αφ' ενός και της εταιρείας με την επωνυμία στο εξής καλούμενης για συντομία «Προμηθευτής Β», με τον κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων, η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης συμφωνίας από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας αφετέρου, συμφωνήθηκαν τα εξής:

29. Τα μέρη ρυθμίζουν με την παρούσα συμφωνία, την κατανομή της καταναλισκόμενη ηλεκτρικής ενέργειας (kWh) του Επιλέγοντος Πελάτη με την επωνυμία που θα μετράται από τον μετρητή:

Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή Φορτίου:(συμπληρώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.)

Για τους πελάτες του Συστήματος Μεταφοράς τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από το ΔΕΣΜΗΕ:

Τύπος Μετρητή :

Κατασκευαστής :

Αρ. Κατασκευής :

Για τους πελάτες του Δικτύου Διανομής μέσης τάσης τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από τον πελάτη:

Αριθμός Παροχής :

Αριθμός Μετρητή :

Η συλλογή των μετρήσεων θα διενεργείται μέσω δεσμευμένης τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με αριθμό

Σε περίπτωση μεταβολής των στοιχείων του μετρητή ή του αριθμού της τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης της προηγούμενης παραγράφου κατά το χρόνο ισχύος της παρούσας, η συμφωνία κατανομής συνεχίζει να ισχύει και εφαρμόζεται με τα νέα στοιχεία, τα οποία γνωστοποιούνται στο Διαχειριστή του Συστήματος κατά τα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

30. Η παρούσα συμφωνία αρχίζει την.....και ώρα 00.00 και λήγει την και ώρα 24.00. Η ισχύς της παρούσας συμφωνίας προϋποθέτει ότι μέχρι την ημερομηνία έναρξης της έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί τηλεμέτρηση στον μετρητή της παρ.1 και η οποία θα επιβεβαιώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.

31. Για τις ανάγκες της εκκαθάρισης Ηλεκτρικής ενέργειας από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε., τα συμβαλλόμενα μέρη συνομολογούν ότι:

- a. Η Ηλεκτρική Ενέργεια που θα καταχωρείται στον «Προμηθευτή Α» είναι kWh ανά Περίοδο Κατανομής.

- b. Η Ηλεκτρική Ενέργεια που θα καταχωρείται στον «Προμηθευτή Β» ανά Περίοδο Κατανομής θα ισούται με τη διαφορά της ανωτέρω αναγραφόμενης ποσότητας από την μετρούμενη από τον πιο πάνω μετρητή ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας ανά Περίοδο Κατανομής.
- c. Σε περίπτωση που η μετρούμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας ανά Περίοδο Κατανομής είναι μικρότερη της ανωτέρω αναγραφόμενης ποσότητας στην παράγραφο 3.α, αυτή θα καταχωρείται όλη στον «Προμηθευτή Α».
32. Τυχόν επιπλέον συμφωνίες που συνάπτονται μεταξύ των ως άνω συμβαλλόμενων δεν επηρεάζουν την ισχύ, την ερμηνεία ή την εφαρμογή της παρούσας συμφωνίας και τα μέρη ρητά συμφωνούν και παραιτούνται από το δικαίωμα επίκλησης τέτοιων συμφωνιών ενώπιον του Διαχειριστή του Συστήματος σε σχέση με την εφαρμογή της παρούσας συμφωνίας.

Σε πίστωση των ανωτέρω τα μέρη συνέταξαν την παρούσα συμφωνία σε τρία (3) πρωτότυπα, ένα (1) για τον «Προμηθευτή Α», ένα (1) για τον «Προμηθευτή Β» και ένα (1) για τον ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε. και υπογράφεται όπως ακολουθεί.

ΓΙΑ ΤΟΝ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ Α

ΓΙΑ ΤΟΝ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ Β

**ΣΥΜΦΩΝΙΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΜΕΤΡΗΤΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΟΣ ΑΥΤΟΠΡΟΜΗΘΕΥΟΜΕΝΟΥ ΠΕΛΑΤΗ**

Στην (πόλη) σήμερα την (ημερομηνία) μεταξύ της εταιρείας με την επωνυμία, στο εξής καλούμενης για συντομία «Προμηθευτής», με τον κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων, η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης συμφωνίας από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας, αφ' ενός και της εταιρείας με την επωνυμία, στο εξής καλούμενης για συντομία «Αυτοπρομηθευόμενος Πελάτης», με τον κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων, η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης συμφωνίας από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας αφετέρου, η οποία ως Επιλέγων Πελάτης εξασκεί το δικαίωμα αυτοπρομήθειας σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, συμφωνήθηκαν τα εξής:

33. Τα μέρη ρυθμίζουν με την παρούσα συμφωνία, την κατανομή της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (kWh) εγκατάστασης του «Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη» που θα μετράται από τον μετρητή:

Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή Φορτίου:(συμπληρώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.)

Για τους πελάτες του Συστήματος Μεταφοράς τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από το ΔΕΣΜΗΕ:

Τύπος Μετρητή :

Κατασκευαστής :

Αρ. Κατασκευής :

Για τους πελάτες του Δικτύου Διανομής μέσης τάσης τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από τον πελάτη:

Αριθμός Παροχής :

Αριθμός Μετρητή :

Η συλλογή των μετρήσεων θα διενεργείται μέσω δεσμευμένης τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με αριθμό

Σε περίπτωση μεταβολής των στοιχείων του μετρητή ή του αριθμού της τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης της προηγούμενης παραγράφου κατά το χρόνο ισχύος της παρούσας, η συμφωνία κατανομής συνεχίζει να ισχύει και εφαρμόζεται με τα νέα στοιχεία, τα οποία γνωστοποιούνται στο Διαχειριστή του Συστήματος κατά τα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

34. Η παρούσα συμφωνία αρχίζει την.....και ώρα 00.00 και λήγει την και ώρα 24.00. Η ισχύς της παρούσας συμφωνίας προϋποθέτει ότι μέχρι την ημερομηνία έναρξης της έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί τηλεμέτρηση στον μετρητή της παρ.1 και η οποία θα επιβεβαιώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.
35. Για τις ανάγκες της εκκαθάρισης Ηλεκτρικής ενέργειας από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε., τα συμβαλλόμενα μέρη συνομολογούν ότι:

- α. Η ηλεκτρική ενέργεια που θα καταχωρείται στον «Προμηθευτή» ανά Περίοδο Κατανομής είναι % επί της μετρούμενης από τον πιο πάνω μετρητή ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας ανά Περίοδο Κατανομής.
- β. Η ηλεκτρική ενέργεια που θα καταχωρείται στον «Αυτοπρομηθευόμενο Πελάτη» ανά Περίοδο Κατανομής είναι % επί της μετρούμενης από τον πιο πάνω μετρητή ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας ανά Περίοδο Κατανομής.

36. Τυχόν επιπλέον συμφωνίες που συνάπτονται μεταξύ των ως άνω συμβαλλόμενων δεν επηρεάζουν την ισχύ, την ερμηνεία ή την εφαρμογή της παρούσας συμφωνίας και τα μέρη ρητά συμφωνούν και παραιτούνται από το δικαίωμα επίκλησης τέτοιων συμφωνιών ενώπιον του Διαχειριστή του Συστήματος σε σχέση με την εφαρμογή της παρούσας συμφωνίας.

Σε πίστωση των ανωτέρω τα μέρη συνέταξαν την παρούσα συμφωνία σε τρία (3) πρωτότυπα, ένα (1) για τον «Προμηθευτή», ένα (1) για τον «Αυτοπρομηθευόμενο Πελάτη» και ένα (1) για τον ΔΕΣΜΗ Α.Ε. και υπογράφεται όπως ακολουθεί.

ΓΙΑ ΤΟΝ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ
ΠΕΛΑΤΗ

ΓΙΑ ΤΟΝ ΑΥΤΟΠΡΟΜΗΘΕΥΟΜΕΝΟ

**ΣΥΜΦΩΝΙΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΜΕΤΡΗΤΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΟΣ ΑΥΤΟΠΡΟΜΗΘΕΥΟΜΕΝΟΥ ΠΕΛΑΤΗ**

Στην (πόλη) σήμερα την (ημερομηνία) μεταξύ της εταιρείας με την επωνυμία, στο εξής καλούμενης για συντομία «Προμηθευτής», με τον κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων, η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης συμφωνίας από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας, αφ' ενός και της εταιρείας με την επωνυμία, στο εξής καλούμενης για συντομία «Αυτοπρομηθευόμενος Πελάτης», με τον κωδικό Μητρώου Συμμετεχόντων, η οποία εκπροσωπείται νόμιμα για την υπογραφή της παρούσης συμφωνίας από τον κ., του....., κάτοικο....., ΑΔΤ:....., ΑΦΜ:, ΔΟΥ:....., δυνάμει του υπ' αριθμόν Πρακτικού του Διοικητικού Συμβουλίου της εν όψει εταιρείας αφετέρου, η οποία ως Επιλέγων Πελάτης εξασκεί το δικαίωμα αυτοπρομήθειας σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, συμφωνήθηκαν τα εξής:

37. Τα μέρη ρυθμίζουν με την παρούσα συμφωνία, την κατανομή της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (kWh) εγκατάστασης του «Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη» που θα μετράται από τον μετρητή:

Κωδικός Καταχωρημένου Μετρητή Φορτίου:(συμπληρώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.)

Για τους πελάτες του Συστήματος Μεταφοράς τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από το ΔΕΣΜΗΕ:

Τύπος Μετρητή :

Κατασκευαστής :

Αρ. Κατασκευής :

Για τους πελάτες του Δικτύου Διανομής μέσης τάσης τα παρακάτω στοιχεία παρέχονται από τον πελάτη:

Αριθμός Παροχής :

Αριθμός Μετρητή :

Η συλλογή των μετρήσεων θα διενεργείται μέσω δεσμευμένης τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης με αριθμό

Σε περίπτωση μεταβολής των στοιχείων του μετρητή ή του αριθμού της τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης της προηγούμενης παραγράφου κατά το χρόνο ισχύος της παρούσας, η συμφωνία κατανομής συνεχίζει να ισχύει και εφαρμόζεται με τα νέα στοιχεία, τα οποία γνωστοποιούνται στο Διαχειριστή του Συστήματος κατά τα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

38. Η παρούσα συμφωνία αρχίζει την.....και ώρα 00.00 και λήγει την και ώρα 24.00. Η ισχύς της παρούσας συμφωνίας προϋποθέτει ότι μέχρι την ημερομηνία έναρξης της έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί τηλεμέτρηση στον μετρητή της παρ.1 και η οποία θα επιβεβαιώνεται από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.
39. Για τις ανάγκες της εκκαθάρισης Ηλεκτρικής ενέργειας από το ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε., τα συμβαλλόμενα μέρη συνομολογούν ότι:

- a. Η Ηλεκτρική Ενέργεια που θα καταχωρείται στον «Αυτοπρομηθευόμενο Πελάτη» είναι kWh ανά Περίοδο Κατανομής.

- b. Η Ηλεκτρική Ενέργεια που θα καταχωρείται στον «Προμηθευτή» ανά Περίοδο Κατανομής θα ισούται με τη διαφορά της ανωτέρω αναγραφόμενης ποσότητας από την μετρούμενη από τον πιο πάνω μετρητή ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας ανά Περίοδο Κατανομής.
- c. Σε περίπτωση που η μετρούμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας ανά Περίοδο Κατανομής είναι μικρότερη της ανωτέρω αναγραφόμενης ποσότητας στην παράγραφο 3.α, αυτή θα καταχωρείται όλη στον «Αυτοπρομηθευόμενο Πελάτη».

40. Τυχόν επιπλέον συμφωνίες που συνάπτονται μεταξύ των ως άνω συμβαλλόμενων δεν επηρεάζουν την ισχύ, την ερμηνεία ή την εφαρμογή της παρούσας συμφωνίας και τα μέρη ρητά συμφωνούν και παραιτούνται από το δικαίωμα επίκλησης τέτοιων συμφωνιών ενώπιον του Διαχειριστή του Συστήματος σε σχέση με την εφαρμογή της παρούσας συμφωνίας.

Σε πίστωση των ανωτέρω τα μέρη συνέταξαν την παρούσα συμφωνία σε τρία (3) πρωτότυπα, ένα (1) για τον «Προμηθευτή», ένα (1) για τον «Αυτοπρομηθευόμενο Πελάτη» και ένα (1) για τον ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε. και υπογράφεται όπως ακολουθεί.

ΓΙΑ ΤΟΝ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ

ΓΙΑ ΤΟΝ ΑΥΤΟΠΡΟΜΗΘΕΥΟΜΕΝΟ
ΠΕΛΑΤΗ

A.5 Υπόδειγμα Αρχείου Μετρήσεων Πελάτη ανά
Προμηθευτή

ΑΡΧΕΙΟ ΣΥΛΛΕΧΘΕΝΤΩΝ ΜΕΤΡΗΤΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ ΠΕΛΑΤΩΝ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ #ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ#
 ΗΜΕΡΕΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΑΠΟ: 20100301 ΕΩΣ 20100310 ΗΜΕΡΑ-ΩΡΑ ΕΚΤΕΛΕΣΗΣ : 09/04/2010 11:27

ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ	ΚΩΔΙΚΟΣ ΠΕΛΑΤΗ	ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΠΕΛΑΤΗ	ΚΩΔΙΚΟΣ ΜΕΤ.ΣΗΜ	ΚΩΔΙΚΟΣ ΚΑΤΑΧ.ΜΕ ΤΡ	SLOT	W/V	I/O	ΤΥΠΟΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ	ΣΥΝΤ. ΜΕΤ/ΣΜ ΟΥ	ΩΡΑ	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (kWh)
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	0:15	11.5
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	0:30	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	0:45	11.5
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	1:00	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	1:15	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	1:30	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	1:45	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	2:00	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	2:15	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	2:30	11.5
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	2:45	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	3:00	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	3:15	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	3:30	12.5
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	3:45	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	4:00	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	4:15	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	4:30	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	4:45	12.5
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	5:00	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	5:15	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	5:30	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	5:45	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	6:00	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	6:15	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	6:30	12
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	6:45	11.5
20100301	910	#ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΠΕΛΑΤΗ#	5608	20357	#NAME?	W	O	ΠΜ	1	7:00	10.5

A.6 Υπόδειγμα Πίνακα Διόρθωσης – Εκτίμησης Μετρήσεων

Εγχειρίδιο Μετρήτων & Μετρήσεων

ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΔΙΟΡΘΩΣΗΣ - ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΥ 2010

ΚΩΔΙΚΟΣ ΜΕΤΡΗΤΙΚΟΥ ΣΗΜΕΙΟΥ	ΚΩΔΙΚΟΣ ΜΕΤΡΗΤΗ	ΣΗΜΕΙΟ ΜΕΤΡΗΣΗΣ	ΙΔΙΟΚΤΗΤΗΣ	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΜΟΣ ΣΗΜΕΙΟΥ ΜΕΤΡΗΣΗΣ	ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ ΜΕΤΡΗΤΗ	ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΜΗ ΣΥΛΛΟΓΗΣ ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ		ΑΙΤΙΟ ΜΗ ΣΥΛΛΟΓΗΣ ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ	ΜΕΘΟΔΟΣ ΔΙΟΡΘΩΣΗΣ
						ΑΠΟ	ΕΩΣ		
1419	20035	ΙΜΩΝ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	
1545	20120	ΒΥΡΩΝΑΣ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΑΒ-ΒΑΣΙΛΟΠΟΥΛΟΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100210(6)	20100211(15)	ΔΙΑΚΟΠΗ	
1573	20142	ΣΠΑΤΑ	ΑΒ-ΒΑΣΙΛΟΠΟΥΛΟΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100207(1)	20100207(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	
1604	20026	ΜΕΛΙΣΣΙΑ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΣΚΛΑΒΕΝΙΤΗΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100211(5)	20100211(5)	ΔΙΑΚΟΠΗ	
1641	20145	ΧΑΛΑΝΔΡΙ	ΑΒ-ΒΑΣΙΛΟΠΟΥΛΟΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
1642	20139	ΠΕΡΙΣΤΕΡΙ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΑΒ-ΒΑΣΙΛΟΠΟΥΛΟΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100228(23)	20100228(23)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
1702	20179	ΣΑΛΑΜΙΝΑ	ΜΕΤΡΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
1705	20190	ΚΑΛΚΙΔΑ	ΜΕΤΡΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
1706	20199	ΠΥΡΤΟΣ	ΜΕΤΡΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100228(10)	20100228(10)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΠΟΛΕΙΑ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ
1708	20187	ΑΡΡΙΕΑ	ΜΕΤΡΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100207(1)	20100207(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΠΟΛΕΙΑ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ
1713	20182	ΙΩΑΝΝΙΝΑ	ΜΕΤΡΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100228(10)	20100228(10)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΠΟΛΕΙΑ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ
1716	20153	ΚΑΒΑΛΑ	ΜΕΤΡΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100211(9)	20100211(9)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΠΟΛΕΙΑ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ
1722	20178	ΠΕΙΡΑΙΑΣ	ΜΕΤΡΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100217(13)	20100228(24)	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ	Εκτίμηση
1785	20017	ΑΙΓΑΛΕΟ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΣΚΛΑΒΕΝΙΤΗΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100202(2)	20100203(15)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
4956	20243	ΠΕΡΙΣΤΕΡΙ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΣΚΛΑΒΕΝΙΤΗΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100228(13)	20100228(13)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
5124	20282	ΧΑΛΚΙΔΑ	ΑΒ-ΒΑΣΙΛΟΠΟΥΛΟΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΠΟΛΕΙΑ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ
5134	20287	ΓΥΦΘΑΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΑΒ-ΒΑΣΙΛΟΠΟΥΛΟΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100228(10)	20100228(10)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΠΟΛΕΙΑ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ
5162	20301	ΒΑΡΗ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΑΤΛΑΝΤΙΚ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100228(23)	20100228(23)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
5253	20302	ΣΧΗΜΑΤΑΡΙ	ΜΕΤΡΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6193	20508	ΠΑΡΝΗΘΑ	ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΚΑΖΙΝΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100201(24)	20100218(9)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6195	20509	ΠΑΡΝΗΘΑ	ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΚΑΖΙΝΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(8)	20100215(8)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6197	20510	ΠΑΡΝΗΘΑ	ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΚΑΖΙΝΟ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100201(24)	20100207(24)	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ	Εκτίμηση
6205	20514	ΟΙΚΟΦΥΤΑ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	FOURLIS TRADE	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(4)	20100215(4)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6311	20523	ΠΥΛΑΙΑ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100207(5)	20100207(5)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6315	20525	ΑΓΡΥΠΟΥΠΟΛΗ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100228(24)	20100228(24)	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ	Εκτίμηση
6359	20547	ΚΑΛΙΘΕΑ	SATURN	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100218(22)	20100218(22)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6431	20566	ΚΗΦΙΣΙΑ	YES A.E.	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100226(10)	20100226(10)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6666	20573	ΜΑΓΟΥΛΑ	ΑΝΕΔΗΚ ΚΡΗΤΙΚΟΣ ΑΕ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	EFT HELLAS A.E.	20100228(24)	20100228(24)	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ	Εκτίμηση
1513	20059	ΠΕΡΙΣΤΕΡΙ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
1530	20054	ΚΑΜΙΝΙΑ ΠΕΙΡΑΙΑ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100214(1)	20100214(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
1532	20064	ΧΑΛΑΝΔΡΙ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100226(11)	20100226(11)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
1689	20081	ΣΑΛΑΜΙΝΑ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
4910	20228	ΑΧΑΡΝΕΣ	ΒΕΡΟΠΟΥΛΟΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
5032	20286	ΘΡΑΚΟΜΑΚΕΔΟΝΕΣ	ΒΕΡΟΠΟΥΛΟΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(4)	20100215(4)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
5309	20330	ΒΥΡΩΝΑΣ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΛΙΝΤΑ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100205(3)	20100205(3)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
5327	20337	ΑΧΑΡΝΕΣ	ΛΙΝΤΑ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
5355	20315	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΛΙΝΤΑ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(6)	20100215(6)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
5385	20327	ΠΑΤΡΑ	ΛΙΝΤΑ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100228(1)	20100228(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΕΤΡΗΤΗ
5385	20327	ΠΑΤΡΑ	ΛΙΝΤΑ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100221(2)	20100221(2)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
5608	20357	ΚΟΡΙΝΘΟΣ	JUMBO	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100221(3)	20100221(3)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
5622	20340	ΜΟΣΧΑΤΟ	JUMBO	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100218(7)	20100218(7)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
5660	20370	ΒΟΛΟΣ	ΠΕΝΤΕ ΑΕ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100211(23)	20100228(24)	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ	Εκτίμηση
5726	20392	ΚΑΒΑΛΑ	ALPHA BANK	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	VERBUND - AUSTRIAN POWER TRADING ENERGIA HELLAS A.E	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΠΟΛΕΙΑ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ
5804	20406	ΠΕΡΙΣΤΕΡΙ ΑΤΤΙΚΗΣ	SPRIDER	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100215(1)	20100215(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6036	20438	ΒΡΗΝΗΣΙΑ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100228(23)	20100228(23)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6045	20442	ΠΟΡΤΟ ΡΑΦΗ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100228(1)	20100228(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΕΤΡΗΤΗ
6066	20450	ΝΑΥΠΛΙΟ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100211(2)	20100211(2)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6073	20453	ΚΑΒΑΛΑ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100226(1)	20100226(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΠΟΛΕΙΑ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ
6089	20461	ΓΙΑΝΝΙΤΣΑ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100228(22)	20100228(22)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6119	20475	ΑΛΕΞΑΝΔΡΕΙΑ ΗΜΑΘΕΙΑΣ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100228(23)	20100228(23)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6133	20483	ΚΑΛΥΒΙΑ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100228(2)	20100228(2)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6135	20484	ΙΜΩΝ	ΚΑΡΦΟΥΡ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100215(7)	20100215(7)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6173	20498	ΑΓ. ΙΩΑΝΝΗ ΠΕΝΤΗ	ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΨΥΧΑΓΟΓΙΚΑ ΠΕΝΤΗΣ	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100228(23)	20100228(23)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ
6203	20513	ΠΥΛΑΙΑ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	STER CINEMAS A.E.	Επιλέγων Πελάτης Μέσης Τάσης	ΑΕΓΕΑΝ POWER Α.Ε.	20100207(1)	20100207(1)	ΔΙΑΚΟΠΗ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ

A.7 Υπόμνημα

- (α-171) : «άρθρο» του «Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας»
- (Π.5) : «άρθρο» του «Παραρτήματος Α » του «Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας»
- [8] : Α/Α Αναφορών
- {A1} : Α/Α Παραρτήματος του «Εγχειριδίου Μετρητών και Μετρήσεων»

Αθήνα, 21/12/ 2011

Για τη ΡΑΕ

Ο Πρόεδρος



Δρ. Νίκος Βασιλάκος

Εγχειρίδιο Γενικών Διατάξεων

Έκδοση 5.1



Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.

15 Σεπτεμβρίου 2010

ΡΗΤΡΑ ΕΠΙΦΥΛΑΞΗΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ

Κάθε είδους πληροφορία που περιλαμβάνεται στο παρόν Εγχειρίδιο, παρέχεται από τον Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) με στόχο την ευρύτερη συζήτηση και την γενικότερη ενημέρωση και μόνον. Για το λόγο αυτό, ο ΔΕΣΜΗΕ δεν εγγυάται την ακρίβεια, πληρότητα ή την καταλληλότητα των πληροφοριών αυτών κατά την χρησιμοποίησή τους για οποιοδήποτε σκοπό, αρνούμενος συγχρόνως κάθε ευθύνη για οιαδήποτε ζημία τυχόν προκύψει από την παντός είδους χρήση τους. Οι πληροφορίες που περιέχονται στο Εγχειρίδιο θεωρούνται σύμφωνες με τον Ελληνικό Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (χάριν συντομίας «ΚΩΔΙΚΑΣ») και δίδονται μαζί με επιπρόσθετες λεπτομέρειες, διευκρινήσεις και στοιχεία, ώστε να εξηγηθούν οι διάφορες έννοιες και οι διαδικασίες. Αναφορές (ή παραπομπές) στον Κώδικα και στα υπόλοιπα υποστηρικτικά έγγραφα γίνονται απ' αρχής μέχρι τέλους του Εγχειριδίου. Το Εγχειρίδιο θα αναθεωρείται περιοδικά από τον ΔΕΣΜΗΕ, ώστε να αντανakλά νεώτερα ή αναθεωρημένα στοιχεία που αναδύονται κατά την εξέλιξη των κανόνων της αγοράς. Ο ΔΕΣΜΗΕ αρνείται κάθε ευθύνη για τις συνέπειες που τυχόν επέλθουν εξαιτίας λαθών ή παραλείψεων κατά την διαδικασία αυτή. Ο ΔΕΣΜΗΕ επιφυλάσσεται του δικαιώματος να αναθεωρεί ή να ανακαλεί, κατά την διακριτική του ευχέρεια, το σύνολο ή μέρος των πληροφοριών που περιέχονται στο παρόν Εγχειρίδιο, οποιαδήποτε στιγμή και χωρίς προηγούμενη ειδοποίηση.

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ

Έκδοση	Ημερομηνία	Περιγραφή
1.0	15/07/2007	Περιεχόμενα Εγχειριδίου
1.1	31/08/2007	Ενσωματωμένα Σχόλια από ΔΕΣΜΗΕ
1.2	18/09/2007	Εγκεκριμένη MS-4 Έκδοση
2.0	15/11/2007	Ολοκληρωμένο Πρώτο Σχέδιο
2.1	05/01/2008	Ενσωματωμένα Σχόλια από ΔΕΣΜΗΕ
3.0	15/05/2008	Ολοκληρωμένο Σχέδιο
3.1	30/07/2008	Ενσωματωμένα Σχόλια από ΔΕΣΜΗΕ
4.0	15/09/2008	Ολοκληρωμένο Τελικό Σχέδιο
5.0	10/08/2010	Τελικές τροποποιήσεις από ΔΕΣΜΗΕ
5.1	15/09/2010	Τροποποιήσεις Δημόσιας Διαβούλευσης

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΡΗΤΡΑ ΕΠΙΦΥΛΑΞΗΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ
ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ
ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ
ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ
ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ΠΕΡΙΛΗΨΗ
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 ΣΥΝΤΟΜΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ
2.1	Νομοθετικό Πλαίσιο
2.1.1	Νομοθετικό Πλαίσιο ΕΕ
2.1.2	Ελληνικό Νομοθετικό Πλαίσιο
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 ΒΑΣΙΚΟΙ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ
3.1	Παραγωγοί, Αυτο-παραγωγοί
3.2	Προμηθευτές
3.3	Εισαγωγείς.....
3.4	Εξαγωγείς.....
3.5	Πελάτες (Επιλέγοντες – Αυτοπρομηθευόμενοι)
3.6	Ο Διαχειριστής του Συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.).....
3.6.1	Λειτουργία Αγοράς, Επίλυση και Εκκαθάριση Η.Ε.Π.
3.6.2	Κατανομή Πραγματικού Χρόνου.....
3.6.3	Εκκαθάριση Αποκλίσεων.....
3.6.4	Λειτουργία και Ανάπτυξη Συστήματος Μεταφοράς.....
3.6.5	Εκκαθάριση των Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος.....
3.6.6	Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ
3.6.7	Επικοινωνικές Υπηρεσίες.....
3.7	Ο Κύριος του Συστήματος (ΔΕΗ Α.Ε.)
3.8	Ο Διαχειριστής του Δικτύου (ΔΕΗ Α.Ε.)
3.9	Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ).....
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΓΕΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ
4.1	Εισαγωγή.....
4.2	Διαδικασία Εγγραφής Συμμετέχοντα.....
4.2.1	Εγγραφή Παραγωγών.....
4.2.2	Εγγραφή Προμηθευτών.....
4.2.3	Εγγραφή Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών
4.3	Διαδικασία Εγγραφής Μονάδας Παραγωγής.....
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΚΥΡΙΕΣ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΕΣ ΑΓΟΡΑΣ ηλεκτρικής ενέργειας...

5.1	Επίλυση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (προετοιμασία / λύση)
5.1.1	Προετοιμασία του Προγράμματος ΗΕΠ.....
5.1.2	Επίλυση του ΗΕΠ.....
5.1.3	Συμμετοχή στον ΗΕΠ.....
5.1.3.1	Ενέργειες των Συμμετεχόντων στον ΗΕΠ.....
5.1.3.2	Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος.....
5.1.4	Ο Ρόλος του ΗΕΠ στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....
5.1.5	Υποχρεώσεις και δικαιώματα.....
5.1.5.1	Δηλώσεις Φορτίου.....
5.1.5.2	Προσφορές Έγχυσης.....
5.1.5.3	Επικουρικές Υπηρεσίες.....
5.1.5.4	Υποχρεώσεις και δικαιώματα του Διαχειριστή του Συστήματος στο Πλαίσιο του ΗΕΠ.....
5.1.6	Συλλογή των Δηλώσεων των Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων Μονάδων.....
5.1.7	Αρχεία που Διατηρούνται (ανά Οντότητα, Τύπο, κλπ).....
5.1.8	Χρονοδιάγραμμα / Προθεσμίες για τα Παραπάνω (όπου είναι εφαρμόσιμες).....
5.2	Εκκαθάριση ΗΕΠ.....
5.2.1	Ο Ρόλος της Εκκαθάρισης ΗΕΠ στην Αγορά Ηλεκτρισμού.....
5.2.1.1	Υπολογισμός των Πληρωμών και των Εισπράξεων.....
5.2.1.2	Διαδικασία Εκκαθάρισης ΗΕΠ.....
5.2.1.3	Έλλειμμα Συναλλαγών.....
5.2.2	Διαδικασίες Εκκαθάρισης Λογαριασμών ΗΕΠ.....
5.2.3	Χρονοδιάγραμμα Διαδικασιών του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού/ Προθεσμίες.....
5.3	Προγραμματισμός Κατανομής (DS).....
5.3.1	Ρόλος του Προγραμματισμού Κατανομής στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....
5.3.2	Δικαιώματα και Υποχρεώσεις στην Διαδικασία Προγραμματισμού Κατανομής.....
5.3.2.1	Υποχρεώσεις των Κατόχων Αδειών Παραγωγής.....
5.3.2.2	Υποχρεώσεις Χρηστών Σχετικά με την Περικοπή Φορτίου.....
5.3.2.3	Πρόσθετες Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Δικτύου για Περικοπή Φορτίου.....
5.3.2.4	Υποχρέωση Ενημέρωσης του Διαχειριστή του Συστήματος για Ενέργειες Περικοπής Φορτίου.....
5.3.2.5	Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς.....
5.3.2.6	Ενέργειες Κατόχων Άδειας Παραγωγής.....
5.3.3	Διαδικασίες Προγραμματισμού Κατανομής.....
5.3.3.1	Συλλογή και Ανταλλαγή Πληροφοριών Κατά την Διάρκεια της Διαδικασίας Κατανομής.....
5.3.3.2	Αρχεία που Διατηρούνται (ανά Οντότητα, ανά Τύπο, κλπ).....
5.3.4	Χρονοδιάγραμμα Διαδικασίας Προγραμματισμού Κατανομής/ Προθεσμίες.....
5.4	Εκκαθάριση Αποκλίσεων.....
5.4.1	Ο Ρόλος της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....

	5.4.1.1	Ορισμοί.....
	5.4.1.2	Διαδικασία Υπολογισμών της Εκκαθάρισης Αποκλίσεων
	5.4.1.3	Πληρωμές.....
	5.4.1.4	Λογιστικό Σύστημα.....
	5.4.1.5	Εγγυήσεις
	5.4.2	Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων
	5.4.3	Διαδικασίες Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων.....
	5.4.3.1	Αρχεία που Διατηρούνται (ανά Οντότητα, Τύπο, κλπ.).....
	5.4.3.2	Εγγυήσεις
	5.4.4	Χρονοδιάγραμμα Διαδικασίας Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων/ Προθεσμίες
5.5		Μετρήσεις
	5.5.1	Ρόλος στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....
	5.5.2	Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία Μετρήσεων.....
	5.5.3	Διαδικασίες Μετρήσεων
	5.5.3.1	Ενέργειες Μετρήσεων και Σχετικές Προθεσμίες.....
	5.5.3.2	Αρχεία που Διατηρούνται (ανά Οντότητα, Τύπο, κλπ.).....
5.6		Προγραμματισμός και Συντήρηση Συστήματος
	5.6.1	Ο Ρόλος του Προγραμματισμού και Συντήρησης του Συστήματος στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....
	5.6.2	Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία Προγραμματισμού και Συντήρησης του Συστήματος
5.7		Ανάπτυξη Συστήματος.....
	5.7.1	Ο Ρόλος της Ανάπτυξης του Συστήματος στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας
	5.7.2	Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία Ανάπτυξης του Συστήματος.....
	5.7.3	Διαδικασίες Ανάπτυξης Συστήματος
	5.7.3.1	Εμπλεκόμενες Συμβάσεις.....
	5.7.4	Χρονοδιάγραμμα Διαδικασίας Ανάπτυξης του Συστήματος/ Προθεσμίες
5.8		Μηχανισμός για την Επάρκεια Ισχύος (CAM).....
	5.8.1	Ο Ρόλος του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας
	5.8.2	Διαδικασίες του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
	5.8.2.1	Οντότητες του Μηχανισμού.....
	5.8.2.2	Εμπλεκόμενες Συμβάσεις στον Μηχανισμό Διασφάλισης Ισχύος
	5.8.2.3	Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
5.9		Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια
	5.9.1	Ορισμοί Επικουρικών Υπηρεσιών
	5.9.1.1	Πρωτεύουσα Εφεδρεία.....
	5.9.1.2	Δευτερεύουσα Εφεδρεία
	5.9.1.3	Τριτεύουσα Εφεδρεία.....
	5.9.1.4	Στατή Εφεδρεία
	5.9.1.5	Ρύθμιση Τάσης.....
	5.9.1.6	Επανεκκίνηση του Συστήματος
	5.9.1.7	Συμπληρωματική Ενέργεια

5.9.2	Ο Ρόλος των Επικουρικών Υπηρεσιών στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας
5.9.3	Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία των Επικουρικών Υπηρεσιών
5.9.4	Συμβάσεις και Διαδικασίες για Επικουρικές Υπηρεσίες
5.9.4.1	Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών
5.9.4.2	Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος
5.9.4.3	Συμβάσεις Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών
5.9.4.4	Αρχεία που Διατηρούνται (ανά Οντότητα, Τύπο, κλπ.)
5.9.4.5	Τεχνικές Απαιτήσεις και Προδιαγραφές
5.10	Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
5.10.1	Προδιαγραφές και Έγκριση Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
5.10.2	Επικοινωνία μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και των Συμμετεχόντων στην Αγορά
5.10.3	Υποστήριξη Συμμετεχόντων στη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας
5.10.4	Διαδικασία Ελέγχου Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
5.11	Διοικητικά Οριζόμενες Τιμές
5.11.1	Ορισμοί
5.12	Επίλυση Διαφορών
5.12.1	Φιλική Διευθέτηση Διαφορών
5.12.2	Διαιτητική Πραγματογνωμοσύνη και Διαιτησία

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 ΥΠΟΔΟΜΗ ΤΟΥ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ..

6.1	Ορισμός Οριακής Τιμής Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης σε περίπτωση Έκτακτης Ανάγκης
6.2	Κοινοποίηση Αποτελεσμάτων των Λειτουργικών Ελέγχων

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ ΚΑΙ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΕΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

7.1	Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
7.2	Εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων
7.3	Μητρώο Μονάδων Παραγωγής
7.4	Συμμετοχή στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό
7.5	Συλλογή και Ανταλλαγή Στοιχείων κατά την Διάρκεια της Διαδικασίας του Προγραμματισμού Κατανομής
7.6	Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών
7.7	Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος
7.8	Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών
7.9	Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
7.10	Προγραμματισμός Συντήρησης Μονάδων
7.11	Αλλαγές Εγκεκριμένου Προγράμματος Συντήρησης
7.12	Υποχρέωση Γνωστοποίησης Εργασιών Συντήρησης
7.13	Υποβολή Στοιχείων από τους Χρήστες ή Υποψήφιους Χρήστες
7.14	Στοιχεία Κατόχων Άδειας Παραγωγής
7.15	Στοιχεία Ζήτησης
7.16	Σύμβαση Σύνδεσης

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι	ΟΡΙΣΜΟΙ ΣΧΗΜΑΤΩΝ VISIO
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ	ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΙΣΗΣ ΑΝΑΦΟΡΩΝ ΚΔΣ&ΣΗΕ
ΜΕ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ

ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ

- [1] Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας,
http://www.rae.gr/K7/Codes/Code_eng.pdf.
- [2] Νόμος 2773/1999, http://www.desmie.gr/up/files/2773_99.pdf.
- [3] Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς
- [4] Εγχειρίδιο Κατανομής
- [5] Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
- [6] Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς
- [7] Εγχειρίδιο Μετρητών & Μετρήσεων

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

ΣΧ.1. ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΡΟΗΣ ΜΗΧΑΝΙΣΜΩΝ ΑΓΟΡΑΣ

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

Ακρωνύμιο	Πλήρες όνομα - Ερμηνεία
ΚΔΣ&ΣΗΕ	Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΑΔΙ	Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΡΠ	Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής
NCAP	Net Capacity (Καθαρή Ισχύς Μονάδας)
RUCAP	Referenced Unforced Capacity (Συμβατικά Διαθέσιμη Ισχύς Μονάδας)
UCAP	Unforced Capacity (Διαθέσιμη Ισχύς Μονάδας)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στο παρόν Κεφάλαιο παρουσιάζεται μία περίληψη του Εγχειριδίου των Γενικών Διατάξεων. Το Εγχειρίδιο οργανώνεται ως εξής:

Το Κεφάλαιο 2 παρουσιάζει μία σύντομη περιγραφή του τομέα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Παρουσιάζονται οι κύριοι κανόνες και αρχές του Νομοθετικού Πλαισίου της Ευρωπαϊκής Ένωσης και του Ελληνικού Νομοθετικού Πλαισίου.

Το Κεφάλαιο 3 παρουσιάζει ένα λεπτομερή κατάλογο των βασικών συμμετεχόντων στην Ελληνική αγορά ενέργειας. Αυτοί είναι:

- Παραγωγοί /Αυτοπαραγωγοί
- Προμηθευτές
- Εισαγωγείς
- Εξαγωγείς
- Πελάτες (αποκλειστικοί, μη-αποκλειστικοί/επιλέγοντες)
- Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.)
- Ο Κύριος του Συστήματος (ΔΕΗ Α.Ε.)
- Ο Διαχειριστής του Δικτύου (ΔΕΗ Α.Ε.)
- Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Οι ρόλοι και τα καθήκοντα κάθε συμμετέχοντα αναλύονται και παρουσιάζονται εκτενώς.

