



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

15 Απριλίου 2025

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 1871

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

- 1 Έγκριση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) για την τροποποίηση της μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας
- 2 Έγκριση τροποποίησης της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας, σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 6 του άρθρου 1.2 και της παρ. 4 του άρθρου 19.1 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης και της παρ. 4 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016.

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. Ε-8/2025

(1)

Έγκριση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) για την τροποποίηση της μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας

Ο ΚΛΑΔΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗΣ
ΑΡΧΗΣ ΑΠΟΒΛΗΤΩΝ, ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΑΤΩΝ

Έχοντας υπόψη:

1. Τον ν. 4425/2016 «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και

διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις» (Α' 185) και ιδίως τα άρθρα 6 και 17 του Κεφαλαίου Γ του νόμου αυτού.

2. Τον ν. 4001/2011 «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (Α' 179), ιδίως τα άρθρα 22 και 32 αυτού.

3. Το άρθρο 121 ν. 5043/2023 «Ρυθμίσεις σχετικά με τους Οργανισμούς Τοπικής Αυτοδιοίκησης α' και β' βαθμού - Διατάξεις για την ευζωία των ζώων συντροφιάς - Διατάξεις για το ανθρώπινο δυναμικό του δημοσίου τομέα - Λοιπές ρυθμίσεις του Υπουργείου Εσωτερικών και άλλες επείγουσες διατάξεις» (Α' 91).

4. Τον ν. 5037/2023 «Μετονομασία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας σε Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων και διεύρυνση του αντικειμένου της με αρμοδιότητες επί των υπηρεσιών ύδατος και της διαχείρισης αστικών αποβλήτων, ενίσχυση της υδατικής πολιτικής - Εκσυγχρονισμός της νομοθεσίας για τη χρήση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μέσω της ενσωμάτωσης των Οδηγιών ΕΕ 2018/2001 και 2019/944 - Ειδικότερες διατάξεις για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την προστασία του περιβάλλοντος» (Α' 78), και ιδίως τα άρθρα 1-23.

5. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/943 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 5ης Ιουνίου 2019, σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΕ L 158 της 14.6.2019, σ. 54 επ.).

6. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/942 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019, για την ίδρυση Οργανισμού της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τη Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (αναδιτύπωση) (ΕΕ L 158 της 14.6.2019, σ. 22 επ.).

7. Τον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003 (ΕΕ L 211 της 14.08.2009 σελ. 15).

8. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής της 26ης Σεπτεμβρίου 2016 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας (ΕΕ L 259 της 27.09.2016, σελ. 42 επ.) και ιδίως των άρθρων 4 και 10, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 23 και 24 αυτού.

9. Την υπ' αρ. 1460/2020 απόφαση ΠΑΕ με θέμα «Έγκριση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) για τη μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας» (Β' 4876).

10. Το υπό στοιχεία ΠΑΑΕΥ Ι-374267/27.05.2024 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με το οποίο υποβλήθηκε στις οικείες Ρυθμιστικές Αρχές προς έγκριση, εκ μέρους των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR), η κοινή πρόταση των ΔΣΜ που αφορά στην τροποποίηση της κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού της δυναμικότητας για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια εντός της SEE CCR σύμφωνα με το άρθρο 10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας.

11. Το υπό στοιχεία ΠΑΑΕΥ Ι-375327/12.06.2024 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με συνημμένη την επίσημη μετάφραση της ανωτέρω πρότασης.

12. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΠΑΑΕΥ επί της ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ, η οποία έλαβε χώρα από τις 20.06.2024 έως και τις 26.07.2024¹.

13. Τα αποτελέσματα της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας του SEE ERF στις 22.01.2025, τα οποία επιβεβαίωσαν την ομόφωνη συμφωνία (unanimous agreement) των Ρυθμιστικών Αρχών Ελλάδας, Βουλγαρίας και Ρουμανίας περί της έγκρισης της κοινής πρότασης των ΔΣΜ της SEE CCR για την τροποποίηση της κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού της δυναμικότητας για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια εντός της SEE CCR σύμφωνα με το άρθρο 10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας (υπό στοιχεία ΠΑΕ Ι-388025/23.01.2025). Στα αποτελέσματα συμπεριλαμβανόταν σχέδιο σχετικής επιστολής προς τους ΔΣΜ της SEE CCR με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στον ACER.

14. Το γεγονός ότι, σύμφωνα και με τα προβλεπόμενα στην παρ. 2 του άρθρου 5 του ν. 4001/2011, όπου γίνεται αναφορά στην επωνυμία «Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας» ή «ΡΑΕ», νοείται η «Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων» ή «ΡΑΑΕΥ» και ειδικότερα ο Κλάδος Ενέργειας της εν λόγω Αρχής.

15. Το γεγονός ότι σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 1 του άρθρου 32 του ν. 4001/2011, οι πράξεις κανονιστικού χαρακτήρα που εκδίδονται από τη ΠΑΑΕΥ, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

16. Το γεγονός ότι η παρούσα απόφαση δεν θεσμοθετεί, δεν τροποποιεί και δεν καταργεί διοικητική διαδικασία καταχωριστέα στο Εθνικό Μητρώο Διοικητικών Διαδικασιών (ΕΜΔΔ-ΜΙΤΟΣ) του άρθρου 90 του ν. 4727/2020 (Α' 184).

17. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του κρατικού προϋπολογισμού.

Σκέφτηκε ως εξής:

Επειδή, στο πλαίσιο επίτευξης της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εξεδόθη, κατ' αρχήν, ο Κανονισμός (ΕΚ) υπ' αρ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003 (σχετ. 7).

Επειδή, στο άρθρο 19 «Ρυθμιστικές Αρχές» του Κανονισμού 714/2009, ρητώς ορίζεται ότι:

«Κατά την άσκηση των καθηκόντων τους, οι Ρυθμιστικές Αρχές εξασφαλίζουν τη συμμόρφωση προς τον παρόντα Κανονισμό και προς τις κατευθυντήριες γραμμές που θεσπίζονται σύμφωνα με το άρθρο 18. Εφόσον ενδείκνυται για την επίτευξη των σκοπών του παρόντος Κανονισμού, οι ρυθμιστικές αρχές συνεργάζονται μεταξύ τους καθώς και με την Επιτροπή και τον Οργανισμό σύμφωνα με το κεφάλαιο ΙΧ της οδηγίας 2009/72/ΕΚ.».

Επειδή, δυνάμει της ανωτέρω εξουσιοδότησης του άρθρου 18 του Κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 και σύμφωνα με το άρθρο 290 ΣΛΕΕ, εξεδόθη από την Επιτροπή ο υπ' αρ. 2016/1719 Κανονισμός (ΕΕ) της 26ης Σεπτεμβρίου 2016 (εφεξής ο «Κανονισμός», σχετ. 8), σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας στα Κράτη Μέλη.

Ειδικότερα, αντικείμενο του Κανονισμού αποτελεί, κατά το άρθρο 1, ο καθορισμός αναλυτικών κανόνων για τη διαζωνική κατανομή δυναμικότητας στις μελλοντικές αγορές, την καθιέρωση μιας κοινής μεθοδολογίας για τον προσδιορισμό της μακροπρόθεσμης διαζωνικής δυναμικότητας, τη θέσπιση ενιαίου μηχανισμού κατανομής σε ευρωπαϊκό επίπεδο, ο οποίος παρέχει μακροπρόθεσμα δικαιώματα μεταφοράς και τη δυνατότητα επιστροφής μακροπρόθεσμων δικαιωμάτων μεταφοράς για μεταγενέστερη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας ή μεταβίβασης μακροπρόθεσμων δικαιωμάτων μεταφοράς μεταξύ των συμμετεχόντων στην αγορά.

Επειδή, κατά το άρθρο 9 «Χρονικά πλαίσια υπολογισμού δυναμικότητας» του ως άνω Κανονισμού:

«Όλοι οι ΔΣΜ σε κάθε περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας μεριμνούν για τον υπολογισμό της μακροπρόθεσμης διαζωνικής δυναμικότητας για κάθε μελλοντική κατανομή δυναμικότητας και τουλάχιστον σε ετήσιο και μηνιαίο χρονικό πλαίσιο».

Επειδή, κατά το άρθρο 10 «Μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας» του ως άνω Κανονισμού:

«1. Το αργότερο εντός έξι μηνών από την έγκριση της κοινής μεθοδολογίας συντονισμένου υπολογισμού της δυναμικότητας που αναφέρεται στο άρθρο 9 παράγραφος 7 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, όλοι οι ΔΣΜ σε κάθε περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας υποβάλλουν πρόταση σχετικά με κοινή μεθοδολογία υπολογισμού της δυναμικότητας για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια εντός της εκάστοτε περιφέρειας. Η πρόταση υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 6.

2. Η προσέγγιση που χρησιμοποιείται στην κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας είναι είτε μια

¹ <https://www.raaey.gr/energeia/diavoulefsis/88573/>

προσέγγιση συντονισμένης καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς είτε μια προσέγγιση με βάση τη ροή.

3. Η μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας είναι συμβατή με τη μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας που έχει καθοριστεί για τα χρονικά πλαίσια αγοράς επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας αγοράς δυνάμει της παρ. 1 του άρθρου 21 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222.

4. Η αβεβαιότητα που σχετίζεται με τα χρονικά πλαίσια υπολογισμού της μακροπρόθεσμης δυναμικότητας λαμβάνεται υπόψη κατά την εφαρμογή:

α) ανάλυσης ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων, χρησιμοποιώντας τις εισροές υπολογισμού δυναμικότητας, την προσέγγιση υπολογισμού δυναμικότητας που αναφέρεται στο στοιχείο β) της παρ. 1 του άρθρου 21 και την επικύρωση της διαζωνικής δυναμικότητας που αναφέρεται στο στοιχείο γ) της παρ. 1 του άρθρου 21 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, ή

β) στατιστικής προσέγγισης βάσει του ιστορικού της διαζωνικής δυναμικότητας για τα χρονικά πλαίσια αγοράς επόμενης ημέρας ή ενδοημερήσιας αγοράς, εάν μπορεί να αποδειχθεί ότι η προσέγγιση αυτή μπορεί:

i) να αυξάνει την αποδοτικότητα της μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας·

ii) να λαμβάνει καλύτερα υπόψη τις αβεβαιότητες που υπάρχουν κατά τον υπολογισμό της μακροπρόθεσμης διαζωνικής δυναμικότητας σε σύγκριση με την ανάλυση ασφαλείας σύμφωνα με το στοιχείο α) της παρ. 4·

iii) να αυξάνει την οικονομική αποδοτικότητα με το ίδιο επίπεδο ασφαλείας συστήματος.

5. Όλοι οι ΔΣΜ σε κάθε περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας ενδέχεται να εφαρμόσουν από κοινού την προσέγγιση με βάση τη ροή για τα χρονικά πλαίσια υπολογισμού της μακροπρόθεσμης δυναμικότητας υπό τις ακόλουθες προϋποθέσεις:

α) η προσέγγιση με βάση τη ροή οδηγεί σε αύξηση της οικονομικής αποδοτικότητας στην περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας με το ίδιο επίπεδο ασφαλείας συστήματος·

β) η διαφάνεια και η ακρίβεια των αποτελεσμάτων με βάση τη ροή έχουν επιβεβαιωθεί στην περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας·

γ) οι ΔΣΜ παρέχουν προθεσμία έξι μηνών στους συμμετέχοντες στην αγορά προκειμένου να προσαρμόσουν τις διαδικασίες τους.

6. Στην περίπτωση εφαρμογής ανάλυσης ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων σχετικά με την ανάπτυξη μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας σε μια περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας, εφαρμόζονται οι απαιτήσεις όσον αφορά τις εισροές υπολογισμού δυναμικότητας, την προσέγγιση υπολογισμού δυναμικότητας και την επικύρωση διαζωνικής δυναμικότητας που προβλέπονται στην παρ. 1 του άρθρου 21 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, εκτός από το άρθρο 21 παρ. 1 στοιχείο α) σημείο iv), ανάλογα με την περίπτωση.

7. Κατά την ανάπτυξη της μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας, λαμβάνονται υπόψη οι απαιτήσεις για τις διαδικασίες επαναφοράς και η απαίτηση που προβλέπεται στην παρ. 3 του άρθρου 21 του κανονισμού

(ΕΕ) 2015/1222.».

Επειδή, κατά το άρθρο 11 «Μεθοδολογία περιθωρίου αξιοπιστίας» του ως άνω Κανονισμού, προβλέπεται ότι:

«Η πρόταση για κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας περιλαμβάνει μεθοδολογία περιθωρίου αξιοπιστίας η οποία πληροί τις οριζόμενες στο άρθρο 22 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 απαιτήσεις».

Επειδή, κατά το άρθρο 12 «Μεθοδολογίες για όρια επιχειρησιακής ασφάλειας και απρόβλεπτες υποχρεώσεις» του ως άνω Κανονισμού, προβλέπεται ότι:

«Η πρόταση για κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας περιλαμβάνει μεθοδολογίες για όρια επιχειρησιακής ασφάλειας και απρόβλεπτες υποχρεώσεις οι οποίες πληρούν τις οριζόμενες στην παρ. 1 και 2 του άρθρου 23 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 απαιτήσεις».

Επειδή, κατά το άρθρο 13 «Μεθοδολογία παραγωγικών μετατοπίσεων» του ως άνω Κανονισμού, προβλέπεται ότι:

«Η πρόταση για μια κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας περιλαμβάνει μεθοδολογία προσδιορισμού των παραγωγικών μετατοπίσεων η οποία πληροί τις οριζόμενες στο άρθρο 24 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 απαιτήσεις».

Επειδή, κατά το άρθρο 14 «Μεθοδολογία για διορθωτικά μέτρα» του ως άνω Κανονισμού, προβλέπεται ότι:

«Εάν στον υπολογισμό μακροπρόθεσμης δυναμικότητας λαμβάνονται υπόψη διορθωτικά μέτρα, κάθε ΔΣΜ μεριμνά ώστε τα εν λόγω διορθωτικά μέτρα να είναι τεχνικά διαθέσιμα σε πραγματικό επιχειρησιακό χρόνο και να πληρούν τις οριζόμενες στο άρθρο 25 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 απαιτήσεις».

Επειδή, κατά το άρθρο 15 «Μεθοδολογία επικύρωσης διαζωνικής δυναμικότητας» του ως άνω Κανονισμού, προβλέπεται ότι:

«Η πρόταση για μια κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας περιλαμβάνει μεθοδολογία επικύρωσης διαζωνικής δυναμικότητας η οποία πληροί τις οριζόμενες στο άρθρο 26 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 απαιτήσεις».

Επειδή, κατά το άρθρο 23 «Περιφερειακοί υπολογισμοί μακροπρόθεσμων διαζωνικών δυναμικοτήτων» του ως άνω Κανονισμού, προβλέπεται ότι:

«1. Όταν οι ΔΣΜ εφαρμόζουν τη στατιστική προσέγγιση δυνάμει του άρθρου 10, η διαδικασία υπολογισμού της μακροπρόθεσμης διαζωνικής δυναμικότητας περιλαμβάνει τουλάχιστον:

α) επιλεγμένα σύνολα δεδομένων ιστορικής διαζωνικής δυναμικότητας επόμενης ημέρας ή ενδοημερήσιας διαζωνικής δυναμικότητας από μια ενιαία περίοδο ή ένα σύνολο περιόδων και ταξινόμηση των δεδομένων σε μια καμπύλη διάρκειας·

β) υπολογισμό δυναμικότητας που αντιστοιχεί στο επίπεδο κινδύνου για το επιλεγμένο σύνολο δεδομένων·

γ) υπολογισμό μακροπρόθεσμης διαζωνικής δυναμικότητας που θα προσφερθεί για μελλοντική κατανομή δυναμικότητας λαμβάνοντας υπόψη ένα περιθώριο που θα αντανάκλα τη διαφορά μεταξύ των ιστορικών τιμών διαζωνικής δυναμικότητας και των προβλεπόμενων τιμών μακροπρόθεσμης διαζωνικής δυναμικότητας·

δ) κοινούς κανόνες ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι διαθέσιμες πληροφορίες σχετικά με προγραμματισμένες διακοπές, νέα υποδομή και μοτίβα παραγωγής και φορτίου για τα χρονικά πλαίσια υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας.

2. Στην περίπτωση που οι ΔΣΜ εφαρμόζουν ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10, οι απαιτήσεις του άρθρου 29 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 –εκτός από το άρθρο 29 παράγραφος 4 ανάλογα με την περίπτωση– εφαρμόζονται στα χρονικά πλαίσια υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας.

[...]

4. Κάθε φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας υποβάλλει την υπολογισμένη μακροπρόθεσμη διαζωνική δυναμικότητα και τον επιμερισμό της μακροπρόθεσμης διαζωνικής δυναμικότητας προς επικύρωση σε κάθε ΔΣΜ εντός της σχετικής περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας δυνάμει του άρθρου 24.»

Επειδή, κατά το άρθρο 24 «Επικύρωση και διαβίβαση αποτελεσμάτων διαζωνικής δυναμικότητας και επιμερισμένης διαζωνικής δυναμικότητας» του ως άνω Κανονισμού, προβλέπεται ότι:

«1. Κάθε ΔΣΜ επικυρώνει τα αποτελέσματα του υπολογισμού της μακροπρόθεσμης διαζωνικής δυναμικότητας στα σύνορά του ζωνών προσφοράς ή στα κρίσιμα στοιχεία δικτύου του για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας δυνάμει του άρθρου 15.

[...]

3. Κάθε ΔΣΜ αποστέλλει την οικεία επικύρωση δυναμικότητας και τον επικυρωμένο επιμερισμό της δυναμικότητας αυτής για κάθε μελλοντική κατανομή δυναμικότητας στους οικείους φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας και σε άλλους ΔΣΜ των σχετικών περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας. [...].»

Επειδή, κατά τις παρ. 5 και 7 του άρθρου 4 του ως άνω Κανονισμού «Έγκριση των όρων και προϋποθέσεων ή των μεθοδολογιών», η πρόταση των ΔΣΜ για τη μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας, κατά το άρθρο 10 του Κανονισμού, υπόκειται στην έγκριση όλων των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας, ως εξής:

«...5. Κάθε ρυθμιστική αρχή είναι αρμόδια για την έγκριση των όρων και προϋποθέσεων ή των μεθοδολογιών που αναφέρονται στις παρ. 6 και 7. [...]

7. Οι προτάσεις για τους ακόλουθους όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες υπόκεινται στην έγκριση όλων των ρυθμιστικών αρχών της οικείας περιφέρειας:

α) τη μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας, δυνάμει του άρθρου 10: ...».

Επειδή, κατά τις παρ. 9, 10 και 11 του άρθρου 4 του Κανονισμού:

«9. Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών απαιτείται απόφαση από περισσότερες της μιας ρυθμιστικές αρχές, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές διαβουλευονται και συνεργάζονται στενά και συντονίζονται μεταξύ τους, με στόχο την επίτευξη συμφωνίας. Κατά περίπτωση, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές

λαμβάνουν υπόψη τη γνωμοδότηση του Οργανισμού. Οι ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παρ. 6 και 7, εντός έξι μηνών από την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τη ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, από την τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή.

10. Εάν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία εντός της περιόδου που αναφέρεται στην παράγραφο 9, ή κατόπιν κοινού αιτήματός τους, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους υποβληθέντες όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 713/2009.

11. Σε περίπτωση που μία ή περισσότερες ρυθμιστικές αρχές ζητήσουν τροποποίηση για να εγκρίνουν τους όρους και προϋποθέσεις ή τις μεθόδους που υποβάλλονται σύμφωνα με τις παρ. 6 και 7, οι σχετικοί ΔΣΜ υποβάλλουν πρόταση για τροποποίηση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών προς έγκριση εντός δύο μηνών μετά από την απαίτηση των ρυθμιστικών αρχών. Οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν απόφαση σχετικά με τους τροποποιημένους όρους και προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες εντός δύο μηνών από την υποβολή τους. Όταν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία σχετικά με τους τροποποιημένους όρους και προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες σύμφωνα με τις παρ. 6 και 7 εντός της δέμηνης προθεσμίας, ή κατόπιν κοινού αιτήματός τους, ο Οργανισμός εκδίδει εντός έξι μηνών απόφαση σχετικά με τους τροποποιημένους όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες, σύμφωνα με την παρ. 1 του άρθρου 8 του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 713/2009. Εάν οι σχετικοί ΔΣΜ αδυνατούν να υποβάλουν πρόταση για την τροποποίηση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών, εφαρμόζεται η διαδικασία που προβλέπεται στην παρ. 4. [...].»

Επειδή, ο Κανονισμός (ΕΚ) 713/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, ο οποίος θέσπισε τον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) καταργήθηκε με το άρθρο 46 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942 (σχετ. 6), οι δε παραπομπές στον καταργούμενο κανονισμό νοούνται ως παραπομπές στον τελευταίο αυτόν Κανονισμό και διαβάζονται σύμφωνα με τον πίνακα αντιστοιχίας του Παραρτήματος II.

Επειδή, κατά την παρ. 3 του άρθρου 5 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942 προβλέπεται ότι:

«[...] 3. Όταν μία από τις ακόλουθες νομικές πράξεις προβλέπει την εκπόνηση προτάσεων για όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες για την εφαρμογή των εν λόγω κωδικών δικτύου και κατευθυντήριων γραμμών, περί των οποίων απαιτείται κανονιστική έγκριση από τις αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές της εκάστοτε περιφέρειας, οι εν λόγω ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν απόφαση με ομοφωνία σχετικά με τους κοινούς όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που θα εγκριθούν από κάθε μία από τις εν λόγω ρυθμιστικές αρχές: [...].

β) οι κώδικες δικτύου και οι κατευθυντήριες γραμμές που έχουν εκδοθεί πριν από την 4η Ιουλίου 2019 και με-

ταγενέστερες αναθεωρήσεις αυτών των κωδικών δικτύου και των κατευθυντηρίων γραμμών, [...].

Οι ρυθμιστικές αρχές δύνανται να παραπέμψουν τις προτάσεις προς έγκριση στον ACER σύμφωνα με το άρθρο 6 παρ. 10 δεύτερο εδάφιο στοιχείο β) και ακολουθούν το άρθρο 6 παρ. 10 δεύτερο εδάφιο στοιχείο α) σε περίπτωση που δεν είναι δυνατόν να ληφθεί απόφαση με ομοφωνία όπως αναφέρεται στο πρώτο εδάφιο.

Ο διευθυντής ή το ρυθμιστικό συμβούλιο, ιδία πρωτοβουλία ή μετά από πρόταση ενός ή περισσότερων από τα μέλη του, δύνανται να απαιτήσει από τις ρυθμιστικές αρχές της συγκεκριμένης περιφέρειας να παραπέμψουν την πρόταση στον ACER προς έγκριση. Το αίτημα αυτό αφορά μόνο τις περιπτώσεις όπου πρόταση συμφωνημένη σε περιφερειακό επίπεδο θα έχει απτό αντίκτυπο στην εσωτερική αγορά ενέργειας ή στην ασφάλεια του εφοδιασμού και πέρα από την περιοχή. [...].

Επειδή, κατά την παρ. 10 του άρθρου 6 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942 προβλέπεται ότι:

«[...] 10. Ο ACER είναι αρμόδιος να εκδίδει ατομικές αποφάσεις σχετικά με ρυθμιστικά ζητήματα που έχουν επιπτώσεις στις διασυννοριακές συναλλαγές ή στη διασυννοριακή ασφάλεια του συστήματος, για τα οποία απαιτείται κοινή απόφαση δύο τουλάχιστον ρυθμιστικών αρχών, όταν αυτές οι αρμοδιότητες έχουν εκχωρηθεί στις ρυθμιστικές αρχές σύμφωνα με μία από τις ακόλουθες νομοθετικές πράξεις: [...].

β) κώδικες δικτύου και κατευθυντήριες γραμμές που εκδίδονται πριν από την 4η Ιουλίου 2019 και μεταγενέστερες αναθεωρήσεις αυτών των κωδικών δικτύου και των κατευθυντηρίων γραμμών, [...].