Το Κεφάλαιο 4 παρουσιάζει τη Διαδικασία των Γενικών Διατάξεων (GP) και όλες τις σχετικές λεπτομερείς διαδικασίες για την εγγραφή των Συμμετεχόντων στην Αγορά στο Μητρώο Συμμετεχόντων του Διαχειριστή του Συστήματος. Η εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται για να μπορεί ο Διαχειριστής του Συστήματος να παρέχει πρόσβαση στους Συμμετέχοντες στην Αγορά στις κατάλληλες διαδικτυακές πλατφόρμες του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας που περιέχει όλες τις σχετικές αγορές που λειτουργούν από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Το Κεφάλαιο 5 παρουσιάζει τον κατάλογο των δραστηριοτήτων του Διαχειριστή του Συστήματος σύμφωνα με τον ΚΔΣ&ΣΗΕ. Πρόκειται για τις παρακάτω:

- Επίλυση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (προετοιμασία/ λύση)
- Εκκαθάριση ΗΕΠ
- Προγραμματισμός Κατανομής (DS)
- Εκκαθάριση των Αποκλίσεων

- Μετρήσεις
- Σχεδιασμός Συστήματος και Συντήρηση
- Ανάπτυξη Συστήματος
- Μηχανισμός Διασφάλισης Ισχύος
- Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια
- Επιχειρησιακό Πληροφοριακό Σύστημα Ενεργειακών Συναλλαγών
- Διοικητικά Οριζόμενες Τιμές
- Διευθέτηση των Διαφορών.

Στο παρόν Εγχειρίδιο παρουσιάζονται συνοπτικά οι δραστηριότητες του Διαχειριστή του Συστήματος. Λεπτομερής παρουσίαση κάθε δραστηριότητας υπάρχει στα σχετικά Εγχειρίδια.

Το Κεφάλαιο 6 παρουσιάζει τον κατάλογο των αρχείων και των βάσεων δεδομένων που τηρούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος, σύμφωνα με το Άρθρο 5 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, για τον έλεγχο της λειτουργίας της αγοράς τα οποία ανανεώνονται σε ημερήσια βάση. Στο πλαίσιο αυτής της υποχρέωσης ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να διατηρεί στατιστικά και συγκριτικά στοιχεία, να εκπονεί περιοδικές εκθέσεις, να ενημερώνει την ΡΑΕ και να δημοσιοποιεί τις πληροφορίες στην ιστοσελίδα του. Οι λεπτομερείς πληροφορίες για τα σχετικά αρχεία και τις βάσεις δεδομένων παρουσιάζονται εκτενώς στο παρόν Εγχειρίδιο.

Το Κεφάλαιο 7 παρουσιάζει τον κατάλογο των συμβάσεων και διαδικασιών που χρησιμοποιούνται για την λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των οντοτήτων που εμπλέκονται, σύντομη περιγραφή της κάθε σύμβασης και διαδικασίας, των πρότυπων κειμένων/ τύπων που χρησιμοποιούνται, κλπ.

Το Παράρτημα Α παρουσιάζει τον ορισμό των βασικών σχημάτων που χρησιμοποιούνται στην ανάπτυξη των Διαγραμμάτων Ροής. Τα Διαγράμματα Ροής απεικονίζουν τις κύριες Επιχειρησιακές Διαδικασίες για τις διάφορες δραστηριότητες της αγοράς που λειτουργεί ο Διαχειριστής του Συστήματος. Είναι ενσωματωμένες στο περιεχόμενο του Εγχειριδίου.

Τέλος, το Παράρτημα Β παρουσιάζει τον πίνακα αντιστοίχισης των αναφορών του ΚΔΣ&ΣΗΕ με το Εγχειρίδιο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΣΥΝΤΟΜΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

2.1 Νομοθετικό Πλαίσιο

2.1.1 Νομοθετικό Πλαίσιο ΕΕ

Η αρχική Οδηγία 96/92/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας υιοθετήθηκε από το Συμβούλιο των Υπουργών στις 19 Δεκεμβρίου 1996 και τέθηκε σε ισχύ δύο μήνες αργότερα στις 19 Φεβρουαρίου 1997. Η Οδηγία καθόριζε κοινούς κανόνες για την παραγωγή, την μεταφορά και την διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Οδηγία 2003/54/ΕΚ για την Ηλεκτρική Ενέργεια είναι η βάση για την ευρωπαϊκή νομοθεσία που καθορίζει την Εσωτερική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η Οδηγία έπρεπε να εφαρμοστεί από τα Κράτη Μέλη από την 1^η Ιουλίου 2004 και περιέχει, εκτός των άλλων Κεφαλαίων, τα εξής:

- την οργάνωση και λειτουργία του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας,
- τον διαχωρισμό της μεταφοράς και της διανομής,
- την οργάνωση της πρόσβασης στο σύστημα,
- ρυθμιστικές αρχές.

Επιπρόσθετα, η ΕΕ έχει δημοσιεύσει υπομνήματα για την εφαρμογή της Οδηγίας 2003/54/ΕΚ για την Ηλεκτρική Ενέργεια και της Οδηγίας 2003/55/ΕΚ για το Φυσικό Αέριο. Ο Κανονισμός του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου 1228/2003 για το διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας θέτει κανόνες για την μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των Κρατών Μελών. Ο Κανονισμός τέθηκε σε ισχύ την 1^η Ιουλίου 2004 και έγινε άμεσα ισχύων Κοινοτικός Νόμος.

Η Οδηγία 2005/89/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 18^{ης} Ιανουαρίου 2006 αφορά σε μέτρα για την διασφάλιση της τροφοδοσίας ηλεκτρικής ενέργειας και των επενδύσεων υποδομής. Η Οδηγία έπρεπε να εφαρμοσθεί από τα Κράτη Μέλη από τις 24 Φεβρουαρίου 2008.

Τα πιο σημαντικά θέματα από το υπόψη ευρωπαϊκό νομοθετικό πλαίσιο για τον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι τα παρακάτω:

- Γενικές Αρμοδιότητες του Διαχειριστή του Συστήματος.
- Εξασφάλιση της μακροχρόνιας ικανότητας για την ικανοποίηση των απαιτήσεων μεταφοράς.
- Εξασφάλιση επαρκούς ικανότητας μεταφοράς και αξιοπιστίας συστήματος.

- Διαχείριση των ροών ενέργειας στο σύστημα και εξασφάλιση της διαθεσιμότητας όλων των αναγκαίων επικουρικών υπηρεσιών.
- Εξασφάλιση της λειτουργίας και της συντονισμένης ανάπτυξης και διαλειτουργικότητας των διασυνδεδεμένων συστημάτων.
- Παροχή πληροφοριών στους χρήστες του συστήματος για αποδοτική πρόσβαση και εξασφάλιση αποφυγής διακρίσεων μεταξύ των χρηστών του συστήματος.
- Διαχωρισμός των Λειτουργιών του Συστήματος.
- Αυτονομία σχετικά με νομικά θέματα, με θέματα λήψης αποφάσεων και με οργανωτικά θέματα, από μία καθέτως οργανωμένη επιχείρηση δημόσιας ωφέλειας και από άλλες δραστηριότητες που δεν σχετίζονται με την μεταφορά.
- Δικαιώματα Ανεξάρτητης Διαχείρισης και λήψης αποφάσεων.
- Καθορισμός μέτρων για την εξασφάλιση αποκλεισμού συμπεριφορών διακρίσεων.

Η Οδηγία 2009/72/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της Οδηγίας 2003/54/EK αφορά μέτρα αποτελεσματικού διαχωρισμού της δραστηριότητας μεταφοράς από τις δραστηριότητες της παραγωγής και της προμήθειας.

Η Οδηγία προβλέπει τρεις εναλλακτικές δομές:

- Πλήρης Ιδιοκτησιακός διαχωρισμός
- Πρότυπο Ανεξάρτητου Διαχειριστή (Independent System Operator - ISO)

Η επιλογή του Ανεξάρτητου Διαχειριστή προβλέπει τη δυνατότητα της καθετοποιημένης εταιρίας, να διατηρεί την κυριότητα του Συστήματος Μεταφοράς, χωρίς ωστόσο να ελέγχει τη διαχείριση του.

Η νέα εταιρία διαχείρισης (ISO) πρέπει να είναι πιστοποιημένη υπό αυστηρές προϋποθέσεις και να υπόκειται σε διαρκή εποπτεία.

- Πρότυπο Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς (Independent Transmission Operator-ITO)

Η κυριότητα των παγίων του Συστήματος Μεταφοράς, καθώς και η αρμοδιότητα διαχείρισης του Συστήματος Μεταφοράς, μεταφέρεται σε νέα εταιρεία (ITO), η οποία παραμένει τμήμα του εταιρικού σχήματος της μητρικής εταιρείας.

Η νέα εταιρεία οφείλει να ικανοποιεί αυστηρά κριτήρια ανεξαρτησίας και αυτονομίας όσον αφορά ιδίως στα πάγια, το προσωπικό και την οικονομική λειτουργία της.

2.1.2 Ελληνικό Νομοθετικό Πλαίσιο

Το Ελληνικό Νομοθετικό Πλαίσιο αποτελείται από τους ακόλουθους νόμους και σχετικούς Κώδικες:

- Τον Νόμο Ηλεκτρικής Ενέργειας 2773/99, ο οποίος μετέφερε την Ευρωπαϊκή Οδηγία 96/92/ΕΚ στην εθνική νομοθεσία. Ο νόμος αυτός αποτελεί το βασικό νομικό υπόβαθρο. Επίσης, ο νόμος αυτός ήταν η βάση για την δημιουργία της ΡΑΕ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) και του ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) το έτος 2000.
- Τον Νόμο 3175/03 που αποτελεί τροποποίηση του Νόμου 2773/99, ο οποίος δημοσιεύτηκε στο Φύλλο Εφημερίδας της Κυβέρνησης, έκδοση Β/ 207/29.08.03. Ο υπόψη νόμος εισήγαγε όλες τις νέες απόψεις της Ευρωπαϊκής Οδηγίας 54 του 2003. Οι πιο σημαντικές αλλαγές του Νόμου 2773/99 συνοψίζονται ως ακολούθως:
 - Καθορισμός μίας υποχρεωτικής ημερήσιας αγοράς ενέργειας σύμφωνα με οικονομικές προσφορές ενέργειας βασισμένες στην αγορά, η οποία διεξάγεται σε ωριαία βάση, αντανακλώντας τουλάχιστον το μεταβλητό λειτουργικό κόστος κάθε μονάδας.
 - Εκκαθάριση των Αποκλίσεων.
 - Διατάξεις του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.
- Τον Νόμο Ηλεκτρικής Ενέργειας 3426/05 (Φύλλο Εφημερίδας της Κυβέρνησης, έκδοση Α/309/22.12.2005).
- Τον Νόμο Ηλεκτρικής Ενέργειας 3468/06 (Φύλλο Εφημερίδας της Κυβέρνησης, έκδοση Α/129/27.06.2006).
- Τον Κώδικα Λειτουργίας του Συστήματος (εκδόθηκε στο Φύλλο Εφημερίδας της Κυβέρνησης, έκδοση Β/ 6541/30.5.01) και
- Τον Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας του 2001 (εκδόθηκε στο Φύλλο Εφημερίδας της Κυβέρνησης, έκδοση Β1 ΦΕΚ 6231/25.5.01).
- Τον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας ο οποίος θεσπίστηκε τον Μάιο του 2005 και τροποποιήθηκε τον Ιούνιο του 2006 (εκδόθηκε στο Φύλλο Εφημερίδας της Κυβέρνησης, έκδοση Β/665/17.05.05). Ο υπόψη Κώδικας επιβάλλει νέες διαδικασίες (π.χ. Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος) και παρέχει μία μεταβατική κατάσταση για την ομαλή μετάβαση από τους προηγούμενους κώδικες.
- Μετρήσεις Δικτύου Διανομής και Περιοδική Εκκαθάριση των Αγοραστών (ΡΑΕ Ο-12582/13.01.2006).

Τροποποιήσεις του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (Φύλλο Εφημερίδας της Κυβέρνησης,

- έκδοση Β ΦΕΚ 45/22.01.2007).
- έκδοση Β ΦΕΚ 440/30.03.2007).
- έκδοση Β ΦΕΚ 1789/06.09.2007).

- έκδοση Β ΦΕΚ 80/23.01.2008).
- έκδοση Β ΦΕΚ 937/21.05.2008).
- έκδοση Β ΦΕΚ 852/07.05.2009).
- έκδοση Β ΦΕΚ 2386/30.11.2009).
- έκδοση Β ΦΕΚ 2564/30.12.2009).
- έκδοση Β ΦΕΚ 296/22.03.2010).

Οι τροποποιήσεις αυτές είναι διαθέσιμες μόνο στην Ελληνική γλώσσα προς το παρόν.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΒΑΣΙΚΟΙ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ

ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται οι κύριοι συμμετέχοντες και τα βασικά καθήκοντα τους στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα.

3.1 Παραγωγοί, Αυτο-παραγωγοί

Οι Παραγωγοί είναι κάτοχοι άδειας παραγωγής από Μονάδες Παραγωγής εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων. Οι Αυτοπαραγωγοί είναι κάτοχοι άδειας παραγωγής οι οποίοι παράγουν ηλεκτρική ενέργεια για δική τους χρήση και εγχέουν την περίσσεια της ενέργειας στο Σύστημα ή στο Δίκτυο.

3.2 Προμηθευτές

Οι Προμηθευτές είναι κάτοχοι άδειας προμήθειας που προμηθεύονται ενέργεια απευθείας μέσω του ΗΕΠ ώστε να ικανοποιήσουν τις απαιτήσεις των πελατών τους.

3.3 Εισαγωγείς

Οι Εισαγωγείς είναι κάτοχοι άδειας προμήθειας που προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας από εξωτερικούς παραγωγούς ή προμηθευτές και εγχέουν τις ποσότητες αυτές στον ΗΕΠ μέσω των διασυνδέσεων.

3.4 Εξαγωγείς

Οι Εξαγωγείς είναι κάτοχοι άδειας προμήθειας που προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας από τον ΗΕΠ ώστε να τις εξάγουν σε Διαχειριστές άλλων χωρών μέσω των διασυνδέσεων.

3.5 Πελάτες (Επιλέγοντες – Αυτοπρομηθευόμενοι)

Οι Επιλέγοντες Πελάτες είναι οι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίοι έχουν το δικαίωμα να επιλέγουν τον προμηθευτή τους. Επίσης, έχουν το δικαίωμα να προμηθεύονται ενέργεια μέσω του Η.Ε.Π. για δική τους αποκλειστική χρήση. Από 1/7/2007 όλοι οι καταναλωτές θεωρούνται επιλέγοντες πελάτες.

3.6 Ο Διαχειριστής του Συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.)

Σύμφωνα με το νομοθετικό πλαίσιο, οι κυριότεροι ρόλοι, οι αρμοδιότητες και τα καθήκοντα του ΔΕΣΜΗΕ είναι:

3.6.1 Λειτουργία Αγοράς, Επίλυση και Εκκαθάριση Η.Ε.Π.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος λειτουργεί μία υποχρεωτική ημερήσια αγορά και υπολογίζει την Οριακή Τιμή Συστήματος σύμφωνα με ωριαίες οικονομικές προσφορές των Συμμετεχόντων στην Αγορά. Επίσης, η υπόψη ημερήσια αγορά εκκαθαρίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

3.6.2 Κατανομή Πραγματικού Χρόνου

Εκτός της λειτουργίας της ημερήσιας αγοράς, ο Διαχειριστής του Συστήματος κατανέμει τις μονάδες παραγωγής σε πραγματικό χρόνο για να ικανοποιήσουν το φορτίο του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Αυτό διεξάγεται σε κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής.

3.6.3 Εκκαθάριση Αποκλίσεων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος πρέπει να επιβεβαιώσει και να οριστικοποιήσει τα μετρούμενα μεγέθη. Οι εκ των υστέρων ΟΤΣ, σύμφωνα με τις οποίες διευθετούνται οι αποκλίσεις ποσότητας ενέργειας για κάθε ώρα κατανομής, υπολογίζονται εκτελώντας το ExPIP πρόγραμμα που χρησιμοποιεί πραγματικά στοιχεία περιλαμβανομένων της διαθεσιμότητας των μονάδων και του φορτίου του Συστήματος. Η υπολογιζόμενη εκ των υστέρων ΟΤΣ χρησιμοποιείται στην εκκαθάριση των αποκλίσεων των Συμμετεχόντων στην Αγορά. Επομένως, ο Διαχειριστής του Συστήματος πρέπει να επιβεβαιώσει και να οριστικοποιήσει τα ποσά εκκαθάρισης, να προσδιορίσει τις ποινές και άλλες χρεώσεις και να πραγματοποιήσει τη μηνιαία εκκαθάριση και τις διευθετήσεις των λογαριασμών.

3.6.4 Λειτουργία και Ανάπτυξη Συστήματος Μεταφοράς

Ο Διαχειριστής του Συστήματος λειτουργεί το Σύστημα Μεταφοράς ώστε να διατηρείται η αξιοπιστία του Συστήματος. Επιπλέον, ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υπεύθυνος για την ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς και των διασυνδεδεμένων νησιών με το Σύστημα. Σε αυτό το πλαίσιο ο Διαχειριστής του Συστήματος επεξεργάζεται και δημοσιοποιεί ετησίως πενταετές σχέδιο για την ανάπτυξη του διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς (εγκρίνεται από τον Υπουργό ΠΕΚΑ μετά από γνώμη της ΡΑΕ και άποψη της ΔΕΗ).

3.6.5 Εκκαθάριση των Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος

Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να προβαίνει σε εκκαθάριση των χρεώσεων χρήσης του Συστήματος Μεταφοράς με τους χρήστες του Συστήματος. Οι χρεώσεις πρέπει να αποδίδονται στη ΔΕΗ/Μεταφορά, ως κυρίου των παγίων του Συστήματος Μεταφοράς.

3.6.6 Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αγοράζει την ενέργεια που παράγεται από μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) και μονάδες συμπαραγωγής θερμότητας-ηλεκτρισμού υψηλής απόδοσης έως 35 MWe. Οι παραγωγοί από ΑΠΕ αποζημιώνονται με σταθερό τιμολόγιο το οποίο καθορίζεται με Νόμο.

3.6.7 Επικουρικές Υπηρεσίες

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επιτρέπεται να συνάπτει, κατόπιν διαγωνισμού, συμβάσεις επικουρικών υπηρεσιών με κατόχους άδειας παραγωγής. Με τη σύμβαση επικουρικών υπηρεσιών ο κάτοχος άδειας παραγωγής δεσμεύει μέρος ή το σύνολο της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών.

3.7 Ο Κύριος του Συστήματος (ΔΕΗ Α.Ε.)

Η ΔΕΗ είναι ο Κύριος του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, το οποίο μεταφέρει ηλεκτρική ενέργεια σε όλη την επικράτεια μέσω γραμμών υψηλής τάσης, ενώ ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) εγγυάται την λειτουργία του.

Η Γενική Διεύθυνση Μεταφοράς της ΔΕΗ είναι επιφορτισμένη με την καθημερινή φυσική λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς, σύμφωνα με τον σχεδιασμό και τις εντολές του Διαχειριστή του Συστήματος. Η ΔΕΗ επίσης κατασκευάζει πρόσθετες γραμμές και υποσταθμούς και επενδύει σε έργα που βελτιώνουν και ενισχύουν το υπάρχον Σύστημα Μεταφοράς.

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τους σταθμούς παραγωγής της ΔΕΗ ή από Ανεξάρτητους Παραγωγούς Ενέργειας – και, στην περίπτωση των εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, από τα σημεία των διασυνδέσεων με τα γειτονικά ηλεκτρικά συστήματα – μεταφέρεται στους μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές και στο Δίκτυο Διανομής, μέσω του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς.

3.8 Ο Διαχειριστής του Δικτύου (ΔΕΗ Α.Ε.)

Η ΔΕΗ είναι ο κύριος του δικτύου διανομής, μήκους περίπου 220.000 χιλιομέτρων με γραμμές ηλεκτρικής ενέργειας μέσης και χαμηλής τάσης.

3.9 Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) είναι μία ανεξάρτητη διοικητική αρχή, η οποία απολαμβάνει, σύμφωνα με τις διατάξεις του ιδρυτικού της νόμου, οικονομική και διοικητική αυτοτέλεια. Η ΡΑΕ ιδρύθηκε σύμφωνα με τις διατάξεις του Νόμου 2773/1999, ο οποίος εκδόθηκε στο πλαίσιο εναρμόνισης της Ελληνικής Νομοθεσίας με τις διατάξεις της Οδηγίας 96/92/ΕΚ για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η οικονομική ανεξαρτησία της ΡΑΕ, η οποία είναι απαραίτητη προϋπόθεση για την διατήρηση της αυτοτέλειας της Αρχής, διασφαλίζεται ουσιαστικά από τις διατάξεις του Νόμου 2837/2000, μέσω του οποίου προβλέπεται ότι η Αρχή κατέχει τους δικούς της πόρους. Η διαχείριση των υπόψη πόρων γίνεται σύμφωνα με το Προεδρικό Διάταγμα 139/2001 «Ρύθμιση για την Εσωτερική Λειτουργία και Διοίκηση της ΡΑΕ», ενώ η οικονομική διαχείριση υπόκειται σε εκ

των υστέρων έλεγχο από Ανεξάρτητους Ελεγκτές και από το Ελεγκτικό Συνέδριο.

Στην ΡΑΕ ανατέθηκαν νέες αρμοδιότητες και καθήκοντα σχετικά με τους τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου με τους Νόμους 3426/2005 για την Ηλεκτρική Ενέργεια και 3428/2005 για το φυσικό αέριο, σε συμμόρφωση με τις σχετικές διατάξεις των Οδηγιών 2003/54 και 2003/55 της Ευρωπαϊκής Ένωσης, και ιδιαίτερα σχετικά με τα τιμολόγια πρόσβασης στα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, τους όρους και τις προϋποθέσεις για την παροχή των υπηρεσιών εξισορρόπησης στο φυσικό αέριο, καθώς επίσης και για θέματα που σχετίζονται με την ασφάλεια τροφοδοσίας ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Επιπλέον, με βάση τις τροποποιήσεις που εισάγονται με τους ανωτέρω αναφερόμενους νόμους, η ΡΑΕ ενεργεί ως αρχή επίλυσης των διαφορών όσον αφορά καταγγελίες εναντίον του διαχειριστή του συστήματος ή του δικτύου στους τομείς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου.

Τα κύρια καθήκοντα και αρμοδιότητες που ανατέθηκαν στη ΡΑΕ σύμφωνα με τον Νόμο 2773/22.12.99, όπως ισχύει, είναι:

- Η Παρακολούθηση της λειτουργίας όλων των τομέων της αγοράς ενέργειας (Ηλεκτρισμός, Φυσικό Αέριο, Παράγωγα Πετρελαίου, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Συμπααραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας, κλπ).
- Η Συλλογή και επεξεργασία των πληροφοριών από εταιρείες του τομέα ηλεκτρισμού με σεβασμό των αρχών της εμπιστευτικότητας.
- Η Συμμετοχή σε προ-κοινοβουλευτική νομοθετική διαδικασία μέσω εισηγήσεων προς τον Υπουργό ΠΕΚΑ για τη λήψη κατάλληλων μέτρων σχετικά με τη συμμόρφωση με τους κανόνες ανταγωνισμού και με τη συνολική προστασία των καταναλωτών εντός της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η ΡΑΕ παρακολουθεί ιδιαίτερα την διαχείριση και τον καταμερισμό της χωρητικότητας μεταφοράς μέσω των διασυνδέσεων, τον χρόνο που απαιτείται από τους Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς και Διανομής για τη σύνδεση των χρηστών και για την αποκατάσταση των βλαβών του συστήματος, την έκδοση όλων των απαραίτητων πληροφοριών από τους Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς και Διανομής, τους όρους και τα τιμολόγια για την πρόσβαση τρίτων, τον λογιστικό διαχωρισμό, το επίπεδο της διαφάνειας και του ανταγωνισμού στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την ασφάλεια του εφοδιασμού.
- Η σύνταξη έκθεσης κάθε δύο χρόνια αναφορικά με την ασφάλεια εφοδιασμού τόσο του ηλεκτρισμού όσο και του φυσικού αερίου, η οποία δημοσιοποιείται και υποβάλλεται τόσο στον Υπουργό ΠΕΚΑ όσο και στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, σύμφωνα με τις διατάξεις των νόμων 3426/2005 και 3428/2005.
- Η Γνωμοδότηση προς τον Υπουργό ΠΕΚΑ, σχετικά με την θέσπιση της δευτερεύουσας νομοθεσίας, εξαιρουμένου του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, του Κώδικα Λειτουργίας του Δικτύου Διανομής, όπου η ΡΑΕ απολαμβάνει το δικαίωμα μίας θετικής γνωμοδότησης. Επιπλέον, σχετικά με το φυσικό αέριο, η ΡΑΕ εκδίδει θετική γνωμοδότηση για την έκδοση του Κώδικα Λειτουργίας του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου

καθώς επίσης και του Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου, ενώ εγκρίνει τις κατάλληλες μεθοδολογίες και λεπτομέρειες για την εφαρμογή και των δύο Κωδίκων Λειτουργίας.

- Η Γνωμοδότηση προς τον Υπουργό ΠΕΚΑ, σχετικά με τους όρους και τις προϋποθέσεις για την πρόσβαση στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής. Έγκριση των μεθοδολογιών για τα τιμολόγια πρόσβασης στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα τιμολόγια για την πρόσβαση τρίτων στα δίκτυα ηλεκτρισμού εγκρίνονται από τον Υπουργό ΠΕΚΑ ύστερα από θετική γνωμοδότηση της ΡΑΕ, ενώ η ΡΑΕ απλώς γνωμοδοτεί σχετικά με τα τιμολόγια για την πρόσβαση τρίτων στα συστήματα φυσικού αερίου. Αναφορικά με το φυσικό αέριο, η ΡΑΕ προσχεδιάζει τα τιμολόγια Ρύθμισης τα οποία υπόκεινται σε έγκριση από τον Υπουργό ΠΕΚΑ, και ρυθμίζει τους όρους και τις προϋποθέσεις για την παροχή των υπηρεσιών εξισορρόπησης.
- Η Γνωμοδότηση προς τον Υπουργό ΠΕΚΑ, στην διαδικασία για την έκδοση και ανάκληση των αδειών για απαλλαγή των δραστηριοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η Παρακολούθηση της άσκησης των δραστηριοτήτων που αναλαμβάνουν οι κάτοχοι αδειών και της πρόσβασης στις πληροφορίες.
- Η Γνωμοδότηση προς τον Υπουργό ΠΕΚΑ, κατά την διαδικασία έγκρισης των λιανικών τιμολογίων ηλεκτρισμού εξαιρουμένων των τιμολογίων πρόσβασης.
- Η Έγκριση των μελετών επάρκειας παραγωγής που συντάσσονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς προκειμένου να καθοριστεί εάν ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να διεξάγει διαγωνισμούς για νέες μονάδες παραγωγής.
- Η Επιβολή οικονομικών κυρώσεων, ειδικά πρόστιμα σε παραβάτες της πρωτεύουσας και δευτερεύουσας ενεργειακής νομοθεσίας.
- Η Διαιτητική επίλυση των διαφορών μεταξύ των μερών αναφορικά με την νομοθεσία ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου.
- Η επίλυση διαφορών σχετικά με καταγγελίες έναντι των Διαχειριστών των Συστημάτων Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας και του Κύριου του Δικτύου, καθώς επίσης και εναντίον των Διαχειριστών του Συστήματος Φυσικού Αερίου και των Δικτύων Διανομής για παραβάσεις της πρωτεύουσας και δευτερεύουσας νομοθεσίας ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου.
- Η Συνεργασία με Ρυθμιστικές Αρχές άλλων χωρών, διεθνείς Οργανισμούς και την Ευρωπαϊκή Επιτροπή.
- Η Ενημέρωση σε ετήσια βάση της Επιτροπής για την επικράτηση της δεσπόζουσας θέσης στην αγορά, για επιθετικές και μονοπωλιακές συμπεριφορές σύμφωνα με κατάλληλες πληροφορίες που υποβάλλονται από την Αρχή Ανταγωνισμού.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΓΕΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται οι Διαδικασίες των Γενικών Διατάξεων (General Provisions, GP) για την εγγραφή των Συμμετεχόντων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Μητρώο Συμμετεχόντων. Οι Συμμετέχοντες στην Αγορά είναι:

- Παραγωγοί
- Προμηθευτές
- Επιλέγοντες πελάτες (Αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες).

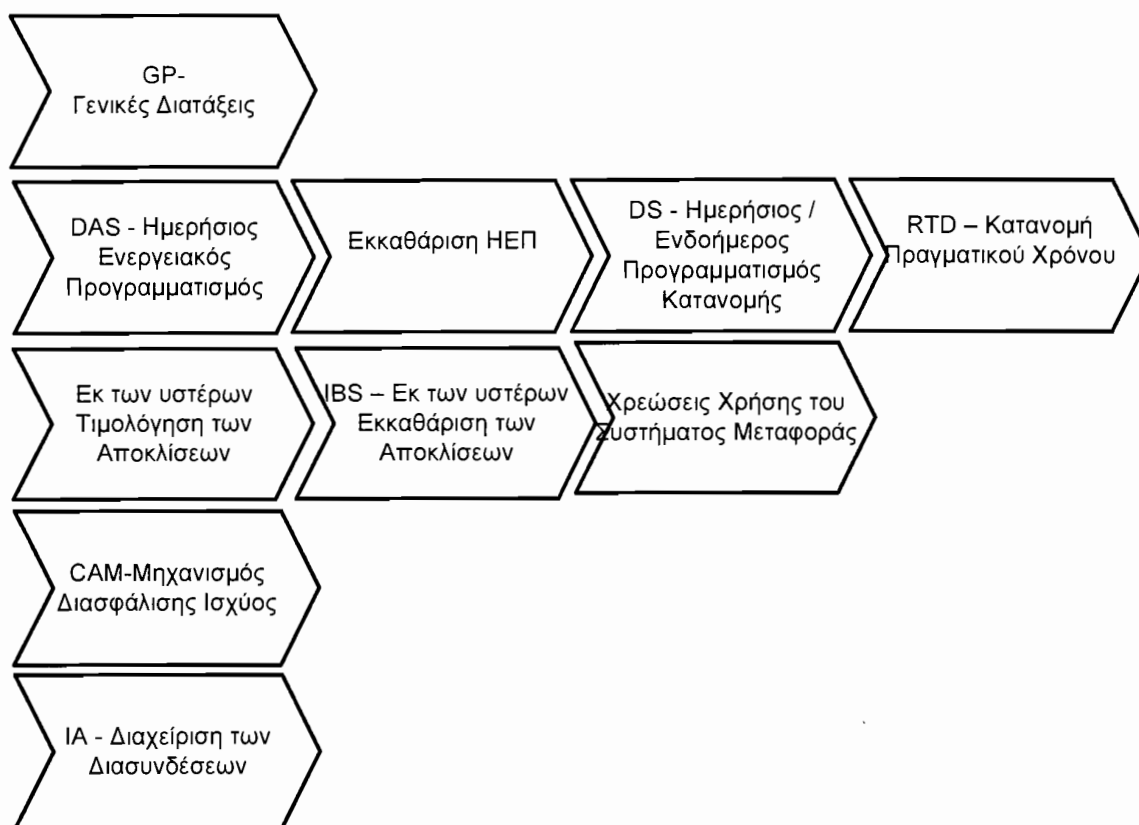
Ο ορισμός των Συμμετεχόντων στην Αγορά παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 3. Η καταχώριση στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται για να μπορεί ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς να παρέχει πρόσβαση στους Συμμετέχοντες στην Αγορά στις κατάλληλες διαδικτυακές πλατφόρμες του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας που λειτουργεί ο Διαχειριστής του Συστήματος.

4.1 Εισαγωγή

Αρχικά, παρουσιάζεται ένα γενικό Διάγραμμα Ροής που απεικονίζει τους μηχανισμούς της αγοράς που διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος. Η ακολουθία των διαδικασιών από την αριστερή προς την δεξιά κατεύθυνση επιχειρεί να προσομειώσει την χρονολογική εκτέλεση των μηχανισμών της αγοράς. (Δεν υπάρχει ιδιαίτερη ερμηνεία για την ακολουθία στην κατακόρυφη διεύθυνση).

Το γενικό Διάγραμμα Ροής, εκτός του Συστήματος των Γενικών Διατάξεων που χρησιμοποιείται για την εγγραφή των Συμμετεχόντων στην Αγορά στο Μητρώο Συμμετεχόντων του Διαχειριστή του Συστήματος, περιλαμβάνει την Αγορά Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (DAS) μαζί με το Σύστημα Διαχείρισης των Διασυνδέσεων, την διαδικασία του Προγραμματισμού Κατανομής (DS), την Κατανομή Πραγματικού Χρόνου (RTD) και τον Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Επίσης περιέχει τις διάφορες διαδικασίες εκκαθάρισης, που περιλαμβάνουν την Εκκαθάριση του ΗΕΠ, την Εκ των Υστέρων Τιμολόγηση των Αποκλίσεων (ExPIP) ταυτόχρονα με τις Εκ των Υστέρων Εκκαθαρίσεις των Αποκλίσεων (IBS) και τις Χρεώσεις Χρήσης του Συστήματος Μεταφοράς (TUOSC).



Σχ.1.

Διάγραμμα Ροής Μηχανισμών Αγοράς

4.2 Διαδικασία Εγγραφής Συμμετέχοντα

Όπως αναφέρθηκε ανωτέρω, υπάρχουν τρεις (3) διαδικασίες για την εγγραφή των Συμμετεχόντων στην Αγορά στο Μητρώο Συμμετεχόντων. Οι διαδικασίες είναι: 1) Εγγραφή Παραγωγών, 2) Εγγραφή Προμηθευτών, και 3) Εγγραφή Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών.

4.2.1 Εγγραφή Παραγωγών

Στο Μητρώο Συμμετεχόντων εγγράφονται ως Παραγωγοί οι κάτοχοι άδειας παραγωγής για μονάδες παραγωγής που είναι εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων ή βρίσκονται σε δοκιμαστική λειτουργία και πρόκειται να εγγραφούν στο Μητρώο Μονάδων που τηρεί ο ΔΕΣΜΗΕ κατά την έναρξη της εμπορικής τους λειτουργίας.

Για την εγγραφή ενός Παραγωγού στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται η υποβολή των παρακάτω:

- 1) Αίτηση εγγραφής. Στην αίτηση εγγραφής, στη σελίδα 2, πρέπει να σημειωθεί ότι συνυποβάλλονται τα κατωτέρω:
 - Αντίγραφο Αδείας.
 - Εξουσιοδότηση προς το ΔΕΣΜΗΕ για χρεοπιστώσεις Λογαριασμού Συμμετέχοντα.
 - Δήλωση αιτούντος περί ανεπιφύλακτης αποδοχής των ρυθμίσεων του ΚΔΣ & ΣΗΕ.
 - Συμφωνία Επίλυσης Διαφορών σε 2 αντίτυπα υπογεγραμμένα.
 - Τεκμηρίωση νόμιμης εκπροσώπησης.
 - Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού,
- 2) Δηλώσεις Παραγωγών.
- 3) Συμφωνία Επίλυσης Διαφορών σε 2 αντίτυπα υπογεγραμμένα σε κάθε σελίδα.
- 4) Αντίγραφο Άδειας Παραγωγής και τυχόν τροποποιήσεων αυτής.
- 5) Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού. (Απαιτείται η γνωστοποίηση λογαριασμού τράπεζας με υποκατάστημα στην Ελλάδα. Ο αριθμός λογαριασμού αναγράφεται επίσης στην αίτηση και στις δηλώσεις των προμηθευτών).
- 6) Σε περίπτωση που ο Παραγωγός δεν έχει κωδικό EIC απαιτείται Αίτηση για κωδικό EIC.
- 7) Υπεύθυνη δήλωση νόμιμου εκπροσώπου.
- 8) Τεκμηρίωση Νόμιμης Εκπροσώπησης:
 - Επικυρωμένο αντίγραφο του ισχύοντος κωδικοποιημένου καταστατικού.

- Σε περίπτωση μη ύπαρξης κωδικοποιημένου καταστατικού που να περιλαμβάνει όλες τις μέχρι σήμερα τροποποιήσεις του, απαιτείται το τελευταίο κωδικοποιημένο καταστατικό ή το καταστατικό σύστασης της εταιρείας, επίσημη πρωτότυπη βεβαίωση από την αρμόδια εποπτεύουσα αρχή με τις τροποποιήσεις του καταστατικού και τα σχετικά ΦΕΚ.
- Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού γενικής συνέλευσης για εκλογή τελευταίου Δ.Σ. και σχετικό ΦΕΚ.
- Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού συγκρότησης Δ.Σ. και ορισμού αρμοδιοτήτων μελών Δ.Σ. και εκπροσώπησης της εταιρείας και σχετικό ΦΕΚ. Σε περίπτωση που υπάρχουν παραιτήσεις/αντικαταστάσεις μελών Δ.Σ., απαιτούνται επικυρωμένα αντίγραφα των σχετικών πρακτικών Δ.Σ. και ΦΕΚ.

Παρατηρήσεις

Τα παραπάνω νομιμοποιητικά έγγραφα είναι ενδεικτικά. Ο τελικός έλεγχος θα γίνει από τη νομική υπηρεσία του ΔΕΣΜΗΕ και είναι πιθανό να απαιτηθούν πρόσθετα νομιμοποιητικά έγγραφα.

Έγγραφα του Συμμετέχοντος που υποβάλλονται στον ΔΕΣΜΗΕ και που δεν φέρουν την υπογραφή του νόμιμου εκπροσώπου θα πρέπει να συνοδεύονται από σχετικό πρακτικό/εξουσιοδότηση του αρμοδίου οργάνου του Συμμετέχοντος προς το πρόσωπο που υπογράφει

4.2.2 Εγγραφή Προμηθευτών

Προϋπόθεση για την εγγραφή ενός Προμηθευτή στο Μητρώο Συμμετεχόντων είναι η κατοχή Άδειας Προμήθειας, μετά από αίτηση στην Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.