Ο ACER είναι αρμόδιος να εκδίδει ατομικές αποφάσεις όπως προβλέπεται στο πρώτο εδάφιο στις ακόλουθες περιπτώσεις:

α) εφόσον δεν κατέστη δυνατό να επιτευχθεί συμφωνία των αρμόδιων ρυθμιστικών αρχών εντός έξι μηνών μετά την παραπομπή της υπόθεσης στην τελευταία από τις εν λόγω ρυθμιστικές αρχές ή εντός τεσσάρων μηνών σε περιπτώσεις δυνάμει της παρ. 7 του άρθρου 4 του παρόντος κανονισμού ή του στοιχείου γ) της παρ. 1 του άρθρου 59 ή του στοιχείου στ) της παρ. 1 του άρθρου 62 της οδηγίας (ΕΕ) 2019/944· ή

β) βάσει κοινής αιτήσεως των αρμόδιων ρυθμιστικών αρχών. [...].

Επειδή, κατά την παρ. 1β του άρθρου 6 του Κεφαλαίου Γ του ν. 4425/2016 (σχετ. 1), προβλέπεται ότι:

«1. Πέραν των αρμοδιοτήτων που προβλέπονται στην κείμενη νομοθεσία και ιδίως στις διατάξεις του ν. 4001/2011, η ΠΑΕ: ... β) Ασκεί τις αρμοδιότητες των ρυθμιστικών αρχών που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009...».

Επειδή, περαιτέρω, κατά το άρθρο 17 παρ. 7 του Κεφαλαίου Γ του ίδιου ν. 4425/2016 (σχετ. 1) προβλέπεται ότι:

«7. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει τις αρμοδιότητες που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 [...] Η άσκηση των αρμοδιοτήτων του Διαχειριστή συντείνει, ιδίως, στην επίτευξη του στόχου σύγκλισης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με τις αντίστοιχες ευρωπαϊκές και στην ολοκλήρωση της ενιαίας εσωτερικής

αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ε.Ε., σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ευρωπαϊκής νομοθεσίας».

Επειδή, η Αρχή έχει ήδη εκδώσει την υπ' αρ. 1460/2020 απόφασή της (σχετ. 9) περί της έγκρισης της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) για τη μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 10 του Κανονισμού.

Επειδή, με το υπό σχετ. 10 έγγραφο, υπεβλήθη στη ΡΑΑΕΥ κοινή πρόταση των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) που αφορά στην τροποποίηση της κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού της δυναμικότητας για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια εντός της SEE CCR σύμφωνα με το άρθρο 10 του Κανονισμού. Οι κυριότερες αλλαγές αφορούν στην εναρμόνιση με την αντίστοιχη μεθοδολογία σε χρονικό ορίζοντα επόμενης ημέρας και ενδοημερησίως βάσει του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής της 24ης Ιουλίου 2015 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντηρίων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης (CACM) και τη βελτίωση της μεθόδου υπολογισμού του παράγοντα διαχωρισμού (χρήση απολογιστικών δεδομένων δύο ετών αντί ενός έτους).

Επειδή, η ΑΔΜΗΕ Α.Ε με το υπό σχετ. 11 έγγραφο, υπέβαλε στη ΡΑΑΕΥ επίσημη μετάφραση στην ελληνική γλώσσα του υπό σχετ. 10 εγγράφου. Ακολούθως, η ΡΑΑΕΥ, από τις 20.06.2024 έως και τις 26.07.2024 έθεσε την υπό σχετ. 10 πρόταση των ΔΣΜ, μετά της μεταφράσεώς της στην ελληνική γλώσσα, σε δημόσια διαβούλευση, επί της οποίας δεν υπεβλήθησαν σχόλια (σχετ. 12).

Επειδή, στη συνέχεια, οι Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές της SEE CCR, κατόπιν ηλεκτρονικής ψηφοφορίας την 22α Ιανουαρίου 2025, συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement) μέσω του SEE ERRF, ως συλλογικού οργάνου των Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας, περί της έγκρισης της ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ της SEE CCR (σχετ. 13). Η ανωτέρω ομόφωνη συμφωνία των Ρυθμιστικών Αρχών της SEE CCR περί έγκρισης της εν λόγω πρότασης των ΔΣΜ της οικείας περιφέρειας, δυνάμει του άρθρου 10 και σύμφωνα με την παρ. 11 του άρθρου 4 του Κανονισμού, θα γνωστοποιηθεί με σχετική επιστολή προς τους ΔΣΜ της SEE CCR, με κοινοποίηση στον ACER και στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της παρ. 10 του άρθρου 4 του Κανονισμού.

Επειδή, κατά το άρθρο 22 του ν. 4001/2011 «Η ΠΑΕ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της, παρακολουθεί και εποπτεύει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας... συμπεριλαμβανομένης της έκδοσης κανονιστικών και ατομικών πράξεων, ιδίως για την [...] ανάπτυξη της εσωτερικής αγοράς ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης [...]» και κατά το άρθρο 32 του ίδιου νόμου «1. Οι πράξεις και αποφάσεις της ΠΑΕ, [...] δημοσιοποιούνται με ανάρτηση στην επίσημη ιστοσελίδα της. Οι κανονιστικού χαρακτήρα αποφάσεις της ΠΑΕ δημοσιεύονται επιπλέον στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως [...].».

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του κατά τα άρθρα 4 (παρ. 5, 7, 11) και 10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719, άρθρο 5 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942, άρθρο 6 του ν. 4425/2016 (Α' 185) και άρθρα 22 και 32 του ν. 4001/2011 (Α' 179), την έγκριση της πρότασης των Διαχειριστών Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR), σχετικά με την τροποποιημένη κοινή μεθοδολογία υπολογισμού της δυναμικότητας για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια εντός της SEE CCR σύμφωνα με το άρθρο 10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό

κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας και σύμφωνα με την ανωτέρω ομόφωνη συμφωνία των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών της SEE CCR. Το περιεχόμενο της ως άνω πρότασης των ΔΣΜ της SEE CCR περιλαμβάνεται στο συνημμένο της παρούσας απόφασης κείμενο, το οποίο αποτελεί αναπόσπαστο μέρος αυτής.

Η παρούσα απόφαση κοινοποιείται στην εταιρεία «Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.» και με διακριτικό τίτλο «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» για τις σχετικές της ενέργειες σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2016/1719, αναρτάται στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΑΕΥ.

Παράρτημα

SEE CCR common capacity calculation methodology for the long-term market timeframe in accordance with Article 10 of the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

Article 1 Subject matter and scope

The common capacity calculation methodology shall be considered as a SEE TSOs methodology in accordance with Article 10 of the FCA Regulation and the capacity shall be calculated for each forward capacity allocation and at least on annual and monthly time frames for the SEE CCR bidding zone borders.

Article 2 Definitions and interpretation

- (1) For the purposes of the year-ahead and month-ahead common capacity calculation methodology, (hereinafter Long Term Capacity Calculation Methodology “LT CCM”), the terms used in this document shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of Regulation (EC) 714/2009, Article 2 of FCA Regulation, Article 2 of CACM Regulation, Article 3 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereinafter SO Regulation), Article 2 of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing, Article 2 of Commission Regulation (EC) 2013/543 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council and Article 2 of the capacity calculation methodology developed in the SEE CCR in accordance with Article 20(2) of the CACM Regulation (hereinafter SEE DA&ID CCM).
- (2) In addition, the following definitions, abbreviations and notations shall apply:
 1. ‘AAC’ means the already allocated capacities, which is the capacity allocated as an outcome of the latest capacity calculation in the SEE CCR;
 2. ‘Agency’ or ‘ACER’ means Agency for the Cooperation of Energy Regulators;
 3. ‘ATC’ means the available transmission capacity, which is the transmission capacity that remains available for the allocation procedure and which respects the physical conditions of the transmission system;
 4. ‘CCC’ means the coordinated capacity calculator of the SEE CCR as defined in Article 2(11) of the CACM Regulation;
 5. ‘CCR’ means the capacity calculation region as defined in Article 2(3) of the CACM Regulation;
 6. ‘CGM’ means the common grid model as defined in Article 2(2) of the CACM Regulation;
 7. ‘CGMM’ means the common grid model methodology, pursuant to Article 18 of the FCA Regulation;
 8. ‘CNE’ means a critical network element;
 9. ‘CNEC’ means a critical network element with a contingency;
 10. ‘CNTC approach’ means the coordinated net transmission capacity defined in Article 2(8) of the CACM Regulation;
 11. ‘D-2’ means two days before the day of delivery;
 12. ‘GR-BG border’ means bidding zone border between Greece and Bulgaria;
 13. ‘BG-RO border’ means bidding zone border between Bulgaria and Romania;
 14. ‘EIC’ means energy identification code;
 15. ‘ENTSO-E’ means European Network of Transmission System Operators for Electricity;
 16. ‘GSK’ means the generation shift key as defined in Article 2(12) of the CACM Regulation;

17. 'HVDC' means a high voltage direct current network element;
18. ' $I_{\max}$ ' means the maximum admissible current;
19. 'JAO' means Joint Allocation Office;
20. 'LT' means the long-term time frame;
21. 'LTA' means the long-term allocated capacity, which is capacity allocated as an outcome of the long-term capacity calculation in the SEE CCR;
22. 'LT CC process' means the long-term capacity calculation process;
23. 'LTN' means the long-term nominated capacities, which is the long-term nomination of the long-term allocated capacity;
24. 'MTU' means a market time unit; the definition for 'market time' is provided at Article 2(15) of the CACM Regulation;
25. 'NTC' means the Net Transmission Capacity which is the maximum energy exchange for commercial purposes between adjacent bidding zones for each market time unit in a specific direction;
26. 'PST' means a phase-shifting transformer;
27. 'RA' means a remedial action;
28. 'RM' means the reliability margin as defined in Article 2(14) of the CACM Regulation;
29. SEE TSOs are Independent Power Transmission Operator ('ADMIE'), Electricity System Operator EAD ('ESO EAD') and National Power Grid Company Transelectrica S.A. ('Transelectrica');
30. 'SEE NRAs' means the SEE National Regulatory Authorities;
31. 'TTC' means the Total Transmission Capacity which is the maximum exchange) complying with the operational security limits between adjacent bidding zones for each market time unit in a specific direction.

(3) In this LT CCM, unless the context requires otherwise:

- a. the singular indicates the plural and vice versa;
- b. headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of this methodology; and
- c. any reference to legislation, regulations, directives, orders, instruments, codes or any other enactments shall include any modification, extension or re-enactment of it when in force.

Article 3 Application of this methodology

- (1) This common capacity calculation methodology solely applies to the year-ahead and month-ahead common capacity calculation within the SEE CCR. Common capacity calculation methodologies within other capacity calculation regions or for other time-frames are not in scope of this methodology.
- (2) This methodology shall also apply to third country TSO(s), if such TSO(s) have signed an agreement with all SEE TSOs that they shall comply with this methodology and accept all the rights and obligations stemming from it. In such case the reference to SEE TSO(s) and SEE CCR in this methodology shall also include such third country TSO(s).

Article 4 Cross-zonal capacities for the long-term market

- (1) For the long-term time frames, values for the cross-zonal capacity for annual and monthly time frame shall be calculated using an approach based on a coordinated NTC methodology, in line with Art. 10(2) of the FCA Regulation.
- (2) Each TSO of the SEE CCR shall provide the SEE CCC without undue delay the following initial inputs:
 - a. operational security limits and contingencies in accordance with Article 6;

- b. *RMS* in accordance with Article 5;
 - c. *GSKs* in accordance with Article 7.
- (3) The long-term capacity calculation is based on the common set of scenarios developed in accordance with Article 9.
- (4) For the long-term common capacity calculation in the SEE CCR, performed by the SEE CCC, the high-level process flow includes five steps until the final *CNTC* domain for the relevant market time-frame are set:
 - a. first, for the capacity calculation inputs as defined in Article 4(2) a quality check process shall be performed by the SEE CCC;
 - b. the second process step is to determine the relevant *CNECs* in accordance with Article 6(4) used during common capacity calculation;
 - c. the third step is to determine the *NTC* values for each direction and border of SEE CCR in accordance with Article 10;
 - d. the fourth step is to validate the cross-zonal capacities by the SEE TSOs in accordance with Article 11;
 - e. finally, the *ATC* values are calculated for relevant market time-frame in accordance with Article 12.

Article 5 **Reliability margin methodology**

- (1) The long-term common capacity calculation methodology is based on forecast models of the transmission system. Therefore, the outcomes are subject to inaccuracies and uncertainties. The aim of the RM is to cover a level of risk induced by these forecast errors.
- (2) Each SEE TSO will provide the CCC with the RM to be used in the long-term capacity calculation.
- (3) SEE TSOs will use for the long-term common capacity calculation, the same RM used for day-ahead capacity calculation as described in the SEE DA&ID CCM.
- (4) The RM values shall be updated every year and shall remain fixed until the next update.

Article 6 **Methodologies for operational security limits and contingencies**

- (1) Each TSO of the SEE CCR shall define a list of proposed CNEs, which could be fully or partly located in its own control area. The list of CNEs shall be provided to the SEE CCC, who shall monitor the CNEs during the coordinated NTC calculation process. This list shall be updated at least on a yearly basis and in case of topology changes (commissioning of new grid elements in the observability area of each SEE TSO) in accordance with Article 14. A CNE is a network element, significantly impacted by SEE cross zonal trades, which are supervised under certain operational conditions, the so-called contingencies. A CNE can be a cross zonal element or an internal network element. Those elements can be an overhead line, an underground cable, or a transformer.
- (2) Each TSO of the SEE CCR shall define a list of proposed contingencies used in operational security analysis in accordance with Article 33 of the SO Regulation, limited to their relevance for the set of CNEs as defined in Article 6(1) and pursuant to Article 23(2) of the CACM Regulation. The contingencies of a SEE TSO shall be located within the observability area of that SEE TSO. This list shall be updated at least on a yearly basis and in case of topology changes in the grid of the TSOs (commissioning of new grid elements in the observability area of each TSO) in accordance with Article 14.

A contingency can be an unplanned outage of:

- a line, a cable, or a transformer;
 - a busbar;
 - a generating unit;
 - a load; or
 - a set of the aforementioned contingencies.
- (3) Each TSO of the SEE CCR shall associate the contingencies established pursuant to Article 6(2) with the CNEs established pursuant to Article 6(1) following the rules established in accordance with Article 75 of SO Regulation. Until such rules are established and enter into force, the association of contingencies to CNEs shall be based on each SEE TSO's operational practice.
- (4) Each TSO of the SEE CCR shall provide to the SEE CCC a list of the proposed CNECs. The SEE CCC shall merge the list of CNECs provided by all SEE TSOs into a single list, which shall constitute the initial list of CNECs.
- (5) For the capacity calculation, the SEE TSOs shall only monitor the CNECs significantly impacted by cross- zonal power exchanges. The selection of those CNECs shall be done by the CCC, according with the rules described in Article 7a of the SEE DA&ID CCM. The TSOs shall investigate whether a higher sensitivity threshold could be taken into account while guarantying security of supply, as a mid-term measure. A study shall be provided to the relevant regulatory authorities in 3 months after collecting 1 year of data since the LT capacity calculation go-live. The TSOs shall consider efficient investments, as a long-term measure.
- (6) SEE TSOs shall provide to the SEE CCC for each CNEC, for each long-term capacity calculation time-frame and for each scenario the operational security limits. SEE TSOs shall respect the operational security limits used in operational security analysis carried out in line with Article 72 of the SO Regulation. The operational security limits used in the common capacity calculation are the same as those used in operational security analysis, therefore any additional descriptions pursuant to Article 23(2) of the CACM Regulation are not needed. In particular:
- α. SEE TSOs shall respect the maximum admissible current limit (I_{max}) which is the physical limit of a CNE according to the operational security policy in accordance with Article 25 of the SO Regulation. The maximum admissible current can be defined with:
 - i. fixed limits for all MTUs of each of the four seasons;
 - ii. fixed limits for all MTUs in the case of transformers and certain types of conductors which are not sensitive to ambient conditions;
 - iii. fixed limits for all MTUs, in case of specific situations where the physical limit reflects the capability of substation equipment (such as circuit-breaker, current transformer, or disconnector).
 - β. I_{max} shall represent only real physical properties of the CNE and shall not be reduced by any security margin, as all uncertainties in the common capacity calculation are covered on each CNEC by the RM in accordance with Article 5.
- (7) SEE TSOs shall not apply allocation constraints.
- (8) SEE TSOs shall review and update the application of the methodologies for determining operational security limits, list of CNEs, contingencies and respectively the list of CNECs, on a yearly basis in accordance with Article 16.

Article 7

Generation shift keys methodology

- (1) Each SEE TSO shall define for its bidding zone and for each scenario a GSK, which translates a change

in a bidding zone net position into a specific change of injection or withdrawal in the CGM. This expectation shall be based on the observed historical response of generation units to changes in net positions, clearing prices and other fundamental factors, and thereby contributing to minimizing the RM.

- (2) In accordance with Article 13 of FCA Regulation and in line with Article 24 of the CACM Regulation, SEE TSOs developed the following methodology to determine the common GSK:
 - a. SEE TSOs shall take into account the available information on generation available in the CGM for each scenario developed in accordance with Article 19 of the FCA Regulation in order to select the nodes that will contribute to the GSK;
 - b. SEE TSOs shall aim to apply a GSK that resembles the dispatch and the corresponding flow pattern, thereby contributing to minimizing the reliability margins;
 - c. SEE TSOs shall define its GSK based on scenarios with production and load units reflecting TSO's best forecast of flow patterns and market behavior.
- (3) For the application of the methodology, SEE TSOs shall define, for the capacity calculation process, GSKs impacted by the actual generation present in the seasonal CGM. SEE TSOs shall take into account the available information on generation available in the CGM in order to select the nodes that will contribute to the GSK.
- (4) SEE TSOs have harmonized their GSK determination methodologies:
 - a. In its GSK, each TSO shall use flexible and controllable production units which are available inside the TSO grid;
 - b. Units unavailable due to outage or maintenance are not included.
- (5) For the Greek bidding zone a proportional representation of the generation variation to the remaining capacity, based on ADMIE's best estimate of the initial generation profile, ensure the best modeling of the Greek system. After reaching the limits generating units already in operation the available generating units will be put in operation using a merit order list.
- (6) For the Bulgarian bidding zone a proportional representation of the generation variation to the remaining capacity respecting the limits of the generating units, based on ESO EAD's best estimate of the initial generation profile, ensuring the best modeling of the Bulgarian system. After reaching the limits of generating units already in operation the available units, but still not in use, will be put in operation by using a merit order list. The nuclear units are not included in the list.
- (7) The Transelectrica GSK file contains dispatchable units which are included in the CGM and are forecasted to be available at that time-frame. The nuclear units are not included in the list. The fixed participation factors of GSK are impacted by the actual generation present in the yearly and monthly CGM.
- (8) The GSKs shall be provided to the SEE CCC to be used in the capacity calculation for each bidding zone and also the time interval for which the GSKs shall be valid. The SEE TSOs shall make ex-post analysis of GSK regularly (including the testing periods) and if considered necessary request to change it.
- (9) SEE TSOs shall review and update the application of the generation shift keys methodology, on a yearly basis in accordance with Article 16.

Article 8

Methodology for remedial actions in capacity calculation

- (1) The RAs defined by each SEE TSOs shall be either preventive (pre-fault) or curative (post-fault), i.e. affecting all CNECs or only pre-defined contingency cases, respectively. The capacity calculation process may only take into account those non-costly RAs which can be modelled. The SEE TSOs may use the following non-costly RAs, but are not limited to:
 - a. changing the tap position of a PST,
 - b. topological action: opening or closing of one or more line(s), cable(s), transformer(s), bus bar coupler(s), or switching of one or more network element(s) from one bus bar to another, connection/disconnection of reactor(s), capacitor(s),
 - c. changing the time interval for planned outages in the SEE CCR, after agreement with involved TSOs. The SEE TSOs shall use the RA during updates of CGMs with the latest available outage plan in line with Article 9 or during local validation in line with Article 11.
- (2) The SEE TSOs will not use the RA during the TTC calculation in line with Article 10.

Article 9 Scenarios

- (1) In accordance with Article 19 of the FCA Regulation, referring to article 10 of the FCA Regulation, all TSOs in CCRs shall jointly develop a common set of scenarios to be used in the common grid model for each long-term capacity calculation time frame.
- (2) In order to meet the above requirements, the SEE TSOs shall use the annually created ENTSO-E year-ahead reference scenarios (i.e. default scenarios), in accordance with Article 3.1 of CGMM for FCA in conjunction with Article 65 of the SO Regulation. This Pan-European process is based on the CGMM as developed in accordance with Article 18 of the FCA Regulation and respecting the merging and alignment processes developed in accordance with Article 27 of the CACM Regulation.
- (3) Each SEE TSO will update the year-ahead reference scenarios for the monthly capacity calculation, in which the SEE CCC shall incorporate the latest available information regarding the generation pattern and topology (due to grid element commissioning or decommissioning).
- (4) The SEE CCC shall implement the latest available outage plans, together with the associated default RAs related to the scenarios mentioned in this Article for each selected timestamp in order to use the most recent capacity calculation inputs. The timestamps shall be selected following the largest number of simultaneously planned outages in the synchronous area of SEE CCR. For the selected timestamps all planned outages from Continental Europe shall be added according to the Unavailability Plan from the OPC database (24 timestamps for year-ahead and respectively 8-10 timestamps for month-ahead for peak and/or off-peak time intervals).
- (5) The SEE CCC will perform a first computation, the so called congestion check, in order to verify the operational security fulfillment before starting capacity calculation for the long term timeframe using the CGMs which include the latest available outage plans.

In case after mapping the planned outages, during congestion check overloads appear on elements included in the CNEC list, the SEE TSOs will strive to meet security criteria (N-1 criteria) using non-costly RAs. In case after applying all non-costly RAs the calculation does not conclude by executing AC load flow, the planned outages from remote TSOs from Continental Europe shall not be mapped in the CGMs.
- (6) After obtaining congestion-free CGMs (security criteria fulfilled), the capacity calculation shall be performed. The lowest capacity of all capacity calculation timestamps for year-ahead or month-ahead process shall be selected. An exception to the above is the situation where two TSOs are connected via only one tie-line and a disconnection is planned for the tie-line during the period under consideration.
- (7) Reduction periods of NTC values could be applied to yearly and monthly time frames depending on network topology resulting from critical planned outages or tie-lines out of operation.

Article 10

Mathematical description of the long-term capacity calculation approach

- (1) The CNTC computation is a centralized calculation based on AC load flow which delivers the main parameter needed for the definition of CNTC domain, i.e. the TTC. The TTC represents the maximum power exchange on a bidding zone border according to the following procedure: use the common grid model, generation shift keys and list of CNECs defined to calculate maximum power exchange on bidding zone borders, which shall equal the maximum calculated exchange between two bidding zones on either side of the bidding zone border respecting operational security limits.
- (2) The SEE CCC shall define the values of TTC and NTC for each time-frame for the north Greek borders, and south Romanian borders and the values of NTC for each time frame for the BG-GR border and BG-RO border for both import and export directions. On these values each SEE TSO can apply reduction periods and the final values shall be provided to SEE TSOs for validation of BG-RO and BG-GR borders.
- (3) The total NTC value for North Greek (NGR) borders is the calculated total TTC value for NGR borders reduced by the reliability margin for NGR borders.

$$NTC_{\text{north GR systems GR}} = TTC_{\text{north GR systems-GR}} - RM_{\text{north GR systems-GR}}$$

- (4) The total NTC value for South Romanian (SRO) borders is the calculated total TTC value for SRO borders reduced by the reliability margin for SRO borders.

$$NTC_{\text{south RO systems RO}} = TTC_{\text{south RO systems-RO}} - RM_{\text{south RO systems-RO}}$$

- (5) The NTC on the BG-GR direction is a ratio of the total NTC value calculated from all north Greek systems (power systems of Albania, North Macedonia, Bulgaria and Turkey) to the Greek system:

$$NTC_{BG-GR} = k_{BG-GR} \cdot NTC_{\text{north GR systems-GR}}$$

with

NTC_{BG-GR}	NTC on the BG-GR direction
k_{BG-GR}	splitting factor for BG-GR direction
$NTC_{\text{north GR systems-GR}}$	NTC from all north Greek systems to the Greek system

- (6) The NTC on the GR-BG direction is a ratio of the total NTC value calculated from the Greek system to all north Greek systems (power systems of Albania, North Macedonia, Bulgaria and Turkey):

$$NTC_{GR-BG} = k_{GR-BG} \cdot NTC_{\text{GR-north GR systems}}$$

with

NTC_{GR-BG}	NTC on the GR-BG direction
k_{GR-BG}	splitting factor for GR-BG direction
$NTC_{\text{GR-north GR systems}}$	NTC from the Greek system to all north Greek systems

- (7) The NTC on the BG-RO direction is a ratio of the total NTC value calculated from all south Romanian systems (power systems of Bulgaria and Serbia) to the Romanian system:

$$NTC_{BG-RO} = k_{BG-RO} \cdot NTC_{\text{south RO systems-RO}}$$

with

NTC_{BG-RO}	NTC on the BG-RO direction
k_{BG-RO}	splitting factor for BG-RO direction
$NTC_{\text{south RO systems-RO}}$	NTC from all south Romanian systems to the Romanian system

- (8) The *NTC* on the RO-BG direction is a ratio of the total *NTC* value calculated from the Romanian system to all south Romanian systems (power systems of Bulgaria and Serbia):

$$NTC_{R0-BG} = k_{R0-BG} \cdot NTC_{R0-south R0 systems}$$

with

NTC_{R0-BG}	<i>NTC</i> on the RO-BG direction
k_{R0-BG}	splitting factor for RO-BG direction
$NTC_{R0-south R0 systems}$	<i>NTC</i> from the Romanian system to all south Romania systems

- (9) The splitting factor used for year-ahead and month-ahead capacity calculation in the year *Y* will be based on the *NTC* values from the last two years before the implementation of the methodology. This approach is based on the Article 3(e) of the FCA Regulation that contributes to the objective of respecting the need for a fair and orderly market and price formation and ensures a fair distribution of costs and benefits between the involved TSOs. Moreover the approach is in line with the distribution of the congestion income (as defined in the Article 73 of CACM Regulation and Article 57 of FCA Regulation) collected by the TSOs, and thus does not alter the signals for investments to TSOs given by the congestion income. The splitting factors used at the *NTC* computation will comply with the security operation in accordance with Article 3(c) of the CACM Regulation, will not alter the signals for investmentsto TSOs given by the congestion income and allow reasonable financial planning according with Article 73 ofthe CACM Regulation. TSOs can amend the splitting factors with values other than described above with justification to NRAs (for example when new tie lines will be in operation, when market and system conditions justify changes after agreement of all concerned TSOs).

- (10) The splitting factor for BG-GR direction is determined with the following equation:

$$k_{BG-GR} = NTC_{BG-GR} / NTC_{north GR systems-GR}$$

where:

k_{BG-GR}	splitting factor as percentage to be applied for BG-GR direction for year-ahead and month-ahead capacity calculation in the year <i>Y</i> .
NTC_{BG-GR}	Average value of the <i>NTC</i> for the direction BG-GR in the last two years.
$NTC_{north GR systems-GR}$	Average value of the total <i>NTC</i> for the direction north GR systems -GR in the last two years.

- (11) The splitting factor for GR-BG direction is determined with the following equation:

$$k_{GR-BG} = NTC_{GR-BG} / NTC_{GR-north GR systems}$$

where:

k_{GR-BG}	splitting factor as percentage to be applied for GR-BG direction for year-ahead and month-ahead capacity calculation in the year <i>Y</i>
NTC_{GR-BG}	Average value of the <i>NTC</i> for the direction GR-BG in the last two years
$NTC_{GR-north GR systems}$	Average value of the total <i>NTC</i> for the direction GR-north GR systems in the last two years

- (12) The splitting factor for BG-RO direction is determined with the following equation:

$$k_{BG-R0} = NTC_{BG-R0} / NTC_{south R0 systems-R0}$$

where:

k_{BG-R0}	splitting factor as percentage to be applied for BG-RO direction for year-ahead and month-ahead capacity calculation in the year <i>Y</i>
NTC_{BG-R0}	Average value of the <i>NTC</i> for the direction BG-RO in the last two years
$NTC_{south R0 systems-R0}$	Average value of the total <i>NTC</i> for the direction south RO systems-RO in the last two years

- (13) The splitting factor for RO-BG direction is determined with the following equation:

$$k_{RO-BG} = NTC_{RO-BG} / NTC_{RO-south RO systems}$$

where:

k_{RO-BG}	splitting factor as percentage to be applied for RO-BG direction for year-ahead and month-ahead capacity calculation in the year Y
NTC_{RO-BG}	Average value of the NTC for the direction RO-BG in the last two years
$NTC_{RO-south RO systems}$	Average value of the total NTC for the direction RO-south RO systems in the last two years

- (14) The CCC of the SEE CCR shall provide to the SEE TSOs with the validated *NTCs* values defined in accordance with Article 5 for the BG-RO and BG-GR borders.

Article 11 Cross-zonal capacity validation methodology

- (1) Each TSO of the SEE CCR shall, in accordance with Article 15 of FCA Regulation, referring to Article 26 of the CACM Regulation, validate and have the right to correct cross-zonal capacity relevant to the TSO's bidding zone borders for reasons of operational security during the validation process. In exceptional situations cross-zonal capacities can be decreased by TSOs. These situations are:
 - a. an occurrence of an exceptional contingency or forced outage pursuant to Article 3 of the SO Regulation;
 - b. when RAs, that are needed to ensure the calculated capacity, are not sufficient to ensure operational security;
 - c. extremely low demand of a SEE TSO which leads to low system inertia and high voltage conditions and so requires a minimum number of power plants on the grid;
 - d. a mistake in input data, that leads to an overestimation of cross-zonal capacity from an operational security perspective.
- (2) When performing the validation, the SEE TSOs shall consider operational security limits, taking into account new and relevant information obtained during or after the most recent capacity calculation. Therefore, SEE TSOs shall use tools developed by the SEE CCC for analysis, but may also employ verification tools not available to the SEE CCC.
- (3) If SEE TSOs find errors in cross-zonal capacity provided for validation, the relevant SEE TSO shall provide updated inputs to the SEE CCC for recalculations of cross-zonal capacities. The SEE CCC shall repeat calculation with updated inputs and send the recalculated cross-zonal capacities for another validation.
- (4) When one or more SEE TSOs do not validate the cross-zonal capacity calculated, the concerned TSOs shall provide the SEE CCC with the updated amount of cross-zonal capacities for the border considered and the reasons for the reduction. The final cross-zonal capacity is the minimum value sent by the SEE TSOs of the border considered.
- (5) Any reduction of cross-zonal capacities during the validation process shall be communicated and justified to market participants and to the SEE national regulatory authorities. The SEE CCC shall issue a quarterly report to regulatory authorities that shall include the amount of reduction in cross-zonal capacity and reason for reduction. In cases of reduction the report shall include information for each bidding zone border and direction affected by a reduction (i.e. the identification of the border and direction; the volume of reduction; detailed reasons for reduction, including the security constraint violated, and under which circumstances it was violated; the before and after the contingency values for the NTC; the RAs included in CGM before capacity calculation; in case of reduction due to individual validation, the TSO invoking the reduction) and the proposed measures to avoid similar reductions in the future. The report shall also include at least the following aggregate

information: statistics on the number, causes, volume and estimated loss of economic surplus of applied of reductions by different SEE TSOs and general measures to avoid capacity reduction in the future.

- (6) The SEE CCC shall coordinate with neighboring CCCs during the validation process, where at least the reductions in cross-zonal capacity are shared among them. Any information on decreased cross-zonal capacity from neighboring CCCs shall be provided to SEE TSOs.

Article 12

Available transmission capacity for yearly and monthly market time-frames

- (1) The ATC values for yearly market time-frame are equal with the NTC values determined according with Article 10(14).
- (2) SEE TSOs, or an entity delegated by SEE TSOs, shall send for each MTU the yearly allocated capacity to the SEE CCC, without undue delay.
- (3) The ATC values for monthly market time-frame taking into consideration the AAC s is determined with the following equations in case of BG – GR border:

$$ATC_{BG-GR} = NTC_{BG-GR} - AAC_{BG-GR}$$

$$ATC_{GR-BG} = NTC_{GR-BG} - AAC_{GR-BG}$$

with

ATC_{BG-GR}	ATC on the BG-GR direction
NTC_{BG-GR}	NTC on the BG-GR direction
AAC_{BG-GR}	AAC on the BG-GR direction
AAC_{GR-BG}	AAC on the GR-BG direction
ATC_{GR-BG}	ATC on the GR-BG direction
NTC_{GR-BG}	NTC on the GR-BG direction

- (4) The ATC taking into consideration the AAC s is determined with the following equations in case of BG – RO border:

$$ATC_{BG-RO} = NTC_{BG-RO} - AAC_{BG-RO}$$

$$ATC_{RO-BG} = NTC_{RO-BG} - AAC_{RO-BG}$$

with

ATC_{BG-RO}	ATC on the BG-RO direction
NTC_{BG-RO}	NTC on the BG-RO direction
AAC_{BG-RO}	AAC on the BG-RO direction
AAC_{RO-BG}	AAC on the RO-BG direction
ATC_{RO-BG}	ATC on the RO-BG direction
NTC_{RO-BG}	NTC on the RO-BG direction

Article 13 Fallback procedures

- (1) In accordance with Article 10(7) of the FCA Regulation, referring to Article 21(3) of the CACM Regulation, in the event that a LT CC process is unable to produce results, a fallback procedure shall be applied.
- (2) Regarding the year-ahead and month-ahead common capacity calculation, for scenarios where the load flow for the congestion check process concluded in DC, the SEE CCC shall apply the fallback values.
- (3) For the year-ahead and month-ahead common capacity calculation, where an incident occurs in the capacity calculation process and the SEE CCC is unable to produce results within the allocated time for the calculation process, the SEE TSOs shall bilaterally agree on NTC values for the relevant time-frame.

- (4) The SEE CCR TSOs shall use as fallback procedure for yearly process the coordinated yearly values of the previous year as a starting point. Then the SEE TSOs will first bilaterally validate these NTC values (this could imply that a CNTC will be lower due to different foreseen topology situations); in a second step these values will be discussed and agreed upon in a SEE TSOs coordination meeting (this also qualifies as validation according to Article 15 of the FCA Regulation) the latter ensures that also the fallback NTCs are coordinated.
- (5) The fallback procedure for monthly process takes into consideration the remaining capacity of the yearly process for that month. Then the SEE TSOs considering the different foreseen topology situations will bilaterally validate these NTC values. The bilaterally agreed values shall be in a second step discussed and agreed upon in a SEE TSOs coordination meeting.
- (6) SEE TSOs provide inputs to the SEE CCC after commonly coordinating and validating the bilaterally agreed NTC values.

Article 14

Consideration of non-SEE CCR bidding zone borders

- (1) In accordance with Article 21(1)(b)(vii) of the CACM Regulation, SEE TSOs take into account the influences of other CCRs by making assumptions on what will be the future non-SEE exchanges in accordance with Article 18(3) of the CACM Regulation and Article 19 of the CGMM.
- (2) The assumptions of non-SEE exchanges are implicitly captured in the relevant CGM by the non-SEE TSOs' best forecasts of net positions and flows for HVDC lines, according to Article 18(3) of CACM Regulation and are used as the basis for the common capacity calculation. In SEE CCR, this constitutes the rule for sharing power flow capabilities among different CCRs.

Article 15

Publication and Timescale for Implementation of the capacity calculation methodology

- (1) The SEE TSOs shall publish this year-ahead and month-ahead capacity calculation methodology without undue delay after all relevant national regulatory authorities have approved the proposed methodology or a decision has been taken by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 4(9), (10) and (11) of FCA Regulation.
- (2) The SEE TSOs shall implement the LT CCM no later than 01.01.2025. The implementation process shall include the following steps:
 - a. Internal parallel run, during which the SEE TSOs shall test the operational processes for capacity calculation inputs, capacity calculation process and capacity validation and develop the appropriate IT tools and infrastructure;
 - b. External parallel run (3 months period), during which the SEE TSOs will continue testing their internal processes and IT tools and infrastructure.
- (3) During the internal and external parallel run, SEE TSOs shall continuously monitor the effects and the performance of the application of this methodology. For this purpose, they shall develop, in coordination with SEE NRAs, the Agency and stakeholders, the monitoring and performance criteria and report on the outcome of this monitoring on a quarterly basis in a quarterly report. After the implementation of this methodology outcome of this monitoring shall be reported in the annual report.

Article 16 Reviews and updates

- (1) Based on Article 3(f) of the FCA Regulation and in accordance with Article 21(3) of the FCA Regulation, referring to Article 27 of the CACM Regulation all TSOs shall regularly and at least once a year review and update the key input and output parameters listed in Article 27(4)(a) to (d) of the

CACM Regulation.

- (2) In case the review proves the need of an update of the reliability margins methodology, SEE TSOs shall publish the changes at least 1 month before the implementation.
- (3) In case the review proves the need of an update of the operational security limits, critical network elements and contingencies used for capacity calculation inputs pursuant to Article 6, SEE TSOs shall publish the changes at least 1 week before the implementation.
- (4) In case the review proves the need for updating the application of the methodologies for determining generation shift keys, operational security limits, critical network elements and contingencies referred to in Articles 12 to 13 of the FCA Regulation, changes have to be published at least 3 months before the final implementation.
- (5) Any changes of parameters listed in Article 27(4) of the CACM Regulation have to be communicated to market participants, SEE NRAs and the Agency.
- (6) The impact of any changes of the parameters listed in Article 27(4)(d) of the CACM Regulation have to be communicated to market participants, SEE regulatory authorities and the Agency. If any change leads to a need for an adaption of this methodology, SEE TSOs will amend this methodology according to Article 4(12) of the FCA Regulation.

Article 17 Publication of data

- (1) In accordance with Article 3(f) of the FCA Regulation aiming at ensuring and enhancing the transparency and reliability of information to the regulatory authorities and market participants, SEE TSOs and the SEE CCC shall regularly publish the data on the capacity calculation process pursuant to this methodology on a dedicated online communication platform representing all SEE TSOs. To enable market participants to have a clear understanding of the published data, SEE TSOs and the SEE CCC shall develop a handbook and published it on this communication platform. This handbook shall include at least a description of each data item, including its unit and underlying convention.
- (2) SEE TSOs and the SEE CCC shall publish the following data items (in addition to the data items and definitions of Commission Regulation (EU) No 543/2013 on submission and publication of data in electricity markets):
 - a. NTC values determined for year and monthly market time-frames;
 - b. RMs for each direction of the SEE CCR borders;
 - c. Limiting CNECs;
 - d. For each CNEC the EIC code of CNE and Contingency;
 - e. Real names of CNECs;
 - f. The following forecast information contained in the CGM and bidding zone of the SEE CCR:
 - i). Load
 - ii). Production
 - iii). Net position.
- (3) Individual SEE TSOs may withhold the publication of information disclosing the locational information referred to in paragraph (2) c), (2) d), (2) e), (2) f), if required by a competent regulatory authority or by relevant national legislation on the grounds of protecting the critical infrastructure. In such case, the information referred to in paragraph (2) d) and e) shall be replaced with an anonymous identifier which shall be stable for each CNEC across all market time units. The anonymous identifier shall also be used in the other TSO communications related to the CNEC,

including when communicating about an outage or an investment in infrastructure. The list of data items withheld pursuant to this paragraph shall be published on the communication platform referred to in paragraph (1).

- (4) Any change in the identifiers used in paragraphs (2) d) and (3) shall be publicly notified at least one month before its entry into force. The notification shall at least include the day of entry into force of the new identifiers and the correspondence between the old and the new identifier for each CNEC.
- (5) Regulatory authorities may request additional information to be published by the TSOs. The relevant TSO shall publish this information if requested by their competent regulatory authority. All regulatory authorities shall coordinate their requests among themselves, the relevant stakeholders and the Agency.

Article 18 **Quality of the data published**

- (1) No later than six months before the implementation of this methodology, SEE TSOs shall jointly establish and publish a common procedure for monitoring and ensuring the quality and availability of the data. When doing so, they shall coordinate with relevant stakeholders and SEE CCR regulatory authorities.
- (2) The procedure pursuant to paragraph (1) shall be applied by the SEE CCC, and shall consist of continuous monitoring process and reporting in the annual report. The continuous monitoring process shall monitor the following elements:
 - a. individually for each TSO and for the SEE CCR as a whole: data quality indicators, describing the precision, accuracy, representativeness, data completeness, comparability and sensitivity of the data;
 - b. the ease-of-use of the data retrieval, for both manual and automated purposes;
 - c. perform automated data checks, which shall be conducted in order to automatically accept or reject individual data items before publication based on required data attributes (e.g. data type, lower/upper value bound, etc.).

The quality indicators shall be monitored in daily operation and shall be made available on the platform for each dataset and data provider such that users are able to take this information into account when accessing and using the data.

- (3) The SEE CCC shall provide in the annual report at least the following:
 - a. the summary of the quality of the data provided by each data provider;
 - b. the assessment of the ease-of-use of data retrieval (both manual and automated);
 - c. the results of the satisfaction survey performed annually with stakeholders and regulatory authorities;
 - d. the suggestions for improving the quality of the provided data and/or the ease-of-use of data retrieval.
- (4) The SEE TSOs shall commit to a minimum value for at least some of the indicators mentioned in paragraph (2), to be achieved by each TSO individually on average on a monthly basis. Should a TSO fail to fulfil at least one of the data quality requirements, this TSO shall provide to the SEE CCC within 1 month following the infringement of the threshold, detailing reasons for the failure to provide information, as well as an action plan to correct past errors and prevent future errors. No later than three months after the infringement, this action plan shall fully be implemented and the issue resolved. This information shall be published on the online communication platform and in the annual report.

Article 19

Monitoring, reporting and information to regulatory authorities

- (1) With reference to the Whereas and Article 26(5) of the CACM Regulation, monitoring data shall be provided towards the SEE NRAs as basis for supervising a non-discriminatory and efficient SEE congestion management.
- (2) The provided monitoring data shall also be the basis for the biennial report to be provided according to Article 26 of the FCA Regulation.
- (3) The SEE CCC, with the support of SEE TSOs where relevant, shall draft and publish an annual report and a quarterly report satisfying the reporting obligations set in this methodology.
- (4) The final, exhaustive and binding list of all monitoring items, respective templates and the data access point shall be developed by the SEE TSOs in cooperation with SEE NRAs. An agreement between the SEE NRAs and SEE TSOs shall be reached no later than three months before the implementation of this methodology.
- (5) All technical and statistical information related to this methodology shall be made available upon request to the NRAs in the SEE CCR.

Article 20 Language

- (1) The reference language for this methodology shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this methodology into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 4(13) of the FCA Regulation and any version in another language, the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with a revised translation of the methodology.

Κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας για το μακροπρόθεσμο χρονικό πλαίσιο της αγοράς για την ΠΥΔ νοτιοανατολικής Ευρώπης σύμφωνα με το άρθρο 10 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας

Άρθρο 1 Αντικείμενο και πεδίο εφαρμογής

Η κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας λαμβάνεται υπόψη ως μεθοδολογία των ΔΣΜ ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 10 του κανονισμού ΜΚΔ και η δυναμικότητα υπολογίζεται για κάθε μελλοντική κατανομή δυναμικότητας και τουλάχιστον σε ετήσιο και μηνιαίο χρονικό πλαίσιο για τα σύνολα ζωνών προσφοράς της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης.

Άρθρο 2 Ορισμοί και ερμηνεία

- (1) Για τους σκοπούς της κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας επόμενου έτους και επόμενου μήνα (στο εξής καλούμενης «μεθοδολογία υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας» ή «ΜΥ ΜΠΔ»), οι όροι που χρησιμοποιούνται στο παρόν έγγραφο έχουν τη σημασία των ορισμών που περιλαμβάνονται στο άρθρο 2 του κανονισμού (ΕΚ) 714/2009, στο άρθρο 2 του κανονισμού ΜΚΔ, στο άρθρο 2 του κανονισμού ΚΔΔΣ, στο άρθρο 3 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής, της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (στο εξής «κανονισμός ΛΣ»), στο άρθρο 2 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, της 23ης Νοεμβρίου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας, στο άρθρο 2 του κανονισμού (ΕΚ) 543/2013 της Επιτροπής, της 14ης Ιουνίου 2013, σχετικά με την υποβολή και δημοσίευση δεδομένων στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και για την τροποποίηση του παραρτήματος Ι του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου και στο άρθρο 2 της μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας που έχει αναπτυχθεί στην ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης σύμφωνα με το άρθρο 20 παράγραφος 2 του κανονισμού ΚΔΔΣ (στο εξής «ΜΥΔ ΝΑΕ για το χρονικό πλαίσιο δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας»).
- (2) Επιπλέον, ισχύουν οι ακόλουθοι ορισμοί, συντομεύσεις και σημειώσεις:
1. «ΗΚΔ»: ήδη κατανεμηθείσες δυναμικότητες που σημαίνει η δυναμικότητα που έχει κατανεμηθεί ως αποτέλεσμα του τελευταίου υπολογισμού δυναμικότητας στην ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης·
 2. «Οργανισμός» ή «ACER»: Οργανισμός για τη Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών·
 3. «ΔΔΜ»: η διαθέσιμη δυναμικότητα μεταφοράς που σημαίνει η δυναμικότητα μεταφοράς που παραμένει διαθέσιμη για τη διαδικασία κατανομής και η οποία τηρεί τους φυσικούς όρους του συστήματος μεταφοράς·
 4. «ΦΣΥΔ»: ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης, όπως ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 11 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
 5. «ΠΥΔ»: η περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας, όπως ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 3 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
 6. «ΚΜΔ»: το κοινό μοντέλο δικτύου, όπως ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 2 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
 7. «ΜΚΜΔ»: η μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού ΜΚΔ·
 8. «ΚΣΔ»: το κρίσιμο στοιχείο δικτύου·
 9. «ΚΣΔ-ΑΣ»: το κρίσιμο στοιχείο δικτύου με απρόβλεπτο συμβάν·
 10. «προσέγγιση με βάση ΣΚΔΜ»: η συντονισμένη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς, όπως ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 8 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
 11. «D-2»: οι δύο ημέρες πριν από την ημερομηνία παράδοσης·

12. «σύνορο ΕΛ-ΒΟ»: το σύνορο ζωνών προσφοράς μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας·
13. «σύνορο ΒΟ-ΡΟ»: το σύνορο ζωνών προσφοράς μεταξύ Βουλγαρίας και Ρουμανίας·
14. «ΚΑΕ»: ο κωδικός αναγνώρισης ενέργειας·
15. «ΕΔΔΣΜ-ηλ»: Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας·
16. «ΚΜΠ»: η κλείδα μετατόπισης παραγωγής, όπως ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 12 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
17. «HVDC»: το στοιχείο δικτύου συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης·
18. « $I_{\max}$ »: μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα·
19. «ΚΓΚ»: το κοινό γραφείο κατανομής·
20. «ΜΠ»: το χρονικό πλαίσιο μακροπρόθεσμης αγοράς·
21. «ΜΚΔ»: η μακροπρόθεσμα κατανεμημένη δυναμικότητα η οποία είναι η δυναμικότητα που έχει κατανεμηθεί ως αποτέλεσμα του υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας στην ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης·
22. «διαδικασία ΥΜΠΔ»: η διαδικασία υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας·
23. «ΜΟΔ»: μακροπρόθεσμα ορισθείσες δυναμικότητες που σημαίνει ο μακροπρόθεσμος ορισμός των μακροπρόθεσμα κατανεμηθεισών δυναμικοτήτων·
24. «ΑΧΜ»: αγοραία χρονική μονάδα· ο ορισμός για την «αγοραία ώρα» παρέχεται στο άρθρο 2 παράγραφος 15 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
25. «ΚΔΜ»: η καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς που είναι η μέγιστη ανταλλαγή ενέργειας για εμπορικούς σκοπούς μεταξύ γειτονικών ζωνών προσφοράς για κάθε αγοραία χρονική μονάδα σε μια συγκεκριμένη κατεύθυνση·
26. «ΜΜΦ»: ο μετασχηματιστής μετατόπισης φάσεως·
27. «ΔΜ»: διορθωτικό μέτρο·
28. «ΠΑ»: το περιθώριο αξιοπιστίας, όπως ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 14 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
29. «ΔΣΜ ΝΑΕ»: ο ΑΔΜΗΕ (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας), ο ΕSO EAD (Διαχειριστής Δικτύου Μεταφοράς της Βουλγαρίας) και η Transelectrica (Εταιρεία Εθνικού Δικτύου Ισχύος – Transelectrica S.A.)·
30. «ΕΡΑ ΝΑΕ»: οι εθνικές ρυθμιστικές αρχές ΝΑΕ·
31. «ΣΙΜ»: η συνολική ικανότητα μεταφοράς που συνιστά τη μέγιστη ανταλλαγή και συμμορφώνεται με τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας μεταξύ γειτονικών ζωνών προσφοράς για κάθε αγοραία χρονική μονάδα σε μια συγκεκριμένη κατεύθυνση.