Για την εγγραφή ενός Προμηθευτή στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται η υποβολή των παρακάτω:

1. Αίτηση εγγραφής. Στην αίτηση εγγραφής, στη σελίδα 2, πρέπει να σημειωθεί ότι συνυποβάλλονται τα κατωτέρω:
 - Αντίγραφο Άδειας Προμήθειας.
 - Εξουσιοδότηση προς το ΔΕΣΜΗΕ για χρεοπιστώσεις Λογαριασμού Συμμετέχοντα.
 - Δήλωση αιτούντος περί ανεπιφύλακτης αποδοχής ρυθμίσεων.
 - Συμφωνία Επίλυσης Διαφορών σε 2 αντίτυπα.
 - Δήλωση κατόχου Άδειας Προμήθειας περί δικαιώματος ΔΕΣΜΗΕ ενημέρωσης πελατών.
 - Δήλωση σε σχέση με τις συμβάσεις προμήθειας με πελάτες.
 - Τεκμηρίωση νόμιμης εκπροσώπησης.
 - Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού,

2. Δηλώσεις Προμηθευτών.
3. Συμφωνία Επίλυσης Διαφορών σε 2 αντίτυπα υπογεγραμμένα σε κάθε σελίδα.
4. Αντίγραφο Άδειας Προμήθειας και τυχόν τροποποιήσεων αυτής.
5. Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού. (Απαιτείται η γνωστοποίηση λογαριασμού τράπεζας με υποκατάστημα στην Ελλάδα. Ο αριθμός λογαριασμού αναγράφεται επίσης στην αίτηση και στις δηλώσεις των προμηθευτών).
6. Σε περίπτωση που ο Προμηθευτής δεν έχει κωδικό EIC απαιτείται Αίτηση για κωδικό EIC.
7. Υπεύθυνη δήλωση νόμιμου εκπροσώπου.
8. Τεκμηρίωση Νόμιμης Εκπροσώπησης:
 - ο Επικυρωμένο αντίγραφο του ισχύοντος κωδικοποιημένου καταστατικού.
 - ο Σε περίπτωση μη ύπαρξης κωδικοποιημένου καταστατικού που να περιλαμβάνει όλες τις μέχρι σήμερα τροποποιήσεις του, απαιτείται το τελευταίο κωδικοποιημένο καταστατικό ή το καταστατικό σύστασης της εταιρείας, επίσημη πρωτότυπη βεβαίωση από την αρμόδια εποπτεύουσα αρχή με τις τροποποιήσεις του καταστατικού και τα σχετικά ΦΕΚ.
 - ο Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού γενικής συνέλευσης για εκλογή τελευταίου Δ.Σ. και σχετικό ΦΕΚ.
 - ο Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού συγκρότησης Δ.Σ. και ορισμού αρμοδιοτήτων μελών Δ.Σ. και εκπροσώπησης της εταιρίας και σχετικό ΦΕΚ. Σε περίπτωση που υπάρχουν παραιτήσεις/αντικαταστάσεις μελών Δ.Σ., απαιτούνται επικυρωμένα αντίγραφα των σχετικών πρακτικών Δ.Σ. και ΦΕΚ.

Παρατηρήσεις

Τα παραπάνω νομιμοποιητικά έγγραφα είναι ενδεικτικά. Ο τελικός έλεγχος θα γίνει από τη νομική υπηρεσία του ΔΕΣΜΗΕ και είναι πιθανό να απαιτηθούν πρόσθετα νομιμοποιητικά έγγραφα.

Έγγραφα του Συμμετέχοντος που υποβάλλονται στον ΔΕΣΜΗΕ και που δεν φέρουν την υπογραφή του νόμιμου εκπροσώπου θα πρέπει να συνοδεύονται από σχετικό πρακτικό/εξουσιοδότηση του αρμοδίου οργάνου του Συμμετέχοντος προς το πρόσωπο που υπογράφει.

Τα έγγραφα που υπογράφονται από το νόμιμο εκπρόσωπο του Συμμετέχοντος πρέπει να φέρουν και σφραγίδα της εταιρείας.

4.2.3 Εγγραφή Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών

Για την εγγραφή ενός Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται η υποβολή των παρακάτω:

1. Αίτηση εγγραφής. Στην αίτηση εγγραφής, στη σελίδα 2, πρέπει να σημειωθεί ότι συνυποβάλλονται τα κατωτέρω:
 - Εξουσιοδότηση προς το ΔΕΣΜΗΕ για χρεοπιστώσεις Λογαριασμού Συμμετέχοντα.
 - Δήλωση αιτούντος περί ανεπιφύλακτης αποδοχής ρυθμίσεων Κώδικα.
 - Συμφωνία Επίλυσης Διαφορών σε 2 αντίτυπα υπογεγραμμένα.
 - Δήλωση Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη περί δικαιώματος ΔΕΣΜΗΕ διακοπής παροχής.
 - Τεκμηρίωση νόμιμης εκπροσώπησης.
 - Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού,
2. Δηλώσεις Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών.
3. Συμφωνία Επίλυσης Διαφορών σε 2 αντίτυπα υπογεγραμμένα σε κάθε σελίδα.
4. Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού. (Απαιτείται η γνωστοποίηση λογαριασμού τράπεζας με υποκατάστημα στην Ελλάδα. Ο αριθμός λογαριασμού αναγράφεται επίσης στην αίτηση και στις δηλώσεις των προμηθευτών).
5. Σε περίπτωση που ο Αυτοπρομηθευόμενος Πελάτη δεν έχει κωδικό EIC απαιτείται Αίτηση για κωδικό EIC.
6. Υπεύθυνη δήλωση νόμιμου εκπροσώπου.
7. Τεκμηρίωση Νόμιμης Εκπροσώπησης
 - Επικυρωμένο αντίγραφο του ισχύοντος κωδικοποιημένου καταστατικού.
 - Σε περίπτωση μη ύπαρξης κωδικοποιημένου καταστατικού που να περιλαμβάνει όλες τις μέχρι σήμερα τροποποιήσεις του, απαιτείται το τελευταίο κωδικοποιημένο καταστατικό ή το καταστατικό σύστασης της εταιρείας, επίσημη πρωτότυπη βεβαίωση από την αρμόδια εποπτεύουσα αρχή με τις τροποποιήσεις του καταστατικού και τα σχετικά ΦΕΚ.
 - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού γενικής συνέλευσης για εκλογή τελευταίου Δ.Σ. και σχετικό ΦΕΚ.
 - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού συγκρότησης Δ.Σ. και ορισμού αρμοδιοτήτων μελών Δ.Σ. και εκπροσώπησης της εταιρίας και σχετικό ΦΕΚ. Σε περίπτωση που υπάρχουν παραιτήσεις/αντικαταστάσεις μελών Δ.Σ., απαιτούνται επικυρωμένα αντίγραφα των σχετικών πρακτικών Δ.Σ. και ΦΕΚ.

Παρατηρήσεις

Τα παραπάνω νομιμοποιητικά έγγραφα είναι ενδεικτικά. Ο τελικός έλεγχος θα γίνει από τη νομική υπηρεσία του ΔΕΣΜΗΕ και είναι πιθανό να απαιτηθούν πρόσθετα νομιμοποιητικά έγγραφα.

Έγγραφα του Συμμετέχοντος που υποβάλλονται στον ΔΕΣΜΗΕ και που δεν φέρουν την υπογραφή του νόμιμου εκπροσώπου θα πρέπει να συνοδεύονται από σχετικό πρακτικό/εξουσιοδότηση του αρμοδίου οργάνου του Συμμετέχοντος προς το πρόσωπο που υπογράφει.

Τα έγγραφα που υπογράφονται από το νόμιμο εκπρόσωπο του Συμμετέχοντος πρέπει να φέρουν και σφραγίδα της εταιρείας.

4.3 Διαδικασία Εγγραφής Μονάδας Παραγωγής

Όλες οι Μονάδες Παραγωγής, με άδεια παραγωγής που βρίσκεται σε ισχύ, οι οποίες είναι εγκατεστημένες στην ηπειρωτική χώρα ή στα διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά με αυτήν νησιά, για τις οποίες έχει πραγματοποιηθεί και ενεργοποιηθεί η σύνδεση στο Σύστημα ή στο Δίκτυο, δεν εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής του άρθρου 35 του Ν.2773/1999, και για τις οποίες ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκδίδει Εντολές Κατανομής, εγγράφονται στο Μητρώο Μονάδων Παραγωγής του Διαχειριστή του Συστήματος.

Η εγγραφή των Μονάδων στο Μητρώο Μονάδων γίνεται κατόπιν αίτησης που υποβάλλεται από τους κατόχους των αντίστοιχων αδειών παραγωγής. Διαγραφή των Μονάδων από το Μητρώο Μονάδων γίνεται σε περίπτωση οριστικής διακοπής λειτουργίας ή αποξήλωσης της Μονάδας. Ο κάτοχος της άδειας παραγωγής οφείλει να ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος και τη ΡΑΕ σχετικά με κάθε τροποποίηση των στοιχείων της Μονάδας που εγγράφονται στο Μητρώο Μονάδων.

Στη συνέχεια γίνεται περιγραφή της διαδικασίας εγγραφής Μονάδας Παραγωγής στο Μητρώο Μονάδων του ΔΕΣΜΗΕ. Οι Μονάδες Παραγωγής μπορούν να εγγραφούν σε μια από τις παρακάτω κατηγορίες:

- Κατανεμόμενες Μονάδες.
- Συμβεβλημένες Μονάδες.
- Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

Με ευθύνη του Διαχειριστή του Συστήματος, το Μητρώο Μονάδων διαχωρίζεται σε Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων, σε Μητρώο Συμβεβλημένων Μονάδων και σε Μητρώο Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

Για την εγγραφή μιας Μονάδας Παραγωγής στο Μητρώο Μονάδων απαιτείται η υποβολή των παρακάτω:

1. Αίτηση εγγραφής. Στην αίτηση εγγραφής, στη σελίδα 2, πρέπει να σημειωθεί ότι συνυποβάλλονται τα κατωτέρω:
 - Αντίγραφο Αδείας Παραγωγής.
 - Αντίγραφο Αδείας Λειτουργίας.

- Τεκμηρίωση νόμιμης εκπροσώπησης.
- 2. Αντίγραφο Αδείας Παραγωγής και τυχόν τροποποιήσεων αυτής.
- 3. Αντίγραφο Αδείας Λειτουργίας και τυχόν τροποποιήσεων αυτής.
- 4. Υπεύθυνη δήλωση νόμιμου εκπροσώπου.
- 5. Τεκμηρίωση Νόμιμης Εκπροσώπησης:
 - Επικυρωμένο αντίγραφο του ισχύοντος κωδικοποιημένου καταστατικού.
 - Σε περίπτωση μη ύπαρξης κωδικοποιημένου καταστατικού που να περιλαμβάνει όλες τις μέχρι σήμερα τροποποιήσεις του, απαιτείται το τελευταίο κωδικοποιημένο καταστατικό ή το καταστατικό σύστασης της εταιρείας, επίσημη πρωτότυπη βεβαίωση από την αρμόδια εποπτεύουσα αρχή με τις τροποποιήσεις του καταστατικού και τα σχετικά ΦΕΚ.
 - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού γενικής συνέλευσης για εκλογή τελευταίου Δ.Σ. και σχετικό ΦΕΚ.
 - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού συγκρότησης Δ.Σ. και ορισμού αρμοδιοτήτων μελών Δ.Σ. και εκπροσώπησης της εταιρίας και σχετικό ΦΕΚ. Σε περίπτωση που υπάρχουν παραιτήσεις/αντικαταστάσεις μελών Δ.Σ., απαιτούνται επικυρωμένα αντίγραφα των σχετικών πρακτικών Δ.Σ. και ΦΕΚ.

Παρατηρήσεις

Τα παραπάνω νομιμοποιητικά έγγραφα είναι ενδεικτικά. Ο τελικός έλεγχος θα γίνει από τη νομική υπηρεσία του ΔΕΣΜΗΕ και είναι πιθανό να απαιτηθούν πρόσθετα νομιμοποιητικά έγγραφα.

Έγγραφα του Συμμετέχοντος που υποβάλλονται στον ΔΕΣΜΗΕ και που δεν φέρουν την υπογραφή του νόμιμου εκπροσώπου θα πρέπει να συνοδεύονται από σχετικό πρακτικό/εξουσιοδότηση του αρμοδίου οργάνου του Συμμετέχοντος προς το πρόσωπο που υπογράφει.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΚΥΡΙΕΣ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΕΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

5.1 Επίλυση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (προετοιμασία / λύση)

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Τμήμα ΙΙ, Κεφάλαιο 12, Άρθρα. 56-61]

Το Πρόγραμμα Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) αποτελεί ένα σύνολο διαδικασιών και υπολογισμών προγραμματισμού με σκοπό να καθοριστούν για κάθε περίοδο της ημέρας στην οποία αναφέρεται ο ΗΕΠ, τα ακόλουθα:

- Οι ποσότητες ενέργειας που πρόκειται να εγχυθούν και να απορροφηθούν από το Σύστημα, για κάθε Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ.
- Οι ποσότητες Επικουρικών Υπηρεσιών που πρόκειται να παρασχεθούν από κάθε Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ.
- Οι αριθμητικές τιμές της Οριακής Τιμής του Συστήματος, των Οριακών Τιμών Παραγωγής και των Μοναδιαίων Τιμών Πληρωμής για Επικουρικές Υπηρεσίες. Οι Οριακές Τιμές Παραγωγής ορίζονται ανά Λειτουργική Ζώνη του Συστήματος και δύναται να διαφέρουν μεταξύ τους. Η Οριακή Τιμή του Συστήματος είναι κοινή για όλες τις Λειτουργικές Ζώνες.

Η επίλυση του Προγράμματος ΗΕΠ θεμελιώνεται στην αρχή της βελτιστοποίησης του κοινωνικού πλεονάσματος για την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου υπό την τήρηση των περιορισμών λειτουργίας του Συστήματος και των τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων.

5.1.1 Προετοιμασία του Προγράμματος ΗΕΠ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς καταρτίζει το Πρόγραμμα ΗΕΠ με βάση Τιμολογούμενες και Μη Τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης και Δηλώσεις Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

Οι Τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης υποβάλλονται από τους κατόχους αδειών παραγωγής με αυξανόμενες τιμές ενέργειας για κάθε βαθμίδα της κλιμακωτής συνάρτησης των Προσφορών Έγχυσης. Οι υπόψη προσφορές έχουν τον τύπο της:

«Τιμολογούμενης Βαθμίδας Προσφοράς Έγχυσης», σε ζεύγη €/MWh και MWh, για τις Κατανεμόμενες μονάδες.

«Τιμολογούμενης Βαθμίδας Προσφοράς Πρωτεύουσας Εφεδρείας» και «Τιμολογούμενης Βαθμίδας Προσφοράς Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης», σε

ζεύγη €/MW και MW, που αντιστοιχούν στις Προσφορές Εφεδρείας από Κατανεμόμενες Μονάδες ή Συμβεβλημένες Μονάδες ή Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για Επικουρικές Υπηρεσίες.

Οι Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου δίνονται από τους Εκπροσώπους Φορτίου υπό τον τύπο της «Τιμολογούμενης Βαθμίδας Δήλωσης Φορτίου», σε ζεύγη €/MWh και MWh, και αντιστοιχούν σε Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγή και σε Δηλώσεις Φορτίου των Αντλητικών Μονάδων.

Οι Μη Τιμολογούμενες ποσότητες ενέργειας, σε MWh, ορίζονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος και αναφέρονται:

- Στην ποσότητα ενέργειας, σε MWh, για την οποία υποβάλλει Προσφορές Έγχυσης ο Διαχειριστής του Συστήματος κατά το Άρθρο 29 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Το άθροισμα των ποσοτήτων αυτών ενέργειας ονομάζεται «Μη Τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης», για την οποία η τιμή ενέργειας λαμβάνεται ίση με το μηδέν (0).
- Στην ποσότητα ενέργειας, σε MWh, για την οποία υποβάλλονται Δηλώσεις Φορτίου εκτός των Δηλώσεων Φορτίου για Εξαγωγή και των Δηλώσεων Φορτίου των Αντλητικών Μονάδων, αθροιστικά για όλες τις Κατηγορίες Μετρητών που εκπροσωπούνται από κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου, η οποία ονομάζεται «Μη Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου».

Οι ακόλουθοι περιορισμοί επίσης λαμβάνονται υπόψη και εκτελούνται στην Αγορά του ΗΕΠ και στο προκύπτον Πρόγραμμα ΗΕΠ:

- Οι περιορισμοί των μονάδων όπως ορίζονται στις Δηλώσεις Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων, Δηλώσεις Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας και τη λειτουργική κατάσταση των Μονάδων για κάθε περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος, με βάση τη σχετική Πρόβλεψη που αφορά την Ημέρα Κατανομής, κατά το Άρθρο 54 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Οι ανάγκες Πρωτεύουσας, Δευτερεύουσας και Τριτεύουσας Εφεδρείας Συστήματος, με βάση τη Πρόβλεψη Αναγκών Εφεδρειών που αφορά την Ημέρα Κατανομής, κατά το Άρθρο 55 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Η διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς των Διασυνδέσεων και ο Πίνακας Δικαιωμάτων των Διασυνδέσεων.
- Ο Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Εγχύσεων και ο Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.
- Ο Πίνακας Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου.

Οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς και του Δικτύου Διανομής λαμβάνονται υπόψη σύμφωνα με την ακόλουθη μεθοδολογία:

- από τις Τιμολογούμενες Βαθμίδες Προσφορών Έγχυσης και τις Μη Τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης σε MWh αφαιρούνται οι επιμεριζόμενες σε αυτές απώλειες του Συστήματος εφαρμόζοντας με

γραμμικό τρόπο τις αντίστοιχες αριθμητικές τιμές του Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Εγχύσεων.

- στις Τιμολογούμενες Βαθμίδες Δηλώσεων Φορτίου και στις Μη Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου σε MWh προστίθενται οι επιμεριζόμενες σε αυτές απώλειες του Δικτύου εφαρμόζοντας με γραμμικό τρόπο τις αντίστοιχες αριθμητικές τιμές του Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.

5.1.2 Επίλυση του ΗΕΠ

Η μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος ΗΕΠ αποβλέπει στη μεγιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος. Η μεθοδολογία αυτή εφαρμόζεται ταυτόχρονα για όλες τις Περιόδους Κατανομής μίας Ημέρας Κατανομής ικανοποιώντας τους περιορισμούς λειτουργίας του Συστήματος και τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων παραγωγής.

Ως κοινωνικό πλεόνασμα ορίζεται η διαφορά του κοινωνικού οφέλους, όπως προκύπτει από τις Δηλώσεις Φορτίου, από το συνολικό κόστος παραγωγής.

Οι λεπτομέρειες κατάστρωσης και επίλυσης του προβλήματος ΗΕΠ καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς.

Αποτέλεσμα της επίλυσης του προβλήματος ΗΕΠ είναι:

Ο υπολογισμός των παρακάτω άγνωστων μεταβλητών:

- Ο συγχρονισμός ή μη έκαστης μονάδας.
- οι ποσότητες ενέργειας, σε MWh, από τις Τιμολογούμενες Βαθμίδες Προσφορών Έγχυσης και από τις Τιμολογούμενες Βαθμίδες Δηλώσεων Φορτίου.
- οι ποσότητες Εφεδρείας σε MW από τις Τιμολογούμενες Βαθμίδες Προσφορών Πρωτεύουσας, Δευτερεύουσας και Τριτεύουσας Εφεδρείας.

Ο υπολογισμός των αριθμητικών τιμών της Οριακής Τιμής του Συστήματος των Οριακών Τιμών Παραγωγής και των Μοναδιαίων Τιμών Πληρωμής για Επικουρικές Υπηρεσίες για κάθε περίοδο Κατανομής.

Μία (1) ώρα και τριάντα (30) λεπτά μετά τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής, ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει το Πρόγραμμα ΗΕΠ, προσδιορίζει την Οριακή Τιμή του Συστήματος και τις Οριακές Τιμές Παραγωγής και δημοσιοποιεί για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής την Οριακή Τιμή του Συστήματος, τις Οριακές Τιμές Παραγωγής, το σύνολο του φορτίου και το σύνολο της ενέργειας για εισαγωγή και εξαγωγή σε κάθε Διασύνδεση, τα οποία εντάσσονται στο Πρόγραμμα ΗΕΠ.

5.1.3 Συμμετοχή στον ΗΕΠ

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 13]

Ως συμμετοχή στον ΗΕΠ νοείται ιδίως:

- Η υποβολή Δηλώσεων Φορτίου από Εκπροσώπους Φορτίου, από κατόχους άδειας παραγωγής ή Προμηθευτές για Εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας.

- Η υποβολή Προσφορών Έγχυσης από κατόχους άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες, από κατόχους άδειας προμήθειας και Αυτοπρομηθευόμενους Πελάτες για Εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας και από τον Διαχειριστή του Συστήματος για Μονάδες του άρθρου 35 του Ν.2773/1999.
- Η υποβολή Δηλώσεων Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων από κατόχους άδειας παραγωγής Υδροηλεκτρικών Μονάδων, περιλαμβανομένων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων Άντλησης.
- Η υποβολή Προσφορών Εφεδρειών από κατόχους άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες και από τον Διαχειριστή του Συστήματος για Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών.
- Η υποβολή Δηλώσεων Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας από κατόχους άδειας παραγωγής για Μονάδες.
- Η υποβολή Δηλώσεων Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων από κατόχους άδειας παραγωγής για Μονάδες.

5.1.3.1 Ενέργειες των Συμμετεχόντων στον ΗΕΠ

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς, ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 16, 23, 133]

5.1.3.1.1 Υποβολή Δηλώσεων Φορτίου

Οι Δηλώσεις Φορτίου υποβάλλονται από «Εκπροσώπους Φορτίου», δηλ. Προμηθευτές, Αυτοπρομηθευόμενους Πελάτες και Παραγωγούς για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οι οποίοι εκπροσωπούν Μετρητή οφείλουν να υποβάλλουν Δηλώσεις Φορτίου δηλώνοντας την εκτιμώμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας, που προβλέπεται ότι πρόκειται να απορροφηθεί από το σύνολο των Μετρητών της Κατηγορίας Μετρητών τους οποίους εκπροσωπεί ολικά ή μερικά κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου, σύμφωνα με τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οι οποίοι επιθυμούν να πραγματοποιήσουν Εξαγωγές ή να λειτουργήσουν Αντλητικές Μονάδες σε κατάσταση άντλησης ή να εξυπηρετήσουν τα Βοηθητικά και τα Γενικά Βοηθητικά της Μονάδας τους όταν αυτά δεν καλύπτονται από την παραγωγή της Μονάδας οφείλουν για την Ημέρα αυτή να υποβάλλουν Δήλωση Φορτίου (Άρθρο 16 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.1.3.1.2 Υποβολή Προσφορών Έγχυσης

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής των μονάδων που δεν εμπίπτουν στο νόμο των ΑΠΕ οφείλουν να υποβάλλουν χωριστά για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα πλήρως δεσμευτική Προσφορά Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής και για το σύνολο της ισχύος της Μονάδας.

Οι κάτοχοι άδειας προμήθειας και οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες εφόσον επιθυμούν να πραγματοποιήσουν Εισαγωγές, ασκώντας τις δραστηριότητές τους κατά το Νόμο, οφείλουν να υποβάλλουν Προσφορά Έγχυσης για

Εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χωριστά για κάθε Κόμβο Διασύνδεσης. Δυνατότητα υποβολής Προσφοράς Έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας έχουν αποκλειστικά οι έχοντες δέσμευση ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων σύμφωνα με τα αποτελέσματα των σχετικών δημοπρασιών.

Σε περίπτωση Μονάδας Αυτοπαραγωγού που δεν εμπίπτει στο πεδίο εφαρμογής της διάταξης του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999 η υποχρέωση υποβολής Προσφοράς Έγχυσης αφορά μόνον στο τμήμα της ισχύος της Μονάδας το οποίο αντιστοιχεί στην Καθαρή Ισχύ της Μονάδας NCAP, όπως αυτή υπολογίζεται κατά το Άρθρο 217 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

5.1.3.2 Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 14, 131, 140]

5.1.3.2.1 Προετοιμασία και Υπολογισμός του Προγράμματος ΗΕΠ

Στο πλαίσιο του ΗΕΠ ο Διαχειριστής του Συστήματος:

- Συγκεντρώνει τις Δηλώσεις Φορτίου, τις Προσφορές Έγχυσης, τις Προσφορές Εφεδρειών και τις Δηλώσεις Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων. Υποβάλλει Προσφορές Έγχυσης για την προβλεπόμενη έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας από τις Μονάδες που αναφέρονται στις διατάξεις του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999, Προσφορές Έγχυσης και Προσφορές Εφεδρειών για τις Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών και Προσφορές Έγχυσης ή Δηλώσεις Φορτίου που αντιστοιχούν σε Προγράμματα Διορθώσεων διαφορών των ροών φορτίου στις Διασυνδέσεις.
- Εκπονεί τη Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος. Προσδιορίζει και δημοσιοποιεί την Πρόβλεψη Φορτίου, τις ανάγκες Πρωτεύουσας, Δευτερεύουσας και Τριτεύουσας Εφεδρείας Συστήματος, και τους Διαζωνικούς Περιορισμούς Μεταφοράς του Συστήματος σύμφωνα με τα καθοριζόμενα στην ως άνω Μελέτη, και λαμβάνοντας υπόψη τα διαθέσιμα στοιχεία για το Σύστημα, τις Μονάδες Παραγωγής, το φορτίο του Συστήματος και το Δίκτυο Διανομής.
- Καταρτίζει το Πρόγραμμα ΗΕΠ και υπολογίζει την Οριακή Τιμή του Συστήματος.
- Λειτουργεί το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Δημοσιοποιεί την Οριακή Τιμή του Συστήματος καθώς και στατιστικά στοιχεία και πληροφορίες σχετικά με την παρακολούθηση της λειτουργίας του ΗΕΠ.
- Εκπονεί το Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και το Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων, τα οποία εγκρίνονται από τη ΡΑΕ.
- Προβαίνει σε κάθε άλλη ενέργεια που προβλέπεται κατά τις διατάξεις του Κώδικα.

5.1.3.2.2 Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος

Ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό, τη διαχείριση και την επίβλεψη των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος ανά Περίοδο Κατανομής και υπηρεσία. Για το σκοπό αυτό εποπτεύει τις δυνατότητες ή τις εξαιρέσεις (Άρθρο 47 του ΚΔΣ&ΣΗΕ) των Κατανεμόμενων Μονάδων να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά τους και συνάπτει τις Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών, τις Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και τις Συμβάσεις Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

Ο προγραμματισμός και η διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος διενεργούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος με τρόπο ώστε να ελαχιστοποιούνται οι συνολικές δαπάνες περιλαμβανομένου κάθε κόστους πάγιου χαρακτήρα και για το σκοπό αυτό ο Διαχειριστής κοινοποιεί στη ΡΑΕ σε περιοδική βάση αναλυτικές εκτιμήσεις του Αναμενόμενου Κόστους Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος κατά το Άρθρο 132 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

5.1.4 Ο Ρόλος του ΗΕΠ στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Σκοπός του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού («ΗΕΠ») είναι η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης για την εξυπηρέτηση του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε Ημέρα Κατανομής υπό όρους καλής και ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος και διασφάλισης επαρκών εφεδρειών, μέσω της αντιπαραβολής του συνολικά αιτούμενου φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο προκύπτει από τις _δηλώσεις Φορτίου, με τις οικονομικές Προσφορές Έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα, και μέσω του Προγράμματος ΗΕΠ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος προετοιμάζει σε ημερήσια βάση τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό με βάση την επίλυση του ΗΕΠ. Η επίλυση του ΗΕΠ βασίζεται στις προσφορές έγχυσης και τις δηλώσεις φορτίου των οικονομικών προσφορών των Συμμετεχόντων στην Αγορά προς τον Διαχειριστή του Συστήματος και τους περιορισμούς του συστήματος και των στοιχείων του.

Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής οφείλει να υποβάλλει μία τιμή ενέργειας σε €/MWh που αντιστοιχεί σε μία ποσότητα ενέργειας σε MWh. Η συνάρτηση περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, στην οποία οι τιμές της ενέργειας πρέπει να είναι μονοτόνως μη φθίνουσες.

Η καμπύλη ζήτησης ενέργειας προέρχεται από τις ονομαζόμενες «Δηλώσεις Φορτίου» που υποβάλλονται από τους παραγωγούς, τους προμηθευτές και τους μεγάλους επιλέγοντες πελάτες οι οποίοι συμμετέχουν στον ΗΕΠ. Οι υπόψη συμμετέχοντες χαρακτηρίζονται ως «Εκπρόσωποι Φορτίου».

Για κάθε ώρα της ημέρας υπολογίζεται μία «Οριακή Τιμή Συστήματος» (ΟΤΣ). Η ΟΤΣ είναι μία τιμή στην οποία η καμπύλη προσφοράς τέμνει την προβλεπόμενη καμπύλη ζήτησης. Εάν υπάρχουν περιορισμοί του συστήματος, το Σύστημα Μεταφοράς διαιρείται ιδεατά σε λειτουργικές ζώνες γύρω από τον περιορισμό και για κάθε λειτουργική ζώνη υπολογίζεται μία Οριακή Τιμή Παραγωγής (Zonal Marginal Price, ZMP).

5.1.5 Υποχρεώσεις και δικαιώματα

5.1.5.1 Δηλώσεις Φορτίου

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 16]

Κατά τη συμμετοχή στον ΗΕΠ, οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να αποδεικνύουν συμμόρφωση με την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που φέρουν κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 42 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Σε περίπτωση μη συμμόρφωσης επέρχονται οι συνέπειες που προβλέπονται κατά το Άρθρο 224 του ΚΔΣ&ΣΗΕ χωρίς να θίγεται το κύρος της Δήλωσης Φορτίου για το λόγο αυτό (Άρθρο 16).

Εφόσον απαιτείται, για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει Δηλώσεις Φορτίου που αντιστοιχούν σε Προγράμματα στις διασυνδέσεις: α) διορθώσεων διαφορών των ροών φορτίου, εγγυήσεων και επιστροφών εμπορικών προγραμμάτων και γ) επιστροφών συμπληρωματικής ενέργειας Συστήματος από έκτακτες εισαγωγές.

5.1.5.2 Προσφορές Έγχυσης

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 23]

Οι Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή που υποβάλλουν οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες δεν επιτρέπεται να υπερβαίνουν την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας της Δήλωσης Φορτίου που υποβάλλουν για την ίδια Περίοδο Κατανομής προσαυξημένη με τον συντελεστή απωλειών ο οποίος αντιστοιχεί στην Προσφορά Έγχυσης.

5.1.5.3 Επικουρικές Υπηρεσίες

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 133]

Οι Κατανεμόμενες Μονάδες υποχρεούνται να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά τους και τις Εντολές Κατανομής.

Οι Συμβεβλημένες Μονάδες υποχρεούνται να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τους όρους και τις προϋποθέσεις των σχετικών Συμβάσεων και τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά τους, καθώς επίσης και σύμφωνα με τις Εντολές Κατανομής.

5.1.5.4 Υποχρεώσεις και δικαιώματα του Διαχειριστή του Συστήματος στο Πλαίσιο του ΗΕΠ

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 14]

Στο πλαίσιο του ΗΕΠ ο Διαχειριστής του Συστήματος:

- Αποφασίζει σχετικά με την αποδοχή των Δηλώσεων και των Προσφορών που υποβάλλονται στο πλαίσιο της συμμετοχής στον ΗΕΠ.
- Καταγγέλλει τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας για τους Εκπροσώπους Φορτίου που αδυνατούν να εκπληρώσουν τις οικονομικές τους υποχρεώσεις λόγω της συμμετοχής στον ΗΕΠ και στην περίπτωση

αυτή δύναται να υποβάλλει Δηλώσεις Φορτίου που αντιστοιχούν στο φορτίο των Πελατών των Προμηθευτών αυτών.

- Τηρεί και λειτουργεί το Σύστημα Εκκαθάρισης ΗΕΠ, χρεώνει και πιστώνει τους Λογαριασμούς Συμμετεχόντων, εκδίδει τις απαιτούμενες Εντολές για την εκκαθάριση των συναλλαγών στο πλαίσιο του ΗΕΠ και δύναται να απαιτεί από τους Πελάτες την καταβολή κάθε οφειλής και κάθε ζημίας σε περίπτωση μη εκπλήρωσης χρηματικών υποχρεώσεων εκ μέρους του Προμηθευτή τους.
- Δύναται να αναθέσει σε χρηματοπιστωτικό ίδρυμα την εκτέλεση των τραπεζικών πράξεων που απαιτούνται για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων που προκύπτουν από τη συμμετοχή στον ΗΕΠ και την κάλυψη τυχόν ελλείμματος των συναλλαγών.
- Καθορίζει το Χρηματοοικονομικό Κόστος Κάλυψης, το οποίο αντιστοιχεί στο χρηματοοικονομικό κόστος της κάλυψης τυχόν ελλείμματος των συναλλαγών, καθώς και το Έκτακτο Αντίτιμο Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης τα οποία δικαιούνται να απαιτεί από τους Εκπροσώπους Φορτίου.
- Καταβάλλει στους Προμηθευτές κάθε πλεόνασμα που τυχόν δημιουργείται στο πλαίσιο της διαχείρισης σχετικά με την κάλυψη τυχόν ελλειμμάτων των συναλλαγών και των οικονομικών υποχρεώσεων των Προμηθευτών.

5.1.6 Συλλογή των Δηλώσεων των Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων Μονάδων

Η υπόψη διαδικασία πραγματοποιεί την συλλογή, τον έλεγχο και την καταχώριση των τεχνικοοικονομικών στοιχείων των διαφόρων μονάδων παραγωγής από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

5.1.7 Αρχεία που Διατηρούνται (ανά Οντότητα, Τύπο, κλπ)

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 140]

Εντός μηνός από την έναρξη κάθε ημερολογιακού έτους, ο Διαχειριστής του Συστήματος συντάσσει και κοινοποιεί στη ΡΑΕ έκθεση η οποία αφορά το προηγούμενο ημερολογιακό έτος και στην οποία περιλαμβάνονται οι συνολικές δαπάνες για Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος, καθώς και στατιστικά στοιχεία σχετικά με την έκταση των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος που παρασχέθηκαν στο πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής, τις υπηρεσίες Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος για τις οποίες έδωσε Εντολή Ετοιμότητας Παροχής και τις εκδοθείσες εντολές Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος. Επίσης περιλαμβάνει περιστατικά κατά τα οποία οι διαθέσιμες Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος δεν ήταν επαρκείς και τις περιπτώσεις στις οποίες δεν υπήρξε συμμόρφωση προς τις Εντολές Κατανομής για παροχή των υπηρεσιών αυτών. Η έκθεση μπορεί να περιλαμβάνει προτάσεις βελτίωσης της διαδικασίας προγραμματισμού και διαχείρισης των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος.

5.1.8 Χρονοδιάγραμμα / Προθεσμίες για τα Παραπάνω (όπου είναι εφαρμόσιμες)

Η διαδικασία του ΗΕΠ λαμβάνει χώρα μία φορά την ημέρα. Εντός της υπόψη ημέρας υπάρχει ένας αριθμός προθεσμιών. Οι προθεσμίες αυτές αναφέρονται σε ώρα Ελλάδας:

- | | | |
|------------------------|------------------|---|
| <i>Έως 08:00</i> | <i>Ημέρα D-1</i> | Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του την πρόβλεψη του συνολικού φορτίου του Συστήματος, των Αναγκών Εφεδρειών του Συστήματος την πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος τις ποσότητες ενέργειας των Προσφορών Έγχυσης που υποβάλλονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά το άρθρο 29 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και τις Δηλώσεις Φορτίου κατά το άρθρο 16. |
| <i>Έως 12:30</i> | <i>Ημέρα D-1</i> | Οι Συμμετέχοντες υποβάλλουν οικονομικές προσφορές και Δηλώσεις Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων. |
| <i>12:30 έως 14:00</i> | <i>Ημέρα D-1</i> | Ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει το πρόγραμμα ΗΕΠ, προσδιορίζει την Οριακή Τιμή του Συστήματος και τις Οριακές Τιμές Παραγωγής, και δημοσιοποιεί τις Οριακές Τιμές, το σύνολο του φορτίου, και το σύνολο της ενέργειας για εισαγωγή και εξαγωγή σε κάθε Διασύνδεση, τα οποία εντάσσονται στο Πρόγραμμα ΗΕΠ. |
| <i>Έως 14:00</i> | <i>Ημέρα D-1</i> | Ο Διαχειριστής του Συστήματος κοινοποιεί σε όλους υπέβαλαν αποδεκτές Προσφορές Έγχυσης, Προσφορές Εφεδρειών και Δηλώσεις Φορτίου το τμήμα του Προγράμματος ΗΕΠ που τους αφορά. |
| <i>Έως 18:30</i> | <i>Ημέρα D-1</i> | Ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής και ενημερώνει τους κατόχους άδειας Παραγωγής. |
| <i>Έως 22:00</i> | <i>Ημέρα D-1</i> | Σε περίπτωση που υπάρξει σημαντική αλλαγή στην κατάσταση του Συστήματος ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει εκ νέου το Πρόγραμμα κατανομής και ενημερώνει τους κατόχους άδειας Παραγωγής. |
| <i>Από 15:30</i> | <i>Ημέρα D-1</i> | |
| <i>έως 12:00</i> | <i>Ημέρα D</i> | Έναρξη της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει τις |

ημερήσιες πιστώσεις και χρεώσεις ενέργειας και δημοσιεύει τις Καταστάσεις Αρχικής Εκκαθάρισης.

5.2 Εκκαθάριση ΗΕΠ

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα II, Κεφάλαιο 13, Άρθρα 62-66]

5.2.1 Ο Ρόλος της Εκκαθάρισης ΗΕΠ στην Αγορά Ηλεκτρισμού

5.2.1.1 Υπολογισμός των Πληρωμών και των Εισπράξεων

Τα αθροίσματα που αντιστοιχούν σε πληρωμές ή εισπράξεις υπολογίζονται καθημερινά για κάθε Συμμετέχοντα σύμφωνα με τις Προσφορές Έγχυσης, τις Δηλώσεις Φορτίου και το Πρόγραμμα ΗΕΠ το οποίο αναφέρεται στην επόμενη ημέρα η οποία είναι η Ημέρα Κατανομής για αυτές τις Προσφορές και Δηλώσεις.

Συμμετέχων που υποβάλλει Προσφορά Έγχυσης η οποία εντάσσεται στο Πρόγραμμα ΗΕΠ δικαιούται να εισπράττει για την Προσφορά αυτή και για κάθε Περίοδο Κατανομής το ποσό σε Ευρώ που προκύπτει από την τιμολόγηση στην Οριακή Τιμή του Συστήματος της ποσότητας ενέργειας σε MWh. Συμμετέχων που υποβάλλει Δήλωση Φορτίου η οποία εντάσσεται στο Πρόγραμμα ΗΕΠ υποχρεούται να καταβάλει για κάθε Περίοδο Κατανομής το ποσό σε Ευρώ που προκύπτει από την τιμολόγηση στην Οριακή Τιμή του Συστήματος της ποσότητας ενέργειας σε MWh.

Πρόσθετες εισπράξεις ή καταβολές ποσών προβλέπονται στην περίπτωση που κατά την επίλυση του προβλήματος ΗΕΠ προκύπτουν διαφορετικές Οριακές Τιμές Παραγωγής ανά Λειτουργική Ζώνη του Συστήματος για τις Περιόδους Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Τα ποσά που δικαιούται να εισπράξει ή που υποχρεούται να καταβάλλει κάθε Συμμετέχων υπολογίζονται στο Άρθρο 63 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η Εκκαθάριση ΗΕΠ δεν περιλαμβάνει πληρωμές ή εισπράξεις για παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών και για Εκκαθάριση των Αποκλίσεων. Οι Προσφορές Έγχυσης για Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος, καθώς και επιστροφών έκτακτων εξαγωγών (ή Δηλώσεις Φορτίου) για την διόρθωση διαφορών των ροών φορτίου στις Διασυνδέσεις και σε προγράμματα εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων, και επιστροφές αυτών πιστώνονται ή χρεώνονται στους λογαριασμούς προσαυξήσεων.