(3) Στην παρούσα ΜΥ ΜΠΔ, εκτός αν απαιτείται διαφορετικά από τα συμφραζόμενα:

- d. ο ενικός αριθμός περιλαμβάνει τον πληθυντικό και το αντίστροφο·
- e. οι επικεφαλίδες εισάγονται για λόγους διευκόλυνσης και μόνο και δεν επηρεάζουν την ερμηνεία της παρούσας μεθοδολογίας και·
- f. οποιαδήποτε αναφορά σε νομοθεσία, κανονισμούς, οδηγίες, διατάξεις, πράξεις, κώδικες ή οποιαδήποτε άλλη νομοθετική διάταξη περιλαμβάνει οποιαδήποτε τροποποίηση, επέκταση ή επανενεργοποίηση της νομοθετικής διάταξης αυτής από τη στιγμή που τίθεται σε ισχύ.

Άρθρο 3 Εφαρμογή της παρούσας μεθοδολογίας

- (1) Η παρούσα κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας εφαρμόζεται αποκλειστικά στον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας επόμενου έτους και επόμενου μήνα εντός της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Οι κοινές μεθοδολογίες υπολογισμού δυναμικότητας που εφαρμόζονται εντός άλλων περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας ή για άλλα χρονικά πλαίσια δεν εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής της παρούσας μεθοδολογίας.
- (2) Η παρούσα μεθοδολογία εφαρμόζεται επίσης σε ΔΣΜ τρίτων χωρών, με την προϋπόθεση ότι οι εν λόγω

ΔΣΜ έχουν προχωρήσει με όλους τους ΔΣΜ ΝΑΕ στη σύναψη συμφωνίας, η οποία προβλέπει τη συμμόρφωσή τους με την παρούσα μεθοδολογία και την εκ μέρους τους αποδοχή του συνόλου των δικαιωμάτων και των υποχρεώσεων που απορρέουν από αυτήν. Στην περίπτωση αυτή, η αναφορά σε ΔΣΜ ΝΑΕ και ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης στην παρούσα μεθοδολογία περιλαμβάνει επίσης τους εν λόγω ΔΣΜ τρίτων χωρών.

Άρθρο 4

Διαζωνικές δυναμικότητες για τη μακροπρόθεσμη αγορά

- (1) Για τα χρονικά πλαίσια μακροπρόθεσμης δυναμικότητας, οι τιμές διαζωνικής δυναμικότητας για το ετήσιο και το μηνιαίο χρονικό πλαίσιο υπολογίζονται με μια προσέγγιση η οποία βασίζεται σε μεθοδολογία συντονισμένης ΚΔΜ, σύμφωνα με το άρθρο 10 παράγραφος 2 του κανονισμού ΜΚΔ.
- (2) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης παρέχει στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ, χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση, τις ακόλουθες αρχικές εισροές:
 - α. τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας και τα απρόβλεπτα συμβάντα σύμφωνα με το άρθρο 6·
 - β. τα ΠΑ σύμφωνα με το άρθρο 5·
 - γ. τις ΚΜΠ σύμφωνα με το άρθρο 7.
- (3) Ο υπολογισμός μακροπρόθεσμης δυναμικότητας βασίζεται στο κοινό σύνολο σεναρίων που έχουν αναπτυχθεί σύμφωνα με το άρθρο 9.
- (4) Για τον κοινό υπολογισμό μακροπρόθεσμης δυναμικότητας στην ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης ο οποίος διενεργείται από τον ΦΣΥΔ ΝΑΕ, η υψηλού επιπέδου ροή διαδικασίας περιλαμβάνει πέντε βήματα έως ότου οριστεί ο τελικός τομέας ΣΚΔΜ για το σχετικό χρονικό πλαίσιο αγοράς:
 - α. πρώτα, για τις εισροές υπολογισμού δυναμικότητας, όπως ορίζεται στο άρθρο 4 παράγραφος 2, διενεργείται διαδικασία ελέγχου ποιότητας από τον ΦΣΥΔ ΝΑΕ·
 - β. το δεύτερο βήμα της διαδικασίας είναι ο προσδιορισμός των σχετικών ΚΣΔ-ΑΣ σύμφωνα με το άρθρο 6 παράγραφος 4 που χρησιμοποιείται κατά τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας·
 - γ. το τρίτο βήμα είναι ο προσδιορισμός των τιμών ΚΔΜ για κάθε κατεύθυνση και σύνορο της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης σύμφωνα με το άρθρο 10·
 - δ. το τέταρτο βήμα είναι να επικυρωθούν οι διαζωνικές δυναμικότητες από τους ΔΣΜ ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 11·
 - ε. τέλος, οι τιμές ΔΔΜ υπολογίζονται για το σχετικό χρονικό πλαίσιο αγοράς σύμφωνα με το άρθρο 12.

Άρθρο 5

Μεθοδολογία περιθωρίου αξιοπιστίας

- (1) Η κοινή μεθοδολογία υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας βασίζεται σε μοντέλα πρόγνωσης του συστήματος μεταφορών. Για τον λόγο αυτό, στα αποτελέσματα μπορεί να διαπιστώνονται ανακρίβειες και αβεβαιότητες. Στόχος του περιθωρίου αξιοπιστίας (ΠΑ) είναι να παρέχεται κάλυψη ενός επιπέδου κινδύνου που οφείλεται σε σφάλματα πρόγνωσης αυτού του είδους.
- (2) Κάθε ΔΣΜ ΝΑΕ θα παρέχει στον ΦΣΥΔ το περιθώριο αξιοπιστίας που θα χρησιμοποιηθεί στον υπολογισμό μακροπρόθεσμης δυναμικότητας.
- (3) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ θα χρησιμοποιήσουν για τον κοινό υπολογισμό της μακροπρόθεσμης δυναμικότητας το ίδιο ΠΑ που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό δυναμικότητας επόμενης ημέρας όπως περιγράφεται στην ΜΥΔ ΝΑΕ για το χρονικό πλαίσιο δυναμικότητας επόμενης ημέρας και

ενδοημερήσιας δυναμικότητας.

- (4) Οι τιμές ΠΑ επικαιροποιούνται κάθε έτος και παραμένουν σταθερές έως την επόμενη επικαιροποίηση.

Άρθρο 6

Μεθοδολογίες για τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας και τα απρόβλεπτα συμβάντα

- (1) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης ορίζει μια λίστα προτεινόμενων ΚΣΔ τα οποία μπορούν να βρίσκονται όλα ή ένα τμήμα τους στην περιοχή ελέγχου του εν λόγω ΔΣΜ. Η λίστα ΚΣΔ παρέχεται στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ ο οποίος θα παρακολουθεί τα ΚΣΔ κατά τη διαδικασία του συντονισμένου υπολογισμού ΚΔΜ. Η εν λόγω λίστα επικαιροποιείται τουλάχιστον σε ετήσια βάση και σε περίπτωση αλλαγής της τοπολογίας (θέση σε λειτουργία νέων στοιχείων δικτύου στην περιοχή παρατήρησης κάθε ΔΣΜ ΝΑΕ) σύμφωνα με το άρθρο 14. Το ΚΣΔ είναι ένα στοιχείο δικτύου που επηρεάζεται σε σημαντικό βαθμό από τις διαζωνικές συναλλαγές της ΝΑΕ οι οποίες εποπτεύονται στο πλαίσιο ορισμένων επιχειρησιακών συνθηκών, τα επονομαζόμενα απρόβλεπτα συμβάντα. Το ΚΣΔ μπορεί να είναι ένα διαζωνικό στοιχείο ή ένα εσωτερικό στοιχείο δικτύου. Τα εν λόγω στοιχεία μπορούν να είναι μια εναέρια γραμμή, ένα υπόγειο καλώδιο ή ένας μετασχηματιστής.
- (2) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης ορίζει μια λίστα προτεινόμενων απρόβλεπτων συμβάντων που χρησιμοποιούνται στην ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας σύμφωνα με το άρθρο 33 του κανονισμού ΛΣ τα οποία περιορίζονται ως προς τη συνάφειά τους για το σύνολο ΚΣΔ, όπως ορίζεται στο άρθρο 6 παράγραφος 1 και σύμφωνα με το άρθρο 23 παράγραφος 2 του κανονισμού ΚΔΔΣ. Τα απρόβλεπτα συμβάντα ενός ΔΣΜ ΝΑΕ βρίσκονται εντός της περιοχής παρατήρησης του εν λόγω ΔΣΜ ΝΑΕ. Η εν λόγω λίστα επικαιροποιείται τουλάχιστον σε ετήσια βάση και σε περίπτωση αλλαγής της τοπολογίας στο δίκτυο των ΔΣΜ (θέση σε λειτουργία νέων στοιχείων δικτύου στην περιοχή παρατήρησης κάθε ΔΣΜ) σύμφωνα με το άρθρο 14.
- Απρόβλεπτο συμβάν μπορεί να αποτελεί μια μη προγραμματισμένη διακοπή:
- μιας γραμμής, ενός καλωδίου ή ενός μετασχηματιστή·
 - ενός ζυγού·
 - μιας μονάδας παραγωγής·
 - ενός φορτίου ή
 - ενός συνόλου των ανωτέρω αναφερόμενων απρόβλεπτων συμβάντων.
- (3) Κάθε ΔΣΜ από την ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης συσχετίζει τα απρόβλεπτα συμβάντα που έχουν οριστεί σύμφωνα με το άρθρο 6 παράγραφος 2, με τα ΚΣΔ που έχουν οριστεί σύμφωνα με το άρθρο 6 παράγραφος 1 με βάση τους κανόνες που έχουν οριστεί σύμφωνα με το άρθρο 75 του κανονισμού ΛΣ. Έως ότου οι εν λόγω κανόνες οριστούν και τεθούν σε ισχύ, η συσχέτιση των απρόβλεπτων συμβάντων με τις ΚΣΔ βασίζεται στην επιχειρησιακή πρακτική εκάστου ΔΣΜ ΝΑΕ.
- (4) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης παρέχει στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ μια λίστα προτεινόμενων ΚΣΔ-ΑΣ. Ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ θα συγχωνεύσει τη λίστα ΚΣΔ-ΑΣ που παρέχουν όλοι οι ΔΣΜ ΝΑΕ σε μια ενιαία λίστα η οποία θα αποτελεί την αρχική λίστα ΚΣΔ-ΑΣ.
- (5) Για τον υπολογισμό της δυναμικότητας, οι ΔΣΜ ΝΑΕ παρακολουθούν μόνο τα ΚΣΔ-ΑΣ που έχουν επηρεαστεί σημαντικά από τις διαζωνικές ανταλλαγές ισχύος. Η επιλογή αυτών των ΚΣΔ-ΑΣ πραγματοποιείται από τον ΦΣΥΔ, σύμφωνα με τους κανόνες που περιγράφονται στο άρθρο 7α της ΜΥΔ ΝΑΕ για το χρονικό πλαίσιο δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας. Οι ΔΣΜ διερευνούν εάν πρέπει να ληφθεί υπόψη ή όχι ένα υψηλότερο όριο ευαισθησίας με την παράλληλη διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού, ως μεσοπρόθεσμο μέτρο. Πρέπει να παρέχεται μια μελέτη στις αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές εντός 3 μηνών μετά τη συλλογή

δεδομένων ενός (1) έτους από τη δημοσίευση του υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας. Οι ΔΣΜ θεωρούν τις αποδοτικές επενδύσεις ως μακροπρόθεσμο μέτρο.

- (6) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ παρέχουν στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ, για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ, για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας και για κάθε σενάριο τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ τηρούν τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας που χρησιμοποιούνται στην ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας που διενεργείται σύμφωνα με το άρθρο 72 του κανονισμού ΛΣ. Τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας που χρησιμοποιούνται στην κοινό υπολογισμό δυναμικότητας είναι τα ίδια με αυτά που χρησιμοποιούνται στην ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας. Ως εκ τούτου, οι πρόσθετες περιγραφές σύμφωνα με το άρθρο 23 παράγραφος 2 του κανονισμού ΚΔΔΣ δεν είναι απαραίτητες. Ειδικότερα:
- α. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ τηρούν το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο ρεύματος (I_{max}) το οποίο αποτελεί το φυσικό όριο ενός ΚΣΔ σύμφωνα με την πολιτική επιχειρησιακής ασφάλειας σύμφωνα με το άρθρο 25 του κανονισμού ΛΣ. Το μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα μπορεί να οριστεί με τα εξής:
 - i. τα σταθερά όρια για όλες τις ΑΧΜ καθεμίας από τις τέσσερις περιόδους·
 - ii. τα σταθερά όρια για όλες τις ΑΧΜ στην περίπτωση μετασχηματιστών και ορισμένων τύπων αγωγού που δεν είναι ευαίσθητοι στις περιβαλλοντικές συνθήκες·
 - iii. τα σταθερά όρια για όλες τις ΑΧΜ, σε περίπτωση συγκεκριμένων συνθηκών όπου το φυσικό όριο αντανάκλα την ικανότητα ενός εξοπλισμού υποσταθμού (όπως διακόπτη κυκλώματος, μετασχηματιστή ρεύματος ή συσκευή αποσύνδεσης).
 - β. Το I_{max} αντιπροσωπεύει μόνο τις πραγματικές φυσικές ιδιότητες του ΚΣΔ και δεν μειώνεται από κανένα περιθώριο ασφαλείας, καθώς όλες οι αβεβαιότητες στον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας καλύπτονται σε κάθε ΚΣΔ-ΑΣ από το περιθώριο αξιοπιστίας σύμφωνα με το άρθρο 5.
- (7) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ δεν εφαρμόζουν περιορισμούς κατανομής.
- (8) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ επανεξετάζουν και επικαιροποιούν την εφαρμογή των μεθοδολογιών για τον προσδιορισμό των ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας, της λίστας ΚΣΔ, τυχόν απρόβλεπτων συμβάντων και της λίστας ΚΣΔ-ΑΣ, αντίστοιχα, σε ετήσια βάση σύμφωνα με το άρθρο 16.

Άρθρο 7

Μεθοδολογία κλειδών μετατόπισης παραγωγής

- (1) Κάθε ΔΣΜ ΝΑΕ ορίζει μια ΚΜΠ για τη ζώνη προσφοράς του και για κάθε σενάριο, η οποία μεταφράζει την αλλαγή σε μια καθαρή θέση ζώνης προσφοράς σε μια συγκεκριμένη αλλαγή της έγχυσης ή απόληξης φορτίου στο ΚΜΔ. Η εν λόγω προσδοκία βασίζεται στην παρατηρηθείσα ιστορική απόκριση των μονάδων παραγωγής στις αλλαγές των καθαρών θέσεων, των τιμών εκκαθάρισης και άλλων βασικών παραγόντων συμβάλλοντας έτσι στην ελαχιστοποίηση του ΠΑ.
- (2) Σύμφωνα με το άρθρο 13 του κανονισμού ΜΚΔ και το άρθρο 24 του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι ΔΣΜ ΝΑΕ εκπονούν την ακόλουθη μεθοδολογία για τον προσδιορισμό κοινής κλειδας μετατόπισης παραγωγής:
- α. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ λαμβάνουν υπόψη τις διαθέσιμες πληροφορίες σχετικά με τη διαθέσιμη παραγωγή στο ΚΜΔ για κάθε σενάριο που έχει εκπονηθεί σύμφωνα με το άρθρο 19 του κανονισμού ΜΚΔ για την επιλογή των κόμβων που θα συμβάλλουν στην ΚΜΠ.
 - β. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ στοχεύουν να εφαρμόσουν μια ΚΜΠ που να μοιάζει με την αποστολή και το αντίστοιχο μοτίβο ροής, συμβάλλοντας κατά αυτόν τον τρόπο στην ελαχιστοποίηση των περιθωρίων αξιοπιστίας.
 - γ. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ ορίζουν την ΚΜΠ τους βάσει σεναρίων με παραγωγή και μονάδες φορτίου που αποτυπώνουν τη βέλτιστη πρόβλεψη των ΔΣΜ σχετικά με τα μοτίβα ροών και τη συμπεριφορά της αγοράς.

- (3) Για την εφαρμογή της μεθοδολογίας, οι ΔΣΜ ΝΑΕ ορίζουν, για τη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας, τις ΚΜΠ που επηρεάζονται από την πραγματική παραγωγή που είναι παρούσα στο εποχιακό ΚΜΔ. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ λαμβάνουν υπόψη τις διαθέσιμες πληροφορίες σχετικά με τη διαθέσιμη παραγωγή στο ΚΜΔ για να επιλέξουν τους κόμβους που θα συμβάλλουν στην ΚΜΠ.
- (4) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ έχουν εναρμονίσει τις μεθοδολογίες τους για τον ορισμό ΚΜΠ:
- α. Στην ΚΜΠ του, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί ευέλικτες και ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής που είναι διαθέσιμες εντός του δικτύου του ΔΣΜ.
 - β. Δεν περιλαμβάνονται οι μονάδες που δεν είναι διαθέσιμες λόγω διακοπής λειτουργίας ή συντήρησης.
- (5) Για τη ζώνη προσφοράς της Ελλάδας, η αναλογική αναπαράσταση της διακύμανσης της παραγωγής σε σχέση με την εναπομένουσα δυναμικότητα βάσει της καλύτερης εκτίμησης του ΑΔΜΗΕ για το αρχικό προφίλ παραγωγής, διασφαλίζει τη βέλτιστη μοντελοποίηση του ελληνικού συστήματος. Μετά την εξάντληση των ορίων των μονάδων παραγωγής που είναι ήδη σε λειτουργία, οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής θα τεθούν σε λειτουργία με τη χρήση λίστας αξιολογικής κατάταξης παραγγελιών.
- (6) Για τη ζώνη προσφοράς της Βουλγαρίας, η αναλογική αναπαράσταση της διακύμανσης της παραγωγής σε σχέση με την εναπομένουσα δυναμικότητα που τηρεί τα όρια των μονάδων παραγωγής βάσει της καλύτερης εκτίμησης της ESO EAD για το αρχικό προφίλ παραγωγής, διασφαλίζει τη βέλτιστη μοντελοποίηση του βουλγάρικου συστήματος. Μετά την εξάντληση των ορίων των μονάδων παραγωγής που βρίσκονται ήδη σε λειτουργία, οι διαθέσιμες μονάδες που δεν χρησιμοποιούνται ακόμη θα τεθούν σε λειτουργία με τη χρήση αξιολογικής κατάταξης παραγγελιών. Οι πυρηνικές μονάδες δεν περιλαμβάνονται στη λίστα.
- (7) Ο φάκελος ΚΜΠ της Transelectrica περιέχει μονάδες με δυνατότητα μεταφοράς που περιλαμβάνονται στο ΚΜΔ και προβλέπεται να είναι διαθέσιμες κατά το εν λόγω χρονικό πλαίσιο. Οι πυρηνικές μονάδες δεν περιλαμβάνονται στη λίστα. Οι σταθεροί συντελεστές συμμετοχής της ΚΜΠ επηρεάζονται από την πραγματική παραγωγή που υπάρχει στο ετήσιο και το μηνιαίο ΚΜΔ.
- (8) Οι ΚΜΠ παρέχονται στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ για να χρησιμοποιηθούν στον υπολογισμό δυναμικότητας για κάθε ζώνη προσφοράς και επίσης το χρονικό διάστημα για το οποίο ισχύουν οι ΚΜΠ. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ διενεργούν ανά τακτά διαστήματα εκ των υστέρων ανάλυση των ΚΜΠ (συμπεριλαμβανομένης της δοκιμαστικής περιόδου) και, εάν κρίνεται σκόπιμο, ζητούν την αλλαγή τους.
- (9) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ επανεξετάζουν και επικαιροποιούν την εφαρμογή της μεθοδολογίας για τις κλείδες μετατόπισης παραγωγής σε ετήσια βάση σύμφωνα με το άρθρο 16 του κανονισμού.

Άρθρο 8

Μεθοδολογία για τα διορθωτικά μέτρα στον υπολογισμό δυναμικότητας

- (1) Τα ΔΜ που ορίζονται από κάθε ΔΣΜ της ΝΑΕ είναι είτε προληπτικά (πριν από το σφάλμα) είτε θεραπευτικά (μετά το σφάλμα), ήτοι επηρεάζουν όλα τα ΚΣΔ-ΑΣ ή μόνο προκαθορισμένες περιπτώσεις απρόβλεπτων συμβάντων αντίστοιχα. Στο πλαίσιο της διαδικασίας υπολογισμού δυναμικότητας λαμβάνονται υπόψη μόνο τα εν λόγω ΔΜ που δεν ενέχουν κόστος και μπορούν να μοντελοποιηθούν. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ μπορούν να χρησιμοποιούν τα ακόλουθα ενδεικτικά ΔΜ που δεν ενέχουν κόστος:
- α. αλλαγή της θέσης λήψης MMF,
 - β. τοπολογικό μέτρο: άνοιγμα ή κλείσιμο μίας/ενός ή περισσότερων γραμμών, καλωδίων,

μετασηματιστών, συζευκτών ζυγού ή εναλλαγή ενός ή περισσότερων στοιχείων του δικτύου από τον έναν ζυγό στον άλλο, σύνδεση/αποσύνδεση αντιδραστήρα(-ων), πυκνωτή(-ών).

- γ. αλλαγή του χρονικού διαστήματος για τις προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας στην ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης, μετά από συμφωνία με τους εμπλεκόμενους ΔΣΜ. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ χρησιμοποιούν το περιθώριο αξιοπιστίας κατά τη διάρκεια επικαιροποίησης των ΚΜΔ με το τελευταίο διαθέσιμο σχέδιο διακοπής λειτουργίας σύμφωνα με το άρθρο 9 ή κατά τη διάρκεια της τοπικής επικύρωσης σύμφωνα με το άρθρο 11.

- (2) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ δεν θα χρησιμοποιούν το περιθώριο αξιοπιστίας κατά τον υπολογισμό της συνολικής ικανότητας μεταφοράς (ΣΙΜ) σύμφωνα με το άρθρο 10.