5.2.1.2 Διαδικασία Εκκαθάρισης ΗΕΠ

Η Εκκαθάριση του ΗΕΠ γίνεται ημερησίως και περιλαμβάνει τα εξής στάδια:

Μετά τον υπολογισμό των ποσών για πληρωμή και είσπραξη για κάθε Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ, ο Διαχειριστής του Συστήματος καταγράφει τα ποσά αυτά χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα σε Κατάσταση Αρχικής Εκκαθάρισης.

Εντός προθεσμίας δύο (2) ωρών από την Κοινοποίηση της Κατάστασης Αρχικής Εκκαθάρισης της Προθεσμίας Υποβολής, οι Συμμετέχοντες δικαιούνται

να υποβάλλουν τεκμηριωμένες αντιρρήσεις προς τον Διαχειριστή του Συστήματος. Εντός μίας (1) ώρας από τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται επί τυχόν αντιρρήσεων, οριστικοποιεί τα ποσά των πληρωμών και εισπράξεων για κάθε Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ και καταγράφει τα ποσά αυτά χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα σε Κατάσταση Τελικής Εκκαθάρισης, η οποία κοινοποιείται στους Συμμετέχοντες κατά το τμήμα που αφορά κάθε έναν από αυτούς.

Η Κατάσταση Τελικής Εκκαθάρισης κοινοποιείται στον Φορέα Εκκαθάρισης ΗΕΠ. Οπωσδήποτε την ίδια ημέρα, ο Φορέας Εκκαθάρισης πραγματοποιεί τις τραπεζικές πράξεις που αντιστοιχούν σε χρεώσεις και πιστώσεις που προβλέπονται στην Κατάσταση Τελικής Εκκαθάριση.

Η Κατάσταση Αρχικής Εκκαθάρισης και η Κατάσταση Τελικής Εκκαθάρισης αναφέρονται σε μία Ημέρα Κατανομής και περιλαμβάνουν το συνολικό ποσό για κάθε Συμμετέχοντα χωριστά για κάθε Προσφορά Έγχυσης ή Δήλωση Φορτίου, για κάθε Περίοδο Κατανομής της υπόψη Ημέρας Κατανομής καθώς και το συνολικό ποσό χρέωσης για την υπόψη Ημέρα Κατανομής. Στην περίπτωση που κατά την επίλυση του προβλήματος ΗΕΠ προκύπτουν Οριακές Τιμές Παραγωγής ανά Λειτουργική Ζώνη του Συστήματος διαφορετικές μεταξύ τους, περιλαμβάνεται επίσης το πρόσθετο ποσό που χρεώνεται ή πιστώνεται σε κάθε Συμμετέχοντα για κάθε Προσφορά Έγχυσης χωριστά, για κάθε Περίοδο Κατανομής της υπόψη Ημέρας Κατανομής, καθώς και το συνολικό πρόσθετο ποσό για την υπόψη Ημέρα Κατανομής.

Εάν μετά την παρέλευση της ανωτέρω προθεσμίας, ο Λογαριασμός Συμμετέχοντα δεν διαθέτει επαρκές χρηματικό ποσό ως υπόλοιπο του Λογαριασμού ώστε να πραγματοποιηθεί η σχετική τραπεζική πράξη χρέωσης, τεκμαίρεται αδυναμία του Συμμετέχοντα ως προς την καταβολή των σχετικών ποσών. Το σύνολο των χρηματικών ποσών που αντιστοιχούν σε αδυναμία καταβολής από Συμμετέχοντα και των χρηματικών ποσών που αντιστοιχούν σε Δήλωση Φορτίου που υποβάλλει ο Διαχειριστής του Συστήματος κατά το Άρθρο 21 του ΚΔΣ&ΣΗΕ παράγραφος (1) περίπτωση Α', συνιστούν Έλλειμμα Συναλλαγών για την αντίστοιχη Ημέρα Κατανομής.

Τυχόν αδυναμία καταβολής δεν αναστέλλει ούτε εμποδίζει την εξέλιξη της διαδικασίας Εκκαθάρισης ΗΕΠ και την πραγματοποίηση των σχετικών τραπεζικών πράξεων. Για το σκοπό αυτό, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε κάλυψη του ελλείμματος μέσω των εγγυήσεων που έχει καταθέσει ο Συμμετέχων..

Μετά την ολοκλήρωση των τραπεζικών πράξεων και εντός προθεσμίας έξι (6) ωρών από τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει χωριστά σε κάθε Συμμετέχοντα, που εξόφλησε νομίμως τις οφειλές του παραστατικό πλήρους εξοφλήσεως.

5.2.1.3 Έλλειμμα Συναλλαγών

Όταν συντρέχει σύμφωνα με την Εκκαθάριση ΗΕΠ Έλλειμμα Συναλλαγών, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει σχετικά τους Εκπροσώπους Φορτίου προσδιορίζοντας το ποσό του ελλείμματος, το οποίο συνιστά το Προσωρινό

Έλλειμμα ΗΕΠ για συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής, και υπολογίζει το ύψος του Προσωρινού Έκτακτου Κόστους Κάλυψης λαμβάνοντας υπόψη τη σύμβαση με τον Φορέα Κάλυψης, αν έχει συναφθεί. Το Προσωρινό Έκτακτο Κόστος Κάλυψης επιμερίζεται στους Εκπρωσώπους Φορτίου Για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου προσδιορίζεται το Αντίτιμο Έκτακτου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης. Σε περίπτωση μη έγκαιρης καταβολής του Αντίτιμου Έκτακτου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να καταγγείλει τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας του οφειλέτη.

Στο τέλος κάθε εξαμήνου κάθε ημερολογιακού έτους, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει στην εκκαθάριση των λογαριασμών που αφορούν κάθε περίπτωση Ελλείμματος Συναλλαγών. Χρηματικά ποσά, τα οποία εισέπραξε ο Διαχειριστής του Συστήματος από οφειλέτες αφαιρούνται από το αντίστοιχο Έκτακτο Κόστος Κάλυψης. Σε διαφορετική περίπτωση, εάν έχει παρέλθει διετία από την ημερομηνία κατά την οποία έλαβε χώρα το Έλλειμμα Συναλλαγών, ο Διαχειριστής του Συστήματος χαρακτηρίζει το χρέος αυτό ως Οριστικό.

5.2.2 Διαδικασίες Εκκαθάρισης Λογαριασμών ΗΕΠ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει για κάθε Συμμετέχοντα τα ποσά των χρεώσεων και πιστώσεων που του αναλογούν, σύμφωνα με τις αποδεκτές Προσφορές Έγχυσης και Δηλώσεις Φορτίου του Προγράμματος ΗΕΠ τρεις (3) ώρες μετά τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής (Άρθρο 62 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Προκειμένου να προχωρήσει στην Εκκαθάριση Λογαριασμών, κάθε Συμμετέχων οφείλει να τηρεί τραπεζικό λογαριασμό στο πλαίσιο του ΗΕΠ (Λογαριασμός Συμμετέχοντα), να διατηρεί σε ισχύ εξουσιοδότηση προς τον Διαχειριστή του Συστήματος, η οποία ισχύει και για τον Φορέα Εκκαθάρισης ΗΕΠ, για την εκτέλεση τραπεζικών πράξεων σχετικά με τον Λογαριασμό του, να ενημερώνει αυθημερόν με έγγραφη βεβαίωση του πιστωτικού ιδρύματος τον Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με οποιαδήποτε αλλαγή οποιουδήποτε στοιχείου του Λογαριασμού του, και να ορίσει εκπρόσωπο επικοινωνίας με τον Διαχειριστή του Συστήματος για όλα τα θέματα Εκκαθάρισης στο πλαίσιο του ΗΕΠ (Άρθρο 62 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Για τους σκοπούς της Εκκαθάρισης, κάθε Λογαριασμός Συμμετέχοντα λαμβάνει από τον Διαχειριστή του Συστήματος ένα κωδικό αριθμό ο οποίος είναι μοναδικός και δεν μεταβάλλεται (Άρθρο 62 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Μετά τον υπολογισμό των ποσών για πληρωμή και είσπραξη για κάθε Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ, ο Διαχειριστής του Συστήματος καταγράφει τα ποσά αυτά χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα σε Κατάσταση Αρχικής Εκκαθάρισης. Μετά την κοινοποίηση της Κατάστασης Αρχικής Εκκαθάρισης, οι Συμμετέχοντες δικαιούνται να υποβάλλουν τεκμηριωμένες αντιρρήσεις προς τον Διαχειριστή του Συστήματος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφάινεται επί τυχόν αντιρρήσεων, και εκδίδει την Κατάσταση Τελικής Εκκαθάρισης, η οποία κοινοποιείται στους Συμμετέχοντες κατά το τμήμα που αφορά κάθε έναν από αυτούς (Άρθρο 64 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Σε περίπτωση αδυναμίας καταβολής, ο Διαχειριστής του Συστήματος κοινοποιεί στον Συμμετέχοντα πράξη καταγγελίας της Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, ενημερώνει με σχετική ανακοίνωση στην ιστοσελίδα του και προβαίνει σε κάθε νόμιμη ενέργεια προκειμένου να ανακτήσει κάθε οφειλή και κάθε ζημία που αντιστοιχεί στη Δήλωση Φορτίου (Άρθρο 64 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Σε περίπτωση Ελλείμματος Συναλλαγών ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει ένα Προσωρινό Έκτακτο Κόστος Κάλυψης και το επιμερίζει στους Εκπροσώπους Φορτίου. Σε περίπτωση μη καταβολής του Αντίτιμου Έκτακτου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης από έναν συμμετέχοντα κάτοχο άδειας προμήθειας, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να καταγγείλει τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας του συγκεκριμένου Εκπροσώπου Φορτίου (Άρθρο 65 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.2.3 Χρονοδιάγραμμα Διαδικασιών του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού/ Προθεσμίας

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει για κάθε Συμμετέχοντα τα ποσά των χρεώσεων και πιστώσεων που του αναλογούν, σύμφωνα με τις αποδεκτές Προσφορές Έγχυσης και Δηλώσεις Φορτίου τρεις (3) ώρες μετά τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής (Άρθρο 62 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Οι πληρωμές και οι εισπράξεις πραγματοποιούνται αυθημερόν μέσω τραπεζικών πράξεων των Λογαριασμών Συμμετεχόντων, το αργότερο πέντε (5) ώρες μετά τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής (Άρθρο 62 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Για την εξόφληση των οφειλών που του αναλογούν, κάθε Συμμετέχων ο οποίος λαμβάνει ενημερωτικό σημείωμα χρεώσεων και πληρωμών, οφείλει κατά την ημέρα πληρωμής να εξοφλεί τις χρεώσεις και να αποδέχεται τις πληρωμές που ορίζονται σε αυτό.

Μετά την ολοκλήρωση των τραπεζικών πράξεων και εντός προθεσμίας έξι (6) ωρών από τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει χωριστά σε κάθε Συμμετέχοντα, που εξόφλησε νομίμως τις οφειλές του, παραστατικό πλήρους εξοφλήσεως (Άρθρο 64 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Στο τέλος κάθε εξαμήνου κάθε ημερολογιακού έτους, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει στην εκκαθάριση των λογαριασμών που αφορούν κάθε περίπτωση Ελλείμματος Συναλλαγών (Άρθρο 65 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.3 Προγραμματισμός Κατανομής (DS)

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Κατανομής και ΚΔΣ&ΣΗΕ Ενότητα III, Κεφάλαια 16-23, Άρθρα 74-122]

5.3.1 Ρόλος του Προγραμματισμού Κατανομής στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η Διαδικασία του Προγραμματισμού Κατανομής είναι ο προγραμματισμός της λειτουργίας των Κατανεμόμενων Μονάδων, των Συμβεβλημένων Μονάδων, των Εκτάκτων Εισαγωγών και των Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών, ώστε η συνολική έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας από το Σύστημα να διενεργείται

υπό όρους καλής και αξιόπιστης λειτουργίας του Συστήματος, διατήρησης της ποιότητας τροφοδότησης του Φορτίου και ελαχιστοποίησης της συνολικής δαπάνης.

Για την επίτευξη αυτού, ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής και εκδίδει σχετικές Εντολές Κατανομής προς τις Κατανεμόμενες Μονάδες, και προς τις Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας.

Κάθε Εντολή Κατανομής που εκδίδεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος, αφορά αποκλειστικά μία και μόνο Μονάδα. Οι Εντολές Κατανομής εκδίδονται με τρόπο ώστε να εφαρμόζεται όσο πιο πιστά γίνεται το Πρόγραμμα Κατανομής, λαμβάνοντας υπόψη τις λειτουργικές συνθήκες του Συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Η διαδικασία έκδοσης και το περιεχόμενο των Εντολών Κατανομής αναφέρονται στα Άρθρα 88 και 89 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Οι Εντολές Κατανομής, αποστέλλονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος στους κατόχους άδειας παραγωγής χρησιμοποιώντας το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 21 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Το Πρόγραμμα Κατανομής και οι σχετικές Εντολές Κατανομής υπολογίζονται σύμφωνα με τις ακόλουθες προτεραιότητες, όπως περιγράφονται στο Άρθρο 77 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

- Πρώτα διαφυλάσσονται η αξιοπιστία και η ομαλή λειτουργία του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Δεύτερον, η συνολική δαπάνη έγχυσης ενέργειας στο Σύστημα, για παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών και Ετοιμότητας Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος ελαχιστοποιείται ανά Ημέρα Κατανομής.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτιμά την ανάγκη για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών με κριτήριο την επαρκή ρύθμιση του Συστήματος Μεταφοράς εντός των ορίων που καθορίζονται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 48 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Οι Συμβεβλημένες Μονάδες Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και/ή Έκτακτες Εισαγωγές Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και οι Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών οι οποίες δεν προγραμματίζονται για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, προγραμματίζονται για την παροχή ενέργειας εφόσον οι Κατανεμόμενες Μονάδες και οι Συμβεβλημένες Μονάδες για Επικουρικές Υπηρεσίες δεν επαρκούν για την κάλυψη της συνολικής απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας από το Σύστημα.

Σε τέτοιες περιπτώσεις κατά τις οποίες παρά τις ανωτέρω ενέργειες υφίσταται κίνδυνος μη κάλυψης της συνολικής απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας, οι Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών προγραμματίζονται με ευθύνη του Διαχειριστή του Συστήματος.

Στο πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος συγκεντρώνει πληροφορίες σχετικά με την διαθεσιμότητα και την κατάσταση λειτουργίας των Μονάδων, την διαθεσιμότητα των Διασυνδέσεων, την

κατάσταση λειτουργίας του Δικτύου Διανομής, καθώς επίσης και την κατάσταση λειτουργίας του Συστήματος.

Όλες αυτές οι πληροφορίες περιγράφονται λεπτομερώς στο Άρθρο 82 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και διαμορφώνουν τα Δεδομένα του Προγράμματος Κατανομής.

Ο Μηχανισμός Επίλυσης Προγράμματος Κατανομής καταστρώνει και επιλύει ένα πρόβλημα αντίστοιχο με το πρόβλημα του ΗΕΠ, με βάση τα δεδομένα του Προγράμματος Κατανομής κατά το Άρθρο 82 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και τη μεθοδολογία του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ κατά το Άρθρο 59. Σε σύγκριση με το πρόβλημα ΗΕΠ, υπάρχουν πρόσθετοι άγνωστοι και περιορισμοί όπως περιγράφονται στο Άρθρο 85 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

5.3.2 Δικαιώματα και Υποχρεώσεις στην Διαδικασία Προγραμματισμού Κατανομής

5.3.2.1 Υποχρεώσεις των Κατόχων Αδειών Παραγωγής

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Κατανομής και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 91]

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής διασφαλίζουν τον τρόπο λειτουργίας των Μονάδων τους σύμφωνα με τις Εντολές Κατανομής όπως αυτό ορίζεται στον Κώδικα. Δεν επιτρέπεται μη συμμόρφωση προς τις Εντολές Κατανομής εκτός εάν παραβιάζονται τεχνικοί περιορισμοί (οι οποίοι περιλαμβάνονται στα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά) της Μονάδας ή εάν ένα απρόβλεπτο κώλυμα απειλεί την ασφάλεια του προσωπικού ή των εγκαταστάσεων της Μονάδας σύμφωνα με το Άρθρο 79 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Στις περιπτώσεις αυτές, ο σχετικός κάτοχος άδειας παραγωγής υποχρεούται να ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος δύναται να εκδώσει νέα Εντολή Κατανομής.

Στην περίπτωση μη συμμόρφωσης κατόχου άδειας παραγωγής με οποιαδήποτε Εντολή Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε επισήμανση του γεγονότος αυτού προς τον κάτοχο άδειας παραγωγής, προσδιορίζοντας την εν λόγω Μονάδα, την Εντολή Κατανομής και τον χρόνο έκδοσής της, σύμφωνα με το Άρθρο 91 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρεώνει τον Παραγωγό για οποιαδήποτε απόκλιση παραγωγής Ενεργού και Αέργου Ισχύος από τις σχετικές Εντολές κατανομής σε μηνιαία βάση, σύμφωνα με το Άρθρο 92 του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Μη συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής).

Περαιτέρω, στην περίπτωση που μία ορισμένη Μονάδα δεν συμμορφώνεται κατ' επανάληψη προς οποιαδήποτε Εντολή Κατανομής, ακολουθείται η διαδικασία κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 55 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει σχετικά τη ΡΑΕ ενόψει τυχόν επιβολής κυρώσεων κατά το Άρθρο 33 του Νόμου 2773/1999. Ειδικά στην περίπτωση μη συμμόρφωσης κατόχου άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενη Μονάδα με Εντολή Κατανομής η οποία αφορά στην παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, όσον αφορά τη μη συμμόρφωση για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών εφαρμόζονται οι διατάξεις κατά το Άρθρο 148 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Λεπτομερής περιγραφή των υποχρεώσεων που αφορούν στις μέγιστες επιτρεπόμενες χρονικές καθυστερήσεις από τη λήψη τέτοιων Εντολών και στις

αποκλίσεις ποσοτήτων για τον Συγχρονισμό ή Αποσυγχρονισμό των Μονάδων τους, την παραγωγή Ενεργού και Αέργου Ισχύος, την ρύθμιση συχνότητας και τάσεων βρίσκεται στο Άρθρο 91 του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Υποχρέωση συμμόρφωσης των κατόχων άδειας παραγωγής προς τις Εντολές Κατανομής).

5.3.2.2 Υποχρεώσεις Χρηστών Σχετικά με την Περικοπή Φορτίου

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Κατανομής και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 116]

Οι χρήστες και ο Κύριος του Συστήματος ενημερώνονται κατά το δυνατόν ενωρίτερα για επικείμενη Περικοπή Φορτίου, καθώς και για την αναμενόμενη χρονική διάρκειά της. Οι αποδέκτες εντολών Περικοπής Φορτίου υποχρεούνται να τις εκτελούν κατά τον χρόνο που ορίζεται σε αυτές.

5.3.2.3 Πρόσθετες Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Δικτύου για Περικοπή Φορτίου

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Κατανομής και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 118]

Ο Διαχειριστής του Δικτύου υποχρεούται να εκτελεί τις Εντολές του Διαχειριστή του Συστήματος και να προβαίνει σε κάθε απαραίτητη ενέργεια για την εφαρμογή της Περικοπής Φορτίου.

Σε περίπτωση που έχει ενεργοποιηθεί συναγερμός που αφορά σε Περικοπή Φορτίου, ο Διαχειριστής του Δικτύου εφαρμόζει κυκλική Περικοπή Φορτίου, εκτός εάν ορίζεται διαφορετικά στην εντολή Περικοπής Φορτίου. Σε περίπτωση που έχει εκδοθεί Εντολή Περικοπής Φορτίου για ποσοστό μεγαλύτερο από εκείνο που καθορίζεται στο συναγερμό, ο Διαχειριστής του Δικτύου καταβάλλει κάθε δυνατή προσπάθεια για να είναι σε ετοιμότητα για την Περικοπή Φορτίου που απαιτείται και ενημερώνει τον Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά.

Σε περίπτωση που δεν έχει ενεργοποιηθεί συναγερμός που αφορά σε Περικοπή Φορτίου, ο Διαχειριστής του Δικτύου υποχρεούται να είναι σε ετοιμότητα για την Περικοπή Φορτίου κατά το χρονικό διάστημα που καθορίζεται στην αντίστοιχη εντολή, και να ενημερώνει τον Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με την ετοιμότητά του αυτή.

Εφόσον είναι αναγκαίο για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποκόπτει φορτία με απομόνωση Μ/Σ ισχύος 150 kV/MT με διαβίβαση σχετικής Εντολής στον Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής. Ο Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής καταρτίζει και κοινοποιεί στον Διαχειριστή του Συστήματος μία κατάσταση προτεραιότητας ανά περιοχή για την αποκοπή μετασχηματιστών ισχύος, εξασφαλίζοντας ότι δεν αποκόπτονται γραμμές που τροφοδοτούν εγκαταστάσεις Πελατών οι οποίοι δεν υπόκεινται σε Περικοπή Φορτίου κατά το Άρθρο 115 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

5.3.2.4 Υποχρέωση Ενημέρωσης του Διαχειριστή του Συστήματος για Ενέργειες Περικοπής Φορτίου

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Κατανομής και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 120]

Ο Διαχειριστής του Δικτύου, οι κάτοχοι άδειας προμήθειας, οι Πελάτες που συνδέονται στο Σύστημα και ο Κύριος του Συστήματος ενημερώνουν τον Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με τη συμμόρφωσή τους προς εντολή Περικοπής Φορτίου εντός πέντε (5) λεπτών από την ολοκλήρωση των σχετικών ενεργειών τους αναφέροντας την εκτιμώμενη ποσότητα φορτίου που περικόπτεται.

5.3.2.5 Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Κατανομής και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 75 του ΚΔΣ&ΣΗΕ]

Στο πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος:

- Επικαιροποιεί την Πρόβλεψη Φορτίου, την Πρόβλεψη Αναγκών Εφεδρειών και την Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος
- Λαμβάνει τα απαραίτητα μέτρα για την εξασφάλιση επαρκών Επικουρικών Υπηρεσιών
- Καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής για κάθε Ημέρα Κατανομής, το οποίο δύναται να τροποποιεί, εφόσον το κρίνει αναγκαίο σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα
- Αποστέλλει στους κατόχους άδειας παραγωγής το Πρόγραμμα Κατανομής το οποίο αφορά τις Μονάδες τους
- Εκδίδει και αποστέλλει στους κατόχους άδειας παραγωγής τις Εντολές Κατανομής οι οποίες τους αφορούν
- Διαχειρίζεται και χρησιμοποιεί το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής
- Δημοσιοποιεί στατιστικά στοιχεία και πληροφορίες σχετικά με τη Διαδικασία Κατανομής
- Προτείνει τα αναγκαία μέτρα για τη βελτίωση της αποτελεσματικότητας της Διαδικασίας Κατανομής
- Εκπονεί το Εγχειρίδιο Κατανομής, το οποίο εγκρίνεται από τη ΡΑΕ.

5.3.2.6 Ενέργειες Κατόχων Άδειας Παραγωγής

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Κατανομής και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 76]

Στο πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής υποχρεούνται:

- να λαμβάνουν όλα τα αναγκαία μέτρα ώστε οι Μονάδες τους να είναι διαθέσιμες προς λειτουργία σύμφωνα με τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά τους και
- να εφαρμόζουν το Πρόγραμμα Κατανομής και να συμμορφώνονται προς τις Εντολές Κατανομής που εκδίδει ο Διαχειριστής του Συστήματος.

5.3.3 Διαδικασίες Προγραμματισμού Κατανομής

5.3.3.1 Συλλογή και Ανταλλαγή Πληροφοριών Κατά την Διάρκεια της Διαδικασίας Κατανομής

5.3.3.1.1 Πληροφορίες των Κατόχων Άδειας Παραγωγής προς τον Διαχειριστή του Συστήματος

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Κατανομής και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 79]

Οι Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής απαιτείται να εκτελούν τις παρακάτω ενέργειες στο πλαίσιο της διαδικασίας του Προγραμματισμού Κατανομής:

- Κάτοχος άδειας παραγωγής ο οποίος έχει υποβάλει Προσφορά Έγχυσης ή/και Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων στον ΗΕΠ, υποχρεούται, ανεξάρτητα από την ένταξη της Προσφοράς Έγχυσης στο Πρόγραμμα ΗΕΠ, να ενημερώνει τον Διαχειριστή του Συστήματος μετά την Λήξη Προθεσμίας Υποβολής για τα παρακάτω:
 - την συνολική ποσότητα ενέργειας της Μονάδας, όπως αυτή προκύπτει από την αντίστοιχη Προσφορά Έγχυσης στον ΗΕΠ, που προβλέπεται να μεταβληθεί ή έχει μεταβληθεί, για μία ή περισσότερες Περιόδους Κατανομής της υπόψη Ημέρας Κατανομής, κατά πέντε (5) MWh τουλάχιστον, ή
 - οποιοδήποτε στοιχείο το οποίο περιλαμβάνεται στη Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων Μονάδας και το οποίο έχει τροποποιηθεί ή προβλέπεται να τροποποιηθεί, για μία ή περισσότερες Περιόδους Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής που δεν έχει υποβάλει Προσφορά Έγχυσης στο πλαίσιο του ΗΕΠ υποχρεούται να γνωστοποιήσει στον Διαχειριστή του Συστήματος τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ των Μονάδων του οι οποίες ήταν διαθέσιμες πριν τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής ή κατέστησαν διαθέσιμες μετά από αυτή, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής που έχει υποβάλει Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας (Ολικής ή Μερικής) στο πλαίσιο του ΗΕΠ, υποχρεούται να γνωστοποιήσει στον Διαχειριστή του Συστήματος τους λόγους για τους οποίους δεν συντρέχει πλέον η Μη Διαθεσιμότητα με αποτέλεσμα η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς των Μονάδων αυτών να έχει αποκατασταθεί ή αυξηθεί.
- Στις ανωτέρω περιπτώσεις, εάν η Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων δεν αντιπροσωπεύει την τρέχουσα ή προβλεπόμενη κατάσταση της Μονάδας, ο κάτοχος άδειας παραγωγής υποχρεούται να υποβάλει επιπλέον ενημερωμένη (επικαιροποιημένη) Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων.
- Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής θερμοηλεκτρικής Μονάδας οφείλει να ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος για κάθε εναλλαγή της θερμικής κατάστασης της Μονάδας μεταξύ των κατηγοριών ψυχρή, θερμή και ενδιάμεση.

- Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής Κατανεμόμενης ή Συμβεβλημένης Υδροηλεκτρικής Μονάδας οφείλει να ενημερώνει τον Διαχειριστή του Συστήματος για τη στάθμη του ταμιευτήρα της Μονάδας καθώς και για την αναμενόμενη μεταβολή αυτής, περιοδικά ή εκτάκτως, όπως καθορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
- Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής Μονάδας του άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 υποχρεούται να ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος σε κάθε περίπτωση μείζονος βλάβης της Μονάδας ή παρατεταμένης διακοπής της λειτουργίας της για οποιοδήποτε λόγο.

5.3.3.1.2 Υποχρεώσεις παροχής πληροφοριών των Εκπροσώπων Φορτίου και του Διαχειριστή του Δικτύου

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Κατανομής και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 81]

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου ή/και ο Διαχειριστής του Δικτύου υποχρεούνται να ενημερώνουν άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος κάθε πληροφορία σχετικά με το φορτίο και τις περικοπές του.

5.3.3.2 **Αρχεία που Διατηρούνται (ανά Οντότητα, ανά Τύπο, κλπ)**

5.3.3.2.1 Αρχεία Διαδικασίας Κατανομής

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να τηρεί πλήρη βάση δεδομένων σχετικά με τη Διαδικασία Κατανομής, η οποία περιλαμβάνει: Α) Αρχείο των Προγραμμάτων Κατανομής, Β) Αρχείο των Εντολών Κατανομής, Γ) Αρχείο των αποδεικτικών λήψης των Εντολών Κατανομής, τα οποία εκδίδονται κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 21 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, και Δ) Αρχείο των πληροφοριών οι οποίες έχουν συγκεντρωθεί κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 17 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Τα στοιχεία των ανωτέρω αρχείων τηρούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος για διάστημα πέντε (5) τουλάχιστον ετών από την εισαγωγή τους.
- Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής έχουν δικαίωμα πρόσβασης στα στοιχεία της προηγούμενης παραγράφου σε κάθε περίπτωση για τη Μονάδα της άδειας παραγωγής τους, καθώς και για άλλες Μονάδες μόνο στο πλαίσιο επίλυσης διαφορών κατά τη διαδικασία που καθορίζεται στην Παράγραφο 5.12.2.

5.3.3.2.2 Στατιστικά Στοιχεία Διαδικασίας Κατανομής

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να δημοσιεύει μετά το πέρας κάθε ημερολογιακού τριμήνου στοιχεία σχετικά με τη Διαδικασία Κατανομής, τα οποία περιλαμβάνουν κατ' ελάχιστον τα ακόλουθα: Α) τη συνολική ενέργεια και το μέγιστο συνολικό Φορτίο του Συστήματος, ανά Ημέρα Κατανομής. Β) τους Διαζωνικούς Περιορισμούς Μεταφοράς του Συστήματος που επηρέασαν τη λειτουργία του. Γ) τα Σημαντικά Περιστατικά του Συστήματος. Δ) συγκεντρωτικά στοιχεία ανά κατηγορία Εντολών Κατανομής που αφορούν παραβάσεις των

Εντολών από τους κατόχους άδειας παραγωγής, καθώς και στοιχεία που αφορούν στις σχετικές ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος.

5.3.4 Χρονοδιάγραμμα Διαδικασίας Προγραμματισμού Κατανομής/ Προθεσμίες

Ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής εντός έξι (6) ωρών από τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής. Αν προκύψουν νεότερα δεδομένα σχετικά με τις συνθήκες λειτουργίας του Συστήματος τα οποία επιφέρουν σημαντικές αποκλίσεις από τα δεδομένα που έχουν ληφθεί υπόψη, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να καταρτίσει εκ νέου το Πρόγραμμα Κατανομής, το αργότερο μέχρι δύο (2) ώρες πριν από την έναρξη της Ημέρας Κατανομής (Άρθρο 86 του ΚΔΣ&ΣΗΕ Χρονοδιάγραμμα κατάρτισης Προγράμματος Κατανομής).

5.4 Εκκαθάριση Αποκλίσεων

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα VI, Κεφάλαια 34-39, Άρθρα 173-213]

5.4.1 Ο Ρόλος της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να επαληθεύει και να οριστικοποιεί τις μετρούμενες ποσότητες. Οι εκ των υστέρων Οριακές Τιμές Συστήματος, στις οποίες οι ποσότητες ενέργειας συναλλάσσονται κατά τις ώρες κατανομής, προσδιορίζονται εκ των υστέρων χρησιμοποιώντας τις πραγματικές διαθεσιμότητες των μονάδων και το πραγματικό φορτίο του Συστήματος. Επομένως ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να επαληθεύει και να οριστικοποιεί τα ποσά εκκαθάρισης, να προσδιορίζει τις ποινές και τις άλλες χρεώσεις και να παρουσιάζει τη μηνιαία εκκαθάριση και τις λογιστικές δραστηριότητες.

Η ανωτέρω διαδικασία αναφέρεται ως Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Η Εκκαθάριση Αποκλίσεων περιλαμβάνει τη διευθέτηση των συναλλαγών σχετικά με τις Αποκλίσεις Παραγωγής – Ζήτησης, τις Επικουρικές Υπηρεσίες και τους Λογαριασμούς Προσαυξήσεων (Άρθρο 174 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Οι Αποκλίσεις της Παραγωγής οφείλονται σε Εντολές Κατανομής αναφορικά με μεταβολή της παραγωγής Ενεργού Ισχύος για μία Μονάδα για λόγους παρακολούθησης Φορτίου, περιορισμών Λειτουργίας του Συστήματος και Παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος (Άρθρο 178-2 του ΚΔΣ&ΣΗΕ). Όλες οι Αποκλίσεις Παραγωγής ορίζονται χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής (Άρθρο 173 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.4.1.1 Ορισμοί

Ως Απόκλιση Ενέργειας ορίζεται η διαφορά (σε MWh) μεταξύ της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με το πρόγραμμα ΗΕΠ και της ποσότητας

ηλεκτρικής ενέργειας που μετράται κατά τον χρόνο πραγματικής λειτουργίας. Η Απόκλιση Ενέργειας ορίζεται χωριστά κατά Προσφορά Έγχυσης και Δήλωση Φορτίου και χωριστά για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

Ως Μη Επιβεβλημένη Μεταβολή Παραγωγής (σε MWh) Μονάδας ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που καθορίζεται από Εντολές Κατανομής και της ποσότητας ενέργειας που μετράται στο Μετρητή της Μονάδας για την ίδια Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

Ως Επιβεβλημένη Μεταβολή Παραγωγής (σε MWh) Μονάδας ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που δηλώνεται στην Προσφορά Έγχυσης για το Πρόγραμμα ΗΕΠ και της ποσότητας ενέργειας την οποία καθορίζουν οι Εντολές Κατανομής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής (Άρθρο 173 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.4.1.2 Διαδικασία Υπολογισμών της Εκκαθάρισης Αποκλίσεων

Μετά την παρέλευση κάθε Ημέρας Κατανομής ο Διαχειριστής του Συστήματος ενεργοποιεί τη διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, η οποία ολοκληρώνεται κατά μέγιστο εντός χρονικού διαστήματος είκοσι ημερολογιακών ημερών, με τον περιορισμό της μη υπέρβασης του ορίου των πέντε ημερολογιακών ημερών για την ολοκλήρωση της διαδικασίας της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων της τελευταίας Ημέρας Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση (Περίοδος Υπολογισμού Αποκλίσεων). Ως Ημέρα Υπολογισμού ορίζεται η τελευταία ημέρα της Περιόδου Υπολογισμού Αποκλίσεων. Η διαδικασία εκκαθάρισης των συναλλαγών που σχετίζονται με τους Λογαριασμούς Προσαυξήσεων, τις Επικουρικές Υπηρεσίες, τη Συμπληρωματική Ενέργεια και την Εφεδρεία Εκτάκτων Αναγκών ενός ημερολογιακού μήνα ολοκληρώνεται μέχρι τη 10η μέρα του επόμενου μήνα. Οι ακόλουθοι υπολογισμοί πραγματοποιούνται για κάθε Συμμετέχοντα και για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής.

- Οι ποσότητες ενέργειας των Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης και των Επιβεβλημένων καθώς και των Μη Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής (σε MWh).
- Το χρηματικό ποσό χρέωσης ή πίστωσης που αντιστοιχεί σε Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης, καθώς και οι συμπληρωματικές χρεώσεις ή πιστώσεις οι οποίες αντιστοιχούν σε Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής.
- Το χρηματικό ποσό πίστωσης για την παροχή των Επικουρικών Υπηρεσιών, τη Διαθεσιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και στο πλαίσιο των Συμβάσεων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών μέσω του Λογαριασμού Προσαυξήσεων του Διαχειριστή του Συστήματος.
- Οι χρεώσεις και πιστώσεις στο Λογαριασμό Προσαυξήσεων.

Οι Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης εκκαθαρίζονται σε ενιαία τιμή (€/MWh), (Οριακή Τιμή Αποκλίσεων). Πρόσθετες χρεώσεις εκκαθαρίζονται σχετικά με τις Επιβεβλημένες και τις Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής, τις

Επικουρικές Υπηρεσίες, τη Συμπληρωματική Ενέργεια και την Εφεδρεία Εκτάκτων Αναγκών (Άρθρο 175 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Οι Αποκλίσεις Παραγωγής – Ζήτησης, οι Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής και οι Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής υπολογίζονται για κάθε μονάδα και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής σύμφωνα με τις σχέσεις του Άρθρου 178. του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Με τον ίδιο τρόπο καθορίζονται οι Αποκλίσεις Ενέργειας για τις Εισαγωγές και τις Εξαγωγές Ενέργειας στις Διασυνδέσεις, για τους Εκπροσώπους Φορτίου των Πελατών και για τις Μονάδες ΑΠΕ του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1993 (Άρθρα 179-181 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Οι υπολογισμοί των σχετικών χρεώσεων ή πιστώσεων περιγράφονται στα Άρθρα 184-187 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Οι υπολογισμοί των Συμπληρωματικών Πληρωμών ή Χρεώσεων αναφορικά με Επιβεβλημένες και Μη Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής περιγράφονται στα Άρθρα 188 και 189 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Λεπτομέρειες σχετικά με τη μέθοδο που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των ποσοτήτων ενέργειας που αντιστοιχούν στις Εντολές Κατανομής, καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.

5.4.1.3 Πληρωμές

Οι εντολές πιστώσεων και χρεώσεων εκδίδονται κατά την Ημέρα Υπολογισμού και καταγράφονται σε Κατάσταση Αρχικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, η οποία κοινοποιείται σε κάθε Συμμετέχοντα κατά το μέρος που τον αφορά. Το περιεχόμενο της Κατάστασης αυτής προσδιορίζεται στο άρθρο 192 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται αιτιολογημένα επί των αντιρρήσεων και εκδίδει την Κατάσταση Τελικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Λεπτομέρειες σχετικά με τον τύπο και το περιεχόμενο της Κατάστασης Αρχικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει στη Συγκεντρωτική Εκκαθάριση Αποκλίσεων εντοπίζοντας τυχόν σφάλματα στις Καταστάσεις Τελικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων λαμβάνοντας υπόψη την έκβαση της διαδικασίας Επίλυσης Διαφορών. Κάθε ημερολογιακό έτος χωρίζεται σε τέσσερα τρίμηνα, καθένα από τα οποία ορίζεται ως Περίοδος Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Έξι εβδομάδες μετά την παρέλευση της Περιόδου Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει σε κάθε Συμμετέχοντα Προσωρινή Κατάσταση Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, η οποία αφορά την Περίοδο αυτή. Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται αιτιολογημένα επί των αντιρρήσεων και εκδίδει την Τελική Κατάσταση Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Τυχόν διαφορές που μπορεί να προκύψουν επιλύονται χρησιμοποιώντας την διαδικασία που καθορίζεται στην Παράγραφο 5.12.2.

Δέκα ημερολογιακές ημέρες μετά την τελευταία Ημέρα Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση, ο Διαχειριστής του Συστήματος κοινοποιεί σε κάθε Συμμετέχοντα την Κατάσταση Τελικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων που τον αφορά για όλες τις Ημέρες Κατανομής του ίδιου μήνα και

αποστέλλει σε κάθε Συμμετέχοντα τα σχετικά παραστατικά και προβαίνει στην έκδοση των σχετικών τραπεζικών εντολών..

5.4.1.4 Λογιστικό Σύστημα

Με το λογιστικό του σύστημα, ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί τους εξής διακριτούς λογιστικούς λογαριασμούς όπως περιγράφεται στο Άρθρο 199 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Οι Λογαριασμοί Προσαυξήσεων αφορούν αποκλειστικά σε χρεώσεις ή επιστροφές προηγούμενων πληρωμών Συμμετεχόντων οι οποίες είναι αναγκαίες προκειμένου να ισοσκελίζονται οι αντίστοιχοι λογιστικοί λογαριασμοί. Ο ΚΔΣ&ΣΗΕ καθορίζει χωριστά για κάθε δευτεροβάθμιο Λογαριασμό Προσαυξήσεων τον τρόπο υπολογισμού των χρεώσεων ή επιστροφών πληρωμών Συμμετεχόντων καθώς και τον τρόπο επιμερισμού του ελλείμματος ή του πλεονάσματος του αντίστοιχου λογιστικού λογαριασμού, σύμφωνα με τα Άρθρα 201-210 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

5.4.1.5 Εγγυήσεις

Κάθε Συμμετέχων οφείλει κατά τη διάρκεια ισχύος της Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας να προσκομίζει εγγυήσεις για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων του από τη Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων και τους Λογαριασμούς Προσαυξήσεων. Στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς προσδιορίζεται κατά κατηγορία Συμμετεχόντων η μεθοδολογία καθορισμού του ύψους του ποσού των οφειλόμενων εγγυήσεων βάσει Πίνακα Ποσών Εγγύησης. Το ύψος του ποσού της οφειλόμενης εγγύησης καθορίζεται πριν από την εγγραφή του Συμμετέχοντα στο Μητρώο

(Άρθρο 213 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Σε περίπτωση μη εκπλήρωσης της υποχρέωσης παροχής εγγύησης ο Διαχειριστής του Συστήματος δικαιούται να καταγγείλει τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας του Συμμετέχοντα (Άρθρο 213 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.4.2 Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων

Κάθε Συμμετέχων τηρεί έναν τραπεζικό λογαριασμό (Λογαριασμός Εκκαθάρισης Αποκλίσεων) για την πραγματοποίηση των πληρωμών ή εισπράξεων που του αναλογούν μέσω τραπεζικών πράξεων, κατόπιν εντολών οι οποίες εκδίδονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος ως συνέπεια της Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να συμβάλλεται με το Φορέα Εκκαθάρισης ΗΕΠ προκειμένου ο τελευταίος να εκτελεί τις τραπεζικές πράξεις και να παρέχει υπηρεσίες λογιστικής παρακολούθησης (Άρθρο 191 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί ειδικό λογιστικό λογαριασμό Εκκαθάρισης Αποκλίσεων χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα με σκοπό τη λογιστική παρακολούθηση των πιστώσεων και χρεώσεων που τον αφορούν στο πλαίσιο της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων (Άρθρο 191 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Οι εντολές πιστώσεων και χρεώσεων εκδίδονται κατά την Ημέρα Υπολογισμού και καταγράφονται σε Κατάσταση Αρχικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, η οποία κοινοποιείται σε κάθε Συμμετέχοντα κατά το μέρος που τον αφορά (Άρθρο 192 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Σε περίπτωση υπερημερίας Συμμετέχοντος, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει τον Φορέα Εκκαθάρισης και προβαίνει σε κάθε απαραίτητη ενέργεια ώστε να ικανοποιηθεί μέσω των εγγυήσεων που έχει παράσχει ο υπερήμερος Συμμετέχων. Ο υπερήμερος Συμμετέχων οφείλει να προβεί άμεσα σε κάθε απαραίτητη ενέργεια ώστε να εκπληρώνει την υποχρέωση παροχής εγγύησης που του αναλογεί κατά το Άρθρο 213 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Εάν δεν εξοφλείται πλήρως η ληξιπρόθεσμη οφειλή, το έλλειμμα καλύπτεται μέσω του Λογαριασμού Αποθεματικού. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δικαιούται να καταγγείλει τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας για τους Εκπροσώπους Φορτίου που καθίστανται υπερήμεροι ως προς την εκπλήρωση των οικονομικών τους υποχρεώσεων κατά την Εκκαθάριση Αποκλίσεων (Άρθρο 194 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Για την κάλυψη τυχόν ελλείμματος των συναλλαγών που πραγματοποιούνται στο πλαίσιο της Διαδικασίας Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί Λογαριασμό Αποθεματικού. Οι σχετικές δαπάνες τήρησης του Λογαριασμού Αποθεματικού χρεώνονται σε ειδικό δευτεροβάθμιο λογαριασμό του Λογαριασμού Προσαυξήσεων (Άρθρο 195 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Εάν κατά την έναρξη της Περιόδου Υπολογισμού οι πληροφορίες που είναι αναγκαίες για τους υπολογισμούς στα πλαίσια της Εκκαθάρισης Αποκλίσεων δεν είναι διαθέσιμα, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε εύλογη εκτίμηση των μη διαθέσιμων δεδομένων, λαμβάνοντας υπόψη την ιστορική εξέλιξη αυτών παρατείνοντας τις χρονικές προθεσμίες για την Εκκαθάριση Αποκλίσεων, εφόσον υπάρχει ανάγκη (Άρθρο 196 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Σε περίπτωση που ο υπολογισμός της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων είναι αδύνατος, ιδίως λόγω Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης, βλάβης του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής ή των Συστημάτων Επικοινωνίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να αναβάλλει τον υπόψη υπολογισμό για διάστημα τριών (3) ημερών και ενημερώνει τη ΡΑΕ θέτοντας στη διάθεσή της όλα τα στοιχεία που η τελευταία τυχόν ζητήσει για τον προσδιορισμό Διοικητικά Οριζόμενης Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (Άρθρο 197 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Έξι εβδομάδες μετά την παρέλευση της Περιόδου Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει σε κάθε Συμμετέχοντα Προσωρινή Κατάσταση Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, η οποία αφορά την Περίοδο αυτή (Άρθρο 198 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.4.3 Διαδικασίες Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων

5.4.3.1 Αρχεία που Διατηρούνται (ανά Οντότητα, Τύπο, κλπ.)

Με το λογιστικό του σύστημα, ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί τους εξής διακριτούς λογιστικούς λογαριασμούς:

- (Λ-Α) Λογαριασμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ, ο οποίος επίσης περιλαμβάνει επιμέρους Λογαριασμούς Εκκαθάρισης ΗΕΠ χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα
- (Λ-Β) Ειδικός Λογαριασμός Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ σχετικά με την κάλυψη τυχόν ελλειμμάτων στο πλαίσιο των Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
- (Λ-Γ) Λογαριασμός Εκκαθάρισης Αποκλίσεων Παραγωγής - Ζήτησης και Εκκαθάρισης Επιβεβλημένων και Μη Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής, ο οποίος επίσης περιλαμβάνει επιμέρους Λογαριασμούς Εκκαθάρισης Αποκλίσεων Παραγωγής - Ζήτησης και Εκκαθάρισης Επιβεβλημένων και Μη Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα
- (Λ-Δ) Λογαριασμός για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, τη διαθεσιμότητα παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών από Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών, τη Διαθεσιμότητα, Ετοιμότητα και Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από Συμβεβλημένες Μονάδες Συμπληρωματικής Ενέργειας, Έκτακτες Εισαγωγές και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών την παροχή ενέργειας προς γειτονικά Συστήματα μέσω έκτακτων Εξαγωγών και τον αποσυγχρονισμό των Κατανεμόμενων Μονάδων κατόπιν Εντολής Κατανομής, ο οποίος επίσης περιλαμβάνει επιμέρους Λογαριασμούς κατά κατηγορία και χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα
- (Λ-Ε) Λογαριασμός Αποθεματικού σχετικά με την κάλυψη τυχόν ελλειμμάτων συναλλαγών εκτός Διαδικασίας Εκκαθάρισης ΗΕΠ
- (Λ-ΣΤ) Λογαριασμός Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, ο οποίος επίσης περιλαμβάνει επιμέρους Λογαριασμούς Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα
- (Λ-Ζ) Λογαριασμός Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης, ο οποίος περαιτέρω διαχωρίζεται για κάθε κατηγορία μη συμμόρφωσης, οι οποίες προβλέπονται κατά το Άρθρο 21, το Άρθρο 32, το Άρθρο 38, το Άρθρο 40, το Άρθρο 46, το Άρθρο 92, το Άρθρο 148 και το Άρθρο 224 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, και ο οποίος επίσης περιλαμβάνει επιμέρους Λογαριασμούς Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης χωριστά για κάθε Συμμετέχοντα
- (Λ-Η) Λογαριασμός για την Χρέωση Χρήσης του Συστήματος
- (Λ-Θ) Λογαριασμός για το κόστος των υποχρεώσεων για τις Μονάδες που αναφέρονται στα άρθρα 35 και 36 του Νόμου 2773/1999
- (Λ-Ι) Λογαριασμός για το κόστος των υποχρεώσεων για τις Μονάδες που λειτουργούν υπό συνθήκες δοκιμών, πριν από την έναρξη της εμπορικής λειτουργίας τους
- (Λ-ΙΑ) Λογαριασμός για το κόστος των Υπηρεσιών Δημοσίου Συμφέροντος
- (Λ-ΙΒ) Λογαριασμός Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος

- (Λ-ΙΓ) Λογαριασμός για τον Καταμερισμό της Ικανότητας Μεταφοράς των Διασυνδέσεων
- (Λ-ΙΔ) Λογαριασμός Προσαυξήσεων, ο οποίος αποτελείται από τους εξής δευτεροβάθμιους λογιστικούς λογαριασμούς:
 - ο ΛΠ-1: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ
 - ο ΛΠ-2: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Εκκαθάρισης Αποκλίσεων Παραγωγής - Ζήτησης και Εκκαθάρισης Επιβεβλημένων και Μη Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής
 - ο ΛΠ-3: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, τη διαθεσιμότητα παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών από Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών, τη Διαθεσιμότητα, Ετοιμότητα και Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από Συμβεβλημένες Μονάδες Συμπληρωματικής Ενέργειας, Έκτακτες Εισαγωγές και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών (και τον αποσυσχρονισμό των Κατανεμόμενων Μονάδων κατόπιν Εντολής Κατανομής)
 - ο ΛΠ-4: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Αποθεματικού
 - ο ΛΠ-5: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
 - ο ΛΠ-6: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό για την Χρέωση Χρήσης του Συστήματος
 - ο ΛΠ-7: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος

Το λογιστικό σύστημα για τους ανωτέρω λογαριασμούς ελέγχεται και πιστοποιείται ετησίως από ορκωτούς ελεγκτές. Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να ενημερώνει την ΡΑΕ σε τριμηνιαία βάση και εντός ενός μηνός από την πάροδο του κάθε τριμήνου για τις κινήσεις των ανωτέρω λογαριασμών.

5.4.3.2 Εγγυήσεις

Κάθε Συμμετέχων οφείλει κατά τη διάρκεια ισχύος της Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας να προσκομίζει εγγυήσεις για την εκπλήρωση του συνόλου των υποχρεώσεων του που πηγάζουν από τη Σύμβαση αυτή.

Ο Πίνακας Ποσών Εγγύησης κατά κατηγορία Συμμετεχόντων προσδιορίζεται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς. Τα στοιχεία του Πίνακα Ποσών Εγγύησης δύνανται να αναπροσαρμόζονται πριν το ημερολογιακό έτος για το οποίο θα εφαρμοσθούν. Ο Πίνακας Ποσών Εγγύησης δημοσιοποιείται με κάθε πρόσφορο μέσο.

Το ύψος του ποσού της οφειλόμενης εγγύησης καθορίζεται πριν από την εγγραφή του Συμμετέχοντα στο Μητρώο Συμμετεχόντων η οποία βασίζεται στον Πίνακα Ποσών Εγγύησης και εύλογη εκτίμηση σχετικά με την αναμενόμενη δραστηριότητα του Συμμετέχοντα. Το ύψος του ποσού της οφειλόμενης εγγύησης από Συμμετέχοντα δύναται να αναπροσαρμοστεί με βάση τον Πίνακα

Ποσών Εγγύησης και εύλογη επικαιροποιημένη εκτίμηση σχετικά με την αναμενόμενη δραστηριότητα του Συμμετέχοντα κατά το νέο ημερολογιακό έτος.

Η κατά τα άνω εγγυοδοσία καλύπτει τουλάχιστον το χρονικό διάστημα από την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων έως τη λήξη των πρώτων τριών μηνών του πρώτου ημερολογιακού έτους κατά το οποίο δραστηριοποιείται ο Συμμετέχων. Η εγγύηση είναι τουλάχιστον εξάμηνης διάρκειας και λήγει αντίστοιχα την 31^η Μαρτίου ή την 30^η Σεπτεμβρίου κάθε έτους και ανανεώνεται δεκαπέντε ημέρες πριν από τη λήξη της ισχύος της.

Σε περίπτωση μη εκπλήρωσης της υποχρέωσης παροχής εγγύησης, ο Διαχειριστής του Συστήματος δικαιούται να καταγγείλει τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας του Συμμετέχοντα.

Περαιτέρω λεπτομέρειες σχετικά με την παροχή εγγυήσεων καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς.

5.4.4 Χρονοδιάγραμμα Διαδικασίας Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων/ Προθεσμίες

Μετά την παρέλευση κάθε Ημέρας Κατανομής ο _Διαχειριστής του Συστήματος ενεργοποιεί τη _διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, η οποία ολοκληρώνεται κατά μέγιστο εντός χρονικού διαστήματος είκοσι ημερολογιακών ημερών, με τον περιορισμό της μη υπέρβασης του ορίου των πέντε ημερολογιακών ημερών για την ολοκλήρωση της διαδικασίας της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων της τελευταίας Ημέρας Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση (Περίοδος Υπολογισμού Αποκλίσεων). Ως Ημέρα Υπολογισμού ορίζεται η τελευταία ημέρα της Περιόδου Υπολογισμού Αποκλίσεων. Η διαδικασία εκκαθάρισης των συναλλαγών που σχετίζονται με τους Λογαριασμούς Προσαυξήσεων, τις Επικουρικές Υπηρεσίες, τη Συμπληρωματική Ενέργεια και την Εφεδρεία Εκτάκτων Αναγκών ενός ημερολογιακού μήνα ολοκληρώνεται μέχρι τη 10η μέρα του επόμενου μήνα.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιοποιεί άμεσα την Οριακή Τιμή Αποκλίσεων στην ιστοσελίδα του. Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να τηρεί αρχείο των Οριακών Τιμών Αποκλίσεων για κάθε Περίοδο Κατανομής των πέντε τελευταίων (5) ετών άμεσα προσβάσιμο για κάθε ενδιαφερόμενο (Άρθρο 183 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Συμμετέχων που αμφισβητεί το περιεχόμενο της Κατάστασης Αρχικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, απευθύνει εγγράφως και εντός προθεσμίας τεσσάρων (4) ημερολογιακών ημερών από την κοινοποίηση της Κατάστασης Αρχικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων αιτιολογημένες αντιρρήσεις στον Διαχειριστή του Συστήματος (Άρθρο 192 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Δέκα ημερολογιακές ημέρες μετά την τελευταία Ημέρα Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση, ο _Διαχειριστής του Συστήματος κοινοποιεί σε κάθε Συμμετέχοντα την Κατάσταση Τελικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων που τον αφορά για όλες τις Ημέρες Κατανομής του ίδιου μήνα και αποστέλλει σε κάθε Συμμετέχοντα τα σχετικά παραστατικά και προβαίνει στην έκδοση των σχετικών τραπεζικών εντολών.

Κάθε Συμμετέχων οφείλει να εξοφλεί τις χρεώσεις και να λαμβάνει τις πιστώσεις που αναφέρονται στην Κατάσταση Τελικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων κατά την Ημέρα Πληρωμής.

Εάν η εφαρμογή της διαδικασίας Εκκαθάρισης Αποκλίσεων είναι αδύνατη ιδίως λόγω Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης του Συστήματος, βλάβης του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής ή των Συστημάτων Επικοινωνίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να αναβάλλει την Εκκαθάριση για διάστημα τριών (3) ημερών (Άρθρο 196 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Συμμετέχων που αμφισβητεί το περιεχόμενο της Προσωρινής Κατάστασης Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, απευθύνει εγγράφως και εντός προθεσμίας τεσσάρων (4) ημερολογιακών ημερών από την κοινοποίηση της Κατάστασης αυτής αιτιολογημένες αντιρρήσεις στον Διαχειριστή του Συστήματος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται αιτιολογημένα επί των αντιρρήσεων και εκδίδει την Τελική Κατάσταση Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Τυχόν διαφορές επιλύονται χρησιμοποιώντας την διαδικασία που καθορίζεται στην Παράγραφο 5.12.2 (Άρθρο 198 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Τη δέκατη τέταρτη (14) ημερολογιακή ημέρα από την κοινοποίηση της Τελικής Κατάστασης Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει τα σχετικά παραστατικά και προβαίνει στην έκδοση των σχετικών τραπεζικών εντολών. Ο Συμμετέχων προς τον οποίο κοινοποιείται Τελική Κατάσταση Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων οφείλει να εξοφλεί τις χρεώσεις και να λαμβάνει τις πιστώσεις που αναφέρονται σε αυτή κατά την Ημέρα Πληρωμής, ήτοι μετά από διάστημα δύο (2) εργάσιμων ημερών από την πρώτη εργάσιμη ημέρα που ακολουθεί την κοινοποίηση της Τελικής Κατάστασης Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων και μέχρι την 10^η πρωινή ώρα αυτής (Άρθρο 198 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.5 Μετρήσεις

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Μετρητών & Μετρήσεων και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα V, Κεφάλαια 30-33, Άρθρα 155-172, Παράρτημα Α, Κεφάλαιο Α.2, Άρθρα Α.9-Α.16]

5.5.1 Ρόλος στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το Τμήμα V του Κώδικα με τον τίτλο «Διαχείριση Μετρητών και Μετρήσεων» περιγράφει λεπτομερώς όλες τις λειτουργίες και τις διαδικασίες που σχετίζονται με τους μετρητές και τις μετρήσεις στο σύστημα μεταφοράς.

Μέσω του Τμήματος V, ο ΚΔΣ&ΣΗΕ καθορίζει τα δικαιώματα και τις υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος, του Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής, των άλλων Χρηστών του Συστήματος και του Κυρίου του Συστήματος, αναφορικά με τη διαδικασία και τους όρους εγκατάστασης και συντήρησης των Καταχωρημένων Μετρητών, σύνταξης του Μητρώου Καταχωρημένων Μετρητών και του Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών, καθώς και τον προσδιορισμό των Δεδομένων Μετρήσεων ενέργειας.

5.5.2 Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία Μετρήσεων

Στην διαδικασία της Διαχείρισης Μετρητών και Μετρήσεων εμπλέκονται:

- 1) ο Διαχειριστής του Συστήματος,
- 2) ο Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής,
- 3) οι Χρήστες του Συστήματος,
- 4) η ΡΑΕ.

Στο πλαίσιο της διαδικασίας Διαχείρισης των Μετρητών και των Μετρήσεων, ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί και ενημερώνει βάση δεδομένων Μετρητών και μετρήσεων, η οποία περιλαμβάνει:

- το Μητρώο των μετρητών που είναι εγκατεστημένοι στο Σύστημα ή στο Δίκτυο, οι μετρήσεις των οποίων χρησιμοποιούνται για την εφαρμογή του Κώδικα (εφεξής: Καταχωρημένοι Μετρητές). Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να συλλέγει και να ελέγχει τα στοιχεία των Καταχωρημένων Μετρητών του Συστήματος, και να καταχωρεί και να ενημερώνει το Μητρώο Μετρητών για τα στοιχεία των Καταχωρημένων Μετρητών
- τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών για τους Καταχωρημένους Μετρητές, τμήμα του οποίου είναι ο Πίνακας Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου
- αρχεία Μετρήσεων και Δεδομένων Μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών
- αρχείο ελέγχων και δοκιμών των Καταχωρημένων Μετρητών

Επιπλέον, ο Διαχειριστής του Συστήματος:

- συλλέγει τις μετρήσεις των Καταχωρημένων Μετρητών μέσω ηλεκτρονικού συστήματος συλλογής μετρήσεων το οποίο προμηθεύεται και λειτουργεί
- εφαρμόζει τη διαδικασία πιστοποίησης και ελέγχου των μετρήσεων, διόρθωσης ή εκτίμησης αυτών αν είναι αναγκαίο, και προσαρμογής των μετρήσεων, ώστε να προσδιορίσει τα Δεδομένα Μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών
- μεριμνά ώστε να ενεργοποιείται οποιαδήποτε εγκατάσταση συνδέεται στο Σύστημα, καθώς και να επιτρέπεται η ροή ενέργειας μέσω της σύνδεσης αυτής, μόνον εφόσον η ενέργεια αυτή μετράται από έναν τουλάχιστον Καταχωρημένο Μετρητή
- μεριμνά για την παροχή πρόσβασης των Χρηστών και των Εκπροσώπων Μετρητών στα δεδομένα των Καταχωρημένων Μετρητών και των Μετρήσεων αυτών που τους αφορούν
- συντάσσει το Εγχειρίδιο Μετρητών & Μετρήσεων, το οποίο εγκρίνεται από τη ΡΑΕ

- επιβλέπει την τήρηση της Τυποποιημένης Συμφωνίας Κατανομής Μετρητή μεταξύ Προμηθευτών ή/και Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών για τους Καταχωρημένους Μετρητές, ο τύπος της οποίας καθώς και κάθε εξαίρεση εγκρίνεται από τη ΡΑΕ
- Μεριμνά για την παροχή πρόσβασης των Χρηστών στους Καταχωρημένους Μετρητές που τους αφορούν μέσω συστημάτων συλλογής μετρήσεων διασφαλίζοντας ότι δεν επηρεάζεται η λειτουργία των Καταχωρημένων Μετρητών και η αδιάλειπτη επικοινωνία τους με το ηλεκτρονικό σύστημα που λειτουργεί ο Διαχειριστής του Συστήματος.

Οι Χρήστες του Συστήματος, και οι Παραγωγοί με Μονάδες συνδεδεμένες στο Δίκτυο Μέσης Τάσης στο πλαίσιο της διαδικασίας Διαχείρισης των Μετρητών και των Μετρήσεων, υποχρεούνται:

- να παρέχουν στον Διαχειριστή του Συστήματος όλα τα στοιχεία που καθορίζονται στο τμήμα αυτό για τους Μετρητές των εγκαταστάσεών τους και για τις σχετικές μετρήσεις
- να μεριμνούν για την ασφάλεια των Μετρητών και των μετρήσεων, σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κώδικα.

Ο Διαχειριστής του Δικτύου υπολογίζει και παρέχει στον Διαχειριστή του Συστήματος τα εκ των προτέρων εκτιμώμενα ποσοστά εκπροσώπησης του συνόλου των Καταχωρημένων Μετρητών Ορίων Δικτύου από τους Εκπροσώπους Φορτίου, βάσει της καθοριζόμενης από τον Διαχειριστή του Δικτύου συνολικής απορρόφησης ενέργειας από έκαστο Εκπρόσωπο Φορτίου για φορτία Πελατών του Δικτύου που υπόκεινται στη διαδικασία περιοδικής εκκαθάρισης συναλλαγών, κατά τρόπο ώστε να διασφαλίζεται η έγκαιρη και ακριβής ενημέρωση της βάσης δεδομένων Μετρητών, καθώς και η έγκαιρη, ακριβής και αποτελεσματική εκτέλεση της διαδικασίας Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κώδικα.

Για την εφαρμογή των διαδικασιών της Διαχείρισης Μετρητών και Μετρήσεων, οι Καταχωρημένοι Μετρητές εγκαθίστανται ως εξής:

- ένας μόνο Μετρητής Παραγωγής αντιστοιχεί σε μία Μονάδα
- ένας μόνο Μετρητής Φορτίου αντιστοιχεί σε μία εγκατάσταση Επιλέγοντα Πελάτη ή Αντλητική Μονάδα
- οι Μετρητές Ορίων Δικτύου εγκαθίστανται σε υποσταθμούς υψηλής προς μέση τάση, και στις περιπτώσεις εγκατάστασης νέων Μετρητών Ορίων Δικτύου ή αντικατάστασής τους στην πλευρά υψηλής τάσης των Μ/Σ των υποσταθμών
- οι Μετρητές Ελέγχου εγκαθίστανται κατά την κρίση του Διαχειριστή του Συστήματος
- οι Εναλλακτικοί Μετρητές εγκαθίσταται κατά την κρίση του Διαχειριστή του Συστήματος και σύμφωνα με τα οριζόμενα στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 57 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

- οι Μετρητές Διασύνδεσης εγκαθίσταται σύμφωνα με τους ισχύοντες κανόνες του ENTSO-E.

Οι Χρήστες του Συστήματος οφείλουν να υποβάλλουν στον Διαχειριστή του Συστήματος τα στοιχεία που σχετίζονται με τους Καταχωρημένους Μετρητές των εγκαταστάσεών τους, προκειμένου αυτά να συμπεριληφθούν στο Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει και ενημερώνει το Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών. Επιπλέον, ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει και ενημερώνει ειδικό πίνακα (Πίνακας Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών) στον οποίο καταχωρείται τουλάχιστον ένας Συμμετέχων στον ΗΕΠ ως Εκπρόσωπος Μετρητή για κάθε Καταχωρημένο Μετρητή του Συστήματος και κάθε Καταχωρημένο Μετρητή Ορίων Δικτύου, εξαιρούμενων των Μετρητών Ελέγχου. Ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά ώστε ο Πίνακας Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών να είναι ενημερωμένος και πλήρης κατά το Άρθρο 162 έως και το Άρθρο 164 του ΚΔΣ&ΣΗΕ για κάθε Ημέρα Κατανομής.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να υποβάλλουν στον Διαχειριστή του Συστήματος Δήλωση Εκπροσώπησης Μετρητή, στην οποία καθορίζεται ο Καταχωρημένος Μετρητής Φορτίου τον οποίο εκπροσωπούν και το ποσοστό ή η ποσότητα ενέργειας που εκπροσωπούν ανά Περίοδο Κατανομής. Οι Δηλώσεις αυτές υποβάλλονται άπαξ την πρώτη φορά κατά την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου υποβάλλει Δήλωση Φορτίου και κάθε φορά που επέρχεται αλλαγή είτε ως προς τον Καταχωρημένο Μετρητή Φορτίου είτε ως προς το ποσοστό ή την ποσότητα ενέργειας εκπροσώπησης. Δεν απαιτείται υποβολή Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή στην περίπτωση κατά την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου επιθυμεί να εκπροσωπήσει Μετρητή Διασύνδεσης. Η εκπροσώπηση αυτή συνάγεται από το Πρόγραμμα ΗΕΠ.

Με την υποβολή Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή, ο Εκπρόσωπος Φορτίου δηλώνει υπεύθυνα ότι έχει εξουσιοδοτηθεί από τον Πελάτη σχετικά με την εκπροσώπηση και το ποσοστό εκπροσώπησης.

Σε περίπτωση κατά την οποία Καταχωρημένος Μετρητής Φορτίου δεν εκπροσωπείται ή το συνολικό ποσοστό εκπροσώπησης είναι μικρότερο του 100%, για μία ή περισσότερες Περιόδους Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος, οφείλει να επικοινωνήσει άμεσα με τον Πελάτη στον οποίο αντιστοιχεί ο Μετρητής. Εάν συντρέχει περίπτωση οικειοθελούς διακοπής της τροφοδοσίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος δεν αποδέχεται τυχόν Δήλωση Φορτίου για τον Μετρητή αυτόν και μεριμνά για τη διακοπή τροφοδοσίας των εγκαταστάσεων του Πελάτη. Σε κάθε άλλη περίπτωση, ο Διαχειριστής του Συστήματος, ανάλογα με τη σχετική δήλωση του Πελάτη και κατά τον τρόπο εκπροσώπησης του που ο ίδιος υποδεικνύει, αντιστοιχίζει τον μετρητή είτε με άλλους Προμηθευτές είτε με τον ίδιο τον Πελάτη, ο οποίος στην τελευταία περίπτωση δρα ως Αυτοπρομηθευόμενος Πελάτης. Τέλος σε περίπτωση μη υποβολής σχετικής δήλωσης του Πελάτη ή μη συμμόρφωσης με τα παραπάνω, ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά για τη διακοπή τροφοδοσίας των εγκαταστάσεων του Πελάτη.

Σε περίπτωση κατά την οποία το άθροισμα των ποσοστών εκπροσώπησης για έναν Μετρητή Φορτίου υπερβαίνει για μία ή περισσότερες Περιόδους Κατανομής το 100%, ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να επικοινωνήσει άμεσα με τους Εκπροσώπους Φορτίου, που εκπροσωπούν τον συγκεκριμένο Μετρητή και να τους ζητήσει να διορθώσουν τις Δηλώσεις Εκπροσώπησης Μετρητή. Σε περίπτωση κατά την οποία το πρόβλημα παραμένει, ο Διαχειριστής του Συστήματος επικοινωνεί άμεσα με τον Πελάτη από τον οποίο ζητά να προσδιορίσει τον τρόπο εκπροσώπησης του, ώστε το συνολικό ποσοστό εκπροσώπησης του για κάθε Περίοδο Κατανομής να είναι 100%.

Σε περίπτωση μη νόμιμης υποβολής Δήλωσης Φορτίου κατά το Άρθρο 20 και το Άρθρο 21 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ο Διαχειριστής του Συστήματος διαγράφει την αντίστοιχη καταχώριση Εκπροσώπησης Μετρητή για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής από τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου.

5.5.3 Διαδικασίες Μετρήσεων

5.5.3.1 Ενέργειες Μετρήσεων και Σχετικές Προθεσμίες

Η Δήλωση Εκπροσώπησης Μετρητή υποβάλλεται οποτεδήποτε, και σε κάθε περίπτωση πριν από την πρώτη υποβολή Δήλωσης Φορτίου που αφορά και στο Μετρητή αυτό. Για την αλλαγή των στοιχείων Δήλωσης Εκπροσώπησης Μετρητή υποβάλλεται νέα Δήλωση.

Η Δήλωση Εκπροσώπησης Μετρητή δεν μπορεί να ισχύσει αν δεν παρέλθουν πέντε (5) ημέρες τουλάχιστον από την ημερομηνία υποβολής της.

Η συλλογή των μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών διενεργείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος για το σκοπό αυτό προμηθεύεται και λειτουργεί ηλεκτρονικό σύστημα συλλογής και αυτόματης μεταβίβασης των μετρήσεων σε αρχεία της βάσης δεδομένων μετρητών και μετρήσεων.

Η συλλογή των μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών διενεργείται με την ακόλουθη περιοδικότητα:

- αμέσως μετά το πέρας κάθε Ημέρας Κατανομής, για τις μετρήσεις που αφορούν την έγχυση ενέργειας από Μονάδες τη συνολική καθαρή παραγωγή Μονάδων Αυτοπαραγωγών και τις μετρήσεις των Μετρητών Ελέγχου
- αμέσως μετά το πέρας κάθε Ημέρας Κατανομής για τις μετρήσεις των Καταχωρημένων Μετρητών Φορτίου και των Μετρητών Ορίων Δικτύου
- για τους Μετρητές Διασυνδέσεων σύμφωνα με τα καθοριζόμενα από τον ENTSO-E. και τις σχετικές συμφωνίες με τους διαχειριστές άλλων συστημάτων μεταφοράς ενέργειας
- για τους Εναλλακτικούς Μετρητές με τη συχνότητα συλλογής μετρήσεων των αντίστοιχων Κύριων Μετρητών.

Οι μετρήσεις που συλλέγονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος υπόκεινται σε αυτόματη πιστοποίηση και επαλήθευση, σε προσαρμογή των μετρήσεων,

καθώς και σε διόρθωση ή εκτίμηση εάν είναι αναγκαίο, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο Τμήμα V του Κώδικα. Από τη διαδικασία αυτή προκύπτουν τα τελικά δεδομένα μετρήσεων (εφεξής: Δεδομένα Μετρήσεων).

Σε όλες τις διαδικασίες που καθορίζονται στον Κώδικα και στις οποίες απαιτούνται δεδομένα μετρήσεων χρησιμοποιούνται αποκλειστικά και μόνο τα Δεδομένα Μετρήσεων.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να ζητά τη συνδρομή των Εκπροσώπων Μετρητών και του Διαχειριστή του Δικτύου για τη διόρθωση ή εκτίμηση των μετρήσεων.

Η πιστοποίηση και ο έλεγχος των μετρήσεων διενεργείται για όλες τις μετρήσεις Καταχωρημένων Μετρητών με αυτόματο τρόπο, αμέσως μετά τη συλλογή των μετρήσεων, από το κεντρικό σύστημα διαχείρισης των μετρήσεων.

Στη διαδικασία πιστοποίησης και ελέγχου των μετρήσεων περιλαμβάνεται η διαπίστωση σφαλμάτων στις μετρήσεις, τα οποία μπορεί να οφείλονται στις συνθήκες λειτουργίας και σε βλάβες του λογισμικού ή του τεχνικού εξοπλισμού, συμπεριλαμβανομένων και σφαλμάτων του συστήματος επικοινωνιών, καθώς και αποκλίσεων των μετρήσεων από τα προκαθορισμένα όρια ακριβείας και σφαλμάτων όπως αυτά ορίζονται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 57 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η πιστοποίηση και ο έλεγχος των μετρήσεων συνίσταται στα εξής:

- έλεγχος της συμβατότητας των μετρήσεων και της διαδικασίας συλλογής τους με τις ακολουθούμενες προδιαγραφές.
- έλεγχος αντιστοιχίας των δεδομένων των μετασχηματιστών μετρήσεων με τις ληφθείσες μετρήσεις, εφόσον τα δεδομένα αυτά είναι διαθέσιμα.
- επαλήθευση της εξαγωγής των μετρούμενων ποσοτήτων από τα πρωτογενή δεδομένα που μεταδίδονται ηλεκτρονικά.
- έλεγχος του συγχρονισμού του ρολογιού του Μετρητή.
- έλεγχος επάρκειας του ηλεκτρονικού μέσου αποθήκευσης δεδομένων του Μετρητή.
- παρακολούθηση μηνυμάτων σφάλματος, σημάνσεων και συναγερμών που λαμβάνονται από τον Μετρητή.
- σύγκριση μεταξύ των μετρήσεων Κύριου Μετρητή και Εναλλακτικού Μετρητή, εφόσον είναι εγκατεστημένος, και μεταξύ των μετρήσεων Καταχωρημένων Μετρητών και Μετρητών Ελέγχου.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εφαρμόζει αυτοματοποιημένες διαδικασίες πιστοποίησης και ελέγχου μετρήσεων, πέραν αυτών που ορίζονται στην προηγούμενη παράγραφο.

5.5.3.2 Αρχεία που Διατηρούνται (ανά Οντότητα, Τύπο, κλπ.)

Ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί πλήρες αρχείο μετρήσεων και Δεδομένων Μετρήσεων, το οποίο περιλαμβάνει:

- τις μετρήσεις.

- τα Δεδομένα Μετρήσεων, με σήμανση στην περίπτωση που αυτά καθορίστηκαν κατόπιν διόρθωσης ή εκτίμησης σύμφωνα με τα οριζόμενα στο Άρθρο 170 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- αρχείο των δεδομένων και των μεθόδων διόρθωσης ή εκτίμησης των μετρήσεων.

Τα στοιχεία του αρχείου αυτού τηρούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος για διάστημα πέντε (5) τουλάχιστον ετών από την καταχώρισή τους.

Οι Χρήστες του Συστήματος έχουν δικαίωμα πρόσβασης στα στοιχεία της προηγούμενης παραγράφου εφόσον έχουν έννομο συμφέρον.