Άρθρο 9 Σενάρια

- (1) Σύμφωνα με το άρθρο 19 του κανονισμού ΜΚΔ, με αναφορά στο άρθρο 10 του κανονισμού ΜΚΔ, όλοι οι ΔΣΜ στις ΠΥΔ εκπονούν από κοινού ένα κοινό σύνολο σεναρίων που θα χρησιμοποιηθούν στο κοινό μοντέλο δικτύου για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας.
- (2) Για την εκπλήρωση των ανωτέρω απαιτήσεων, οι ΔΣΜ ΝΑΕ χρησιμοποιούν τα σενάρια αναφοράς επόμενου έτους του ΕΔΔΣΜ-ηλ που εκπονούνται ετησίως (δηλ. προκαθορισμένα σενάρια), σύμφωνα με το άρθρο 3 παράγραφος 1 της ΜΚΜΔ για τη ΜΚΔ σε συνάρτηση με το άρθρο 65 του κανονισμού ΛΣ. Αυτή η πανευρωπαϊκή διαδικασία βασίζεται στη ΜΚΜΔ που έχει αναπτυχθεί σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού ΜΚΔ και συνάδει με τις διαδικασίες συγχώνευσης και ευθυγράμμισης που έχουν αναπτυχθεί σύμφωνα με το άρθρο 27 του κανονισμού ΚΔΔΣ.
- (3) Κάθε ΔΣΜ ΝΑΕ θα επικαιροποιεί τα σενάρια αναφοράς επόμενου έτους για τον υπολογισμό της μηνιαίας δυναμικότητας, στον οποίο ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ θα ενσωματώνει τις τελευταίες διαθέσιμες πληροφορίες σχετικά με το μοτίβο και την τοπολογία παραγωγής (λόγω θέσης σε λειτουργία ή παροπλισμού στοιχείων δικτύου).
- (4) Ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ υλοποιεί τα τελευταία διαθέσιμα σχέδια διακοπής λειτουργίας, καθώς και τα σχετικά προκαθορισμένα ΔΜ που σχετίζονται με τα σενάρια που αναφέρονται στο παρόν άρθρο για κάθε επιλεγμένη χρονοσφραγίδα, ώστε να χρησιμοποιεί τα πλέον πρόσφατα στοιχεία υπολογισμού δυναμικότητας. Οι χρονοσφραγίδες επιλέγονται μετά τον μεγαλύτερο αριθμό ταυτόχρονα προγραμματισμένων διακοπών στη σύγχρονη περιοχή της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Για τις επιλεγμένες χρονοσφραγίδες προστίθενται όλες οι προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας από την ηπειρωτική Ευρώπη σύμφωνα με το Σχέδιο μη διαθεσιμότητας από τη βάση δεδομένων του OPC (24 χρονοσφραγίδες επόμενου έτους και αντίστοιχα 8-10 χρονοσφραγίδες επόμενου μήνα για χρονικά διαστήματα αιχμής ή/και εκτός αιχμής).
- (5) Ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ θα πραγματοποιήσει έναν πρώτο υπολογισμό, τον αποκαλούμενο έλεγχο συμφόρησης, για να εξακριβώσει την επίτευξη επιχειρησιακής ασφάλειας πριν να ξεκινήσει τον υπολογισμό δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο μακροπρόθεσμης δυναμικότητας με τη χρήση των ΚΜΔ που περιλαμβάνουν τα τελευταία διαθέσιμα σχέδια διακοπής λειτουργίας.
Σε περίπτωση που μετά την αντιστοίχιση των προγραμματισμένων διακοπών, κατά τη διάρκεια του ελέγχου συμφόρησης εμφανιστούν υπερφορτώσεις σε στοιχεία που περιλαμβάνονται στον κατάλογο ΚΣΔ-ΑΣ, οι ΔΣΜ ΝΑΕ θα προσπαθήσουν να ικανοποιήσουν τα κριτήρια ασφαλείας (κριτήρια N-1) με τη χρήση μη δαπανηρών ΔΜ. Σε περίπτωση που μετά την εφαρμογή όλων των μη δαπανηρών ΔΜ ο υπολογισμός δεν καταλήγει στην εκτέλεση ροής φορτίου AC, οι προγραμματισμένες διακοπές από απομακρυσμένους ΔΣΜ από την ηπειρωτική Ευρώπη δεν απεικονίζονται στα ΚΜΔ.
- (6) Αφού ληφθούν ΚΜΔ χωρίς συμφόρηση (πληρούνται τα κριτήρια ασφαλείας), εκτελείται ο υπολογισμός της δυναμικότητας. Επιλέγεται η χαμηλότερη δυναμικότητα από όλες τις χρονοσφραγίδες υπολογισμού δυναμικότητας για τη διαδικασία επόμενου έτους ή επόμενου μήνα. Εξαιρέση από τα ανωτέρω αποτελεί η περίπτωση όπου δύο ΔΣΜ συνδέονται μέσω μίας μόνο γραμμής σύνδεσης και υπάρχει προγραμματισμένη αποσύνδεση της γραμμής σύνδεσης κατά τη διάρκεια της υπό εξέταση περιόδου.

- (7) Θα μπορούσαν να εφαρμοστούν περίοδοι μείωσης των τιμών ΚΔΜ (ετήσια και μηνιαία χρονικά πλαίσια ανάλογα με την τοπολογία του δικτύου που προκύπτει από κρίσιμες προγραμματισμένες διακοπές ή γραμμές διασύνδεσης εκτός λειτουργίας.

Άρθρο 10

Μαθηματική περιγραφή της προσέγγισης υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας

- (1) Ο υπολογισμός της ΣΚΔΜ συνιστά έναν κεντρικό υπολογισμό βάσει της ροής φορτίου ο οποίος παρέχει τη βασική παράμετρο που απαιτείται για τον ορισμό του τομέα ΣΚΔΜ: ΣΙΜ. Η ΣΙΜ αντιπροσωπεύει τη μέγιστη ανταλλαγή ισχύος σε ένα σύνορο ζώνης προσφοράς βάσει της ακόλουθης διαδικασίας: χρησιμοποιεί το κοινό μοντέλο δικτύου, τις κλείδες μετατόπισης παραγωγής και τη λίστα ΚΣΔ-ΑΣ που ορίζεται για τον υπολογισμό της μέγιστης ανταλλαγής ισχύος στα σύνορα ζώνης προσφοράς, που ισούται με τη μέγιστη υπολογισθείσα ανταλλαγή μεταξύ δύο ζωνών προσφοράς σε αμφότερες τις πλευρές του συνόρου ζώνης προσφοράς τηρώντας τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας.
- (2) Ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ καθορίζει τις τιμές των ΣΙΜ και ΚΔΜ για κάθε χρονοδιάγραμμα για τα βόρεια ελληνικά σύνορα και τα νότια ρουμανικά σύνορα και τις τιμές των ΚΔΜ για κάθε χρονοδιάγραμμα για τα σύνορα ΒΟ-ΕΛ και ΒΟ-ΡΟ τόσο για την κατεύθυνση των εισαγωγών όσο και για την κατεύθυνση των εξαγωγών. Σε αυτές τις τιμές, κάθε ΔΣΜ ΝΑΕ μπορεί να εφαρμόσει περιόδους μείωσης και οι τελικές τιμές παρέχονται στους ΔΣΜ ΝΑΕ για επικύρωση των συνόρων ΒΟ-ΕΛ και ΒΟ-ΡΟ.
- (3) Η συνολική τιμή ΚΔΜ για τα σύνορα της Βόρειας Ελλάδας (NGR) είναι η υπολογιζόμενη συνολική τιμή ΣΙΜ για τα σύνορα NGR μειωμένη κατά το περιθώριο αξιοπιστίας για τα σύνορα NGR.

$$ΚΔΜ_{\text{βόρεια ΕΛ συστήματα ΕΛ}} = ΣΙΜ_{\text{βόρεια ΕΛ συστήματα}} - R M_{\text{βόρεια ΕΛ συστήματα-ΕΛ}}$$

- (4) Η συνολική τιμή ΚΔΜ για τα σύνορα της Νότιας Ρουμανίας (NPO) είναι η υπολογιζόμενη συνολική τιμή ΣΙΜ για τα σύνορα NPO μειωμένη κατά το περιθώριο αξιοπιστίας για τα σύνορα NPO.

$$ΚΔΜ_{\text{νότια ΡΟ συστήματα ΡΟ}} = T T C_{\text{νότια ΡΟ συστήματα-ΡΟ}} - R M_{\text{νότια ΡΟ συστήματα-ΡΟ}}$$

- (5) Η ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ είναι ο λόγος της συνολικής τιμής ΚΔΜ που υπολογίζεται από όλα τα βόρεια ελληνικά συστήματα (συστήματα ισχύος της Αλβανίας, της Βόρειας Μακεδονίας, της Βουλγαρίας και της Τουρκίας) στο ελληνικό σύστημα:

$$ΚΔΜ_{\text{ΒΟ-ΕΛ}} = k_{\text{ΒΟ-ΕΛ}} \cdot ΚΔΜ_{\text{βόρεια ΕΛ συστήματα-ΕΛ με}}$$

$k_{\text{ΒΟ-ΕΛ}}$	$ΚΔΜ_{\text{βόρεια ΕΛ συστήματα-ΕΛ με}}$
παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ	ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ
ΚΔΜ ΒΟ-ΕΛ	ΚΔΜ από όλα τα βόρεια ελληνικά συστήματα στο ελληνικό σύστημα

- (6) Η ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ είναι ο λόγος της συνολικής τιμής ΚΔΜ που υπολογίζεται από το ελληνικό σύστημα σε όλα τα βόρεια ελληνικά συστήματα (συστήματα ισχύος της Αλβανίας, της Βόρειας Μακεδονίας, της Βουλγαρίας και της Τουρκίας):

$$ΚΔΜ_{\text{ΕΛ-ΒΟ}} = k_{\text{ΕΛ-ΒΟ}} \cdot ΚΔΜ_{\text{ΕΛ-βόρεια ΕΛ συστήματα}}$$

Όπου:

$k_{\text{ΕΛ-ΒΟ}}$	$ΚΔΜ_{\text{ΕΛ-βόρεια ΕΛ συστήματα}}$
ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ	ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ
παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ	ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ

$KAM_{EA-βόρεια\ EΛ\ συστήματα}$

KAM από το ελληνικό σύστημα σε όλα τα βόρεια ελληνικά συστήματα

- (7) Η KAM στην κατεύθυνση BO-PO είναι ο λόγος της συνολικής τιμής KAM που υπολογίζεται από όλα τα νότια ρουμανικά συστήματα (συστήματα ισχύος της Βουλγαρίας και της Σερβίας) στο ρουμανικό σύστημα:

$$KAM_{BO-PO} = k_{BO-PO} \cdot KAM_{νότια\ PO\ συστήματα - PO}$$

Όπου:

KAM_{BO-PO}

KAM στην κατεύθυνση BO-PO

k_{BO-PO}

παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση BO-PO

$KAM_{νότια\ PO\ συστήματα-PO}$

ΣIM από όλα τα νότια ρουμανικά συστήματα στο ρουμανικό σύστημα

- (8) Η KAM στην κατεύθυνση PO-BO είναι ο λόγος της συνολικής τιμής KAM που υπολογίζεται από το ρουμανικό σύστημα σε όλα τα νότια ρουμανικά συστήματα (συστήματα ισχύος της Βουλγαρίας και της Σερβίας):

$$KAM_{PO-BO} = k_{PO-BO} \cdot KAM_{PO\ νότια\ PO\ συστήματα}$$

Όπου:

KAM_{PO-BO}

KAM στην κατεύθυνση PO-BO

k_{PO-BO}

παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση PO-BO

$KAM_{PO\ νότια\ PO\ συστήματα}$

KAM από το ρουμανικό σύστημα σε όλα τα νότια ρουμανικά συστήματα

- (9) Ο παράγοντας διαχωρισμού που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενου έτους και επόμενης ημέρας στο έτος Υ θα βασίζεται στις τιμές KAM από τα τελευταία δύο έτη πριν την εφαρμογή της μεθοδολογίας. Η προσέγγιση αυτή βασίζεται στο άρθρο 3 στοιχείο ε) του κανονισμού ΜΚΔ που συμβάλλει στον στόχο της συνεκτίμησης της ανάγκης για δίκαιη και εύρυθμη λειτουργούσα αγορά και διαμόρφωση τιμών και διασφαλίζει τον δίκαιο επιμερισμό του κόστους και των οφελών μεταξύ των εμπλεκόμενων ΔΣΜ. Επιπλέον, η προσέγγιση είναι σύμφωνα με την κατανομή των εσόδων συμφόρησης (όπως ορίζεται στο άρθρο 73 του κανονισμού ΚΔΔΣ και στο άρθρο 57 του κανονισμού ΜΚΔ) που συλλέγονται από τους ΔΣΜ και, επομένως, δεν τροποποιεί τα μηνύματα για επενδύσεις στους ΔΣΜ βάσει των εσόδων συμφόρησης. Οι παράγοντες διαχωρισμού που χρησιμοποιούνται στον υπολογισμό της KAM θα συμμορφώνονται με την επιχειρησιακή ασφάλεια σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο γ) του κανονισμού ΚΔΔΣ, δεν θα τροποποιούν τα μηνύματα για επενδύσεις στους ΔΣΜ βάσει των εσόδων συμφόρησης και θα καθιστούν δυνατό τον εύλογο οικονομικό προγραμματισμό σύμφωνα με το άρθρο 73 του κανονισμού ΚΔΔΣ. Οι ΔΣΜ μπορούν να τροποποιήσουν τους παράγοντες διαχωρισμού με διαφορετικές τιμές από αυτές που περιγράφονται παραπάνω, παρέχοντας αιτιολόγηση στις ΕΡΑ (για παράδειγμα, όταν θα τεθούν σε λειτουργία νέες γραμμές διασύνδεσης, όταν οι συνθήκες της αγοράς και του συστήματος δικαιολογούν αλλαγές κατόπιν συμφωνίας όλων των σχετικών ΔΣΜ).

- (10) Ο παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση BO-EΛ καθορίζεται με την ακόλουθη εξίσωση:

$$k_{BO-EΛ} = KAM_{BO-EΛ} / BO-EΛ_{βόρεια\ EΛ\ συστήματα-EΛ}$$

όπου:

$k_{BO-EΛ}$

Παράγοντας διαχωρισμού ως ποσοστό που εφαρμόζεται για την κατεύθυνση BO-EΛ για τον υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενου έτους και επόμενου μήνα στο έτος Υ.

$KAM_{BO-EΛ}$

Μέση τιμή της KAM για την κατεύθυνση BO-EΛ τα τελευταία δύο έτη.

$KAM_{βόρεια\ EΛ\ συστήματα-EΛ}$

Μέση τιμή της συνολικής KAM για την κατεύθυνση ΕΛ-νότια συστήματα ΕΛ τα τελευταία δύο έτη.

- (11) Ο παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση ΕΛ-BO καθορίζεται με την ακόλουθη εξίσωση:

$$k_{EA-BO} = K\Delta M_{EA-BO} / K\Delta M_{EA-βόρεια\ E\Lambda\ συστήματα}$$

όπου:

k_{EA-BO}	Παράγοντας διαχωρισμού ως ποσοστό που εφαρμόζεται για την κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ για τον υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενου έτους και επόμενου μήνα στο έτος Υ.
$K\Delta M_{EA-BO}$	Μέση τιμή της ΚΔΜ για την κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ τα τελευταία δύο έτη.
$K\Delta M_{EA-βόρεια\ E\Lambda\ συστήματα}$	Μέση τιμή της συνολικής ΚΔΜ για την κατεύθυνση ΕΛ-νότια συστήματα ΕΛ τα τελευταία δύο έτη.

(12) Ο παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση ΒΟ-ΡΟ καθορίζεται με την ακόλουθη εξίσωση:

$$k_{BO-PO} = K\Delta M_{BO-PO} / K\Delta M_{νότια\ ΡΟ\ συστήματα - ΡΟ}$$

όπου:

k_{BO-PO}	Παράγοντας διαχωρισμού ως ποσοστό που εφαρμόζεται για την κατεύθυνση ΒΟ-ΡΟ για τον υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενου έτους και επόμενου μήνα στο έτος Υ.
$K\Delta M_{BO-PO}$	Μέση τιμή της ΚΔΜ για την κατεύθυνση ΒΟ-ΡΟ τα τελευταία δύο έτη.
$K\Delta M_{νότια\ ΡΟ\ συστήματα - ΡΟ}$	Μέση τιμή της συνολικής ΚΔΜ για την κατεύθυνση νότια συστήματα ΡΟ-ΡΟ τα τελευταία δύο έτη.

(13) Ο παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση ΡΟ-ΒΟ καθορίζεται με την ακόλουθη εξίσωση:

$$k_{PO-BO} = K\Delta M_{PO-BO} / K\Delta M_{ΡΟ-νότια\ ΡΟ\ συστήματα}$$

όπου:

k_{PO-BO}	Παράγοντας διαχωρισμού ως ποσοστό που εφαρμόζεται για την κατεύθυνση ΡΟ-ΒΟ για τον υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενου έτους και επόμενου μήνα στο έτος Υ.
$K\Delta M_{PO-BO}$	Μέση τιμή της ΚΔΜ για την κατεύθυνση ΡΟ-ΒΟ τα τελευταία δύο έτη.
$K\Delta M_{ΡΟ-νότια\ ΡΟ\ συστήματα}$	Μέση τιμή της συνολικής ΚΔΜ για την κατεύθυνση ΡΟ-νότια συστήματα ΡΟ τα τελευταία δύο έτη.

(14) Ο ΦΣΥΔ της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης παρέχει στους ΔΣΜ της ΝΑΕ τις επικυρωμένες τιμές ΚΔΜ που ορίζονται σύμφωνα με το άρθρο 5 για τα σύνορα ΒΟ-ΡΟ και ΒΟ-ΕΛ.

Άρθρο 11

Μεθοδολογία για την επικύρωση διαζωνικής δυναμικότητας

- (1) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης, σύμφωνα με το άρθρο 15 του κανονισμού ΜΚΔ, με αναφορά στο άρθρο 26 του κανονισμού ΚΔΔΣ, επικυρώνει και έχει το δικαίωμα να διορθώνει τη διαζωνική δυναμικότητα που σχετίζεται με τα σύνορα ζωνών προσφοράς των ΔΣΜ για λόγους επιχειρησιακής ασφάλειας κατά τη διαδικασία της επικύρωσης. Σε εξαιρετικές περιπτώσεις, οι διαζωνικές δυναμικότητες μπορούν να μειωθούν από τους ΔΣΜ. Οι εν λόγω περιπτώσεις περιλαμβάνουν τα εξής:
 - α. συντέλεση ενός έκτακτου απρόβλεπτου συμβάντος ή αναγκαστικής διακοπής λειτουργίας σύμφωνα με το άρθρο 3 του κανονισμού ΛΣ·
 - β. όταν τα ΔΜ, τα οποία χρειάζονται για τη διασφάλιση της υπολογισθείσας δυναμικότητας, δεν επαρκούν για τη διασφάλιση της επιχειρησιακής ασφάλειας·
 - γ. εξαιρετικά χαμηλή ζήτηση ενός ΔΣΜ ΝΑΕ γεγονός που οδηγεί σε χαμηλή αδράνεια του συστήματος και συνθήκες υψηλής τάσης και επομένως απαιτείται ελάχιστος αριθμός σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στο δίκτυο·
 - δ. ένα σφάλμα στα εισερχόμενα δεδομένα που έχει ως αποτέλεσμα την υπερεκτίμηση της

διαζωνικής δυναμικότητας από άποψη επιχειρησιακής ασφάλειας.

- (2) Κατά την εκτέλεση της επικύρωσης, οι ΔΣΜ ΝΑΕ εξετάζουν τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας, λαμβάνοντας υπόψη νέες και σχετικές πληροφορίες που αποκτούν κατά τη διάρκεια ή μετά από τον πιο πρόσφατο υπολογισμό δυναμικότητας. Ως εκ τούτου, οι ΔΣΜ ΝΑΕ χρησιμοποιούν εργαλεία που έχουν αναπτυχθεί από τον ΦΣΥΔ ΝΑΕ για ανάλυση αλλά μπορούν επίσης να εφαρμόσουν εργαλεία επαλήθευσης που δεν είναι διαθέσιμα στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ.
- (3) Εάν οι ΔΣΜ ΝΑΕ εντοπίσουν λάθη στη διαζωνική δυναμικότητα που δόθηκε για επικύρωση, οι σχετικοί ΔΣΜ ΝΑΕ θα παράσχουν επικαιροποιημένα στοιχεία στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ για τον επανυπολογισμό κάθε διαζωνικής δυναμικότητας. Ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ επαναλαμβάνει τον υπολογισμό με τα επικαιροποιημένα στοιχεία και στέλνει τις επανυπολογισμένες διαζωνικές δυναμικότητες για επιπλέον επικύρωση.
- (4) Σε περίπτωση που ένας ή περισσότεροι ΔΣΜ της ΝΑΕ δεν επικυρώσουν τη διαζωνική δυναμικότητα που υπολογίστηκε, οι σχετικοί ΔΣΜ παρέχουν στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ την επικαιροποιημένη τιμή διαζωνικής δυναμικότητας για το υπό εξέταση σύνορο από κοινού με τα αίτια της μείωσης. Η τελική διαζωνική δυναμικότητα είναι η ελάχιστη τιμή που αποστέλλεται από τους ΔΣΜ της ΝΑΕ του υπό εξέταση συνόρου.
- (5) Οποιαδήποτε μείωση των διαζωνικών δυναμικοτήτων κατά τη διαδικασία επικύρωσης κοινοποιείται και αιτιολογείται στους συμμετέχοντες στην αγορά και στις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της ΝΑΕ. Ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ εκδίδει τριμηνιαία έκθεση στις ρυθμιστικές αρχές η οποία περιλαμβάνει την τιμή της μείωσης στη διαζωνική δυναμικότητα και την αιτία της μείωσης. Σε περιπτώσεις μείωσης, η έκθεση περιλαμβάνει πληροφορίες για κάθε σύνορο ζωνών προσφοράς και κατεύθυνση που επηρεάζεται από τη μείωση (ήτοι τον προσδιορισμό του συνόρου και της κατεύθυνσης· την ποσότητα της μείωσης· τις αναλυτικές αιτίες της μείωσης· συμπεριλαμβανομένου του περιορισμού ασφάλειας που παραβιάστηκε και υπό ποιες συνθήκες παραβιάστηκε· τις τιμές πριν και μετά το απρόβλεπτο συμβάν για το ΚΔΜ· τα ΔΜ που περιλήφθηκαν στο ΚΜΔ πριν από τον υπολογισμό δυναμικότητας· σε περίπτωση μείωσης λόγω μεμονωμένης επικύρωσης, τον ΔΣΜ που επικαλείται τη μείωση) και τα προτεινόμενα μέτρα για την αποφυγή παρόμοιων μειώσεων στο μέλλον. Η έκθεση περιλαμβάνει επίσης τουλάχιστον τις ακόλουθες συγκεντρωτικές πληροφορίες: στατιστικά στοιχεία σχετικά με τον αριθμό, τις αιτίες, την ποσότητα και την εκτιμώμενη απώλεια του οικονομικού πλεονάσματος των μειώσεων που έχουν εφαρμοστεί από διαφορετικούς ΔΣΜ ΝΑΕ και τα γενικά μέτρα για την αποφυγή της μείωσης δυναμικότητας στο μέλλον.
- (6) Ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ συντονίζει τους γειτονικούς ΦΣΥΔ κατά τη διαδικασία της επικύρωσης όπου τουλάχιστον οι μειώσεις στη διαζωνική δυναμικότητα επιμερίζονται μεταξύ τους. Οποιαδήποτε πληροφορία σχετικά με τη μειωμένη διαζωνική δυναμικότητα από τους γειτονικούς ΦΣΥΔ παρέχεται στους ΔΣΜ ΝΑΕ.