5.6 Προγραμματισμός και Συντήρηση Συστήματος

[Αναφορά:ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα VIII, Κεφάλαια 48-50, Άρθρα 247-260]

5.6.1 Ο Ρόλος του Προγραμματισμού και Συντήρησης του Συστήματος στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο Διαχειριστής του Συστήματος λειτουργεί το Σύστημα και προγραμματίζει την ανάπτυξή του έτσι ώστε να πληρούνται οι προδιαγραφές λειτουργίας, όπως καθορίζονται στα Άρθρα 247 και 275 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Στο πλαίσιο αυτό, έχει το δικαίωμα να προβεί σε απενεργοποίηση ενός Χρήστη σε περίπτωση σημαντικού κινδύνου για την ασφάλεια του Συστήματος.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά για την τήρηση των κανόνων ασφαλείας που ισχύουν και εκδίδει τις αναγκαίες άδειες εργασίας και εξουσιοδοτήσεις για έκδοση εντολών χειρισμών και εκτέλεση χειρισμών, απομονώσεων και για κάθε εργασία που πρόκειται να εκτελεστεί στο Σύστημα. Προκειμένου να ελέγξει τη συμμόρφωση με τις απαιτήσεις της παραγωγής, τους Όρους της Άδειας και της Σύμβασης, ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει το δικαίωμα να πραγματοποιεί λειτουργικούς ελέγχους σε συνεργασία με τους Χρήστες. Εάν είναι αναγκαίο, δύναται να εκδίδει Εντολή Κατανομής για την Μονάδα Παραγωγής, για την περίοδο που απαιτείται για τη διεξαγωγή του λειτουργικού ελέγχου (Άρθρο 253 του ΚΔΣ&ΣΗΕ), στα πλαίσια της Διαδικασίας Κατανομής (Άρθρο 255 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Για τη διασφάλιση της ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά, προγραμματίζει και διασφαλίζει τη συντήρηση του Συστήματος μέσω των απομονώσεων εγκαταστάσεων του Συστήματος για το σκοπό αυτό. Για τον ίδιο σκοπό, ο Κύριος του Συστήματος υποχρεούται να συντηρεί το Σύστημα και να διατηρεί τη λειτουργική και τεχνική του αρτιότητα σύμφωνα με τον προγραμματισμό και τις οδηγίες του Διαχειριστή του Συστήματος (Άρθρο 257 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αφού εξετάσει τις προτάσεις ή/και τις αντιρρήσεις του Κυρίου του Συστήματος, του Διαχειριστή του Δικτύου και των λοιπών Χρηστών εκδίδει έως το τέλος Μαΐου του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας Πρόταση Προγράμματος Απομονώσεων Συστήματος η οποία περιλαμβάνει: Α) ενδεικτικό Πρόγραμμα Συντήρησης, το οποίο καλύπτει το Έτος Αξιοπιστίας ΕΣ+3, Β) προσωρινό πρόγραμμα συντήρησης, το οποίο καλύπτει το Έτος

Αξιοπιστίας ΕΣ+2, Γ) εγκεκριμένο πρόγραμμα συντήρησης, το οποίο καλύπτει το Έτος Αξιοπιστίας ΕΣ+1 (Άρθρο 258 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Τροποποιήσεις στο Εγκεκριμένο Πρόγραμμα Συντήρησης ή στο πρόγραμμα συντήρησης για το τρέχον Έτος Αξιοπιστίας δύνανται να λάβουν χώρα μόνο εάν συντρέχουν έκτακτοι λόγοι και ύστερα από σύσκεψη με τον Κύριο του Συστήματος, τον Διαχειριστή του Δικτύου, ή οποιοδήποτε άλλον Χρήστη που τον αφορά (Άρθρο 259 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.6.2 Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία Προγραμματισμού και Συντήρησης του Συστήματος

Οι προδιαγραφές όλων των Μονάδων Παραγωγής, θα πρέπει να είναι σε συμμόρφωση με τις Προδιαγραφές του Συστήματος των Άρθρων 247 και 275 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Σε διαφορετική περίπτωση θα πρέπει να υποβληθεί στην ΡΑΕ μία αίτηση για περιορισμένη περίοδο εξαίρεσης σύμφωνα με το Άρθρο 315 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει το απόλυτο δικαίωμα να δύναται να προβαίνει σε χειρισμούς του Συστήματος, και οφείλει να ενημερώνει τον Χρήστη πριν από έναν τέτοιο χειρισμό. Επιπλέον, ο Διαχειριστής του Συστήματος δικαιούται να προβεί σε απενεργοποίηση ενός Χρήστη εάν αυτό θεωρηθεί απαραίτητο για την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του Συστήματος (Άρθρο 248 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Κάθε Χρήστης οφείλει να εκτελεί λειτουργικούς ελέγχους στις εγκαταστάσεις του με σκοπό τον έλεγχο, την μέτρηση ή την αξιολόγηση της απόδοσης των εγκαταστάσεών του και την συμμόρφωση με τις υποχρεώσεις που απορρέουν από τις απαιτήσεις παραγωγής, τους Όρους της Άδειας και της Σύμβασης. Προκειμένου να προχωρήσουν στην διεξαγωγή ενός ελέγχου, οι χρήστες πρέπει να υποβάλλουν σχετικές προτάσεις στον Διαχειριστή του Συστήματος, σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ 22 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκδώσει μία Εντολή Κατανομής για την Μονάδα Παραγωγής, για την απαιτούμενη χρονική περίοδο διεξαγωγής του λειτουργικού ελέγχου (Άρθρα 252-254 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Μετά το πέρας των λειτουργικών ελέγχων, ο Χρήστης που πρότείνει τον έλεγχο οφείλει να καταρτίζει αναφορά σχετικά με τους ελέγχους που διενεργήθηκαν (Τελική Έκθεση), η οποία παραμένει στη διάθεση του Διαχειριστή του Συστήματος, των Χρηστών που επηρεάσθηκαν λειτουργικά, και της ΡΑΕ, για τρεις μήνες μετά το πέρας των λειτουργικών ελέγχων (Άρθρα 256 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προγραμματίζει και διασφαλίζει τη συντήρηση του Συστήματος και επιβλέπει όλες τις απαραίτητες απομονώσεις των εγκαταστάσεων του Συστήματος. Για τον σκοπό αυτό, πραγματοποιεί ανάλυση ασφαλούς και οικονομικής λειτουργίας του Συστήματος για το χρονικό διάστημα από το Έτος Αξιοπιστίας ΕΣ+1 έως το Έτος Αξιοπιστίας ΕΣ+3, λαμβάνοντας υπόψη τις προτεινόμενες από τον Κύριο του Συστήματος απομονώσεις, το Πρόγραμμα Συντηρήσεων των Μονάδων παραγωγής, τις απομονώσεις των διασυνδέσεων και την αναμενόμενη αύξηση των φορτίων. Μετά την εξέταση

των προτάσεων ή/και των αντιρρήσεων του Κυρίου του Συστήματος, του Διαχειριστή του Δικτύου και των λοιπών Χρηστών εκδίδει Πρόταση Προγράμματος Απομονώσεων Συστήματος για την περίοδο από το Έτος Αξιοπιστίας ΕΣ+1 έως το Έτος Αξιοπιστίας ΕΣ+3, έως το τέλος Μαΐου του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας.

Ο Κύριος του Συστήματος είναι επιφορτισμένος με την συντήρηση του Συστήματος σύμφωνα με τον προγραμματισμό και τις εντολές του Διαχειριστή του Συστήματος (Άρθρα 257-258 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Ο Κύριος του Συστήματος, ο Διαχειριστής του Δικτύου ή άλλος Χρήστης που είναι συνδεδεμένος με το Σύστημα έχει το δικαίωμα να ζητήσει τροποποίηση του Εγκεκριμένου Προγράμματος Συντήρησης ή του προγράμματος συντήρησης για το τρέχον Έτος Αξιοπιστίας για έκτακτους λόγους (Άρθρο 259 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.7 Ανάπτυξη Συστήματος

[Αναφορά: ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα ΙΧ, Κεφάλαια 51-52, Άρθρα 261-272]

5.7.1 Ο Ρόλος της Ανάπτυξης του Συστήματος στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο Διαχειριστής του Συστήματος σχεδιάζει την ανάπτυξη του Συστήματος έτσι ώστε να ικανοποιούνται οι λειτουργικές απαιτήσεις κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 48 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Κάθε έτος ο Διαχειριστής του Συστήματος, μετά από τεκμηριωμένη συνεργασία με την ΡΑΕ, εκπονεί και δημοσιεύει την Μελέτη Ανάπτυξης του Συστήματος (ΜΑΣΜ). Η υπόψη μελέτη περιλαμβάνει τον πενταετή χρονικό προγραμματισμό για όλα τα έργα επέκτασης ή ενίσχυσης, των οποίων η κατασκευή ολοκληρώνεται ή αρχίζει προκειμένου να καλυφθεί η προβλεπόμενη Ζήτηση Φορτίου, την προβλεπόμενη ανάπτυξη του Δυναμικού Παραγωγής, την ένταξη των ΑΠΕ και τις ανταλλαγές με άλλα Συστήματα. Επιπλέον, στην ΜΑΣΜ λαμβάνεται υπόψη η ενίσχυση της ασφάλειας και της ευστάθειας του συστήματος.

Η μελέτη λαμβάνει υπόψη την τρέχουσα κατάσταση φορτίου και δυναμικού παραγωγής, την προβλεπόμενη ανάπτυξη του φορτίου και του δυναμικού παραγωγής, τις εκτιμήσεις της ΡΑΕ για την ανάπτυξη και χωροταξική κατανομή του δυναμικού παραγωγής, καθώς και τις προβλεπόμενες απαιτήσεις των Χρηστών. Η απαιτούμενη εφεδρεία διαστασιολογείται σύμφωνα με το Κριτήριο N-1, την επίδραση πολλαπλών διαταραχών στο Σύστημα και ανωμαλιών μεγάλης κλίμακας και τις μεθόδους αντιμετώπισης.

Για κάθε νέο έργο, στη ΜΑΣΜ περιλαμβάνεται τεχνική περιγραφή όπου καθορίζονται τα βασικά στοιχεία σχεδιασμού και ένα χρονοδιάγραμμα για κάθε έργο, αναφέροντας τα κομβικά χρονικά σημεία συγκεκριμένων φάσεων του έργου. Ο Διαχειριστής του Συστήματος παρακολουθεί την εξέλιξη υλοποίησης των έργων ΜΑΣΜ και δημοσιοποιεί εξαμηνιαίες σχετικές εκθέσεις.

Το τελικό σχέδιο ΜΑΣΜ υποβάλλεται στον Υπουργό ΠΕΚΑ για έγκριση, που χορηγείται μετά από γνώμη της ΡΑΕ (Άρθρα 261-263 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Κατά τον προσδιορισμό των τεχνικών απαιτήσεων μίας σύνδεσης Χρήστη, ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να μην κάνει διακρίσεις μεταξύ Χρηστών της ίδιας κατηγορίας, τοποθεσίας και μεγέθους. Το επίπεδο τάσεως στο οποίο συνδέονται οι νέοι Χρήστες εξαρτάται από την παραγωγή ή την κατανάλωση αυτών και προσδιορίζεται στο Άρθρο 266 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Ο Χρήστης αναλαμβάνει το πλήρες κόστος των έργων επέκτασης για τη σύνδεση των εγκαταστάσεών του στο Σύστημα, σύμφωνα με το κριτήριο αξιοπιστίας N-1 και τις απαιτήσεις του Κώδικα (Άρθρο 266 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Τα έργα ενίσχυσης του Συστήματος ανατίθενται στον Κύριο του Συστήματος σύμφωνα με τη Σύμβαση Παραχώρησης Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς. Ο Κύριος του Συστήματος έχει την ευθύνη για την άρτια ολοκλήρωση των έργων αυτών σύμφωνα με τις προδιαγραφές που περιλαμβάνονται στη ΜΑΣΜ καθώς επίσης και για την τήρηση των χρονοδιαγραμμάτων υλοποίησης που περιλαμβάνονται στη ΜΑΣΜ. Ο Κύριος του Συστήματος υλοποιεί τα έργα της ΜΑΣΜ που του ανατίθενται με δαπάνες του, σύμφωνα με τους όρους της άδειας του. Το κόστος των έργων αυτών ανακτάται από τον Διαχειριστή του Συστήματος μέσω των χρεώσεων για τη χρήση του Συστήματος και αποδίδεται στον Κύριο του Συστήματος.

5.7.2 Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία Ανάπτυξης του Συστήματος

Για τους σκοπούς του σχεδιασμού και της ανάπτυξης του Συστήματος, οι Χρήστες οφείλουν να παρέχουν τακτικά δεδομένα και πληροφορίες στον Διαχειριστή του Συστήματος, έπειτα από σχετικό αίτημά του. Τα δεδομένα και οι πληροφορίες αυτές αποτελούν δεδομένα για το σχεδιασμό του Συστήματος. Έως την 1^η Μαΐου κάθε έτους, η ΡΑΕ συντάσσει και γνωστοποιεί στον Διαχειριστή του Συστήματος έκθεση σχετικά με την ανάπτυξη και χωροταξική κατανομή του δυναμικού παραγωγής για την επόμενη πενταετία. Ο Διαχειριστής του Συστήματος συνεκτιμά το περιεχόμενο της εκθέσεως της ΡΑΕ προκειμένου να εκπληρώσει τις κατά το άρθρο 15 παράγραφος (3) του Νόμου 2773/1999 αρμοδιότητές του (Άρθρο 264 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος, προκειμένου να εκτιμήσει την ακρίβεια των δεδομένων που υποβάλλονται από έναν Χρήστη, μπορεί να απαιτήσει από το Χρήστη τη διεξαγωγή δοκιμών για την επαλήθευση των δεδομένων σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 55, Άρθρο 265 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Κατά τον προσδιορισμό των τεχνικών απαιτήσεων μίας σύνδεσης Χρήστη, ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να μην κάνει διακρίσεις μεταξύ Χρηστών της ίδιας κατηγορίας, τοποθεσίας και μεγέθους. Ο Χρήστης αναλαμβάνει το πλήρες κόστος των έργων επέκτασης για τη σύνδεση των εγκαταστάσεών του στο Σύστημα, σύμφωνα με το κριτήριο αξιοπιστίας N-1 και τις απαιτήσεις του Άρθρου 266 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Τα έργα ενίσχυσης του Συστήματος ανατίθενται στον Κύριο του Συστήματος σύμφωνα με τη Σύμβαση Παραχώρησης Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς. Ο Κύριος του Συστήματος έχει την ευθύνη για την άρτια ολοκλήρωση των έργων αυτών σύμφωνα με τις προδιαγραφές που περιλαμβάνονται στη ΜΑΣΜ καθώς επίσης και για την τήρηση των χρονοδιαγραμμάτων υλοποίησης που

περιλαμβάνονται στη ΜΑΣΜ. Ο Κύριος του Συστήματος υλοποιεί τα έργα της ΜΑΣΜ που του ανατίθενται με όλες τις σχετικές δαπάνες. Το κόστος των έργων αυτών ανακτάται από τον Διαχειριστή του Συστήματος μέσω των χρεώσεων για τη χρήση του Συστήματος και αποδίδεται στον Κύριο του Συστήματος (Άρθρο 271 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί, μετά από έγκριση της ΡΑΕ, να αναλαμβάνει ο ίδιος ή να αναθέτει σε τρίτους την κατασκευή έργων του Συστήματος στην περίπτωση που ο Κύριος του Συστήματος δεν δύναται τηρήσει τον προγραμματισμό ή το χρονοδιάγραμμα έργου κατά τη ΜΑΣΜ. Το κόστος των έργων αυτών ανακτάται από τον Διαχειριστή του Συστήματος ή με μέριμνα αυτού μέσω της χρέωσης για χρήση του Συστήματος. Σε κάθε περίπτωση η κυριότητα των παγίων αυτών μετά την οριστική παραλαβή τους περιέρχεται στον Κύριο του Συστήματος, ο οποίος στη συνέχεια αναλαμβάνει τη συντήρηση του έργου σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 271 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Τα έργα επέκτασης του Συστήματος για τη Σύνδεση Χρηστών μπορεί να υλοποιούνται είτε από τον εκάστοτε Χρήστη είτε από τον Κύριο του Συστήματος. Σε κάθε περίπτωση, συνάπτεται τριμερής Σύμβαση υλοποίησης μεταξύ του Κυρίου του Συστήματος, του Διαχειριστή του Συστήματος και του αντίστοιχου Χρήστη σύμφωνα με τη Σύμβαση Παραχώρησης Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς. Με την εκπλήρωση όλων των υποχρεώσεων που απορρέουν από τη Σύμβαση Υλοποίησης, ο Κύριος του Συστήματος προβαίνει σε κάθε νόμιμη ενέργεια ώστε να περιέλθει στην κυριότητά του το τμήμα του έργου που αποτελεί μέρος του Συστήματος, και αναλαμβάνει τη συντήρηση του έργου σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 272 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

5.7.3 Διαδικασίες Ανάπτυξης Συστήματος

5.7.3.1 Εμπλεκόμενες Συμβάσεις

Τα έργα ενίσχυσης του Συστήματος ανατίθενται στον Κύριο του Συστήματος σύμφωνα με τη Σύμβαση Παραχώρησης Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς (Άρθρο 271 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Σε κάθε νέο έργο επέκτασης του Συστήματος για τη Σύνδεση Χρηστών, συνάπτεται τριμερής Σύμβαση υλοποίησης μεταξύ του Κυρίου του Συστήματος, του Διαχειριστή του Συστήματος και του αντίστοιχου Χρήστη σύμφωνα με τη Σύμβαση Παραχώρησης Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς (Άρθρο 272 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.7.4 Χρονοδιάγραμμα Διαδικασίας Ανάπτυξης του Συστήματος/ Προθεσμίες

Ένα πρώτο σχέδιο της ΜΑΣΜ υποβάλλεται στη ΡΑΕ έως την 1^η Οκτωβρίου κάθε έτους (Άρθρο 263 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.8 Μηχανισμός για την Επάρκεια Ισχύος (CAM)

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα VII, Κεφάλαια 40-47, Άρθρα 214-246]

5.8.1 Ο Ρόλος του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος αποσκοπεί στη διασφάλιση μακροχρόνιας διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

5.8.2 Διαδικασίες του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

5.8.2.1 Οντότητες του Μηχανισμού

Οι εμπλεκόμενες οντότητες είναι οι ακόλουθες:

- ο Διαχειριστής του Συστήματος.
- Οι Εκπρόσωποι Φορτίου.
- οι κάτοχοι Άδειας Παραγωγής.
- Η ΡΑΕ.

Στο πλαίσιο του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, ο Διαχειριστής του Συστήματος:

- Ελέγχει την έκδοση Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) από τους κατόχους άδειας παραγωγής και την τήρηση των λοιπών υποχρεώσεών τους στο πλαίσιο του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.
- Ελέγχει τη συμμόρφωση των Εκπροσώπων Φορτίου με την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος.
- Τηρεί το Μητρώο ΑΔΙ και το Μητρώο Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) σύμφωνα με τις διατάξεις του Κεφαλαίου 45 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Εκπονεί τη Μελέτη Επάρκειας Ισχύος, σύμφωνα με τη διάταξη της παραγράφου 4 του άρθρου 15 του Νόμου 2773/1999.
- Συντάσσει εκθέσεις σχετικά με την εφαρμογή του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος και τα αποτελέσματά του.
- Μεριμνά για τη διαφάνεια σχετικά με τη λειτουργία του Μηχανισμού Διασφάλισης Ισχύος και παρέχει σχετικές πληροφορίες σε ενδιαφερόμενους.
- Διεξάγει διαγωνισμούς για τη σύναψη ΣΔΙ νέων Μονάδων Παραγωγής σύμφωνα με τις διατάξεις του Κεφαλαίου 47 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Διενεργεί δημοπρασίες για τη διευκόλυνση της σύναψης ΣΔΙ μεταξύ κατόχων άδειας παραγωγής και Εκπροσώπων Φορτίου σύμφωνα με τις διατάξεις του Κεφαλαίου 46 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Εκδίδει το Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, το οποίο εγκρίνεται από τη ΡΑΕ.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν κατά την άσκηση της δραστηριότητάς τους να προσκομίζουν ικανοποιητικές μακροχρόνιες εγγυήσεις για την εξασφάλιση διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το Σύστημα. Για το σκοπό αυτό απαιτείται να προσκομίζουν εγγυήσεις διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος για κάθε Ημέρα Κατανομής για την οποία εκπροσωπούν ολικά ή μερικά Μετρητή.

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής για Μονάδες που είναι εγγεγραμμένες στο Μητρώο Κατανεμόμενων Μονάδων οφείλουν να εκδίδουν, δια της υποβολής Αίτησης Καταχώρησης ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ, Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος για το σύνολο της Καθαρής Ισχύος κάθε Μονάδας Παραγωγής και για κάθε ένα από το τρέχον και τα τέσσερα επόμενα Έτη Αξιοπιστίας κατ' ελάχιστο, ή έως τη λήξη της άδειας παραγωγής της Μονάδας, εφόσον αυτή επέρχεται εντός του χρονικού διαστήματος του τρέχοντος και των τεσσάρων επομένων Ετών Αξιοπιστίας.

Οι Αυτοπαραγωγοί δύνανται να εκδίδουν ΑΔΙ για την Καθαρή Ισχύ των Μονάδων τους, εφόσον διαθέτουν Πιστοποιητικό Έκδοσης ΑΔΙ για Αυτοπαραγωγή, το οποίο χορηγείται από τη ΡΑΕ κατόπιν αίτησης του ενδιαφερόμενου.

5.8.2.2 Εμπλεκόμενες Συμβάσεις στον Μηχανισμό Διασφάλισης Ισχύος

Το ΑΔΙ ενσωματώνει δήλωση για τη διατήρηση συγκεκριμένου επιπέδου τεχνικής διαθεσιμότητας της Μονάδας Παραγωγής σε μελλοντικό χρόνο. Το ΑΔΙ έχει άυλο τύπο, αναφέρεται σε μέρος της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας ΑΔΙ και συγκεκριμένα σε ισχύ ενός (1) MW. Η καταχώρηση των ΑΔΙ γίνεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος, μετά την, με επιμέλεια του Παραγωγού, υποβολή Αίτησης Καταχώρισης ΑΔΙ στο Μητρώο ΑΔΙ που τηρεί ο Διαχειριστής.

Τα ΑΔΙ που έχουν κατατεθεί στο Μητρώο ΑΔΙ αποτελούν πρόταση για τη σύναψη Σύμβασης Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) με Εκπροσώπους Φορτίου. Η ΣΔΙ καταρτίζεται με την υπογραφή της Αίτησης Καταχώρισης ΣΔΙ από τον Παραγωγό και τον Εκπρόσωπο Φορτίου, την, με μέριμνα του Εκπροσώπου Φορτίου, υποβολή της Αίτησης Καταχώρισης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ, και την καταχώρηση της ΣΔΙ από τον Διαχειριστή του Συστήματος στο Μητρώο ΣΔΙ. Μη τήρηση του ως άνω τύπου συνεπάγεται ακυρότητα της ΣΔΙ.

5.8.2.3 Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

Κατά τη διάρκεια μίας μεταβατικής περιόδου υπάρχει επίσης ένας παράλληλος εναλλακτικός μηχανισμός σε εφαρμογή. Σύμφωνα με τον υπόψη μηχανισμό οι παραγωγοί καταθέτουν τα ΑΔΙ τους στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ. Οι υποχρεώσεις επάρκειας ισχύος των Εκπροσώπων Φορτίου δύνανται να καλυφθούν είτε με ΣΔΙ ή με «σύμβαση για συμμετοχή στον μεταβατικό μηχανισμός διασφάλισης επαρκούς ισχύος». Με τη Σύμβαση Συμμετοχής στον Μεταβατικό Μηχανισμό Διασφάλισης Ισχύος, κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου χρεώνεται με ένα τίμημα, σύμφωνα με την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος. Οι Παραγωγούς πιστώνονται με βάση την διαθέσιμη ισχύ των ΑΔΙ που έχουν κατατεθεί στο ειδικό τμήμα του Μητρώου ΑΔΙ. Η μοναδιαία τιμή πληρωμής της

ισχύος ορίζεται διοικητικά μέσω απόφασης του Υπουργού Ανάπτυξης μετά από απόφαση της ΡΑΕ.

5.9 Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 124]

Επικουρικές υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για την διασφάλιση της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος και για την εξασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος και της ποιότητας παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι απαραίτητες διαδικασίες ελέγχου που ακολουθούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος καθορίζονται σύμφωνα με τους εκάστοτε κανονισμούς της UCTE, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες λειτουργίας του ελληνικού Συστήματος, και περιλαμβάνονται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.

Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος είναι η ενέργεια η οποία δύναται να παρασχεθεί στο Σύστημα με ευθύνη του Διαχειριστή του Συστήματος (κατά το Άρθρο 15 παράγραφος 4 και το Άρθρο 19 παράγραφος 2.ζ του Νόμου 2773/1999), για την εξισορρόπηση των αποκλίσεων Παραγωγής - Ζήτησης κατά τη λειτουργία του Συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Η Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος δύναται να προέρχεται από:

- Συμβεβλημένες Μονάδες για Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος
- Συμβάσεις Έκτακτων Εισαγωγών για Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος
- Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για τις οποίες έχει συναφθεί Σύμβαση Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

Οι Επικουρικές Υπηρεσίες στην Ελληνική αγορά ενέργειας περιλαμβάνουν :

- Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία
- Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος
- Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία
- Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία
- Στατή Εφεδρεία
- Ρύθμιση Τάσης
- Επανεκκίνηση του Συστήματος.

5.9.1 Ορισμοί Επικουρικών Υπηρεσιών

5.9.1.1 Πρωτεύουσα Εφεδρεία

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 125]

Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης είναι η μεταβολή της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας ως αυτόματη αντίδραση του ρυθμιστή στροφών, προκειμένου να λαμβάνει χώρα η Πρωτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος, για απόκλιση της συχνότητας από τη συχνότητα αναφοράς ίση με ± 200 mHz. Η μεταβολή της

Ενεργού Ισχύος Μονάδας πρέπει να λαμβάνει χώρα εντός τριάντα (30) δευτερολέπτων από την εκδήλωση διαταραχής της συχνότητας και το επίπεδο παραγωγής Ενεργού Ισχύος Μονάδας πρέπει να διατηρείται ανάλογα με την τιμή της απόκλισης της συχνότητας τουλάχιστον για δεκαπέντε (15) λεπτά.

5.9.1.2 Δευτερεύουσα Εφεδρεία

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 125]

Ως Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος ορίζεται η ρύθμιση η οποία είναι το αποτέλεσμα κεντρικής λειτουργίας της Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί το Σφάλμα Ρύθμισης Περιοχής. Η ρύθμιση αυτή ενεργοποιείται με τηλεχειριζόμενα σήματα και λαμβάνει χώρα σε χρονικό διάστημα από δέκα (10) δευτερόλεπτα έως δεκαπέντε (15) λεπτά από την ενεργοποίησή της.

Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης συνιστά το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας με συγκεκριμένο ρυθμό, εφόσον αυτό το περιθώριο μεταβολής είναι πλήρως διαθέσιμο εντός δεκαπέντε (15) λεπτών από την ενεργοποίηση της Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συστήματος. Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης είναι το διάστημα μεταξύ ελαχίστου και μέγιστου επιπέδου Ενεργού Ισχύος Μονάδας που δύναται να καθορίζεται από την τηλερύθμιση. Δευτερεύουσα Εφεδρεία Συστήματος και Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συστήματος είναι η συλλογική συνεισφορά των Μονάδων του Συστήματος αντίστοιχα σε Εφεδρεία και Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης ώστε να λαμβάνει χώρα η Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος.

5.9.1.3 Τριτεύουσα Εφεδρεία

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 125]

Ως Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος ορίζεται η ρύθμιση της Ενεργού Ισχύος προκειμένου να αποκατασταθεί το επίπεδο Δευτερεύουσας Εφεδρείας Συστήματος εφόσον αυτό έχει μεταβληθεί ως αποτέλεσμα λειτουργίας της Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συστήματος. Η ρύθμιση αυτή λαμβάνει χώρα περιοδικά, εντός ολίγων λεπτών, και αφορά Μονάδες τις οποίες καθοδηγεί ο Διαχειριστής του Συστήματος με σχετική Εντολή Κατανομής, σύμφωνα με το κριτήριο ελαχιστοποίησης της συνολικής δαπάνης έγχυσης ενέργειας, μέσω της Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής. Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης συνιστά το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας στο χρονικό διάστημα μεταξύ ενενήντα (90) δευτερολέπτων και δεκαπέντε (15) λεπτών μετά από σχετική εντολή, ώστε να λαμβάνει χώρα η Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος. Τριτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος είναι η συλλογική συνεισφορά των Μονάδων του Συστήματος σε Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης.

5.9.1.3.1 Στρεφόμενη Εφεδρεία

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 125]

Ως Τριτεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας η οποία είναι συγχρονισμένη στο Σύστημα.

5.9.1.3.2 Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ Άρθρο 125]

Ως Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας η οποία είναι μη συγχρονισμένη στο Σύστημα.

5.9.1.4 Στατή Εφεδρεία

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 126]

Ως Στατή Εφεδρεία Μονάδας ορίζεται η μέγιστη ποσότητα ενεργού ισχύος η οποία δύναται να διατεθεί στο Σύστημα από μη συγχρονισμένη Μονάδα, εντός χρονικού διαστήματος από είκοσι (20) λεπτά έως τέσσερις (4) ώρες μετά την έκδοση Εντολής Κατανομής συγχρονισμού της Μονάδας. Ως Στατή Εφεδρεία Συστήματος ορίζεται το άθροισμα Στατής Εφεδρείας των Μονάδων για κάθε Περίοδο Κατανομής.

5.9.1.5 Ρύθμιση Τάσης

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 127]

Η Ρύθμιση της Τάσης του Συστήματος αποσκοπεί στη διατήρηση της τάσης εντός του εύρους κανονικής λειτουργίας κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 48 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Η Ρύθμιση Τάσης του Συστήματος επιτυγχάνεται με ευθύνη του Διαχειριστή του Συστήματος με τα μέσα της παραγωγής αέργου ισχύος, της ρύθμισης της θέσης των μεταγωγέων των Μετασχηματιστών των Μονάδων και του Συστήματος, και της ρύθμισης της παραγωγής Αέργου Ισχύος των Μονάδων τοπικά ή κεντρικά και χειροκίνητα ή αυτόματα. Ως Επικουρική Υπηρεσία Ρύθμισης Τάσης νοείται το σύνολο των υπηρεσιών που παρέχονται εντός του υπόψη πλαισίου.

5.9.1.6 Επανεκκίνηση του Συστήματος

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 128]

Ως Επικουρική Υπηρεσία Επανεκκίνησης του Συστήματος μετά από γενική ή μερική διακοπή λειτουργίας του ορίζεται η υπηρεσία η οποία παρέχεται από Μονάδες οι οποίες έχουν τη δυνατότητα, χωρίς τροφοδότηση από εξωτερική πηγή ισχύος, έγχυσης ενέργειας στο Σύστημα, εντός μίας (1) ώρας, ή εντός δεκαπέντε (15) λεπτών αν πρόκειται για υδροηλεκτρική μονάδα (Μονάδες Επανεκκίνησης).

5.9.1.7 Συμπληρωματική Ενέργεια

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 129-130]

Ως Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος από Συμβεβλημένη Μονάδα, Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών ή Έκτακτες Εισαγωγές Ενέργειας ορίζεται η ποσότητα της παραγόμενης ενεργού ισχύος ή της εισαγόμενης ενέργειας προκειμένου να καλύπτονται οι ανάγκες σε Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος ή να αποφευχθεί μία Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης. Οι υπόψη ποσότητες συμπληρωματικής ενέργειας παρέχονται στο Σύστημα με

ευθύνη του Διαχειριστή του Συστήματος σύμφωνα με τη σχετική σύμβαση. Ως συνολική Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος ορίζεται το άθροισμα Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από Συμβεβλημένες Μονάδες, Έκτακτες Εισαγωγές και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

Η Ετοιμότητα Παροχής αναφέρεται στην παραμονή της μη συγχρονισμένης Συμβεβλημένης Μονάδας ή Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών σε κατάλληλη κατάσταση ετοιμότητας ώστε να έχει τη δυνατότητα συγχρονισμού και λειτουργίας σε ορισμένο επίπεδο ισχύος και εντός του χρόνου που απαιτείται. Η Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος αφορά στη λειτουργία της Συμβεβλημένης Μονάδας ή Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών σε κατάσταση συγχρονισμού ώστε αυτή να εγχέει ενέργεια στο Σύστημα, κατόπιν Εντολής Κατανομής σύμφωνα με τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά της και τη σχετική σύμβαση.

Ως Διαθεσιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από Συμβεβλημένη Μονάδα ή Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών ή από Έκτακτες Εισαγωγές Ενέργειας ορίζεται η τεχνική δυνατότητα της Μονάδας (ή η διασφάλιση από τον Διαχειριστή του Συστήματος της δυνατότητας για εισαγωγή ενέργειας μέσω διασυνδέσεων) ώστε να παρέχει Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος, κατόπιν Εντολής Κατανομής.

Ως Ετοιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος Συμβεβλημένης Μονάδας, Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών ή Εκτάκτων Εισαγωγών Ενέργειας ορίζεται η παραμονή της Μονάδας σε πραγματικό χρόνο σε κατάσταση αναμονής, για την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος κατόπιν Εντολής Κατανομής, ή η διασφάλιση από τον Διαχειριστή του Συστήματος της ετοιμότητας του αντισυμβαλλόμενου για έγχυση ενέργειας στο Σύστημα σύμφωνα με τη σχετική σύμβαση.

5.9.2 Ο Ρόλος των Επικουρικών Υπηρεσιών στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Σύμφωνα με το Άρθρο 13 του ΚΔΣ&ΣΗΕ η συμμετοχή στον ΗΕΠ απαιτεί την υποβολή Προσφοράς Εφεδρειών από κατόχους άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες και από τον Διαχειριστή του Συστήματος για Συμβεβλημένες Μονάδες για Επικουρικές Υπηρεσίες. Οι Προσφορές Εφεδρείας περιλαμβάνουν για κάθε Περίοδο Κατανομής μίας Ημέρας Κατανομής δύο (2) τιμές ισχύος (Ευρώ ανά MW), ήτοι μία τιμή για την παροχή Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης και μία τιμή για την παροχή Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης, όπως τα μεγέθη αυτά καθορίζονται στη Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων της Μονάδας (Άρθρο 34 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Το Πρόγραμμα ΗΕΠ καθορίζει για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής τις ποσότητες Επικουρικών Υπηρεσιών που πρόκειται να παρασχεθούν από κάθε Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ.

Η επίλυση του Προγράμματος ΗΕΠ θεμελιώνεται στην αρχή της βελτιστοποίησης του κοινωνικού πλεονάσματος για την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου υπό την τήρηση των περιορισμών λειτουργίας του Συστήματος και των τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων.

5.9.3 Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία των Επικουρικών Υπηρεσιών

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 14, 23, 33, 79, 91, 132, 133]

Στο πλαίσιο του ΗΕΠ, ο Διαχειριστής του Συστήματος συγκεντρώνει τις Προσφορές Έγχυσης και τις Προσφορές Εφεδρειών από τις Μονάδες που αναφέρονται στις διατάξεις του άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 και από Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών. Επίσης εκπονεί τη Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος και προσδιορίζει τις ανάγκες παροχής Πρωτεύουσας, Δευτερεύουσας και Τριτεύουσας Εφεδρείας Συστήματος, και τους Διαζωνικούς Περιορισμούς Μεταφοράς του Συστήματος για κάθε περίοδο Κατανομής (Άρθρο 14 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

Χωριστά για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα, ο κάτοχος της άδειας παραγωγής οφείλει να υποβάλλει πλήρως δεσμευτική Προσφορά Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής και για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος της Μονάδας. Δεν έχουν δικαίωμα υποβολής Προσφοράς Έγχυσης οι κάτοχοι άδειας παραγωγής για Συμβεβλημένες Μονάδες και για Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής λειτουργούν τις Μονάδες τους σύμφωνα με τις Εντολές Κατανομής όπως αυτό ορίζεται στον Κώδικα. Δεν επιτρέπεται μη συμμόρφωση προς τις Εντολές Κατανομής εκτός εάν παραβιάζονται τεχνικοί περιορισμοί (οι οποίοι περιλαμβάνονται στα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά) της Μονάδας ή ένα απρόβλεπτο κώλυμα απειλεί την ασφάλεια του προσωπικού ή των εγκαταστάσεων της Μονάδας σύμφωνα με το Άρθρο 79 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Στις περιπτώσεις αυτές, ο σχετικός κάτοχος άδειας παραγωγής υποχρεούται να ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος δύναται να εκδώσει νέα Εντολή Κατανομής.

Στην περίπτωση μη συμμόρφωσης κατόχου άδειας παραγωγής με οποιαδήποτε Εντολή Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε επισήμανση του γεγονότος αυτού προς τον κάτοχο άδειας παραγωγής, προσδιορίζοντας την εν λόγω Μονάδα, την Εντολή Κατανομής και τον χρόνο έκδοσής της, σύμφωνα με το Άρθρο 91 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρεώνει τον Παραγωγό για οποιαδήποτε απόκλιση παραγωγής Ενεργού και Αέργου Ισχύος από τις σχετικές Εντολές κατανομής σε μηνιαία βάση, σύμφωνα με το Άρθρο 92 του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Μη συμμόρφωση με Εντολές Κατανομής).

Περαιτέρω, στην περίπτωση που ορισμένη Μονάδα δεν συμμορφώνεται κατ'επανάληψη προς οποιαδήποτε Εντολή Κατανομής, ακολουθείται η διαδικασία κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 55 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει σχετικά τη ΡΑΕ ενόψει τυχόν επιβολής κυρώσεων κατά το Άρθρο 33 του Νόμου 2773/1999. Ειδικά στην περίπτωση μη συμμόρφωσης κατόχου άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενη Μονάδα με Εντολή Κατανομής η οποία αφορά στην παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, όσον αφορά τη μη συμμόρφωση για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών εφαρμόζονται οι διατάξεις κατά το Άρθρο 148 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Λεπτομερής περιγραφή των υποχρεώσεων που αφορούν στις μέγιστες επιτρεπόμενες χρονικές καθυστερήσεις από τη λήψη τέτοιων Εντολών και τις αποκλίσεις ποσοτήτων για τον Συγχρονισμό ή Αποσυγχρονισμό των Μονάδων τους, την παραγωγή Ενεργού και Αέργου Ισχύος, την ρύθμιση συχνότητας και τάσεων βρίσκεται στο Άρθρο 91 του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Υποχρέωση συμμόρφωσης των κατόχων άδειας παραγωγής προς τις Εντολές Κατανομής).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό και για τη διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος ανά Περίοδο Κατανομής και υπηρεσία. Για το σκοπό αυτό εποπτεύει τις δυνατότητες ή τις εξαιρέσεις των Κατανεμόμενων Μονάδων να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά τους και συνάπτει τις Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών, τις Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και τις Συμβάσεις Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

Ο προγραμματισμός και η διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος διενεργούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος με τρόπο ώστε να ελαχιστοποιούνται οι συνολικές δαπάνες περιλαμβανομένου κάθε κόστους πάγιου χαρακτήρα και για το σκοπό αυτό κοινοποιεί στη ΡΑΕ σε περιοδική βάση αναλυτικές εκτιμήσεις του Αναμενόμενου Κόστους Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος κατά το Άρθρο 132 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Οι Κατανεμόμενες Μονάδες οφείλουν να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά τους και τις Εντολές Κατανομής, ενώ οι Συμβεβλημένες Μονάδες, οφείλουν να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τους όρους των σχετικών Συμβάσεων και τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά τους, και σύμφωνα με τις Εντολές Κατανομής .

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής Συμβεβλημένων Μονάδων Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών, υποχρεούνται να λαμβάνουν όλα τα αναγκαία μέτρα ώστε οι Μονάδες τους να παρέχουν Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος, να εφαρμόζουν το Πρόγραμμα Κατανομής και να συμμορφώνονται προς τις Εντολές Κατανομής που εκδίδει ο Διαχειριστής του Συστήματος (Άρθρο 133 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.9.4 Συμβάσεις και Διαδικασίες για Επικουρικές Υπηρεσίες

5.9.4.1 Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 139, 149, 150]

Σύμφωνα με το Άρθρο 149 του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών), ο Διαχειριστής του Συστήματος επιτρέπεται να συνάπτει, κατόπιν διαγωνισμού, Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών με κατόχους άδειας παραγωγής κατά το Άρθρο 15 παράγραφος 4 του Νόμου 2773/1999 όπως ισχύει. Η διαδικασία των διαγωνισμών και κάθε άλλη αναγκαία λεπτομέρεια καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος και γνώμη της ΡΑΕ.

Η σκοπιμότητα σύναψης των συμβάσεων αυτών τεκμηριώνεται στην εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος για τους σχετικούς διαγωνισμούς και πρέπει να συνάδει με το περιεχόμενο του μεσοπρόθεσμου προγραμματισμού Διαθεσιμότητας Επικουρικών Υπηρεσιών ο οποίος εκπονείται κατά το Άρθρο 139 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Με τη Σύμβαση Επικουρικών Υπηρεσιών, ο κάτοχος άδειας παραγωγής δεσμεύει μέρος ή το σύνολο της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών σύμφωνα με τα οριζόμενα στη σχετική Σύμβαση.

Μονάδα που συνάπτει Σύμβαση Επικουρικών Υπηρεσιών νοείται ως «Συμβεβλημένη Μονάδα Επικουρικών Υπηρεσιών».

Οι χρεώσεις και πληρωμές που προβλέπονται για Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών διενεργούνται στο πλαίσιο του Λογαριασμού για Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος και υπολογίζονται σύμφωνα με τους όρους και τις συνθήκες της Σύμβασης Επικουρικών Υπηρεσιών. Πληρωμή προβλέπεται για τη διαθεσιμότητα της Παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών (η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες πάγιου χαρακτήρα προκειμένου η Μονάδα να είναι σε κατάλληλη κατάσταση τεχνικής ικανότητας παροχής της Υπηρεσίας) και για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών (η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες μεταβλητού χαρακτήρα για την παροχή της Υπηρεσίας). Λεπτομερής περιγραφή των προβλεπόμενων χρεώσεων και πληρωμών μπορεί να βρεθεί στο Άρθρο 150 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

5.9.4.2 Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 139, 151, 152]

Σύμφωνα με το Άρθρο 151 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ο Διαχειριστής του Συστήματος επιτρέπεται να συνάπτει, κατόπιν διαγωνισμού, Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος με κατόχους άδειας παραγωγής, χωριστά κατά Μονάδα. Η διαδικασία των διαγωνισμών και κάθε άλλη αναγκαία λεπτομέρεια καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος και γνώμη της ΡΑΕ. Επίσης ο Διαχειριστής του Συστήματος επιτρέπεται να συνάπτει με τους Διαχειριστές γειτονικών Συστημάτων, κατόπιν διαπραγματεύσεων συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος μέσω Έκτακτων Εισαγωγών. Ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά ώστε με τις ίδιες ή με αντίστοιχες Συμβάσεις να διευθετείται ομοίως η παροχή ενέργειας προς γειτονικά Συστήματα μέσω Έκτακτων Εξαγωγών. Οι Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος μέσω Έκτακτων Εισαγωγών καθώς και οι Συμβάσεις Έκτακτων Εξαγωγών εγκρίνονται από την ΡΑΕ κατόπιν εισήγησης του Διαχειριστή του Συστήματος.

Η σκοπιμότητα σύναψης των συμβάσεων αυτών τεκμηριώνεται στην εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος για τους σχετικούς διαγωνισμούς και πρέπει να συνάδει με το περιεχόμενο του μεσοπρόθεσμου προγραμματισμού Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος ο οποίος εκπονείται κατά το Άρθρο 139 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Οι συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος αφορούν σε παροχή Ενεργού Ισχύος ή/και σε Διαθεσιμότητα για την παροχή Ενεργού Ισχύος. Με τη Σύμβαση Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, ο κάτοχος άδειας παραγωγής δεσμεύει μέρος ή το σύνολο της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας για την παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος σύμφωνα με τα οριζόμενα στη σχετική Σύμβαση.

Μονάδα που συνάπτει Σύμβαση Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος νοείται ως «Συμβεβλημένη Μονάδα Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος». Οι χρεώσεις και πληρωμές για τις Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος διενεργούνται στο πλαίσιο του Λογαριασμού για Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια. Οι πληρωμές υπολογίζονται σύμφωνα με τους όρους και τις συνθήκες της Σύμβασης Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος. Πληρωμή προβλέπεται για τη Διαθεσιμότητα της Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος (η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες πάγιου χαρακτήρα προκειμένου η Μονάδα να είναι σε κατάλληλη κατάσταση τεχνικής ικανότητας παροχής της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος). Στην περίπτωση των Έκτακτων Εισαγωγών, μπορεί να περιλαμβάνεται πληρωμή για τη Διαθεσιμότητα των εισαγωγών αυτών η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες πάγιου χαρακτήρα, όπως οι πληρωμές ανεξάρτητα παραλαβής. Πληρωμή για την Ετοιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος (κόστος καυσίμου, κόστος λειτουργίας και συντήρησης) που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Συμβεβλημένης Μονάδας όταν αυτή δεν παράγει, πληρωμή για την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από τη Συμβεβλημένη Μονάδα (η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες μεταβλητού χαρακτήρα για την παροχή της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος).

Λεπτομερής περιγραφή των προβλεπόμενων χρεώσεων και πληρωμών μπορεί να βρεθεί στο Άρθρο 152 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

5.9.4.3 Συμβάσεις Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 42, 154, 317]

Η θέση Μονάδας στην κατηγορία Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών γίνεται εφόσον ο κάτοχος της άδειας παραγωγής υποβάλλει σχετική αίτηση κατά το Άρθρο 42 ή 317 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Για την παροχή υπηρεσιών Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών απαιτείται η σύναψη Σύμβασης Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών μεταξύ του κατόχου της άδειας παραγωγής και του Διαχειριστή του Συστήματος. Η σύμβαση αυτή συνάπτεται μόνο εφόσον τεκμαίρεται ότι αποκλειστικά σοβαροί τεχνικοί λόγοι ή λόγοι παλαιότητας δικαιολογούν την πρόθεση αυτή, κατόπιν έγκρισης από τον Υπουργό ΠΕΚΑ μετά από γνώμη της ΡΑΕ.

Με τη Σύμβαση Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών καταβάλλονται στον κάτοχο άδειας παραγωγής πληρωμές για τη Διαθεσιμότητα Παροχής, την Ετοιμότητα Παροχής και την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, κατά το Άρθρο 154 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Οι χρεώσεις και πληρωμές που προβλέπονται για Συμβάσεις Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών διενεργούνται στο πλαίσιο του Λογαριασμού για Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος. Οι πληρωμές υπολογίζονται σύμφωνα με τους όρους και τις συνθήκες της Σύμβασης Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών. Πληρωμή προβλέπεται για τη Διαθεσιμότητα της Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών (η οποία αντιστοιχεί σε δαπάνες πάγιου χαρακτήρα, στις οποίες περιλαμβάνονται οι δαπάνες κεφαλαίου και κάθε δαπάνη λειτουργίας και συντήρησης πάγιου χαρακτήρα), προκειμένου η Μονάδα να είναι σε κατάλληλη κατάσταση τεχνικής ικανότητας παροχής της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος. Πληρωμή για την Ετοιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από τη Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών (κόστος καυσίμου, κόστος λειτουργίας και συντήρησης) που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας όταν αυτή δεν παράγει. Πληρωμή για την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από τη Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών (δαπάνες μεταβλητού χαρακτήρα για την παροχή της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος).

Λεπτομερής περιγραφή των προβλεπόμενων χρεώσεων και πληρωμών μπορεί να βρεθεί στο Άρθρο 154 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

5.9.4.4 Αρχεία που Διατηρούνται (ανά Οντότητα, Τύπο, κλπ.)

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 129-130]

Εντός μηνός από την έναρξη κάθε ημερολογιακού έτους, ο Διαχειριστής του Συστήματος συντάσσει και κοινοποιεί στη ΡΑΕ έκθεση η οποία αφορά το προηγούμενο ημερολογιακό έτος και στην οποία περιλαμβάνονται οι συνολικές δαπάνες για Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος, καθώς και στατιστικά στοιχεία σχετικά με την έκταση των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος που παρασχέθηκαν στο πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής, τις υπηρεσίες Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος για τις οποίες έδωσε Εντολή Ετοιμότητας Παροχής και τις εκδοθείσες εντολές Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, περιστατικά κατά τα οποία οι διαθέσιμες Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος δεν ήταν επαρκείς και τις περιπτώσεις στις οποίες δεν υπήρξε συμμόρφωση προς τις Εντολές Κατανομής για παροχή των υπηρεσιών αυτών. Η έκθεση μπορεί να περιλαμβάνει προτάσεις βελτίωσης της διαδικασίας προγραμματισμού και διαχείρισης των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος (Άρθρο 140 του ΚΔΣ&ΣΗΕ).

5.9.4.5 Τεχνικές Απαιτήσεις και Προδιαγραφές

Λεπτομερής περιγραφή των αναγκαίων τεχνικών απαιτήσεων των Μονάδων που συμμετέχουν στις Επικουρικές Υπηρεσίες δύναται να βρεθεί στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 26 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 141 – 145.

Σύμφωνα με το Άρθρο 4 του ΚΔΣ&ΣΗΕ ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί Μητρώο Μονάδων, στο οποίο εγγράφονται οι Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής

ενέργειας για τις οποίες ευρίσκεται σε ισχύ άδεια παραγωγής, και χαρακτηρίζονται ως Κατανεμόμενες Μονάδες, Συμβεβλημένες Μονάδες και Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών. Οι Μονάδες Παραγωγής χαρακτηρίζονται ως Κατανεμόμενες Μονάδες εφόσον δεν είναι Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών, καθώς και μόνο κατά το τμήμα της ισχύος τους, ή/και το χρονικό διάστημα, για το οποίο δεν ισχύει ή δεν εφαρμόζεται Σύμβαση Επικουρικών Υπηρεσιών ή Σύμβαση Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος. Μονάδα του Μητρώου Μονάδων, η οποία δεν είναι Κατανεμόμενη και δεν είναι Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών χαρακτηρίζεται ως Συμβεβλημένη Μονάδα.

5.10 Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

5.10.1 Προδιαγραφές και Έγκριση Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

[Αναφορά: ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 66]

Το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, περιλαμβάνει το Σύστημα Υποβολής Προσφορών και Δηλώσεων ΗΕΠ, το Μηχανισμό Πρόβλεψης του Φορτίου, των Αναγκών Εφεδρειών και των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, το Σύστημα Επίλυσης ΗΕΠ, το Σύστημα Εκκαθάρισης ΗΕΠ, το Σύστημα Επίλυσης και Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων, το Σύστημα του Μηχανισμού Επαρκούς Ισχύος, το Σύστημα Χρεοπιστώσεων των Λογιστικών Λογαριασμών της Εκκαθάρισης της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, το Σύστημα Επικοινωνιών με τους Συμμετέχοντες και τις βάσεις δεδομένων που απαιτούνται για τη λειτουργία όλων των ανωτέρω, περιλαμβανομένων επίσης του Μητρώου Συμμετεχόντων, του Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου, του Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Φορτίου και Εγχύσεως, του Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος, του Μητρώου ΑΔΙ και του Μητρώου ΣΔΙ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επιλέγει, εγκαθιστά, λειτουργεί και συντηρεί Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με τις προδιαγραφές του Εγχειριδίου Λειτουργίας της Αγοράς. Η επιλογή του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας εγκρίνεται από τη ΡΑΕ με μόνο κριτήριο τη συμβατότητά του με τις λειτουργίες που προβλέπονται στον Κώδικα και τις προδιαγραφές που προβλέπονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς.

Το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας υποστηρίζει τις κοινά παραδεκτές αρχές της καλής συναλλακτικής πρακτικής, στηρίζεται σε σύγχρονη και δόκιμη τεχνολογία πληροφορικής και επικοινωνιών και διασφαλίζει αδιάλειπτη λειτουργία και υψηλή αξιοπιστία.

Οι βάσεις δεδομένων του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας προστατεύονται με ειδικό σύστημα ασφαλείας το οποίο αποκλείει την πρόσβαση μη εξουσιοδοτημένων προσώπων σε εμπιστευτικές

πληροφορίες. Το ίδιο σύστημα διασφαλίζει τη μη διαγραφή πληροφοριών από τις βάσεις δεδομένων.

Το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας διαθέτει εφεδρικό σύστημα το οποίο λειτουργεί σε ανεξάρτητο ηλεκτρονικό σύστημα, διαθέτει κατάλληλο σύστημα ασφαλείας και συγχρονίζεται με το κύριο σύστημα ως προς την πληρότητα και ακεραιότητα των πληροφοριών. Το εφεδρικό σύστημα τίθεται σε λειτουργία σε περίπτωση προσωρινής διακοπής ή δυσλειτουργίας του κύριου συστήματος.

5.10.2 Επικοινωνία μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και των Συμμετεχόντων στην Αγορά

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 67]

Η επικοινωνία μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και των Συμμετεχόντων στην Αγορά και ιδίως κάθε κοινοποίηση ή υποβολή εγγράφων που αναφέρεται στις διατάξεις του Κώδικα, διεξάγεται ηλεκτρονικά μέσω του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, σύμφωνα με τον τύπο και τη διαδικασία που προβλέπεται από το Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς.

Πιο συγκεκριμένα, οι Προσφορές Έγχυσης, οι Προσφορές Εφεδρειών, οι Δηλώσεις Φορτίου και οι Δηλώσεις Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων υποβάλλονται μέσω του «Συστήματος Προσφορών και Δηλώσεων» που αποτελεί μέρος του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Κατόπιν το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας εκδίδει αυτομάτως αποδεικτικά λήψης της επικοινωνίας τα οποία αποστέλλονται άμεσα στους Συμμετέχοντες μέσω του Συστήματος Επικοινωνίας.

Σε περίπτωση ολικής ή μερικής βλάβης του Συστήματος Επικοινωνίας Συμμετεχόντων, ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να ενημερώνει άμεσα τους Συμμετέχοντες, αποστέλλοντας σχετική κοινοποίηση με κάθε πρόσφορο μέσο, με την οποία καθορίζεται ο τρόπος περαιτέρω επικοινωνίας και ο προβλεπόμενος χρόνος αποκατάστασης της βλάβης. Αμέσως μετά την αποκατάσταση της βλάβης, ο Διαχειριστής του Συστήματος ειδοποιεί ηλεκτρονικά τους Συμμετέχοντες.

Σε κάθε περίπτωση υπερισχύει η επικοινωνία μέσω του Συστήματος Επικοινωνίας Συμμετεχόντων, εφόσον αυτό δεν βρίσκεται σε κατάσταση βλάβης.

5.10.3 Υποστήριξη Συμμετεχόντων στη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

[Αναφορά ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 68]

Ο Διαχειριστής του Συστήματος φροντίζει για την εκπαίδευση των Συμμετεχόντων στη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας σχετικά με το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, και τους παρέχει

υποστήριξη για την απόκτηση συμβατού συστήματος για την επικοινωνία με το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

5.10.4 Διαδικασία Ελέγχου Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

[Αναφορά: ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 69]

Κάθε Συμμετέχων δικαιούται να έχει πρόσβαση στο περιεχόμενο των βάσεων δεδομένων του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, καθώς και στους κώδικες λογισμικού του Συστήματος αυτού εφόσον είναι διαθέσιμοι σε μορφή πηγαίου κώδικα. Δεν επιτρέπεται πρόσβαση σε στοιχεία και δεδομένα τα οποία έχουν εμπορικά εμπιστευτικό χαρακτήρα. Με το Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς καθορίζεται η διαδικασία πρόσβασης καθώς και οι αρχές και η μεθοδολογία σχετικά με τον χαρακτηρισμό των πληροφοριών ως εμπιστευτικών. Με το ίδιο Εγχειρίδιο καθορίζεται η διαδικασία, ο τύπος και το περιεχόμενο στατιστικών πληροφοριών σχετικά με τη λειτουργία του ΗΕΠ κατά το παρελθόν, καθώς και ο τρόπος δημοσιοποίησης των στατιστικών αυτών πληροφοριών από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Οι κώδικες λογισμικού του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας πιστοποιούνται από ανεξάρτητο αναγνωρισμένο όικο σχετικά με την καταλληλότητα και τη συμβατότητά τους με τις διατάξεις του Κώδικα. Η πιστοποίηση αυτή διενεργείται κάθε φορά που τροποποιείται ουσιαστικά ο κώδικας του λογισμικού.

5.11 Διοικητικά Οριζόμενες Τιμές

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 24, 25-27, 34, 44, 71, 147, 186, 197]

5.11.1 Ορισμοί

- Η Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας, η οποία τίθεται ως άνω όριο στις τιμές ενέργειας των Προσφορών Έγχυσης σύμφωνα με τις διατάξεις του Κεφαλαίου 6 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, καθορίζεται με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ μετά από σύμφωνη γνώμη της ΡΑΕ.
- Η Διοικητικά Οριζόμενη Οριακή Τιμή του Συστήματος καθορίζεται με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ μετά από σύμφωνη γνώμη της ΡΑΕ για κάθε Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης και μπορεί να εκδίδεται μετά την έκδοση Δήλωσης Αποκατάστασης Ομαλής Λειτουργίας ΗΕΠ.
- Οι Διοικητικά Οριζόμενες Μέγιστες Τιμές Προσφοράς για την Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης και το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ μετά από σύμφωνη γνώμη της ΡΑΕ για την έκδοση της οποίας λαμβάνεται υπόψη η τυχόν εκτεταμένη έγκριση εξαιρέσεων κατά το Άρθρο 47 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και ο λόγω αυτών κίνδυνος αύξησης των υπολογιζόμενων Μοναδιαίων Τιμών Πληρωμής για αυτές τις Επικουρικές Υπηρεσίες.

Πιο συγκεκριμένα σύμφωνα με τις ρυθμίσεις του Κώδικα:

- (Άρθρο 25 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, Περιεχόμενο Προσφοράς Έγχυσης Θερμικών Μονάδων) Η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης οφείλει να είναι μικρότερη της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας και δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της Μονάδας, όπως τα όρια αυτά ισχύουν για την Περίοδο Κατανομής στην οποία αντιστοιχεί η Προσφορά Έγχυσης.
- (Άρθρο 26 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, Περιεχόμενο Προσφοράς Έγχυσης Υδροηλεκτρικών Μονάδων) Η Προσφορά Έγχυσης η οποία υποβάλλεται για Υδροηλεκτρική Μονάδα, περιλαμβανομένων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων Αντλησης που βρίσκονται σε λειτουργία παραγωγής, οφείλει να είναι μικρότερη της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας και δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του μεταβλητού κόστους της Μονάδας το οποίο καθορίζεται κατά το Άρθρο 44 του ΚΔΣ&ΣΗΕ παράγραφος (4) του Κώδικα, όπως τα όρια αυτά ισχύουν για την Περίοδο Κατανομής στην οποία αντιστοιχεί η Προσφορά Έγχυσης.
- (Άρθρο 27 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, Περιεχόμενο Προσφοράς Έγχυσης για Εισαγωγή) Η Προσφορά Έγχυσης για Εισαγωγή υποβάλλεται χωριστά για κάθε Κόμβο Διασύνδεσης για Εισαγωγή και περιλαμβάνει τα στοιχεία που καθορίζονται κατά το Άρθρο 24 του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Για την τιμή της ενέργειας τα Προσφοράς Έγχυσης εφαρμόζεται κάτω όριο ίσο με το μηδέν, ενώ οι ποσότητες δεν δύναται να ξεπερνούν τη συνολική ικανότητα μεταφοράς που έχει δεσμεύσει ο Εκπρόσωπος Φορτίου για την Ημέρα Κατανομής στην οποία αναφέρεται η Προσφορά Έγχυσης. Ειδικά για τους έχοντες δέσμευση ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων σε μακροχρόνια βάση, η συνολική ποσότητα ενέργειας που προσδιορίζεται στην Προσφορά Έγχυσης για εισαγωγή για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής θα πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με την ποσότητα ενέργειας που αντιστοιχεί στην διαδικασία επιβεβαίωσης δικαιωμάτων μεταξύ των όμορων διαχειριστών.
- (Άρθρο 34 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, Περιεχόμενο Προσφοράς Εφεδρειών) Η Προσφορά Εφεδρειών περιλαμβάνει για κάθε Περίοδο Κατανομής μίας Ημέρας Κατανομής δύο (2) τιμές ισχύος (Ευρώ ανά MW), ήτοι μία τιμή για την παροχή Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης και μία τιμή για την παροχή Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης, με αριθμητική τιμή μεγαλύτερη και όχι ίση του μηδενός. Οι δύο αυτές τιμές ισχύος ορίζονται σε Ευρώ ανά MW, με ακρίβεια μέχρι και τριών (3) δεκαδικών ψηφίων. Το ζεύγος Προσφοράς Εφεδρείας για έκαστη εκ των υπηρεσιών Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης, αποτελείται για κάθε Μονάδα από την ως άνω οριζόμενη τιμή ισχύος για κάθε υπηρεσία, και από την Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης και το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης, όπως τα μεγέθη αυτά καθορίζονται στη Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων της Μονάδας. Η τιμή ισχύος κάθε Προσφοράς Εφεδρειών για κάθε Επικουρική Υπηρεσία οφείλει να είναι μικρότερη της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς για την Υπηρεσία αυτή.

- (Άρθρο 71 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος) Οι Συμμετέχοντες που λαμβάνουν εντολές στο πλαίσιο Δήλωσης Έκτακτης Ανάγκης υποχρεούνται να τις εκτελούν, ανεξαρτήτως ενστάσεων, αντιρρήσεων ή οικονομικών επιπτώσεων. Για τον υπολογισμό των πληρωμών και εισπράξεων που αντιστοιχούν στις Δηλώσεις Φορτίου και τις Προσφορές Έγχυσης στο πλαίσιο Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης και εφόσον δεν είναι δυνατόν να γίνει υπολογισμός έστω και μερικώς με βάση το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας εφαρμόζεται η Διοικητικά Οριζόμενη Οριακή Τιμή του Συστήματος και η εκκαθάριση πραγματοποιείται μέσω του Συστήματος Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Με το Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς καθορίζεται κάθε αναγκαία λεπτομέρεια.
- (Άρθρο 147 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, Κανόνες Υπολογισμού Πληρωμών για Επικουρικές Υπηρεσίες από Κατανεμόμενες Μονάδες) Στην περίπτωση κατά την οποία Κατανεμόμενη Μονάδα παρέχει Επικουρική Υπηρεσία Επανεκκίνησης του Συστήματος, καταβάλλεται πληρωμή για την εγχεόμενη ενέργεια που αντιστοιχεί στην υπηρεσία αυτή η οποία υπολογίζεται με βάση τη Διοικητικά Οριζόμενη Οριακή Τιμή του Συστήματος. Δεν προβλέπονται άλλες πληρωμές για την παροχή Επικουρικής Υπηρεσίας Επανεκκίνησης του Συστήματος από Κατανεμόμενες Μονάδες.
- (Άρθρο 186 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, Υπολογισμός Χρεώσεων για Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης των Εκπροσώπων Φορτίου) Η χρέωση ή πίστωση που αντιστοιχεί σε Απόκλιση Παραγωγής-Ζήτησης Εκπροσώπου Φορτίου p υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής t ως εξής: $IMP_{p,t} = IMQ_{p,t} \times EPSM_{p,t}$. Κατ' εξαίρεση αν η Απόκλιση οφείλεται σε Περικοπή Φορτίου, στον ανωτέρω τύπο ως Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης λαμβάνεται η Διοικητικά Οριζόμενη Οριακή Τιμή Αποκλίσεων.
- (Άρθρο 197 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ορισμός Οριακής Τιμής Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης σε περίπτωση Έκτακτης Ανάγκης) Σε περίπτωση που ο υπολογισμός της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων είναι αδύνατος ιδίως λόγω Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης, ή βλάβης του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών ΗΕΠ ή του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής ή των λοιπών ηλεκτρονικών συστημάτων του Διαχειριστή του Συστήματος, ο τελευταίος δύναται να αναβάλλει τον υπολογισμό της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης για διάστημα τριών (3) ημερών, εφόσον η αδυναμία κρίνεται προσωρινή και δεν αναμένεται να διαρκέσει πέραν του διαστήματος αυτού, και ενημερώνει τη ΡΑΕ θέτοντας στη διάθεσή της όλα τα στοιχεία που η τελευταία τυχόν ζητήσει για τον προσδιορισμό Διοικητικά Οριζόμενης Οριακής Τιμής Αποκλίσεων.

5.12 Επίλυση Διαφορών

5.12.1 Φιλική Διευθέτηση Διαφορών

Κάθε αντισυμβαλλόμενο μέρος της Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας δύναται να κοινοποιεί στο άλλο πρόσκληση για φιλική διευθέτηση διαφοράς. Εντός προθεσμίας τριών (3) ημερών από την παρέλευση της

πρόσκλησης, τα Μέρη ορίζουν και γνωστοποιούν αμοιβαία τους Εκπροσώπους τους για τη διευθέτηση της διαφοράς.

Οι Εκπρόσωποι οφείλουν να διαπραγματεύονται με καλή πίστη και σύμφωνα με τα συναλλακτικά ήθη για τη διευθέτηση της διαφοράς.

Τα αποτελέσματα της διαπραγμάτευσης αυτής καταγράφονται σε πρωτόκολλο, που υπογράφεται από τους Εκπροσώπους και δεσμεύει τα μέρη.

Η διαδικασία διευθέτησης διαφοράς ολοκληρώνεται σε χρονικό διάστημα τριάντα (30) ημερών από την αποστολή πρόσκλησης για φιλική διευθέτηση. Η διαδικασία Φιλικής Διευθέτησης Διαφορών διεξάγεται στην ελληνική γλώσσα.

5.12.2 Διαιτητική Πραγματογνωμοσύνη και Διαιτησία

Σε περίπτωση μη επίλυσης της διαφοράς με τη διαδικασία Φιλικής Διευθέτησης Διαφορών, τα μέρη παραπέμπουν τη διαφορά στη ΡΑΕ για τη διεξαγωγή διαιτητικής πραγματογνωμοσύνης σχετικά με τα τεχνικά θέματα και τα πραγματικά περιστατικά από τα οποία προέκυψε η διαφορά, καθώς και για τον προσδιορισμό του ύψους των οφειλόμενων παροχών και ζημιών σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 371 ΑΚ.

Η διαιτητική πραγματογνωμοσύνη διεξάγεται στην ελληνική γλώσσα και σύμφωνα με τις διατάξεις περί διαιτησίας του Κανονισμού Εσωτερικής Λειτουργίας και Διαχείρισης της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (Π.Δ. 139/2001, ΦΕΚ Α' 121/2001), οι οποίες εφαρμόζονται αναλόγως.

Το πόρισμα της ΡΑΕ που εκδίδεται επί της διαιτητικής πραγματογνωμοσύνης υπάγεται σε δικαστικό έλεγχο σύμφωνα με το νόμο.

Σε περίπτωση μη επίλυσης της διαφοράς μέσω της διαδικασίας Φιλικής Διευθέτησης Διαφορών, η διαφορά είναι δυνατόν να παραπέμπεται με συμφωνία των μερών σε διαιτησία που διεξάγεται από τη ΡΑΕ, σύμφωνα με τον Κανονισμό Εσωτερικής Λειτουργίας και Διαχείρισης της ΡΑΕ, η οποία μόνη αποφασίζει για όλα τα ζητήματα των οποίων επιλαμβάνεται στο πλαίσιο της διαιτητικής αρμοδιότητας. Η διαιτησία διεξάγεται στην ελληνική γλώσσα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΥΠΟΔΟΜΗ ΤΟΥ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Σύμφωνα με το Άρθρο 5 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να παρακολουθεί καθημερινά τη λειτουργία του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας και να τηρεί σχετικά αρχεία, καθώς και τα Μητρώα που προβλέπονται στις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Στο πλαίσιο της υποχρέωσης αυτής, οφείλει να τηρεί στατιστικά στοιχεία και συγκριτικά δεδομένα που αφορούν τη λειτουργία του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, να συντάσσει περιοδικές εκθέσεις που κοινοποιούνται στη ΡΑΕ και να δημοσιοποιεί τα στοιχεία αυτά στη ιστοσελίδα του, κατά τρόπο που εγκρίνεται με απόφαση της ΡΑΕ.

Το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας περιλαμβάνει:

- το Σύστημα Υποβολής Προσφορών και Δηλώσεων του ΗΕΠ,
 - Στο πλαίσιο του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί αρχείο σχετικά με τα δεδομένα και τις λοιπές παραμέτρους που χρησιμοποιούνται για τις Προβλέψεις Φορτίου Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος και Αναγκών Εφεδρειών, καθώς και τα αποτελέσματα της Πρόβλεψης Φορτίου για κάθε ημερολογιακό έτος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιοποιεί και κοινοποιεί στη ΡΑΕ στατιστικά στοιχεία σχετικά με την ακρίβεια των ως άνω Προβλέψεων, εντός δύο (2) μηνών μετά το τέλος κάθε ημερολογιακού έτους.
 - Ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί στα αρχεία του Πίνακα Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών για τις εγκαταστάσεις κάθε Χρήστη που συνδέεται στο Σύστημα σύμφωνα με το Άρθρο 273 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
 - Σύμφωνα με το Άρθρο 28 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, και εντός ενός (1) μηνός από την παρέλευση κάθε Έτους Αξιοπιστίας, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής Υδροηλεκτρικών Μονάδων οφείλουν να υποβάλλουν στον Διαχειριστή του Συστήματος και στη ΡΑΕ απολογιστική έκθεση περί της διαχείρισης των υδάτινων πόρων κατά το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας. Στην έκθεση αυτή περιλαμβάνονται: α) τα απολογιστικά στοιχεία της παραγράφου (8) του Άρθρου 28 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, β) αντιπαραβολή με τις αντίστοιχες Δηλώσεις Δωδεκάμηνης Προβλεπόμενης Χρήσης Νερών και τεκμηρίωση των αποκλίσεων, γ) τεκμηρίωση περί της μεγιστοποίησης της αξίας των υδάτινων πόρων και του συνολικού οφέλους για τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας από τη χρήση των Υδροηλεκτρικών Μονάδων.
- τον Μηχανισμό Πρόβλεψης του Φορτίου / των Αναγκών Εφεδρειών / των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος,
- το Σύστημα Επίλυσης ΗΕΠ,

- το Σύστημα Εκκαθάρισης ΗΕΠ,
- το Σύστημα Επίλυσης και Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων,
 - Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να τηρεί αρχείο των Οριακών Τιμών Αποκλίσεων για κάθε Περίοδο Κατανομής των πέντε τελευταίων (5) ετών άμεσα προσβάσιμο για κάθε ενδιαφερόμενο.
- τον Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος,
 - Στο πλαίσιο του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, ο Διαχειριστής του Συστήματος:
 - εκπονεί τη Μελέτη Επάρκειας Ισχύος, σύμφωνα με τις διατάξεις της παραγράφου 4 του Άρθρου 15 του Νόμου 2773/1999.
 - συντάσσει εκθέσεις σχετικά με την εφαρμογή του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος και τα αποτελέσματά του.
 - Κάθε τρία (3) έτη, και κατά την πρώτη εφαρμογή εντός δύο (2) ετών, η ΡΑΕ συντάσσει έκθεση στην οποία αξιολογούνται οι μέθοδοι υπολογισμού του Συντελεστή Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου, βάσει των σχετικών τεχνικών στοιχείων που έχουν συλλεχθεί κατά τα προηγούμενα Έτη Αξιοπιστίας. Η ΡΑΕ δύναται να συμπεριλαμβάνει στην έκθεση προτάσεις για την τροποποίηση των Μεθόδων υπολογισμού του Συντελεστή Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου, και στην περίπτωση αυτή η έκθεση θα τίθεται σε δημόσια διαβούλευση προς διατύπωση γνώμης της ΡΑΕ για την ενδεχόμενη τροποποίηση του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
 - Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει και καταχωρεί σε ειδικό Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος το αριθμητικό μέγεθος της Διαθέσιμης Ισχύος για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα Παραγωγής και για κάθε Μονάδα Παραγωγής για την οποία έχει εκδοθεί Πιστοποιητικό Έκδοσης ΑΔΙ. Ο Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος δημοσιοποιείται στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί βάση δεδομένων στην οποία καταχωρούνται οι αριθμητικές τιμές όλων των παραμέτρων και συναφείς πληροφορίες που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των αριθμητικών τιμών του Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος καθώς και τα αντίστοιχα ιστορικά στοιχεία.
 - Εάν για μία Περίοδο Κατανομής Εκπρόσωπος Φορτίου δεν προσκομίζει επαρκείς εγγυήσεις για την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που φέρει για την εν λόγω Περίοδο Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος καταχωρεί στη βάση δεδομένων το μέγεθος της ισχύος για το οποίο δεν προσκομίστηκαν επαρκείς εγγυήσεις και κοινοποιεί σχετικό έγγραφο στον Εκπρόσωπο Φορτίου.
- το Σύστημα Χρεοπιστώσεων των Λογιστικών Λογαριασμών της Εκκαθάρισης της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας,
 - Οι χρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο των Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος

αντισταθμίζουν το σύνολο των Διοικητικών Δαπανών του Διαχειριστή του Συστήματος το οποίο επιτρέπεται να ανακτήσει από τους Συμμετέχοντες σύμφωνα με τους όρους της Άδειάς του. Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να τηρεί τα απαραίτητα αρχεία ώστε να τεκμηριώνονται οι δαπάνες αυτές.

- το Σύστημα Επικοινωνιών Συμμετεχόντων,
- τις βάσεις δεδομένων που απαιτούνται για τη λειτουργία όλων των ανωτέρω
- το Μητρώο Συμμετεχόντων,
- Τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου,
 - Στο πλαίσιο της διαδικασίας διαχείρισης των Μετρητών και των μετρήσεων, ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί και ενημερώνει βάση δεδομένων Μετρητών και μετρήσεων, η οποία περιλαμβάνει:
 - Το Μητρώο των μετρητών που είναι εγκατεστημένοι στο Σύστημα ή στο Δίκτυο, οι μετρήσεις των οποίων χρησιμοποιούνται για την εφαρμογή του ΚΔΣ&ΣΗΕ (εφεξής: Καταχωρημένοι Μετρητές). Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να συλλέγει και να ελέγχει τα στοιχεία των Καταχωρημένων Μετρητών του Συστήματος, και να καταχωρεί και να ενημερώνει το Μητρώο Μετρητών για τα στοιχεία των Καταχωρημένων Μετρητών
 - Τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Μετρητών για τους Καταχωρημένους Μετρητές, τμήμα του οποίου είναι ο Πίνακας Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου
 - Αρχεία μετρήσεων και Δεδομένων Μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών
 - Αρχεία ελέγχων και δοκιμών των Καταχωρημένων Μετρητών
 - Άλλα στοιχεία που ορίζονται στο ΤΜΗΜΑ V του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η συλλογή των μετρήσεων των Καταχωρημένων Μετρητών διενεργείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος για το σκοπό αυτό λειτουργεί ηλεκτρονικό σύστημα συλλογής και αυτόματης μεταβίβασης των μετρήσεων σε αρχεία της βάσης δεδομένων μετρητών και μετρήσεων.

Στην περίπτωση διόρθωσης ή εκτίμησης μετρήσεων σύμφωνα με τα οριζόμενα στο Άρθρο 170 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, η καταχώριση των αντίστοιχων Δεδομένων Μετρήσεων στη βάση δεδομένων μετρητών και μετρήσεων συνοδεύεται από σχετική σήμανση, ενώ σε ιδιαίτερο αρχείο καταχωρούνται όλα τα δεδομένα και η μέθοδος που χρησιμοποιήθηκαν για τη διόρθωση ή την εκτίμηση των μετρήσεων.

- τον Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Φορτίου και Εγχύσεως
- τον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος
- το Μητρώο ΑΔΙ
- το Μητρώο ΣΔΙ.

Ενημερωμένο αντίγραφο του λογισμικού, των κωδίκων και των κωδικών του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας φυλάσσεται από τη ΡΑΕ.

Επιπρόσθετα, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο Άρθρο 140 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί Αρχεία Επικουρικών Υπηρεσιών και Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος. Πιο συγκεκριμένα, εντός μηνός από την έναρξη κάθε ημερολογιακού έτους, ο Διαχειριστής του Συστήματος συντάσσει και κοινοποιεί στη ΡΑΕ έκθεση η οποία αφορά το προηγούμενο ημερολογιακό έτος και στην οποία περιλαμβάνονται οι συνολικές δαπάνες για Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος, καθώς και στατιστικά στοιχεία σχετικά με την έκταση των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος που παρασχέθηκαν στο πλαίσιο της Διαδικασίας Κατανομής, τις υπηρεσίες Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος για τις οποίες έδωσε Εντολή Ετοιμότητας Παροχής και τις εκδοθείσες εντολές Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος, περιστατικά κατά τα οποία οι διαθέσιμες Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος δεν ήταν επαρκείς και τις περιπτώσεις στις οποίες δεν υπήρξε συμμόρφωση προς τις Εντολές Κατανομής για παροχή των υπηρεσιών αυτών. Η έκθεση μπορεί να περιλαμβάνει προτάσεις βελτίωσης της διαδικασίας προγραμματισμού και διαχείρισης των Επικουρικών Υπηρεσιών και της Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να τηρεί πλήρη βάση δεδομένων σχετικά με τη Διαδικασία Κατανομής, η οποία περιλαμβάνει:

- Αρχείο των Προγραμμάτων Κατανομής,
- Αρχείο των Εντολών Κατανομής,
- Αρχείο των αποδεικτικών λήψης των Εντολών Κατανομής, τα οποία εκδίδονται κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 21 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και
- Αρχείο των πληροφοριών οι οποίες έχουν συγκεντρωθεί κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 17 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Τα στοιχεία των ανωτέρω αρχείων τηρούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος για διάστημα πέντε (5) τουλάχιστον ετών από την εισαγωγή τους.

Σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 21 του ΚΔΣ&ΣΗΕ, το Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής περιλαμβάνει ιδίως: Μηχανισμό Πρόβλεψης του Φορτίου, Αναγκών Εφεδρειών και Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, Μηχανισμό Επίλυσης Προγράμματος Κατανομής, το Μηχανισμό έκδοσης Εντολών Κατανομής σε πραγματικό χρόνο, λογισμικό ανάλυσης κατάστασης λειτουργίας του Συστήματος, το σύστημα ελέγχου και συλλογής στοιχείων SCADA, το σύστημα επικοινωνιών και τις απαιτούμενες βάσεις δεδομένων.

Σύμφωνα με το ΤΜΗΜΑ ΙΧ του ΚΔΣ&ΣΗΕ, έως την 1η Οκτωβρίου κάθε έτους ο Διαχειριστής του Συστήματος εκπονεί και δημοσιεύει σχέδιο της Μελέτης Ανάπτυξης του Συστήματος (ΜΑΣΜ) το οποίο υποβάλλεται στη ΡΑΕ. Η ΡΑΕ, λαμβάνοντας υπόψη την υποχρέωση του Διαχειριστή του Συστήματος να διασφαλίζει την απρόσκοπτη πρόσβαση στο Σύστημα κατά τον πιο οικονομικό,

διαφανή και άμεσο τρόπο και χωρίς διακρίσεις μεταξύ των Χρηστών ή κατηγοριών Χρηστών, προτείνει τεκμηριωμένα στον Διαχειριστή του Συστήματος τις τροποποιήσεις και συμπληρώσεις του σχεδίου ΜΑΣΜ που κρίνει αναγκαίες. Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκπονεί τελικό σχέδιο ΜΑΣΜ λαμβάνοντας υπόψη τις παρατηρήσεις της ΡΑΕ. Το τελικό σχέδιο ΜΑΣΜ υποβάλλεται στον Υπουργό ΠΕΚΑ για έγκριση, που χορηγείται μετά από γνώμη της ΡΑΕ συνοδευόμενο από τεκμηρίωση του Διαχειριστή του Συστήματος περί των λόγων τυχόν διαφοροποιήσεων του τελικού σχεδίου από τις παρατηρήσεις της ΡΑΕ επί του αρχικού σχεδίου.

Επιπρόσθετα, ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά για τη διασφάλιση της υλοποίησης του προγράμματος και την τήρηση των σχετικών χρονοδιαγραμμάτων. Προς το σκοπό αυτό, ο Διαχειριστής του Συστήματος παρακολουθεί την εξέλιξη υλοποίησης των έργων ΜΑΣΜ και συντάσσει εξαμηνιαίες σχετικές εκθέσεις, τις οποίες δημοσιοποιεί.