Άρθρο 12

Διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς για τα χρονικά πλαίσια της αγοράς επόμενου έτους και επόμενου μήνα

- (1) Οι τιμές ΔΔΜ για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς επόμενου έτους ισούνται με τις τιμές ΚΔΜ που έχουν καθοριστεί σύμφωνα με το άρθρο 10 παράγραφος 14.
- (2) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ ή μια οντότητα που έχει οριστεί από τους ΔΣΜ ΝΑΕ, αποστέλλει για κάθε ΑΧΜ την ετήσια κατανομημένη δυναμικότητα στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ, χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση.
- (3) Οι τιμές ΔΔΜ για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς επόμενου μήνα, λαμβάνοντας υπόψη τις ΗΚΔ, προσδιορίζονται με τις ακόλουθες εξισώσεις για το σύνορο ΒΟ – ΕΛ:

$$\Delta\Delta M_{BO-EA} = K\Delta M_{BO-EA} - HK\Delta_{BO-EA}$$

$$\Delta\Delta M_{EA-BO} = NTC_{EA-BO} - HK\Delta_{EA-BO}$$

Όπου:

$\Delta\Delta M_{BO-EA}$	$\Delta\Delta M$ στην κατεύθυνση BO-EA
$K\Delta M_{BO-EA}$	$K\Delta M$ στην κατεύθυνση BO-EA
$HK\Delta_{BO-EA}$	$HK\Delta$ στην κατεύθυνση BO-EA
$HK\Delta_{EA-BO}$	$HK\Delta$ στην κατεύθυνση EA-BO
$\Delta\Delta M_{EA-BO}$	$\Delta\Delta M$ στην κατεύθυνση EA-BO
$K\Delta M_{EA-BO}$	$K\Delta M$ στην κατεύθυνση EA-BO

- (4) Η $\Delta\Delta M$ λαμβάνοντας υπόψη τις $HK\Delta$ καθορίζεται με τις ακόλουθες εξισώσεις στην περίπτωση του συνόρου BO-PO:

$$\Delta\Delta M_{BO-PO} = K\Delta M_{BO-PO} - HK\Delta_{BO-PO}$$

$$\Delta\Delta M_{PO-BO} = K\Delta M_{PO-BO} - HK\Delta_{PO-BO}$$

Όπου:

$\Delta\Delta M_{PO-BO}$	$\Delta\Delta M$ στην κατεύθυνση BO-PO
$K\Delta M_{BO-PO}$	$K\Delta M$ στην κατεύθυνση BO-PO
$HK\Delta_{BO-PO}$	$HK\Delta$ στην κατεύθυνση BO-PO
$HK\Delta_{PO-BO}$	$HK\Delta$ στην κατεύθυνση PO-BO
$\Delta\Delta M_{PO-BO}$	$\Delta\Delta M$ στην κατεύθυνση PO-BO
$K\Delta M_{PO-BO}$	$K\Delta M$ στην κατεύθυνση PO-BO

Άρθρο 13 Διαδικασίες επαναφοράς

- (1) Σύμφωνα με το άρθρο 10 παράγραφος 7 του κανονισμού MKΔ, με αναφορά στο άρθρο 21 παράγραφος 3 του κανονισμού ΚΔΔΣ, εάν μια διαδικασία ΥΜΠΔ δεν μπορεί να παράσχει αποτελέσματα, εφαρμόζεται διαδικασία επαναφοράς.
- (2) Όσον αφορά τον υπολογισμό της κοινής δυναμικότητας για το επόμενο έτος και τον επόμενο μήνα, για τα σενάρια όπου η ροή φορτίου για τη διαδικασία ελέγχου συμφόρησης ολοκληρώθηκε στο DC, ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ εφαρμόζει τις εφεδρικές τιμές.
- (3) Για τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας επόμενου έτους και επόμενου μήνα, στην περίπτωση που προκύπτει συμβάν στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας και ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ δεν μπορεί να εξαγάγει αποτελέσματα εντός του χρόνου που έχει οριστεί για τη διαδικασία υπολογισμού, οι ΔΣΜ ΝΑΕ συμφωνούν σε διμερές επίπεδο τις τιμές ΚΔΜ για το σχετικό χρονικό πλαίσιο.
- (4) Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης χρησιμοποιούν ως διαδικασία επαναφοράς για την ετήσια διαδικασία, τις ετήσιες συντονισμένες τιμές του προηγούμενου έτους ως αφετηρία. Στη συνέχεια, οι ΔΣΜ ΝΑΕ επικυρώνουν διμερώς αυτές τις τιμές ΚΔΜ (αυτό θα μπορούσε να σημαίνει ότι μια ΣΚΔΜ θα είναι χαμηλότερη λόγω διαφορετικών προβλεπόμενων καταστάσεων τοπολογίας). Σε δεύτερο στάδιο, αυτές οι τιμές θα συζητηθούν και θα συμφωνηθούν σε μια σύσκεψη συντονισμού των ΔΣΜ ΝΑΕ (η οποία συνιστά επίσης επικύρωση σύμφωνα με το άρθρο 15 του κανονισμού MKΔ), και η οποία διασφαλίζει επίσης τον συντονισμό των ΚΔΜ επαναφοράς.
- (5) Η διαδικασία επαναφοράς για τη μηνιαία διαδικασία λαμβάνει υπόψη την εναπομένουσα δυναμικότητα της ετήσιας διαδικασίας για τον συγκεκριμένο μήνα. Ακολούθως, οι ΔΣΜ ΝΑΕ, λαμβάνοντας υπόψη τις διαφορετικές προβλεπόμενες καταστάσεις τοπολογίας, θα επικυρώσουν διμερώς αυτές τις τιμές ΚΔΜ. Οι διμερώς συμφωνηθείσες τιμές θα συζητηθούν και θα συμφωνηθούν σε δεύτερο στάδιο, σε μια σύσκεψη συντονισμού των ΔΣΜ ΝΑΕ.
- (6) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ παρέχουν στοιχεία στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ αφού συντονίσουν και επικυρώσουν από κοινού τις τιμές ΚΔΜ που συμφωνούνται σε διμερές επίπεδο.

Άρθρο 14**Συνεκτίμηση συνόρων ζωνών προσφοράς που δεν ανήκουν στην ΠΥΔ
Νοτιοανατολικής Ευρώπης**

- (1) Σύμφωνα με το άρθρο 21 παράγραφος 1 στοιχείο β) σημείο vii) του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι ΔΣΜ ΝΑΕ λαμβάνουν υπόψη τις επιδράσεις άλλων ΠΥΔ συνάγοντας παραδοχές σχετικά με ποιες θα είναι οι μελλοντικές ανταλλαγές που δεν ανήκουν στην ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 18 παράγραφος 3 του κανονισμού ΚΔΔΣ και το άρθρο 19 της ΜΚΜΔ.
- (2) Οι παραδοχές των ανταλλαγών που δεν ανήκουν στην ΝΑΕ αποτυπώνονται ρητά στο σχετικό ΚΜΔ από τις βέλτιστες προγνώσεις των ΔΣΜ εκτός ΝΑΕ για τις καθαρές θέσεις και ροές όσον αφορά τις γραμμές HVDC, σύμφωνα με το άρθρο 18 παράγραφος 3 του κανονισμού ΚΔΔΣ και χρησιμοποιούνται ως βάση για τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας. Στην ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης, αυτό συνιστά τον κανόνα για τον επιμερισμό των δυνατοτήτων ροών ισχύος μεταξύ διαφορετικών ΠΥΔ.

Άρθρο 15**Δημοσίευση και χρονοδιάγραμμα για την εφαρμογή της μεθοδολογίας
υπολογισμού δυναμικότητας**

- (1) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ δημοσιεύουν την εν λόγω μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας επόμενου έτους και επόμενου μήνα χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση, αφού η προτεινόμενη μεθοδολογία εγκριθεί από όλες τις αρμόδιες εθνικές ρυθμιστικές αρχές ή ληφθεί απόφαση από τον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας σύμφωνα με το άρθρο 4 παράγραφοι 9, 10 και 11 του κανονισμού ΜΚΔ.
- (2) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ θα εφαρμόσουν την ΜΥ ΜΠΔ το αργότερο έως την 01/01/2025. Η διαδικασία εφαρμογής περιλαμβάνει τα ακόλουθα στάδια:
 - α. Εσωτερική παράλληλη λειτουργία κατά τη διάρκεια της οποίας οι ΔΣΜ ΝΑΕ δοκιμάζουν τις επιχειρησιακές διαδικασίες για τις εισροές υπολογισμού δυναμικότητας, τη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας και την επικύρωση δυναμικότητας ενώ παράλληλα αναπτύσσουν τα κατάλληλα εργαλεία και υποδομή ΤΠ.
 - β. Εξωτερική παράλληλη λειτουργία (για 3 μήνες) κατά τη διάρκεια της οποίας οι ΔΣΜ ΝΑΕ θα συνεχίσουν να δοκιμάζουν τις εσωτερικές διαδικασίες και τα εργαλεία και την υποδομή ΤΠ.
- (3) Κατά τη διάρκεια της εσωτερικής και εξωτερικής παράλληλης λειτουργίας, οι ΔΣΜ ΝΑΕ παρακολουθούν διαρκώς τις επιπτώσεις και την απόδοση της εφαρμογής της μεθοδολογίας αυτής. Για τον σκοπό αυτόν, καταρτίζουν σε συντονισμό με τις ΕΡΑ ΝΑΕ, τον Οργανισμό και τα ενδιαφερόμενα μέρη, τα κριτήρια παρακολούθησης και απόδοσης και αναφέρουν το αποτέλεσμα της παρακολούθησης αυτής σε τριμηνιαία βάση σε μια τριμηνιαία έκθεση. Μετά την εφαρμογή της μεθοδολογίας αυτής, το αποτέλεσμα της εν λόγω παρακολούθησης αναφέρεται στην ετήσια έκθεση.

Άρθρο 16 Έλεγχοι και ενημερώσεις

- (1) Βάσει του άρθρου 3 στοιχείο στ) του κανονισμού ΜΚΔ και σύμφωνα με το άρθρο 21 παράγραφος 3 του κανονισμού ΜΚΔ, με αναφορά στο άρθρο 27 του κανονισμού ΚΔΔΣ, όλοι οι ΔΣΜ επανεξετάζουν και επικαιροποιούν σε τακτά χρονικά διαστήματα και τουλάχιστον μία φορά ετησίως τις βασικές παραμέτρους εισροών και εκροών που αναφέρονται στο άρθρο 27 παράγραφος 4 στοιχεία α) έως δ) του κανονισμού ΚΔΔΣ.
- (2) Σε περίπτωση που η επανεξέταση αποδεικνύει ότι υπάρχει ανάγκη επικαιροποίησης της μεθοδολογίας των περιθωρίων αξιοπιστίας, οι ΔΣΜ ΝΑΕ δημοσιεύουν τις αλλαγές τουλάχιστον 1 μήνα πριν από την εφαρμογή.

- (3) Σε περίπτωση που η επανεξέταση αποδεικνύει ότι υπάρχει ανάγκη επικαιροποίησης των ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας, των κρίσιμων στοιχείων δικτύου και των απρόβλεπτων συμβάντων που χρησιμοποιούνται για τις εισροές υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 6, οι ΔΣΜ ΝΑΕ δημοσιεύουν τις αλλαγές τουλάχιστον 1 εβδομάδα πριν από την εφαρμογή.
- (4) Σε περίπτωση που η επανεξέταση αποδεικνύει ότι υπάρχει ανάγκη επικαιροποίησης της εφαρμογής μεθοδολογιών για τον προσδιορισμό των κλειδών μετατόπισης παραγωγής, των ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας, των κρίσιμων στοιχείων δικτύου και των απρόβλεπτων συμβάντων που αναφέρονται στα άρθρα 12 έως 13 του κανονισμού ΜΚΔ, πρέπει να δημοσιευτούν οι αλλαγές τουλάχιστον 3 μήνες πριν από την οριστική εφαρμογή.
- (5) Τυχόν αλλαγές των παραμέτρων που αναφέρονται στο άρθρο 27 παράγραφος 4 του κανονισμού ΚΔΔΣ πρέπει να κοινοποιούνται στους συμμετέχοντες στην αγορά, τις ΕΡΑ ΝΑΕ και τον Οργανισμό.
- (6) Ο αντίκτυπος τυχόν αλλαγών των παραμέτρων που αναφέρονται στο άρθρο 27 παράγραφος 4 στοιχείο δ) του κανονισμού ΚΔΔΣ πρέπει να κοινοποιείται στους συμμετέχοντες στην αγορά, τις ρυθμιστικές αρχές ΝΑΕ και τον Οργανισμό. Εάν κάποια αλλαγή οδηγήσει σε ανάγκη για προσαρμογή της παρούσας μεθοδολογίας, οι ΔΣΜ ΝΑΕ θα τροποποιήσουν την παρούσα μεθοδολογία σύμφωνα με το άρθρο 4 παράγραφος 12 του κανονισμού ΜΚΔ.

Άρθρο 17 Δημοσίευση των δεδομένων

- (1) Σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο στ) του κανονισμού ΜΚΔ που στοχεύει στη διασφάλιση και την ενίσχυση της διαφάνειας και της αξιοπιστίας των πληροφοριών στις ρυθμιστικές αρχές και τους συμμετέχοντες στην αγορά, οι ΔΣΜ ΝΑΕ και ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ δημοσιεύουν τακτικά τα δεδομένα για τη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με την παρούσα μεθοδολογία σχετικά με την ειδική διαδικτυακή πλατφόρμα επικοινωνίας που εκπροσωπεί όλους τους ΔΣΜ ΝΑΕ. Για να δοθεί η δυνατότητα στους συμμετέχοντες στην αγορά να κατανοήσουν σαφώς τα δημοσιευμένα δεδομένα, οι ΔΣΜ ΝΑΕ και ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ αναπτύσσουν ένα εγχειρίδιο και το δημοσιεύουν στην εν λόγω πλατφόρμα επικοινωνίας. Το εγχειρίδιο αυτό περιλαμβάνει τουλάχιστον μια περιγραφή έκαστου στοιχείου δεδομένων, συμπεριλαμβανομένης της μονάδας και της υποκείμενης σύμβασής του.
- (2) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ και ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ δημοσιεύουν τα ακόλουθα στοιχεία (επιπροσθέτως των στοιχείων και των ορισμών του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 543/2013 της Επιτροπής σχετικά με την υποβολή και τη δημοσίευση δεδομένων στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας):
 - α. τις τιμές ΚΔΜ που έχουν καθοριστεί για τα χρονικά πλαίσια της αγοράς επόμενου έτους και επόμενου μήνα·
 - β. τα ΠΑ για κάθε κατεύθυνση των συνόρων της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης·
 - γ. περιοριστικά ΚΣΔ-ΑΣ·
 - δ. για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ, τον κωδικό αναγνώρισης ενέργειας (ΚΑΕ) του ΚΣΔ και το απρόβλεπτο συμβάν·
 - ε. τα πραγματικά ονόματα των ΚΣΔ-ΑΣ·
 - στ. τις ακόλουθες προβλεπόμενες πληροφορίες που περιέχονται στο ΚΜΔ και ζώνη προσφοράς της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης:
 - i. Φορτίο
 - ii. Παραγωγή
 - iii. Καθαρή θέση.
- (3) Ένας μεμονωμένος ΔΣΜ ΝΑΕ δύναται να παρακρατεί πληροφορίες που γνωστοποιούν στοιχεία σχετικά με την τοποθεσία που αναφέρονται στην παράγραφο 2 στοιχεία γ), δ), ε), στ), εάν απαιτείται από αρμόδια ρυθμιστική αρχή ή από σχετική εθνική νομοθεσία για λόγους προστασίας

της κρίσιμης υποδομής. Στην περίπτωση αυτή, οι πληροφορίες που αναφέρονται στην παράγραφο 2 στοιχεία δ) και ε) αντικαθίστανται από ένα ανώνυμο αναγνωριστικό το οποίο είναι σταθερό για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ για όλες τις αγοραίες χρονικές μονάδες. Το ανώνυμο αναγνωριστικό χρησιμοποιείται επίσης σε άλλες επικοινωνίες των ΔΣΜ σχετικά με τα ΚΣΔ-ΑΣ, συμπεριλαμβανομένης της επικοινωνίας σχετικά με μια διακοπή λειτουργίας ή επένδυση στην υποδομή. Η λίστα των στοιχείων δεδομένων που παρακρατούνται σύμφωνα με την παρούσα παράγραφο δημοσιεύεται στην πλατφόρμα επικοινωνίας που αναφέρεται στην παράγραφο 1.

- (4) Τυχόν αλλαγή στα αναγνωριστικά που χρησιμοποιούνται στις παραγράφους 2 στοιχείο δ) και 3 γνωστοποιείται δημοσίως τουλάχιστον έναν μήνα πριν από τη θέση της σε ισχύ. Η ειδοποίηση περιλαμβάνει τουλάχιστον την ημέρα της θέσης ισχύος των νέων αναγνωριστικών και της αντιστοιχίας του παλαιού με το νέο αναγνωριστικό για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ.
- (5) Οι ρυθμιστικές αρχές μπορούν να ζητήσουν τη δημοσίευση πρόσθετων πληροφοριών από τους ΔΣΜ. Οι σχετικοί ΔΣΜ δημοσιεύουν τις εν λόγω πληροφορίες εάν ζητηθούν από την αρμόδια ρυθμιστική αρχή. Όλες οι ρυθμιστικές αρχές συντονίζουν τα αιτήματά τους μεταξύ τους, μεταξύ των σχετικών ενδιαφερόμενων μερών και του Οργανισμού.

Άρθρο 18

Ποιότητα των δεδομένων που δημοσιεύονται

- (1) Το αργότερο έως έξι μήνες πριν από την εφαρμογή της παρούσας μεθοδολογίας, οι ΔΣΜ ΝΑΕ καθορίζουν και δημοσιεύουν από κοινού μια κοινή διαδικασία για την παρακολούθηση και τη διασφάλιση της ποιότητας και της διαθεσιμότητας των δεδομένων. Κατά την υλοποίηση του ανωτέρω, συντονίζονται με τα σχετικά ενδιαφερόμενα μέρη και τις ρυθμιστικές αρχές της ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης.
- (2) Η διαδικασία, σύμφωνα με την παράγραφο 1, εφαρμόζεται από τον ΦΣΥΔ ΝΑΕ και αποτελείται από τη διαδικασία συνεχούς παρακολούθησης και την αναφορά στην ετήσια έκθεση. Η διαδικασία συνεχούς παρακολούθησης παρακολουθεί τα ακόλουθα στοιχεία:
 - α. μεμονωμένα για κάθε ΔΣΜ και συνολικά για την ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης: δείκτες ποιότητας δεδομένων που περιγράφουν την ακρίβεια, την ορθότητα, την αντιπροσωπευτικότητα, την αρτιότητα των δεδομένων, τη συγκρισιμότητα και την ευαισθησία των δεδομένων·
 - β. την ευχρηστία της ανάκτησης των δεδομένων για μη αυτόματους και αυτόματους σκοπούς·
 - γ. τη διενέργεια αυτοματοποιημένων ελέγχων δεδομένων που πραγματοποιούνται για την αυτόματη αποδοχή ή απόρριψη στοιχείων δεδομένων πριν από τη δημοσίευση βάσει των απαιτούμενων χαρακτηριστικών δεδομένων (π.χ. τύπος δεδομένων, κατώτατο/ανώτερο όριο τιμής κ.λπ.).Οι δείκτες ποιότητας παρακολουθούνται στην καθημερινή λειτουργία και καθίστανται διαθέσιμοι στην πλατφόρμα για κάθε σύνολο δεδομένων και πάροχο δεδομένων ώστε οι χρήστες να είναι σε θέση να λαμβάνουν τις πληροφορίες αυτές υπόψη κατά την πρόσβαση και τη χρήση των δεδομένων.
- (3) Ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ παρέχει στην ετήσια έκθεση τουλάχιστον τα εξής:
 - α. τη σύνοψη της ποιότητας των δεδομένων που παρέχονται από κάθε πάροχο δεδομένων·
 - β. την αξιολόγηση της ευχρηστίας της ανάκτησης των δεδομένων (μη αυτόματη και αυτόματη ανάκτηση)·
 - γ. τα αποτελέσματα της έρευνας ικανοποίησης που διενεργείται ετησίως με τα ενδιαφερόμενα μέρη και τις ρυθμιστικές αρχές·
 - δ. τις υποδείξεις για τη βελτίωση της ποιότητας των παρεχόμενων δεδομένων ή/και την ευχρηστία της ανάκτησης δεδομένων.
- (4) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ δεσμεύονται για ελάχιστη τιμή όσον αφορά τουλάχιστον ορισμένους δείκτες που

αναφέρονται στην παράγραφο 2 και η εν λόγω τιμή πρέπει να επιτυγχάνεται από κάθε ΔΣΜ μεμονωμένα κατά μέσο όρο σε μηνιαία βάση. Σε περίπτωση μη εκπλήρωσης του ΔΣΜ τουλάχιστον μίας εκ των απαιτήσεων για την ποιότητα των δεδομένων, ο εν λόγω ΔΣΜ παρέχει αναλυτικά στον ΦΣΥΔ ΝΑΕ εντός 1 μήνα μετά την παραβίαση του κατώτατου ορίου τα αίτια για τη μη παροχή των πληροφοριών, καθώς και ένα σχέδιο δράσης για τη διόρθωση των παρελθοντικών σφαλμάτων και την αποτροπή μελλοντικών σφαλμάτων. Το αργότερο έως τρεις μήνες μετά την παραβίαση, το εν λόγω σχέδιο δράσης πρέπει να εφαρμοστεί πλήρως και το ζήτημα να επιλυθεί. Οι εν λόγω πληροφορίες δημοσιεύονται στη διαδικτυακή πλατφόρμα επικοινωνίας και στην ετήσια έκθεση.

Άρθρο 19

Παρακολούθηση, αναφορά και πληροφορίες στις ρυθμιστικές αρχές

- (1) Με αναφορά στην ενότητα με τις αιτιολογικές σκέψεις και το άρθρο 26 παράγραφος 5 του κανονισμού ΚΔΔΣ, τα δεδομένα παρακολούθησης παρέχονται στις ΕΡΑ ΝΑΕ ως βάση για την επίβλεψη της μη διακριτικής και αποτελεσματικής διαχείρισης συμφόρησης της ΝΑΕ.
- (2) Τα παρεχόμενα δεδομένα παρακολούθησης αποτελούν επίσης τη βάση για τη διετή έκθεση που πρέπει να παρέχεται σύμφωνα με το άρθρο 26 του κανονισμού ΜΚΔ.
- (3) Ο ΦΣΥΔ ΝΑΕ, με την υποστήριξη των ΔΣΜ ΝΑΕ, κατά περίπτωση, συντάσσει και δημοσιεύει μια ετήσια έκθεση και μια τριμηνιαία έκθεση εκπληρώνοντας τις υποχρεώσεις αναφοράς που ορίζονται στην παρούσα μεθοδολογία.
- (4) Η τελική, πλήρης και δεσμευτική λίστα όλων των στοιχείων παρακολούθησης, τα αντίστοιχα υποδείγματα και το σημείο πρόσβασης δεδομένων καταρτίζονται από τους ΔΣΜ ΝΑΕ σε συνεργασία με τις ΕΡΑ ΝΑΕ. Οι ΕΡΑ ΝΑΕ και οι ΔΣΜ ΝΑΕ συνάπτουν μεταξύ τους μια συμφωνία το αργότερο έως τρεις μήνες πριν από την εφαρμογή της παρούσας μεθοδολογίας.
- (5) Όλες οι τεχνικές και στατιστικές πληροφορίες που σχετίζονται με την παρούσα μεθοδολογία καθίστανται διαθέσιμες κατόπιν αιτήματος στις ΕΡΑ στην ΠΥΔ Νοτιοανατολικής Ευρώπης.

Άρθρο 20 Γλώσσα

- (1) Η γλώσσα αναφοράς για την παρούσα μεθοδολογία είναι η αγγλική. Προς αποφυγή αμφιβολιών, εάν οι ΔΣΜ χρειάζεται να μεταφράσουν την παρούσα μεθοδολογία στην (στις) εθνική(-ές) γλώσσα(-ες) τους, σε περίπτωση που διαπιστωθούν ασυμφωνίες μεταξύ της αγγλικής έκδοσης που εκδίδεται από τους ΔΣΜ σύμφωνα με το άρθρο 4 παράγραφος 13 του Κανονισμού ΜΚΔ και οποιασδήποτε έκδοσης σε άλλη γλώσσα, οι οικείοι ΔΣΜ παρέχουν, σύμφωνα με την εθνική νομοθεσία, μια ενημερωμένη μετάφραση της παρούσας μεθοδολογίας στις οικείες εθνικές ρυθμιστικές αρχές.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 24 Ιανουαρίου 2025

Ο Αντιπρόεδρος

ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΦΟΥΡΛΑΡΗΣ

Αριθμ. απόφ. Ε-32/2025 (2)

Έγκριση τροποποίησης της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας, σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 6 του άρθρου 1.2 και της παρ. 4 του άρθρου 19.1 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης και της παρ. 4 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016.

Ο ΚΛΑΔΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗΣ
ΑΡΧΗΣ ΑΠΟΒΛΗΤΩΝ, ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΑΤΩΝ

Έχοντας υπόψη:

1. Το Κεφάλαιο Γ' «Διατάξεις Αρμοδιότητας Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας» του ν. 4425/2016 «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις» (Α' 185), και ιδίως την παρ. 4 του άρθρου 18 του νόμου αυτού.