6.1 Ορισμός Οριακής Τιμής Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης σε περίπτωση Έκτακτης Ανάγκης

[Αναφορά: Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς και Άρθρο197 του ΚΔΣ&ΣΗΕ]

Σε περίπτωση που ο υπολογισμός της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων είναι αδύνατος ιδίως λόγω Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης, ή βλάβης του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών ΗΕΠ ή του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Κατανομής ή των λοιπών ηλεκτρονικών συστημάτων του Διαχειριστή του Συστήματος, ο τελευταίος δύναται να αναβάλλει τον υπολογισμό της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης για διάστημα τριών (3) ημερών, εφόσον η αδυναμία κρίνεται προσωρινή και δεν αναμένεται να διαρκέσει πέραν του διαστήματος αυτού και ενημερώνει τη ΡΑΕ θέτοντας στη διάθεσή της όλα τα στοιχεία που η τελευταία τυχόν ζητήσει για τον προσδιορισμό Διοικητικά Οριζόμενης Οριακής Τιμής Αποκλίσεων. Στην περίπτωση αυτή, ο Διαχειριστής του Συστήματος ερευνά τους λόγους για τους οποίους δεν ήταν δυνατό να προσδιορισθεί η Οριακή Τιμή Αποκλίσεων και δημοσιεύει σχετική έκθεση.

6.2 Κοινοποίηση Αποτελεσμάτων των Λειτουργικών Ελέγχων

[Αναφορά: Άρθρο 256 του ΚΔΣ&ΣΗΕ]

Μετά το πέρας των λειτουργικών ελέγχων, ο Χρήστης που πρότείνει τον έλεγχο οφείλει να καταρτίζει αναφορά σχετικά με τους ελέγχους που διενεργήθηκαν (Τελική Έκθεση), η οποία παραμένει στη διάθεση του Διαχειριστή του Συστήματος, των Χρηστών που επηρεάσθηκαν λειτουργικά, και της ΡΑΕ, για τρεις μήνες μετά το πέρας των λειτουργικών ελέγχων. Η Τελική Έκθεση περιλαμβάνει περιγραφή των εγκαταστάσεων και των μηχανημάτων που υποβλήθηκαν σε λειτουργικό έλεγχο, περιγραφή των δοκιμών Συστήματος, που διενεργήθηκαν, καθώς και τα αποτελέσματα, τυχόν συμπεράσματα και προτάσεις τα οποία αφορούν τον Διαχειριστή του Συστήματος και τους Χρήστες που επηρεάσθηκαν λειτουργικά.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ ΚΑΙ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΕΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται ένας κατάλογος των συμβάσεων και διαδικασιών που χρησιμοποιούνται για την λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των οντοτήτων που εμπλέκονται, σύντομη περιγραφή της κάθε σύμβασης και διαδικασίας, των πρότυπων κειμένων/τύπων που χρησιμοποιούνται, κλπ.

7.1 Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, στο οποίο περιλαμβάνονται ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ), η Διαδικασία Κατανομής, η Εκκαθάριση Αποκλίσεων και ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, συμμετέχουν, κατόπιν εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων, το οποίο τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος, οι ακόλουθοι (Συμμετέχοντες):

- οι Παραγωγοί, κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Μονάδες εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων.
- οι Προμηθευτές, κάτοχοι άδειας προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας.
- οι Επιλέγοντες Πελάτες οι οποίοι επιλέγουν να προμηθεύονται ενέργεια μέσω του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας προς ίδια αποκλειστική χρήση (Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες).

Δια της εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων, οι Συμμετέχοντες συνάπτουν με τον Διαχειριστή του Συστήματος Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, η οποία διέπεται από τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ. Η Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας δεν υπόκειται σε κανέναν άλλον τύπο πέραν της εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων.

Η Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας έχει ως αντικείμενο τις συναλλαγές που διενεργούνται στο πλαίσιο Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Για το σκοπό αυτό, η Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας παρέχει στους Συμμετέχοντες δικαίωμα να προβαίνουν σε κάθε σχετική νόμιμη ενέργεια συμμετοχής στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, τηρώντας τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ, και να λαμβάνουν τις πληρωμές που τους αναλογούν, και επάγεται την υποχρέωση αυτών να εξοφλούν τις χρεώσεις που τους αναλογούν, σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Η Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας παρέχει στον Διαχειριστή του Συστήματος τα δικαιώματα και επάγεται τις υποχρεώσεις που ορίζονται στις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ σχετικά με το Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

7.2 Εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων

Για την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων υποβάλλεται στον Διαχειριστή του Συστήματος αίτηση, η οποία υπογράφεται από τον νόμιμο εκπρόσωπο του αιτούντος και συνοδεύεται από τα ακόλουθα έγγραφα:

- αντίγραφο της άδειας παραγωγής ή της άδειας προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας και προκειμένου για τους Επιλέγοντες Πελάτες βεβαίωση που εκδίδεται από τη ΡΑΕ με την οποία πιστοποιείται ότι ο Πελάτης έχει δικαίωμα επιλογής προμηθευτή. Η ως άνω βεβαίωση από τη ΡΑΕ του δικαιώματος Επιλέγοντος Πελάτη, είναι απαραίτητη μόνο για τους Πελάτες οι εγκαταστάσεις των οποίων συνδέονται στο διασυνδεδεμένο με το Σύστημα Δίκτυο διανομής και στη χαμηλή τάση, μέχρι την 30^η Ιουνίου 2007.
- πλήρη στοιχεία τραπεζικού λογαριασμού που οφείλει να τηρεί ο αιτών για τους σκοπούς της Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας και ρητή εξουσιοδότηση προς τον Διαχειριστή του Συστήματος να προβαίνει σε πιστώσεις και χρεώσεις του λογαριασμού αυτού, σύμφωνα με τους όρους του παρόντος (Λογαριασμός Συμμετέχοντα).
- δήλωση του αιτούντος περί ρητής και ανεπιφύλακτης αποδοχής των ρυθμίσεων του ΚΔΣ&ΣΗΕ, ιδίως σε σχέση με τις οικονομικές υποχρεώσεις από τη συμμετοχή του στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- σχέδιο συμφωνίας μεταξύ του αιτούντος και του Διαχειριστή του Συστήματος, υπογεγραμμένο από τον αιτούντα σε δύο αντίτυπα, για την επίλυση των διαφορών που ανακύπτουν από τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- ρητή δήλωση των κατόχων άδειας προμήθειας ότι αποδέχονται το δικαίωμα του Διαχειριστή του Συστήματος να ενημερώνει τους Πελάτες τους σε περίπτωση αδυναμίας εκπλήρωσης χρηματικών υποχρεώσεων τους λόγω συμμετοχής στον ΗΕΠ ώστε αυτοί να μπορούν να ασκούν το δικαίωμα αλλαγής προμηθευτή ή να προμηθεύονται οι ίδιοι από τον ΗΕΠ για δική τους αποκλειστική χρήση, καθώς και άλλους Προμηθευτές προκειμένου να αναλάβουν αυτοί τις αντίστοιχες Δηλώσεις Φορτίου.
- ρητή δήλωση των κατόχων άδειας προμήθειας ότι στις συμβάσεις προμήθειας με τους πελάτες τους έχουν συμπεριλάβει όρο ο οποίος προβλέπει ότι σε περίπτωση μη νόμιμης υποβολής Δήλωσης Φορτίου λόγω έλλειψης βεβαίωσης κάλυψης χρηματικών υποχρεώσεων ή μη εκπλήρωσης χρηματικών υποχρεώσεων για Δήλωση Φορτίου του Προμηθευτή στο πλαίσιο του ΗΕΠ ο Πελάτης αναγνωρίζει το δικαίωμα του Διαχειριστή του Συστήματος να στρέφεται απευθείας κατά του ίδιου του Πελάτη με τα ίδια δικαιώματα που έχει και κατά του Προμηθευτή για το τμήμα της κατανάλωσής του που αντιστοιχεί στη Δήλωση Φορτίου, μη δυνάμενος να προβάλλει ενστάσεις από τη συμβατική του σχέση με τον Προμηθευτή.
- για τους Αυτοπρομηθευόμενους Πελάτες, ρητή δήλωση ότι αποδέχονται την αρμοδιότητα του Διαχειριστή του Συστήματος να διακόψει την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτούς κατά την Ημέρα Κατανομής αναφορικά με

- την οποία ο Πελάτης αδυνατεί να εκπληρώσει τις χρηματικές υποχρεώσεις του λόγω συμμετοχής στον ΗΕΠ.
- για τους Εκπροσώπους Φορτίου, απόδειξη καταβολής του Αντιτίμου Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης που τους αναλογεί σύμφωνα με το Άρθρο 15 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
 - τεκμηρίωση της νόμιμης εκπροσώπησης του αιτούντος από τον υπογράφοντα την αίτηση και τις ανωτέρω δηλώσεις.
 - παροχή εγγυήσεων κατά το Άρθρο 213 του ΚΔΣ&ΣΗΕ για την κάλυψη των υποχρεώσεων του στο πλαίσιο της Διαδικασίας Εκκαθάρισης Αποκλίσεων και των Λογαριασμών Προσαυξήσεων.
 - ενεργοποίηση λογαριασμού και εξουσιοδότηση προς τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά το Άρθρο 62 του ΚΔΣ&ΣΗΕ παράγραφος (5).

7.3 Μητρώο Μονάδων Παραγωγής

Για κάθε Μονάδα Παραγωγής ο Διαχειριστής του Συστήματος εγγράφει στο Μητρώο ιδίως τα εξής στοιχεία:

- Κωδικό Αριθμό Μονάδας με τον οποίο η Μονάδα προσδιορίζεται με μοναδικό τρόπο.
- Αριθμό Πρωτοκόλλου Άδειας Παραγωγής.
- Τύπο Μονάδας.
- Καθαρή Ισχύ της Μονάδας σε MW όπως ορίζεται κατά το Άρθρο 217 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και δηλώνεται από τον αιτούντα κατά την εγγραφή.
- Χαρακτηρισμό της Μονάδας ως Κατανεμόμενης, Συμβεβλημένης ή Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών. Η σχετική εγγραφή δύναται να τροποποιείται με ευθύνη του Διαχειριστή του Συστήματος ανάλογα με τον εκάστοτε προσδιορισμό της μονάδας ως Κατανεμόμενης, Συμβεβλημένης ή Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

7.4 Συμμετοχή στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό

Ως συμμετοχή στον ΗΕΠ νοείται ιδίως:

- η υποβολή Δηλώσεων Φορτίου από Εκπροσώπους Φορτίου για Πελάτες οι οποίοι καταναλώνουν ηλεκτρική ενέργεια εντός της Ελληνικής Επικράτειας, από κατόχους άδειας παραγωγής ή Προμηθευτές για Εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και από κατόχους άδειας παραγωγής για Αντλητικές Μονάδες σε λειτουργία άντλησης και για τα Βοηθητικά και τα Γενικά Βοηθητικά της Μονάδας τους όταν αυτά δεν καλύπτονται από την παραγωγή της Μονάδας. Οι Δηλώσεις Φορτίου των κατόχων άδειας παραγωγής μπορούν να υποβάλλονται και από Προμηθευτές. Οι Δηλώσεις Φορτίου υποβάλλονται σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- η υποβολή Προσφορών Έγχυσης από κατόχους άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες, από κατόχους άδειας προμήθειας και

Αυτοπρομηθευόμενους Πελάτες για Εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας και από τον Διαχειριστή του Συστήματος για Μονάδες του άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

- η υποβολή Δηλώσεων Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων από κατόχους άδειας παραγωγής Υδροηλεκτρικών Μονάδων, περιλαμβανομένων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων Άντλησης, σύμφωνα με το Άρθρο 28 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- η υποβολή Προσφορών Εφεδρειών από κατόχους άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες και από τον Διαχειριστή του Συστήματος για Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- η υποβολή Δηλώσεων Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας από κατόχους άδειας παραγωγής για Μονάδες σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- η υποβολή Δηλώσεων Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων από κατόχους άδειας παραγωγής για Μονάδες σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

7.5 Συλλογή και Ανταλλαγή Στοιχείων κατά την Διάρκεια της Διαδικασίας του Προγραμματισμού Κατανομής

- Κάτοχος άδειας παραγωγής ο οποίος έχει υποβάλει Προσφορά Έγχυσης ή/και Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων στον ΗΕΠ, υποχρεούται, ανεξάρτητα από την ένταξη της Προσφοράς Έγχυσης στο Πρόγραμμα ΗΕΠ, να ενημερώνει άμεσα και αιτιολογημένα τον Διαχειριστή του Συστήματος στην περίπτωση που μετά την αντίστοιχη Λήξη Προθεσμίας Υποβολής συμβεί κάτι από τα οριζόμενα στο Άρθρο 79 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Εκπρόσωπος Φορτίου ο οποίος έχει υποβάλει Δήλωση Φορτίου που συμπεριλήφθηκε στο Πρόγραμμα ΗΕΠ, υποχρεούται να κοινοποιεί άμεσα στον Διαχειριστή του Συστήματος κάθε πληροφορία η οποία είναι δυνατόν να επηρεάσει τις ποσότητες ενέργειας που αντιστοιχεί στους Μετρητές τους οποίους εκπροσωπεί.

7.6 Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επιτρέπεται να συνάπτει, κατόπιν διαγωνισμού, Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών με κατόχους άδειας παραγωγής χωριστά κατά Μονάδα στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του κατά το Άρθρο 15 παράγραφος (4) του Νόμου 2773/1999 όπως ισχύει. Η διαδικασία των διαγωνισμών, οι όροι και οι προϋποθέσεις συμμετοχής, τα κριτήρια επιλογής για την ανάδειξη της πλέον συμφέρουσας από οικονομική άποψη προσφοράς, το μέγιστο και ελάχιστο των προσφορών, τα σχέδια συμβάσεων και κάθε άλλη αναγκαία λεπτομέρεια καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος και γνώμη της ΡΑΕ, σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 28 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

7.7 Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επιτρέπεται να συνάπτει, κατόπιν διαγωνισμού, Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος με κατόχους άδειας παραγωγής χωριστά κατά Μονάδα. Η διαδικασία των διαγωνισμών, οι όροι και οι προϋποθέσεις συμμετοχής, τα κριτήρια επιλογής για την ανάδειξη της πλέον συμφέρουσας από οικονομική άποψη προσφοράς, το μέγιστο και ελάχιστο των προσφορών, τα σχέδια συμβάσεων και κάθε άλλη αναγκαία λεπτομέρεια καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του Συστήματος και γνώμη της ΡΑΕ, σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 29 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

7.8 Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών

Ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει και ενημερώνει το Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών, σύμφωνα με το ΤΜΗΜΑ V του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Στο Μητρώο Καταχωρημένων Μετρητών περιλαμβάνονται, κατ' ελάχιστον, τα ακόλουθα στοιχεία για κάθε Καταχωρημένο Μετρητή:

- η Κατηγορία Μετρητών στην οποία εντάσσεται ο Μετρητής.
- οι προδιαγραφές του Μετρητή.
- ο αριθμός σειράς του Μετρητή.
- οι τηλεφωνικοί αριθμοί πρόσβασης στο Μετρητή.
- οι τιμές παλμών.
- πληροφορίες που αφορούν τους μετασχηματιστές μετρήσεων.
- τα πιστοποιητικά του Μετρητή.
- ο κωδικός του Σημείου Σύνδεσης εγκατάστασης του Μετρητή και η διεύθυνση της τοποθεσίας εγκατάστασης.
- η ημερομηνία εγκατάστασης.
- λεπτομέρειες ελέγχων που διενεργήθηκαν κατά την εγκατάσταση.
- λεπτομέρειες περιοδικών ελέγχων.
- οι κωδικοί του Μετρητή στο σύστημα τηλεμέτρησης.
- η κατηγορία χρήσης της μετρούμενης ενέργειας.
- για τους Μετρητές Παραγωγής και τους Μετρητές Φορτίου, ο κωδικός της εγκατάστασης της οποίας η ενέργεια μετράται.
- για τους Εναλλακτικούς Μετρητές, ο κωδικός του Κύριου Μετρητή.
- άλλα στοιχεία τα οποία ο Διαχειριστής του Συστήματος κρίνει απαραίτητα.

7.9 Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

Οι διατάξεις του ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ 42 του ΚΔΣ&ΣΗΕ καθορίζουν τον τρόπο με τον οποίο οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν κατά την άσκηση της δραστηριότητάς τους να προσκομίζουν ικανοποιητικές μακροχρόνιες εγγυήσεις με την έκδοση Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) για την εξασφάλιση διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το Σύστημα.

Επιπρόσθετα, οι διατάξεις του ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ 43 του ΚΔΣ&ΣΗΕ καθορίζουν τα δικαιώματα και τις υποχρεώσεις των κατόχων άδειας παραγωγής να εκδίδουν Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ), καθώς επίσης και τον τύπο και το περιεχόμενο των υπόψη συμβάσεων.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί Μητρώο ΑΔΙ, στο οποίο εγγράφει σύμφωνα με τα οριζόμενα στο Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος κατόπιν ελέγχου τα στοιχεία των ΑΔΙ, και Μητρώο ΣΔΙ στο οποίο εγγράφει σύμφωνα με τα οριζόμενα στο Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος τα στοιχεία των ΣΔΙ. Οι προαναφερόμενες διαδικασίες και τα στοιχεία εγγραφής για κάθε τύπο συμβολαίου είναι σύμφωνα με το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 45 . του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

Τα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) που έχουν κατατεθεί στο Μητρώο ΑΔΙ αποτελούν πρόταση για τη σύναψη Σύμβασης Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) με Εκπροσώπους Φορτίου. Η ΣΔΙ καταρτίζεται με την υπογραφή της Αίτησης Καταχώρισης ΣΔΙ από τον Παραγωγό και τον Εκπρόσωπο Φορτίου, την, με μέριμνα του Εκπροσώπου Φορτίου, υποβολή της Αίτησης Καταχώρισης ΣΔΙ στο Μητρώο ΣΔΙ του Διαχειριστή του Συστήματος και την καταχώριση της ΣΔΙ από τον Διαχειριστή του Συστήματος στο Μητρώο ΣΔΙ.

Για τη διευκόλυνση της σύναψης ΣΔΙ, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να διεξάγει δημοπρασίες κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ (ΚΕΦΑΛΑΙΟ 46).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να συνάπτει ΣΔΙ με κατόχους άδειας παραγωγής για νέες Μονάδες κατόπιν διαγωνισμού σύμφωνα με τα οριζόμενα στις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 47, με σκοπό την περαιτέρω μεταβίβασή τους σε Εκπροσώπους Φορτίου. Ως αντισυμβαλλόμενος στις ΣΔΙ, ο Διαχειριστής του Συστήματος δρα κατά το άρθρο 228 του ΚΔΣ&ΣΗΕ και οφείλει να επιδιώξει να μεταβιβάσει τις ΣΔΙ σε Εκπροσώπους Φορτίου.

7.10 Προγραμματισμός Συντήρησης Μονάδων

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής Μονάδων υποβάλλουν έως το τέλος Φεβρουαρίου προτεινόμενο πρόγραμμα συντήρησης των Μονάδων τους, σύμφωνα με το Άρθρο 284 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

7.11 Αλλαγές Εγκεκριμένου Προγράμματος Συντήρησης

Στην περίπτωση κατά την οποία κάτοχος άδειας παραγωγής θεωρεί ότι συντρέχουν έκτακτοι τεχνικοί λόγοι οι οποίοι επιβάλλουν μεταβολή του χρονικού διαστήματος συντήρησης Μονάδας εντός του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας

δύναται οποτεδήποτε να υποβάλλει τεκμηριωμένη αίτηση στον Διαχειριστή του Συστήματος, σύμφωνα με το Άρθρο 285 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

7.12 Υποχρέωση Γνωστοποίησης Εργασιών Συντήρησης

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής οφείλουν να ενημερώνουν τον Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με τις εργασίες συντήρησης που δεν συνιστούν προγραμματισμένη κράτηση και στις οποίες προτίθενται να προβούν, εφόσον αυτές επηρεάζουν ή δύνανται να επηρεάσουν την ικανότητα της μονάδας παραγωγής ή την ικανότητα παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών, σύμφωνα με το Άρθρο 286 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

7.13 Υποβολή Στοιχείων από τους Χρήστες ή Υποψήφιους Χρήστες

Οι Χρήστες ή οι υποψήφιοι Χρήστες υποχρεούνται να υποβάλλουν στον Διαχειριστή του Συστήματος συγκεκριμένα στοιχεία στο πλαίσιο της διαδικασίας σύνδεσης στο Σύστημα, καθώς και σε κάθε περίπτωση τροποποίησης των εν λόγω στοιχείων, σύμφωνα με το Άρθρο 294 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

7.14 Στοιχεία Κατόχων Άδειας Παραγωγής

Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής υποβάλλει στον Διαχειριστή του Συστήματος λεπτομερή στοιχεία, τα οποία απαιτούνται για το σχεδιασμό, την κατασκευή και τη λειτουργία της σύνδεσής του, σύμφωνα με το Άρθρο 295 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

7.15 Στοιχεία Ζήτησης

Κάθε Πελάτης συνδεδεμένος στο Σύστημα και ο Διαχειριστής του Δικτύου υποβάλλουν στον Διαχειριστή του Συστήματος στοιχεία τα οποία απαιτούνται για το σχεδιασμό, την κατασκευή και τη λειτουργία της σύνδεσής του, σύμφωνα με το Άρθρο 296 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.




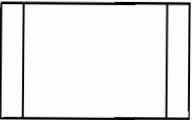
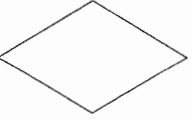
7.16 Σύμβαση Σύνδεσης

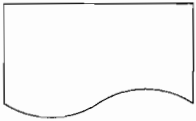
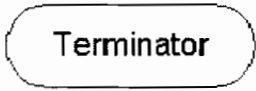
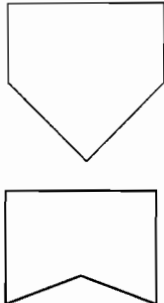

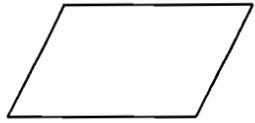



Οι ελάχιστες τεχνικές και λειτουργικές προδιαγραφές, που πρέπει να πληρούνται για την αξιόπιστη και ασφαλή λειτουργία του Συστήματος προς όφελος των Χρηστών, καθώς και των εγκαταστάσεων και των μηχανημάτων τους που συνδέονται με το Σύστημα, καθορίζονται με τους όρους της σύμβασης σύνδεσης στο Σύστημα, σε εφαρμογή και των οριζομένων κατά τα ΚΕΦΑΛΑΙΑ 53, 58 και 59 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.

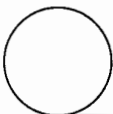
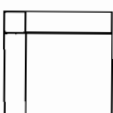
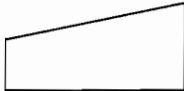


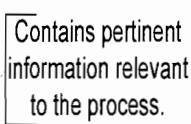


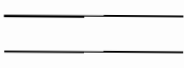

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι

ΟΡΙΣΜΟΙ ΣΧΗΜΑΤΩΝ VISIO

Το παρόν Παράρτημα παρέχει τον ορισμό των σχημάτων που χρησιμοποιούνται κατά την ανάπτυξη των Διαγραμμάτων Ροής. Τα Διαγράμματα Ροής απεικονίζουν τις βασικές Επιχειρησιακές Διαδικασίες των διαφόρων δραστηριοτήτων της αγοράς που διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος. Τα Διαγράμματα Ροής ενσωματώνονται στις ενότητες του παρόντος Εγχειριδίου.

Σύμβολο	Ορισμός
	Σύνολο Διαδικασιών – το σχήμα αυτό αντιπροσωπεύει μία συλλογή από διαδικασίες και δείχνει την σχέση της μίας διαδικασίας με την άλλη.
	Κύρια Διαδικασία – το σχήμα αυτό περιέχει μία συνοπτική περιγραφή της διαδικασίας που θα περιγραφεί στην συνέχεια με λεπτομέρεια.
	Τεμάχιο Διαδικασίας – το σχήμα αυτό περιγράφει «διαδικασίες» οι οποίες μπορούν να ορισθούν ως εκτέλεση συγκεκριμένων ενεργειών. Αποτελεί το συστατικό στοιχείο των διαγραμμάτων ροής Visio.
	Προκαθορισμένη Διαδικασία - το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για ένα σύνολο βημάτων που συνδυάζονται ώστε να δημιουργηθεί μία υπο-διαδικασία που ορίζεται κάπου αλλού, συχνά σε άλλη σελίδα του ίδιου διαγράμματος.
	<p>Σύμβολο Απόφασης – όπως υπονοεί το όνομα, το σχήμα αυτό διακλαδίζει το διάγραμμα ροής με βάση την απόφαση που επιλέγεται. Το σχήμα λειτουργεί ως “If” δήλωση.</p> <p>Υπάρχουν δύο βασικοί τρόποι χρήσης του συμβόλου:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Yes/No Path – Έχει δύο εξόδους, Yes or No. • Multiple Path – Η ροή μπορεί να ακολουθήσει πολλαπλούς δρόμους που βασίζονται στις εξόδους. <p>Το σημαντικό εδώ είναι κάθε μονοπάτι να είναι σωστά χαρακτηρισμένο, ακόμα και στην περίπτωση του “Yes” ή του “No”. Αλλιώς, καθίσταται δύσκολη η συνέχιση της πορείας στο διάγραμμα.</p>

Σύμβολο	Ορισμός
	<p>Σύμβολο Εγγράφου – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για να αναπαραστήσει ένα έγγραφο στο Διάγραμμα Ροής. Για παράδειγμα, εάν η είσοδος στην διαδικασία είναι ένα αρχείο, μπορεί να αναπαρασταθεί με το σύμβολο αυτό. Ένα άλλο παράδειγμα είναι εάν η έξοδος μίας διαδικασίας είναι ένα αρχείο.</p>
	<p>Σύμβολο Τερματισμού – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για να ξεκινήσει ή να τερματισθεί ένα διάγραμμα. Κατά κανόνα, κάθε Διάγραμμα Ροής έχει το σχήμα αυτό στην αρχή χαρακτηρισμένο ως «Εκκίνηση της (διαδικασίας)» και ένα στο τέλος ως «Τερματισμός της (διαδικασίας)». Ωστόσο, εάν το διάγραμμα καταλήγει σε πολλά σημεία, θα πρέπει να τοποθετηθεί και από ένα σύμβολο τερματισμού σε κάθε σημείο. Αυτό επίσης συμβαίνει και εάν το διάγραμμα έχει πολλαπλά σημεία εκκίνησης, κάτι που είναι πιο σπάνιο.</p>
	<p>Αναφορά εκτός σελίδας – τα σύμβολα αυτά χρησιμοποιούνται όταν κάτι που αναφέρεται βρίσκεται σε διαφορετική σελίδα. Τα σύμβολα αυτά είναι χρήσιμα γιατί αποφεύγεται η επανάληψη του ίδιου συνόλου συμβόλων πολλές φορές σε ένα διάγραμμα.</p>
	<p>Αναφορά εντός σελίδας – Ο μικρός αυτός κύκλος υποδηλώνει ότι το επόμενο (ή προηγούμενο) βήμα είναι κάπου αλλού στο διάγραμμα.</p>
	<p>Δεδομένα - το σχήμα αυτό υποδηλώνει πως η πληροφορία εισέρχεται στην διαδικασία από έξω, ή αφήνει την διαδικασία. Το σχήμα αυτό μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για να δηλώσει συστατικά και μερικές φορές ονομάζεται και σχήμα Εισόδου/Εξόδου.</p>
	<p>Σύμβολο Βάσης Δεδομένων – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται συχνά όταν σχεδιάζονται software διαδικασίες, και παριστάνει μία σύνδεση σε βάση δεδομένων ή πιο ειδικά έναν πίνακα της βάσης.</p>
	<p>Αποθηκευμένα Δεδομένα – το στοιχείο αυτό δείχνει ποιες πληροφορίες που είναι τα αποτελέσματα της διαδικασίας αποθηκεύονται.</p>
	<p>Απευθείας δεδομένα - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία αποθηκευμένη έτσι ώστε μία απλή εγγραφή μπορεί να προσπελασθεί απευθείας. Το σχήμα αυτό αναπαριστά πως ένα σκληρός δίσκος υπολογιστή αποθηκεύει δεδομένα.</p>

Σύμβολο	Ορισμός
	Διαδοχικά δεδομένα - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία που αποθηκεύεται σε διαδοχική σειρά, όπως τα δεδομένα σε μαγνητική ταινία. Όταν τα δεδομένα αποθηκεύονται διαδοχικά, πρέπει και να ανακτηθούν διαδοχικά. Για παράδειγμα, για να υπάρχει πρόσβαση στην εγγραφή 7 πρέπει κάποιος πρώτα να πάει στις εγγραφές 1 έως 6.
	Εσωτερική αποθήκευση - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία αποθηκευμένη σε έναν υπολογιστή.
	Χειροκίνητη είσοδος - Πρόκειται για ένα βήμα όπου κάποιος χειριστής παρέχει πληροφορίες στην διαδικασία.
	Χειροκίνητη λειτουργία - Πρόκειται για ένα βήμα που πρέπει να εκτελεσθεί από χειριστή.
	Δυναμικός σύνδεσμος - το εργαλείο αυτό συνδέει ένα στοιχείο με άλλο και δηλώνει την κατεύθυνση της ροής της διαδικασίας. Οι σύνδεσμοι αυτοί δύναται να δείχνουν την σύνδεση μίας διαδικασίας ή συνόλου δεδομένων ή κάτι άλλου ή μπορεί να καταλήγουν σε ένα «Σύμβολο Απόφασης» και χαρακτηρίζονται με μία "Yes" ή "No" απόφαση και την επακόλουθη διαδικασία.
	Σχολιασμός - το κουτί κειμένου στις αγκύλες χρησιμοποιείται για να προστεθούν σχόλια για τα σχήματα του διαγράμματος ροής.
	Απεικόνιση - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία που απεικονίζεται σε χειριστή, συνήθως σε οθόνη υπολογιστή.
	Προπαρασκευή - το σχήμα αυτό δείχνει σε ποιο σημείο οι μεταβλητές αρχικοποιούνται στην προετοιμασία για μία διαδικασία.
	Παράλληλη κατάσταση - το σχήμα αυτό δείχνει που δύο διαφορετικές διαδικασίες μπορούν να λειτουργούν ταυτόχρονα.
Σύμβολο	Ορισμός
	Όριο βρόχου - το σχήμα αυτό σημειώνει τον μέγιστο αριθμό των επαναλήψεων που πρέπει να τρέξουν σε ένα βρόχο προτού προχωρήσει στο επόμενο βήμα.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ**ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΙΣΗΣ ΑΝΑΦΟΡΩΝ ΚΔΣ&ΣΗΕ
ΜΕ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ**

Αύξων αριθμός	Αναφορά ΚΔΣ&ΣΗΕ	Αντικείμενο	Εγχειρίδιο
1	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Τμήμα ΙΙ, Κεφάλαιο 12, Άρθρα. 56-61	Επίλυση ημερήσιας αγοράς (προετοιμασία /λύση)	Άρθρο 5.1
2	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 13	Συμμετοχή στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ)	Άρθρο 5.1.3.
3	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 16, 23, 133	Ενέργειες των Συμμετεχόντων στην Αγορά ΗΕΠ	Άρθρο 5.1.3.1.
4	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 14, 131, 140	Προετοιμασία και Υπολογισμός του Προγράμματος ΗΕΠ	Άρθρο 5.1.3.2.
5	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 16	Δηλώσεις Φορτίου	Άρθρο 5.1.5.1.
6	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 23	Προσφορές Έγχυσης	Άρθρο 5.1.5.2.
7	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 133	Επικουρικές Υπηρεσίες	Άρθρο 5.1.5.3.
8	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 14	Υποχρεώσεις και δικαιώματα του Διαχειριστή του Συστήματος στο πλαίσιο της Αγοράς του ΗΕΠ	Άρθρο 5.1.5.4.
9	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 140	Αρχεία που Διατηρούνται	Άρθρο 5.1.7.

Αύξων αριθμός	Αναφορά ΚΔΣ&ΣΗΕ	Αντικείμενο	Εγχειρίδιο
10	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα II, κεφ. 13. Άρθρα 62-66	Εκκαθάριση Ημερήσιας Αγοράς (ΗΕΠ)	Κεφ. 5.2.
11	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα III, κεφ. 16-23. Άρθρα 74-122	Προγραμματισμός Κατανομής (DS)	Κεφ. 5.3.
12	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 91	Υποχρεώσεις των Κατόχων Αδειών Παραγωγής	Άρθρο 5.3.2.1.
13	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 116	Υποχρεώσεις Χρηστών Σχετικά με την Περικοπή Φορτίου	Άρθρο 5.3.2.2.
14	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 118	Πρόσθετες Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Δικτύου για Περικοπή Φορτίου	Άρθρο 5.3.2.3.
15	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 120	Πρόσθετες Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Δικτύου για Περικοπή Φορτίου	Άρθρο 5.3.2.4.
16	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 75	Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς	Άρθρο 5.3.2.5.
17	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 76	Ενέργειες Κατόχων Αδειας Παραγωγής	Άρθρο 5.3.2.6.
18	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 79	Πληροφορίες των Κατόχων Αδειας Παραγωγής προς τον Διαχειριστή του Συστήματος	Άρθρο 5.3.3.1.1.
19	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 80	Πληροφορίες Εισαγωγέων προς τον Διαχειριστή του	Άρθρο 5.3.3.1.2.

Αύξων αριθμός	Αναφορά ΚΔΣ&ΣΗΕ	Αντικείμενο	Εγχειρίδιο
		Συστήματος	
20	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα VI, κεφ. 34-39. Άρθρα 173-213	Εκκαθάριση Αποκλίσεων	Κεφ. 5.4.
21	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα V, κεφ. 30-33. Άρθρα 155-172, Παράρτημα Α, Κεφάλαιο Α.2, Άρθρα Α.9-Α.16	Μετρήσεις	Κεφ. 5.5.
22	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα VIII, κεφ. 48-50. Άρθρα 247-260	Προγραμματισμός και Συντήρηση Συστήματος	Κεφ. 5.6.
23	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα IX, κεφ. 51-52. Άρθρα 261-272	Ανάπτυξη Συστήματος	Κεφ. 5.7.
24	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Ενότητα VII, κεφ. 40-47. Άρθρα 214-246	Μηχανισμός για την Επάρκεια Ισχύος (CAM)	Κεφ. 5.8.
25	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 124	Επικουρικές Υπηρεσίες και Συμπληρωματική Ενέργεια	Κεφ. 5.9.
26	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 125	Πρωτεύουσα Εφεδρεία	Άρθρο 5.9.1.1.
27	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 125	Δευτερεύουσα Εφεδρεία	Άρθρο 5.9.1.2.
28	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 125	Τριτεύουσα Εφεδρεία	Άρθρο 5.9.1.3.
29	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 125	Στρεφόμενη Εφεδρεία	Άρθρο 5.9.1.3.1
30	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 125	Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία	Άρθρο 5.9.1.3.2

Αύξων αριθμός	Αναφορά ΚΔΣ&ΣΗΕ	Αντικείμενο	Εγχειρίδιο
31	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 126	Στατή Εφεδρεία	Άρθρο 5.9.1.4
32	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 127	Ρύθμιση Τάσης	Άρθρο 5.9.1.5
33	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 128	Επανεκκίνηση του Συστήματος	Άρθρο 5.9.1.6
34	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 129-130	Συμπληρωματική Ενέργεια	Άρθρο 5.9.1.7
35	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 14, 23, 33, 79, 91, 132, 133	Υποχρεώσεις και Δικαιώματα στην Διαδικασία των Επικουρικών Υπηρεσιών	Άρθρο 5.9.3.
36	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 139, 149, 150	Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών	Άρθρο 5.9.4.1
37	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 139, 151, 152	Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος	Άρθρο 5.9.4.2
38	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 42, 154, 317	Συμβάσεις Εφεδρείας Έκτακτων Αναγκών	Άρθρο 5.9.4.3
39	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 129, 130	Αρχεία που Διατηρούνται	Άρθρο 5.9.4.4
40	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 141, 145	Τεχνικές Απαιτήσεις και Προδιαγραφές	Άρθρο 5.9.4.5
41	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 66	Προδιαγραφές και Έγκριση ΤΕΙΑΣ	Άρθρο 5.10.1
42	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 67	Επικοινωνία μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και των Συμμετεχόντων	Άρθρο 5.10.2

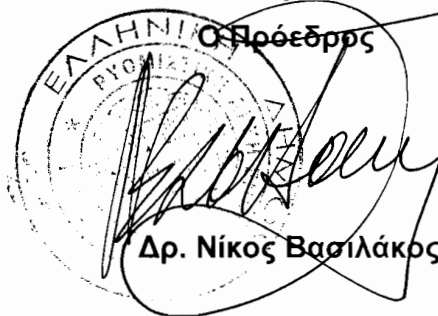
Αύξων αριθμός	Αναφορά ΚΔΣ&ΣΗΕ	Αντικείμενο	Εγχειρίδιο
43	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 68	Υποστήριξη των Συμμετεχόντων στην Αγορά	Άρθρο 5.10.3
44	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 69	Διαδικασία Ελέγχου ΤΕΙΑΣ	Άρθρο 5.10.4
45	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρα 24, 25-27, 34, 44, 71, 147, 186, 197	Διοικητικά Οριζόμενες Τιμές	Άρθρο 5.11
46	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 197	Ορισμός Οριακής Τιμής Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης σε περίπτωση Έκτακτης Ανάγκης	Άρθρο 6.1
47	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 256	Κοινοποίηση Αποτελεσμάτων των Λειτουργικών Ελέγχων	Άρθρο 6.2
48	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 321	Μεταβατικές Διατάξεις Αναφορικά με τη Διαδικασία του ΗΕΠ	Άρθρο 6.3
49	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 44	Κατάλογος όλων των Τυποποιημένων Εγγραφών και Τύπων	Κεφ. 8.
50	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 294	Υποβολή στοιχείων από τους Χρήστες ή Υποψήφιους Χρήστες	Άρθρο 8.3
51	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 295	Στοιχεία Κατόχων Άδειας Παραγωγής	Άρθρο 8.4

Αύξων αριθμός	Αναφορά ΚΔΣ&ΣΗΕ	Αντικείμενο	Εγχειρίδιο
52	ΚΔΣ&ΣΗΕ, Άρθρο 296	Στοιχεία ζήτησης	Άρθρο 8.5

Αθήνα, 21/12/ 2011

Για τη ΡΑΕ

Ο Πρόεδρος



Δρ. Νίκος Βασιλάκος



* 0 2 0 0 5 0 4 2 9 0 2 1 2 1 4 4 4 *

ΑΠΟ ΤΟ ΕΘΝΙΚΟ ΤΥΠΟΓΡΑΦΕΙΟ

ΚΑΠΟΔΙΣΤΡΕΙΟΥ 34 * ΑΘΗΝΑ 104 32 * ΤΗΛ. 210 52 79 000 * FAX 210 52 21 004