2. Τον ν. 4001/2011 «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (Α' 179).

3. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής της 23ης Νοεμβρίου 2017 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΕ L 312 της 28.11.2017 σελ. 6 επ.).

4. Τον Κανονισμό (ΕΚ) 2019/943 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019 σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (αναδιτύπωση) (ΕΕ L 158 της 14.06.2019 σελ. 54).

5. Τον Κανονισμό Αγοράς Εξισορρόπησης (απόφαση ΡΑΕ υπ' αρ. 1090/2018, Β' 5910 και Β' 468), όπως ισχύει μετά την τροποποίησή του με τις αποφάσεις ΡΑΕ 938/2020 (Β' 2757), 1357/2020 (Β' 4516, κωδικοποιημένη έκδοση), 1572/2020 (Β' 5484), 54/2021 (Β' 531), 609/2021 (Β' 3500), 775/2021 (Β' 4982), 854/2021 (Β' 5418), 98/2022 (Β' 725), 185/2022 (Β' 985, κωδικοποιημένη έκδοση), 558/2022 (Β' 4335), 585/2022 (Β' 3426), 840/2022 (Β' 6087), 861/2022 (Β' 6065) και τις αποφάσεις του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΕΥ Ε-94/2023 (Β' 5147 και Β' 5247), Ε-12/2024 (Β' 1011), Ε-36/2024 (Β' 1384), Ε-135/2024 (Β' 3315) και Ε-245/2024 (Β' 7039/2024, κωδικοποιημένη), και ιδίως τις διατάξεις των άρθρων 1.2 και 1.19 αυτού.

6. Την υπ' αρ. 954/2020 απόφαση ΡΑΕ με θέμα «Μεθοδολογία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης σύμφωνα τις διατάξεις του άρθρου 84 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης και της παραγράφου 4 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016» (Β' 3191), όπως ισχύει μετά την τροποποίησή της με τις υπ' αρ.

1459/2020 απόφαση ΡΑΕ (Β' 4800) και 591/2021 απόφαση ΡΑΕ (Β' 4157).

7. Την υπ' αρ. 1363/2020 απόφαση ΡΑΕ με θέμα «Έγκριση της μεθοδολογίας υπολογισμού μη εφικτού Προγράμματος Αγοράς και καθορισμός των αριθμητικών τιμών των παραμέτρων της Χρέωσης Μη Συμμόρφωσης περί συστηματικής πρόκλησης μη εφικτού Προγράμματος Αγοράς, σύμφωνα με τις παρ. 3 και 4 του άρθρου 102 και το άρθρο 113 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης και την παρ. 4 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016» (Β' 4596), όπως ισχύει μετά την τροποποίησή της με τις υπ' αρ. 1458/2020 απόφαση ΡΑΕ (Β' 4800), 241/2022 απόφαση ΡΑΕ (Β' 1617), 859/2022 απόφαση ΡΑΕ (Β' 6064/) και την Ε-215/2024 Απόφαση ΡΑΕΥ (Β' 5543).

8. Την υπ' αρ. 1603/2020 απόφαση ΡΑΕ με θέμα «Κανόνες για την αναστολή και την αποκατάσταση των δραστηριοτήτων της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με το άρθρο 36 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2196 της Επιτροπής της 24ης Νοεμβρίου 2017 και την παρ. 2 του άρθρου 34 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης.» (Β' 5944).

9. Τις παρουσιάσεις της διαδικτυακής ημερίδας εργασίας (workshop) της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. αναφορικά με την παρουσίαση του γενικού σχεδιασμού του Διαχειριστή για τη συμμετοχή στις ευρωπαϊκές πλατφόρμες MARI και PICASSO, η οποία έλαβε χώρα στις 21 Δεκεμβρίου 2023, όπως έχουν αναρτηθεί στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή².

10. Το υπό στοιχεία Ημ./ΓΔ: ΓΔΡΠ/20013/05.12.2023 (ΡΑΕΥ Ι-363253/07.12.2023) έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. προς τη ΡΑΕΥ με θέμα «ΕΙΣΗΓΗΣΗ ΤΡΟΠΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΩΝ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΩΝ ΤΟΥ ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΥ ΑΓΟΡΑΣ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ ΓΙΑ ΤΗ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΑΙΚΗ ΠΛΑΤΦΟΡΜΑ PICASSO» και ειδικά την εισήγηση της εταιρείας σχετικά με την τροποποίηση της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης.

11. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕΥ επί της ως άνω εισήγησης της ΑΔΜΗΕ Α.Ε., η οποία έλαβε χώρα από τις 11.12.2023 έως και τις 15.01.2024³ (έπεται από παράταση αυτής)⁴ και επί της οποίας υπεβλήθησαν σχόλια από:

(α) την SYMPOWER με την υπ' αρ. ΡΑΕΥ Ι-365603/15.01.2024⁵ επιστολή

(β) τον ΕΣΑΗ με την υπ' αρ. ΡΑΕΥ Ι-366097/23.01.2024⁶ επιστολή.

12. Το υπ' αρ. ΡΑΕ Ι- 375715/18.06.2024 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. προς τη ΡΑΕΥ αναφορικά με τις απόψεις της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. επί των σχολίων των συμμετεχόντων στην ως άνω αναφερθείσα Δημόσια Διαβούλευσης της Αρχής.

13. Το υπό στοιχεία ΡΑΕΥ Ι-381305/26.09.2024 (ΑΡ/ΗΜ.: ΔΝΣ/21210/25-09-2024) έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με θέμα «Εισήγηση τροποποίησης του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης σχετικά με τη συμμετοχή στην ευρωπαϊκή πλατφόρμα PICASSO» το οποίο αποτελεί την τελική εισήγηση της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. για την τροποποίηση του κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης.

² <https://www.admie.gr/anakoinoseis/enimerosi/paroyisiaseis-diadiktyakis-enimerotikis-imeridas-me-thema-tropopoiiseis>

³ <https://www.raey.gr/energeia/diavoulefsis/74519/>

⁴ <https://www.raey.gr/energeia/diavoulefsis/75151/>

⁵ <https://www.raey.gr/energeia/wp-content/uploads/2024/01/I-365603-SYMPPOWER.pdf>

⁶ <https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2021/05/I-301290-ΕΣΑΗ.pdf>

14. Το υπό στοιχεία Ο-113149/4.11.2024 έγγραφο της Αρχής προς ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με θέμα: «Εισηγήσεις ΑΔΜΗΕ Α.Ε. αναφορικά με την τροποποίηση του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης για τη συμμετοχή στις ευρωπαϊκές πλατφόρμες PICASSO και MARI».

15. Το από 17.12.2024 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (ΡΑΑΕΥ Ι-389033) με το οποίο εστάλη στην Αρχή το κωδικοποιημένο κείμενο της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας.

16. Το από Ο-114214/7.2.2025 ηλεκτρονικό έγγραφο της Αρχής με το οποίο ζητήθηκαν πρόσθετες διευκρινίσεις από τον Διαχειριστή επί των προτεινόμενων μεθοδολογιών καθώς και επί των τεχνικών αποφάσεων του Διαχειριστή που χρήζουν τροποποίησης λόγω της επικείμενης συμμετοχής της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. στην Ευρωπαϊκή Πλατφόρμα PICASSO καθώς και επανυποβολή του κωδικοποιημένου κειμένου της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας λόγω νομοτεχνικών βελτιώσεων.

17. Το από 14.2.2024 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (ΡΑΑΕΥ Ι-389740/17.02.2024) με το οποίο υπεβλήθη η τελική εισήγηση του Διαχειριστή επί του κωδικοποιημένου κειμένου της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας.

18. Το γεγονός ότι βάσει του ν. 5037/2023 (Α' 78), η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας μετονομάζεται σε Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων (ΡΑΑΕΥ) και όπου γίνεται αναφορά στην επωνυμία «Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας» ή «ΡΑΕ», νοείται η ΡΑΑΕΥ.

19. Το γεγονός ότι σύμφωνα με τη διάταξη της παρ. 4 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016, όπως ισχύει, μεθοδολογίες που προβλέπονται στους Κανονισμούς των Αγορών αποφασίζονται από τη ΡΑΕ, μετά από εισήγηση των Διαχειριστών των Αγορών και δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

20. Το γεγονός ότι η παρούσα απόφαση δεν θεσμοθετεί, δεν τροποποιεί και δεν καταργεί διοικητική διαδικασία καταχωριστέα στο Εθνικό Μητρώο Διοικητικών Διαδικασιών (ΕΜΔΔ-ΜΙΤΟΣ) του άρθρου 90 του ν. 4727/2020 (Α' 184).

21. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του κρατικού προϋπολογισμού. Σκέφθηκε ως εξής:

Ι. Επί του θεσμικού πλαισίου και κανονιστικού πλαισίου

Επειδή, στο άρθρο 18 «Κατάρτιση και τροποποίηση των Κωδίκων των Αγορών» του ν. 4425/2016 προβλέπονται τα εξής:

«4. Μεθοδολογίες, παράμετροι και άλλες ειδικές εγκρίσεις που προβλέπονται από τους Κώδικες των Αγορών, αποφασίζονται από τη ΡΑΕ, μετά από εισήγηση των Διαχειριστών των Αγορών και δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως».

Επειδή, κατά τα προβλεπόμενα στην παρ. 6 του άρθρου 1.2 «Κανονισμός Αγοράς Εξισορρόπησης» του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης, όπως εγκρίθηκε με την Ε-245/2024 Απόφαση του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ:

«[...] 6. Ο Κανονισμός Αγοράς Εξισορρόπησης συμπληρώνεται από μεθοδολογίες, παραμέτρους και άλλες ειδικές εγκρίσεις που προβλέπονται σε αυτόν, και αποφασίζονται από τη ΡΑΑΕΥ, μετά από εισήγηση του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ και δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως, σύμφωνα με την παρ. 4 του άρθρου 18, του ν. 4425/2016. [...]»

Επειδή, σύμφωνα με το άρθρο 1.3 «Ορισμοί» του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης και ιδίως της παρ. 117 αυτού: «[...] 117. Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής: Η Εντολή Κατανομής τροποποιημένη ώστε να λαμβάνεται υπόψη η διαθεσιμότητα των Οντοτήτων Υψηλής Εξισορρόπησης σύμφωνα με τα οριζόμενα στη «Μεθοδολογία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης». [...]».

Επειδή, κατά τα οριζόμενα στις διατάξεις του άρθρου 19.1 («Υπολογισμός Ενέργειας Εξισορρόπησης και Αποκλίσεων») του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης προβλέπονται τα εξής:

«[...] 4. Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής, και η ενεργοποιημένη ενέργεια υπολογίζονται σύμφωνα με τα οριζόμενα στη «Μεθοδολογία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας», η οποία λαμβάνει υπόψη τουλάχιστον την πραγματική διαθεσιμότητα των Οντοτήτων Υψηλής Εξισορρόπησης. [...]»

«[...] 6. Σε περίπτωση που μία Οντότητα Υψηλής Εξισορρόπησης, e , λειτουργεί υπό ΑΡΙΠ, τότε η ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης για αEAS , $\text{ABE}_{e,i}^{\alpha\text{FRR}}$ υπολογίζεται κατά τη διάρκεια ενός λεπτού i , ως εξής:

α) Για τις Κατανεμόμενες Μονάδες Παραγωγής ή τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Ελεγχόμενης Παραγωγής η ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης αEAS , $\text{ABE}_{e,i}^{\alpha\text{FRR}}$ ισούται με το ολοκλήρωμα της διαφοράς των μετρήσεων του Συστήματος Εποπτικού Ελέγχου και Απόκτησης Δεδομένων (SCADA) με την Επιβεβλημένη Ενέργεια, $\text{INST}_{e,i}^{\text{mFRR}}$ της Οντότητας e εντός του λεπτού i .

β) Για τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής η ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης αEAS , $\text{ABE}_{e,i}^{\alpha\text{FRR}}$ ισούται με το ολοκλήρωμα της διαφοράς των μετρήσεων του Συστήματος Εποπτικού Ελέγχου και Απόκτησης Δεδομένων (SCADA) με το Φορτίο Αναφοράς, $\text{BL}_{e,i}$ της Οντότητας e εντός του λεπτού i .

- γ) Για τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου η ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης αΕΑΣ, $ABE_{e,i}^{aFRR}$ ισούται με το ολοκλήρωμα της διαφοράς μεταξύ, αφενός των μετρήσεων του Συστήματος Εποπτικού Ελέγχου και Απόκτησης Δεδομένων (SCADA) και αφετέρου του αθροίσματος Φορτίου Αναφοράς και Προγράμματος Αγοράς, $BL_{e,i} + MS_{e,i}$ της Οντότητας e εντός του λεπτού i .

Με βάση τους ανωτέρω υπολογισμούς, όταν η ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης αΕΑΣ του λεπτού i προκύπτει θετική, θεωρείται ανοδική, $ABE_{e,i}^{aFRR,up}$, ενώ όταν προκύπτει αρνητική, θεωρείται καθοδική, $ABE_{e,i}^{aFRR,dn}$.

7. Σε περίπτωση που μία Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης, e , λειτουργεί υπό ΑΡΙΠ κατά τη διάρκεια μίας Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , τότε η Επιβεβλημένη Ενέργεια, $INST_{e,t}$ υπολογίζεται ως εξής:

- α) Για Κατανεμόμενες Μονάδες Παραγωγής ή Χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Ελεγχόμενης Παραγωγής :

$$INST_{e,t} = INST_{e,t}^{mFRR} + \sum_{i=1}^{15} ABE_{e,i}^{aFRR,up} + \sum_{i=1}^{15} ABE_{e,i}^{aFRR,dn}$$

- β) Για Χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής:

$$INST_{e,t} = BL_{e,t} + \sum_{i=1}^{15} ABE_{e,i}^{aFRR,up} + \sum_{i=1}^{15} ABE_{e,i}^{aFRR,dn}$$

- γ) Για Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου (με εξαίρεση τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου με δυνατότητα άντλησης):

$$INST_{e,t} = BL_{e,t} - \sum_{i=1}^{15} ABE_{e,i}^{aFRR,up} - \sum_{i=1}^{15} ABE_{e,i}^{aFRR,dn}$$

- δ) Για Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου με δυνατότητα άντλησης:

$$INST_{e,t} = INST_{e,t}^{mFRR} - \sum_{i=1}^{15} ABE_{e,i}^{aFRR,up} - \sum_{i=1}^{15} ABE_{e,i}^{aFRR,dn}$$

Στην περίπτωση που μία Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης e δε λειτουργεί υπό ΑΡΙΠ κατά τη διάρκεια μίας Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , τότε η Επιβεβλημένη Ενέργεια $INST_{e,t}$ ισούται με την Επιβεβλημένη Ενέργεια χΕΑΣ, $INST_{e,t}^{mFRR}$.

8. Σε περίπτωση που για μία Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης, e , η λειτουργία της υπό ΑΡΙΠ ανασταλεί με ευθύνη της οντότητας για περισσότερο από 5 λεπτά εντός μιας Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, t , τότε για τη συγκεκριμένη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων: (α) η οντότητα δεν παρέχει Ενέργεια Εξισορρόπησης, (β) η διαφορά της ενέργειας που εγχέει ή απορροφά και του Προγράμματος Αγοράς ή του Φορτίου Αναφοράς ορίζεται ως Απόκλιση, και (γ) η οντότητα δεν αμείβεται για Ισχύ Εξισορρόπησης αΕΑΣ. [...]»

«[...] 13. Η Τελική Απόκλιση μίας Οντότητας με Ευθύνη Εξισορρόπησης e η οποία δεν παρέχει Υπηρεσίες Εξισορρόπησης ισούται με την Απόκλιση όπως υπολογίζεται βάσει της παραγράφου 9. Συγκεκριμένα:

- α) Για Χαρτοφυλάκιο μη Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ, Χαρτοφυλάκιο Μονάδων ΑΠΕ χωρίς Υποχρέωση Συμμετοχής στην Αγορά και Εισαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας από τις Διασυνδέσεις η Τελική Απόκλιση ισούται με

$$FIMB_{e,t} = MQ_{e,t} - MS_{e,t}$$

- β) Για Χαρτοφυλάκιο μη Κατανεμόμενου Φορτίου και για Εξαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας από τις Διασυνδέσεις η Τελική Απόκλιση ισούται με

$$FIMB_{e,t} = MS_{e,t} - MQ_{e,t} [\dots] »$$

Επειδή, με την υπ' αρ. 954/2020 απόφαση ΠΑΕ, όπως ισχύει μετά την τροποποίησή της με τις υπ' αρ. 1459/2020 απόφαση ΠΑΕ και 591/2021 απόφαση ΠΑΕ, εγκρίθηκε η Μεθοδολογία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης, σύμφωνα με την παρ. 4 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016. Η Μεθοδολογία περιλαμβάνει πέντε ενότητες (1. Εισαγωγή, 2. Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής, 3. Διαδικασία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, 4. Διαδικασία Υπολογισμού Ενέργειας Παρεχόμενης για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης, και 5. Διαδικασία Υπολογισμού Παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης Αυτόματης ΕΑΣ).

II. Επί της τροποποίησης της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας για την ένταξη της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. στην πλατφόρμα PICASSO

Επειδή, με το υπό σχετ. 10 έγγραφο της, η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. υπέβαλε στη ΠΑΑΕΥ εισήγηση σχετικά με την τροποποίηση των μεθοδολογιών του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης για τη συμμετοχή του Διαχειριστή στην ευρωπαϊκή πλατφόρμα PICASSO (Αυτόματη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας, αΕΑΣ). Η πρόταση τροποποίησης περιλαμβάνει αλλαγές σε τρεις ήδη εφαρμοζόμενες μεθοδολογίες καθώς και πρόταση θέσπισης νέας μεθοδολογίας και θα τεθούν σε εφαρμογή από τη λειτουργική ένταξη της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. στην πλατφόρμα PICASSO. Σε ό,τι αφορά την ήδη εφαρμοζόμενη Μεθοδολογία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης προτείνεται από την ΑΔΜΗΕ Α.Ε. η μετονομασία της μεθοδολογίας σε Μεθοδολογία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας και αντικατάσταση μόνο της ενότητας 5 αυτής προκειμένου να καθοριστούν οι λεπτομέρειες υπολογισμού της ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης αΕΑΣ για τις Οντότητες Υπηρεσιών Εξισορρόπησης που βρίσκονται υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής με την ένταξη της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. στην πλατφόρμα PICASSO.

Σύμφωνα με την εισήγηση του Διαχειριστή αναφορικά με την αντικατάσταση της ενότητας 5 της Μεθοδολογίας, ο προσδιορισμός της παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης αυτόματης ΕΑΣ για μία Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης θα υπολογίζεται για κάθε λεπτό της Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, λαμβάνοντας υπόψη τις μετρήσεις του Συστήματος Εποπτικού Ελέγχου και Απόκτησης Δεδομένων (SCADA), τις 15-λεπτες πιστοποιημένες μετρήσεις, καθώς και την επιβεβλημένη ενέργεια χειροκίνητης ΕΑΣ της Οντότητας για την ίδια Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Η Επιβεβλημένη Ενέργεια χΕΑΣ περιλαμβάνει την ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης χΕΑΣ και την ενεργοποιημένη ενέργεια για σκοπούς εκτός εξισορρόπησης.

Επίσης προτείνεται αλλαγή στον ορισμό για την παρεχόμενη Ενέργεια Εξισορρόπησης αΕΑΣ. Συγκεκριμένα «η ανοδική/καθοδική παρεχόμενη Ενέργεια Εξισορρόπησης αΕΑΣ, συνίσταται στην επιπρόσθετη/μειωμένη παραγωγή ενέργειας σε σχέση με την Επιβεβλημένη Ενέργεια χΕΑΣ ή απουσία αυτής, σε σχέση με το Πρόγραμμα Αγοράς ή/και το Φορτίο Αναφοράς κατά περίπτωση εφαρμογής, από τις Οντότητες Υπηρεσιών Εξι-

σορρόπησης που λειτουργούν υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (ΑΡΠ/ΑΓC)».

Επειδή, η ΠΑΑΕΥ, έθεσε την εν ως άνω εισήγηση σε Δημόσια Διαβούλευση από τις 11.12.2023 έως και τις 15.01.2024, στο πλαίσιο της οποίας υπεβλήθησαν σχόλια από δύο (2) συμμετέχοντες (SYMPOWER και ΕΣΑΗ), όπως έχουν αναρτηθεί στην ιστοσελίδα της Αρχής (σχετ. 11).

Επειδή, σε σχέση με το σχόλιο του ΕΣΑΗ για παροχή διευκρινήσεων αναφορικά με το πως θα υλοποιείται η αντιστοίχιση των κατακυρωμένων προσφορών, σε περιβάλλον PICASSO, με την ενεργοποιημένη ενέργεια στην πράξη, η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. επισημαίνει τα εξής (σχετικό 12): Οι προσφορές που κατακυρώνονται στην πλατφόρμα PICASSO δεν είναι αυτές που ενεργοποιούνται από τον τοπικό ελεγκτή. Η πλατφόρμα PICASSO εκτελεί τον σχετικό αλγόριθμο βελτιστοποίησης και επιστρέφει στον τοπικό ελεγκτή ΑΡΠ το Διορθωτικό Σήμα αΕΑΣ. Εν συνεχεία, ο τοπικός ελεγκτής ΑΡΠ επιλέγει Προσφορές Ενέργειας Εξισορρόπησης αΕΑΣ από την τοπική λίστα αξιολογικής κατάταξης αΕΑΣ προκειμένου να καλυφθεί η απαιτούμενη ενεργοποίηση Ενέργειας Εξισορρόπησης αΕΑΣ, βάσει κριτηρίων που περιλαμβάνουν κατ'ελάχιστον το κόστος ενεργοποίησης. Επίσης απαντά ότι λεπτομέρειες για την λειτουργία του συστήματος της Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής καθώς και λεπτομέρειες σχετικά με την τοπική ενεργοποίηση των Οντοτήτων Υπηρεσιών Εξισορρόπησης μέσω του αλγορίθμου της Διαδικασίας αΕΑΣ περιλαμβάνονται στην Τεχνική Απόφαση αΕΑΣ και λεπτομέρειες σχετικά με τον υπολογισμό των χρεοπιστώσεων για την ενέργεια εξισορρόπησης αΕΑΣ θα περιληφθούν στην αναθεώρηση της Τεχνικής Απόφασης «Εκκαθάριση Αγοράς Εξισορρόπησης».

Επιπροσθέτως ο ΕΣΑΗ θέτει επίσης μια σειρά ζητημάτων, τα οποία αφορούν σε βασικές παραμέτρους συμμετοχής στην Αγορά Εξισορρόπησης, και τα οποία τέθηκαν επίσης από τον ΕΣΑΗ στο πλαίσιο της δημόσιας διαβούλευσης που διενήργησε η Αρχή στο πλαίσιο έγκρισης της πρότασης του Διαχειριστή για την τροποποίηση του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης που θα τεθεί σε ισχύ με την λειτουργική ένταξη της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. στην Ευρωπαϊκή πλατφόρμα PICASSO. Οι απόψεις επί αυτών περιλαμβάνονται επομένως στην υπό στοιχεία Ε-245/2024 απόφαση του Κλάδου Ενέργειας της ΠΑΑΕΥ «Τροποποίηση του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης σύμφωνα με τα άρθρα 17 και 18 του ν. 4425/2016 αναφορικά με την ένταξη της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. στην ευρωπαϊκή πλατφόρμα ανταλλαγής ενέργειας εξισορρόπησης από εφεδρείες αποκατάστασης συχνότητας με αυτόματη ενεργοποίηση (PICASSO)» (σχετ. 5).

Επειδή, σύμφωνα με την SYMPOWER η συμμετοχή στην πλατφόρμα PICASSO θα πρέπει να επιφέρει βελτιώσεις στις μεθοδολογίες της Αγοράς Εξισορρόπησης με σκοπό τη διευκόλυνση συμμετοχής των χαρτοφυλακίων Απόκρισης Ζήτησης στην αγορά αυτή. Σημειώνει επίσης, ότι η διαδικασία υπολογισμού της ενέργειας εξισορρόπησης αΕΑΣ δεν είναι τεχνολογικά ουδέτερη αποθαρρύνοντας την συμμετοχή χαρτοφυλακίων Απόκρισης Ζήτησης στην Αγορά Εξισορρόπησης. Κατά την ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (σχετικό 12) η προτεινόμενη Μεθοδολογία Υπολογι-

σμού της Ενέργειας Εξισορρόπησης αΕΑΣ βρίσκει κοινή εφαρμογή σε όλα τα είδη των Οντοτήτων Υπηρεσιών Εξισορρόπησης, επομένως είναι τεχνολογικά ουδέτερη.

Επειδή, η SYMPower θέτει επίσης το θέμα δυνατότητας χρήσης των μετρητών που βρίσκονται εσωτερικά στην εγκατάσταση των Καταναλωτών (submeters) για την ορθή συμμετοχή της Απόκρισης Ζήτησης στην αγορά και προτείνει μία σχετική μεθοδολογία για τον υπολογισμό της παρεχόμενης ενέργειας αΕΑΣ με τη χρήση submeters. Η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. στην απάντησή της (σχετικό 12) αναφέρει ότι βάσει του υφιστάμενου κανονιστικού πλαισίου δεν είναι δυνατή η παροχή υπηρεσιών εξισορρόπησης με τη χρήση μετρητών που βρίσκονται εσωτερικά στην εγκατάσταση των Καταναλωτών (submeters), δεσμεύεται όμως να εξετάσει μελλοντικά την ως άνω αναφερόμενη δυνατότητα.

Επειδή, σε συνέχεια της έγκρισης από την Αρχή του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης που θα ισχύσει με την ένταξη της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. στην ευρωπαϊκή πλατφόρμα ανταλλαγής ενέργειας εξισορρόπησης (απόφαση Ε-245/2024), η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. υπέβαλε με το σχετικό 17 έγγραφο την τελική εισήγησή της επί της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας (υπό μορφή κωδικοποιημένου κειμένου), λαμβάνοντας υπόψη σχετικές νομοτεχνικές βελτιώσεις που ζητήθηκαν από την Αρχή (σχετικά 14, 5 και 16).

Επειδή, η τελική εισήγηση είναι επαρκώς λεπτομερής και περιλαμβάνει (στην ενότητα 5 αυτής) αναλυτικό παράδειγμα σχετικά με τη διαδικασία υπολογισμού ανοδικής και καθοδικής παρεχόμενης ενέργειας εξισορρόπησης αυτόματης ΕΑΣ. Η Αρχή κρίνει εύλογη την τροποποίηση της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Ενεργοποι-

ημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης και τη μετονομασία αυτής σε Μεθοδολογία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας, σύμφωνα με τα οριζόμενα στις διατάξεις της παρ. 4 του άρθρου 11.9 Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης για λόγους που σχετίζονται με την συμμετοχή και την λειτουργική ένταξη της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. στην ευρωπαϊκή πλατφόρμα ανταλλαγής ενέργειας εξισορρόπησης από εφεδρείες αποκατάστασης συχνότητας με αυτόματη ενεργοποίηση (PICASSO), αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 4 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016 και της παρ. 6 του άρθρου 1.2 και της παρ. 4 του άρθρου 19.1 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης:

1. Την έγκριση του κωδικοποιημένου κειμένου «Μεθοδολογία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας», το οποίο περιλαμβάνεται στο Παράρτημα της παρούσας απόφασης.

2. Την έναρξη ισχύος της παρούσας τροποποίησης κατόπιν έκδοσης ανακοίνωσης από τη ΡΑΑΕΥ στην επίσημη ιστοσελίδα της με την οποία (α) θα διαπιστωθεί από τη ΡΑΑΕΥ η τεχνική ετοιμότητα της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. για την ένταξή της στην ευρωπαϊκή πλατφόρμα για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης από εφεδρείες αποκατάστασης συχνότητας με αυτόματη ενεργοποίηση («πλατφόρμα αΕΑΣ ή aFRR» ή «PICASSO»), σε συνέχεια σχετικής εισήγησης της εν λόγω εταιρείας και (β) θα ανακοινωθεί η ημερομηνία έναρξης ισχύος της παρούσας τροποποίησης προς ενημέρωση των συμμετεχόντων των Αγορών Ηλεκτρικής Ενέργειας του ν. 4425/2016.

Η παρούσα απόφαση κοινοποιείται στην εταιρεία ΑΔΜΗΕ Α.Ε. και αναρτάται στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΑΕΥ.

Μεθοδολογία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας

Έκδοση 4.0

Περιεχόμενα

1. Εισαγωγή.....
2. Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής.....
3. Διαδικασία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης
Χειροκίνητης ΕΑΣ.....
4. Διαδικασία Υπολογισμού Ενέργειας Παρεχόμενης για Σκοπούς Εκτός
Εξισορρόπησης.....
5. Διαδικασία Υπολογισμού Παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης Αυτόματης
ΕΑΣ.....

1. Εισαγωγή

Στο πλαίσιο του παρόντος κειμένου και κατ' εφαρμογή των διατάξεων του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης (ΚΑΕ) για τη λειτουργία της Αγοράς Εξισορρόπησης, περιγράφονται οι ακόλουθες μεθοδολογίες υπολογισμού:

1. Μεθοδολογία υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής.
2. Μεθοδολογία υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ η οποία διακρίνεται σε:
 - Άμεσα Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.
 - Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.
3. Μεθοδολογία υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης.
4. Μεθοδολογία Υπολογισμού Παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης Αυτόματης ΕΑΣ.

2. Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής

2.1 Γενικά

Η πραγματική λειτουργία των μονάδων παραγωγής παρουσιάζει κάποιες φορές συγκεκριμένα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν τόσο τη λύση των διαφόρων αγορών, όσο και το ύψος της Εντολής Κατανομής που εκδίδεται γι' αυτές σε πραγματικό χρόνο. Ειδικότερα, η επαναδήλωση της διαθεσιμότητας, ανάλογα με το χρόνο που εκτελείται, δύναται να επηρεάσει τα παραπάνω μεγέθη, αφού η μη επέλευση του γεγονότος της επαναδηλώσεως θα οδηγούσε πιθανότατα σε διαφορετικά αποτελέσματα όσον αφορά στη χρονική εξέλιξη των λύσεων και των εντολών για τη λειτουργία των μονάδων.

Επιπλέον, η μη τήρηση πέραν κάποιων εύλογων ορίων ανοχής, των Εντολών Κατανομής από τις μονάδες επηρεάζει τη λειτουργία της Αγοράς Εξισορρόπησης τόσο στον τρέχοντα, όσο και σε μελλοντικό πραγματικό χρόνο.

Συνεπώς,

- η επαναδήλωση της διαθεσιμότητας που επηρεάζει τις λύσεις των αγορών ή/και το ύψος των Εντολών Κατανομής σε πραγματικό χρόνο, καθώς και
- η μη τήρηση, πέραν κάποιων εύλογων ορίων ανοχής, των Εντολών Κατανομής,

καθιστά αναγκαίο τον εκ των υστέρων επαναυπολογισμό της Εντελλόμενης Ενέργειας έτσι ώστε στο πλαίσιο της Εκκαθάρισης να υπολογίζεται με βάση τη νέα Εντελλόμενη Ενέργεια:

- η πραγματική Απόκλιση της μονάδας από την Εντελλόμενη Ενέργεια και άρα μια εύλογη χρεοπίστωση για την απόκλιση αυτή, και
- η Ενέργεια που θα έπρεπε να είχε προσφερθεί από τη μονάδα για λόγους Εξισορρόπησης ή Μη και άρα μια εύλογη χρεοπίστωση λαμβάνοντας υπόψη την ενέργεια αυτή αλλά και τις Χρεώσεις Μη Συμμόρφωσης λόγω σημαντικής απόκλισης στην παροχή Ανοδικής ή Καθοδικής Ενέργειας Εξισορρόπησης ή Ενέργειας για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης,

με τρόπο που να αντισταθμίζει στο μεγαλύτερο δυνατό βαθμό τις πραγματικές συνθήκες λειτουργίας της μονάδας.

Ο επαναυπολογισμός της Εντελλόμενης Ενέργειας καθίσταται επίσης αναγκαίος και για ειδικές περιπτώσεις λειτουργίας μιας μονάδας όπως:

- Μη εφικτό Πρόγραμμα Αγοράς της μονάδας
- Δοκιμαστική Λειτουργία της Μονάδας
- Αιφνίδια αποσύνδεση (trip) της μονάδας
- Λειτουργία κατόπιν εντολής του ΕΚΕΕ στο πλαίσιο επείγουσας κατάστασης
- Λειτουργία της Μονάδας υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (ΑΡΠ – AGC)
- Λειτουργία της Μονάδας σε φάση Εκκινήσεως (startup phase) ή σε φάση Σβέσεως/Αποσυγχρονισμού (Shut-Down phase)
- Μη διαθεσιμότητα Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς Εξισορρόπησης.

Γενικά, ο εκ των υστέρων επαναυπολογισμός της Εντελλόμενης Ενέργειας εξαρτάται από τα κάτωθι στοιχεία:

- Αν η μονάδα έχει υποβάλει μη εφικτό Πρόγραμμα Αγοράς
- Αν η μονάδα βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία
- Αν διαπιστώθηκε ότι η μονάδα έχει αιφνίδια αποσυνδεθεί (trip)
- Αν η μονάδα δέχτηκε Εντολή ΕΚΕΕ στο πλαίσιο επείγουσας κατάστασης.
- Αν η μονάδα λειτουργεί υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (ΑΡΠ/AGC)
- Αν η μονάδα βρίσκεται σε φάση Εκκινήσεως ή Σβέσεως (Αποσυγχρονισμού)
- Αν ήταν διαθέσιμο το Πληροφοριακό Σύστημα Αγοράς Εξισορρόπησης.
- Αν πραγματοποιήθηκε Επαναδήλωση Διαθεσιμότητας και σε ποια ή ποιες χρονικές στιγμές
- Το Τεχνικά Μέγιστο και Τεχνικά Ελάχιστο της μονάδας με βάση την Επαναδήλωση Διαθεσιμότητας
- Τις λύσεις της Προημερήσιας Αγοράς, της Ενδοημερήσιας Αγοράς και της Διαδικασίας Ενοποιημένου Προγραμματισμού
- Τις Εντολές Κατανομής που προκύπτουν από τη λύση της Αγοράς Εξισορρόπησης (RTBM)
- Την Εντελλόμενη και Παραγόμενη Ισχύ στο τέλος των Περιόδων Εκκαθάρισης Αποκλίσεων

Ο επαναυπολογισμός της Εντελλόμενης Ενέργειας για μια μονάδα οδηγεί στον ορισμό της έννοιας της Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής η οποία θα συμβολίζεται στη συνέχεια του κειμένου ως $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$. Ακολούθως αναλύεται η μεθοδολογία υπολογισμού της Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής, $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$, για μία Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής (gbse).

2.2 Διαδικασία Υπολογισμού της Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής για Αποκλίσεις

Για τον υπολογισμό της $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ δημιουργείται αρχικά μία λίστα για κάθε μονάδα που περιέχει τα διάφορα αποτελέσματα λύσεων από τις διαφορετικές επιλύσεις:

- της Προημερήσιας Αγοράς,
- της Ενδοημερήσιας Αγοράς
- και της Διαδικασίας Ενοποιημένου Προγραμματισμού.

Ως αποτέλεσμα δημιουργείται ένας Πίνακας Αναφοράς (Π.Α.) που περιέχει το σύνολο των λύσεων για όλες τις μονάδες. Στην συνέχεια με τη βοήθεια ελέγχων βάσει συγκεκριμένων κριτηρίων επιλέγεται, λαμβάνοντας υπόψη και τον Πίνακα Αναφοράς, η κατάλληλη τιμή του $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$. Οι έλεγχοι για τον καθορισμό της Επαναυπολογισθείσας Εντελλόμενης Ενέργειας $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ πραγματοποιούνται σε δύο στάδια. Το πρώτο στάδιο αφορά ελέγχους πριν την ολοκλήρωση του Π.Α. και το δεύτερο αφορά ελέγχους μετά την ολοκλήρωσή του.

Στην συνέχεια αναλύονται οι έλεγχοι αυτοί ανά στάδιο.

2.2.1 Έλεγχοι πριν την ολοκλήρωση του Πίνακα Αναφοράς για το διάστημα t

Για το πρώτο στάδιο ελέγχων πριν την ολοκλήρωση του Πίνακα Αναφοράς, όπως αναφέρθηκε, ορίζεται η λίστα ανά μονάδα και Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t με τις διαθέσιμες λύσεις των αγορών που αφορούν στην Προημερήσια Αγορά (DAM), στην Ενδοημερήσια Αγορά (IDM) και στη Διαδικασία Ενοποιημένου Προγραμματισμού (ISP). Ειδικότερα, η λίστα αυτή περιέχει:

- i. Τα αποτελέσματα Day Ahead Market (DAM)
- ii. Τα αποτελέσματα Intra Day Market (IDM1)
- iii. Τα αποτελέσματα Intra Day Market (IDM2)
- iv. Τα αποτελέσματα Integrated Scheduling Process (ISP2)
- v. Τα αποτελέσματα Intra Day Market (IDM3)
- vi. Τα αποτελέσματα Integrated Scheduling Process (ISP3)
- vii. AD-HOC λύσεις του ISP που θα επικαιροποιούν τα αποτελέσματα του ISP2 ή/και του ISP3.

Στη συνέχεια προσδιορίζεται η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής ανά μονάδα και Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$, διακρίνοντας τις κάτωθι περιπτώσεις:

1. Η μονάδα έχει υποβάλει μη εφικτό Πρόγραμμα Αγοράς.

Σε αυτή την περίπτωση το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ λαμβάνει την τιμή του Προγράμματος Αγοράς (MS_t^{gbse}).

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = MS_t^{gbse}$$

2. Η μονάδα βρίσκεται σε Δοκιμαστική Λειτουργία.

Σε αυτή την περίπτωση το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ λαμβάνει την τιμή του Προγράμματος Αγοράς (MS_t^{gbse}).

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = MS_t^{gbse}$$

3. Επαναδήλωση Διαθεσιμότητας, όπου η τελευταία λύση για το διάστημα t δεν παραβιάστηκε από την επαναδήλωση, δηλαδή η λύση βρίσκεται μεταξύ του Επαναδηλωθέντος Διαθέσιμου Τεχνικού Ελάχιστου και του Επαναδηλωθέντος Διαθέσιμου Τεχνικού Μέγιστου.

Αν η ισχύς, η οποία αντιστοιχεί στην πιο επικαιροποιημένη λύση του ΠΑ, μετά την επαναδήλωση εξακολουθεί να είναι εντός των ορίων της νέας δήλωσης διαθεσιμότητας, το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ λαμβάνει την τιμή που αντιστοιχεί στην πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α.

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = (H \text{ πιο επικαιροποιημένη λύση του Π. Α.})$$

4. Επαναδήλωση Διαθεσιμότητας, όπου η τελευταία λύση για το διάστημα t παραβιάστηκε από την επαναδήλωση, δηλαδή η λύση δεν βρίσκεται μεταξύ

του Επαναδηλωθέντος Διαθέσιμου Τεχνικού Ελάχιστου και του Επαναδηλωθέντος Διαθέσιμου Τεχνικού Μέγιστου.

Αν η ισχύς, η οποία αντιστοιχεί στην πιο επικαιροποιημένη λύση είναι εκτός των ορίων της νέας δήλωσης διαθεσιμότητας, το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ λαμβάνει την τιμή που αντιστοιχεί στην τελευταία λύση, στην οποία δεν ελήφθη υπόψη η επαναδήλωση.

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = (H \text{ πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α.}$$

στην οποία δεν ελήφθη υπόψη η επαναδήλωση)

5. Μη Επαναδήλωση διαθεσιμότητας για το διάστημα t.

Αν δεν έγινε Επαναδήλωση Διαθεσιμότητας, τότε το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ προκύπτει από την πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α.

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = (H \text{ πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α.})$$

2.2.2 Έλεγχοι μετά την ολοκλήρωση του Πίνακα Αναφοράς για το διάστημα t

Σε αυτό το στάδιο ελέγχων ο Πίνακας Αναφοράς έχει ολοκληρωθεί και επανεξετάζουμε τις μονάδες των περιπτώσεων 2 και 4. Η περίπτωση 3, δεν επανεξετάζεται σε αυτό το στάδιο, διότι έχει ήδη παραβιαστεί κάποια από τις λύσεις της αγοράς με ευθύνη της μονάδας. Η περίπτωση 1 δεν επανεξετάζεται επίσης για προφανείς λόγους. Οι περιπτώσεις ελέγχων του σταδίου αυτού έχουν ως εξής:

1. Η μονάδα διαπιστώθηκε ότι έχει αιφνίδια αποσυνδεθεί (trip).

Σε αυτή την περίπτωση το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ λαμβάνει την τιμή του Προγράμματος Αγοράς (MS_t^{gbse}).

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = MS_t^{gbse}$$

2. Η μονάδα δέχτηκε εντολή ΕΚΕΕ για επείγουσα κατάσταση.

Σε αυτή την περίπτωση το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ λαμβάνει την τιμή της πιστοποιημένης μέτρησης της μονάδας (MQ_t^{gbse}).

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = MQ_t^{gbse}$$

3. Η μονάδα είναι υπό τον έλεγχο του AGC

Σε αυτή την περίπτωση το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ ισούται με την την Εντολή Κατανομής $INST_RTBM$ που προκύπτει από τη λύση της Αγοράς Ενέργειας Εξισορρόπησης (RTBM).

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = INST_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$$

4. Η μονάδα βρίσκεται σε φάση εκκινήσεως ή σβέσεως.

Σε αυτή την περίπτωση το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ λαμβάνει την τιμή από το πιο επικαιροποιημένο πρόγραμμα Integrated Scheduling Process $DS_ISP_t^{gbse}$.

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = DS_ISP_t^{gbse}$$

5. Μη διαθεσιμότητα Πληροφοριακού συστήματος αγοράς εξισορρόπησης

Σε αυτή την περίπτωση το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ λαμβάνει την τιμή από το πιο επικαιροποιημένο πρόγραμμα Integrated Scheduling Process $DS_ISP_t^{gbse}$.

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = DS_ISP_t^{gbse}$$

Για τις μονάδες που δεν βρίσκονται στις παραπάνω φάσεις. Έχουμε τις εξής περιπτώσεις:

6. Επαναδήλωση Διαθεσιμότητας πριν το διάστημα t και τελευταία λύση αγοράς Εκτός Επαναδηλωθέντος Διαθέσιμου Τεχνικού Ελάχιστου και Επαναδηλωθέντος Διαθέσιμου Τεχνικού Μέγιστου, δηλαδή η τελευταία λύση παραβιάστηκε από την επαναδήλωση.

Αν πραγματοποιήθηκε Επαναδήλωση Διαθεσιμότητας πριν την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t και η ισχύς που αντιστοιχεί στην πιο επικαιροποιημένη λύση του Πίνακα Αναφοράς είναι εκτός ορίων της νέας Διαθεσιμότητας, τότε το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ λαμβάνει την πιο επικαιροποιημένη λύση του Πίνακα Αναφοράς, στην οποία δεν ελήφθη υπόψη η επαναδήλωση. Σε αυτήν την περίπτωση έχουμε 2 υποπεριπτώσεις:

α. Αν η πιο επικαιροποιημένη λύση του Πίνακα Αναφοράς, στην οποία δεν ελήφθη υπόψη η επαναδήλωση είναι προς την ίδια κατεύθυνση που είναι το $INST_RTBM$ σε σχέση με το MS, τότε:

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = (H \text{ πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α.}$$

στην οποία δεν ελήφθη υπόψη η επαναδήλωση)

β. Αν η πιο επικαιροποιημένη λύση του Πίνακα Αναφοράς, στην οποία δεν ελήφθη υπόψη η επαναδήλωση δεν είναι προς την ίδια κατεύθυνση που είναι το $INST_RTBM$ σε σχέση με το MS, τότε:

7. $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = MS_t^{gbse}$ Για τις περιπτώσεις Μη Επαναδήλωσης Διαθεσιμότητας ή Επαναδήλωσης, η οποία δεν παραβίασε την τελευταία λύση του Π.Α., το μέγεθος $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ λαμβάνει τιμή σύμφωνα με συγκεκριμένο αλγόριθμο που περιγράφεται ως ακολούθως:

Ελέγχεται αν η εκδοθείσα εντολή από το RTBM για την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t είναι ίδια, εντός ευλόγων ορίων ανοχής, με την αντιστοιχη εντολή που εξεδόθη για την προηγούμενη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t-1, εξαιρώντας ωστόσο την περίπτωση που το RTBM δεν εντέλει, πρακτικά, τη μονάδα να μετακινηθεί στα δυο αυτά χρονικά διαστήματα. Αν από τον έλεγχο προκύψει ότι

το RTBM έχει εκδόσει ίδια εντολή για το t σε σύγκριση με την εντολή για το $t-1$ τότε αυτό σημαίνει ότι η μονάδα δεν ανταποκρίνεται και με δική της ευθύνη «αναγκάζει» το RTBM να εκδίδει εντολή προσαρμοσμένη πλήρως στη λειτουργική της συμπεριφορά ενώ σε κάθε άλλη περίπτωση έστω και μερικής ανταπόκρισης της μονάδας το RTBM θα εξέδιδε διαφορετική εντολή.

Στην περίπτωση λοιπόν αυτή τεκμαίρεται μη ανταπόκριση της μονάδας στις εντολές του RTBM και για την Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για το t έχουμε 2 υποπεριπτώσεις:

α. Αν η πιο επικαιροποιημένη λύση του Πίνακα Αναφοράς είναι προς την ίδια κατεύθυνση που είναι το INST_RTBM σε σχέση με το MS, τότε:

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = (H \text{ πιο επικαιροποιημένη λύση του Π. Α.})$$

β. Αν η πιο επικαιροποιημένη λύση του Πίνακα Αναφοράς **δεν** είναι προς την ίδια κατεύθυνση που είναι το INST_RTBM σε σχέση με το MS, τότε:

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = MS_t^{gbse}$$

Σε κάθε άλλη περίπτωση η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για το t λαμβάνει την τιμή της εντολής που εκδίδει το RTBM.

Ο παραπάνω αλγόριθμος περιγράφεται μαθηματικά ως εξής:

$$IF (|RTBM_t^{gbse} - RTBM_{t-1}^{gbse}| < Tolerance_{gbse} \mid$$

AND

$$|SCADA_t^{gbse} - SCADA_{t-1}^{gbse}| < Tolerance_{gbse} \mid$$

AND

$$|RTBM_{t-1}^{gbse} - SCADA_{t-1}^{gbse}| > Tolerance_{gbse} \mid)$$

THEN

IF

$$[(H \text{ πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α.}) - MS_t^{gbse}] \times [INST_RTBM_t^{gbse} - MS_t^{gbse}] \geq 0$$

THEN

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = (H \text{ πιο επικαιροποιημένη λύση του Π. Α.})$$

ELSE

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = MS_t^{gbse}$$

ENDIF

ELSE

$$INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse} = INST_RTBM_t^{gbse}$$

ENDIF

όπου:

- $RTBM_t^{gbse}$: Η επιθυμητή Καθαρή Ισχύς της μονάδας gbse στο τέλος της Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t βάσει του RTBM.
- $RTBM_{t-1}^{gbse}$: Η επιθυμητή Καθαρή Ισχύς της μονάδας gbse στο τέλος της Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t-1 βάσει του RTBM.
- $SCADA_t^{gbse}$: Η πραγματική Καθαρή Ισχύς της μονάδας gbse στην αρχή της Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t βάσει του SCADA.
- $SCADA_{t-1}^{gbse}$: Η πραγματική Καθαρή Ισχύς της μονάδας gbse στην αρχή της Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t-1 βάσει του SCADA.
- $Tolerance_{gbse}$: Όριο Ανοχής το οποίο λαμβάνει την τιμή των 2% επί της Μέγιστης Καθαρής Ισχύος για όλες κατηγορίες Οντοτήτων Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής .

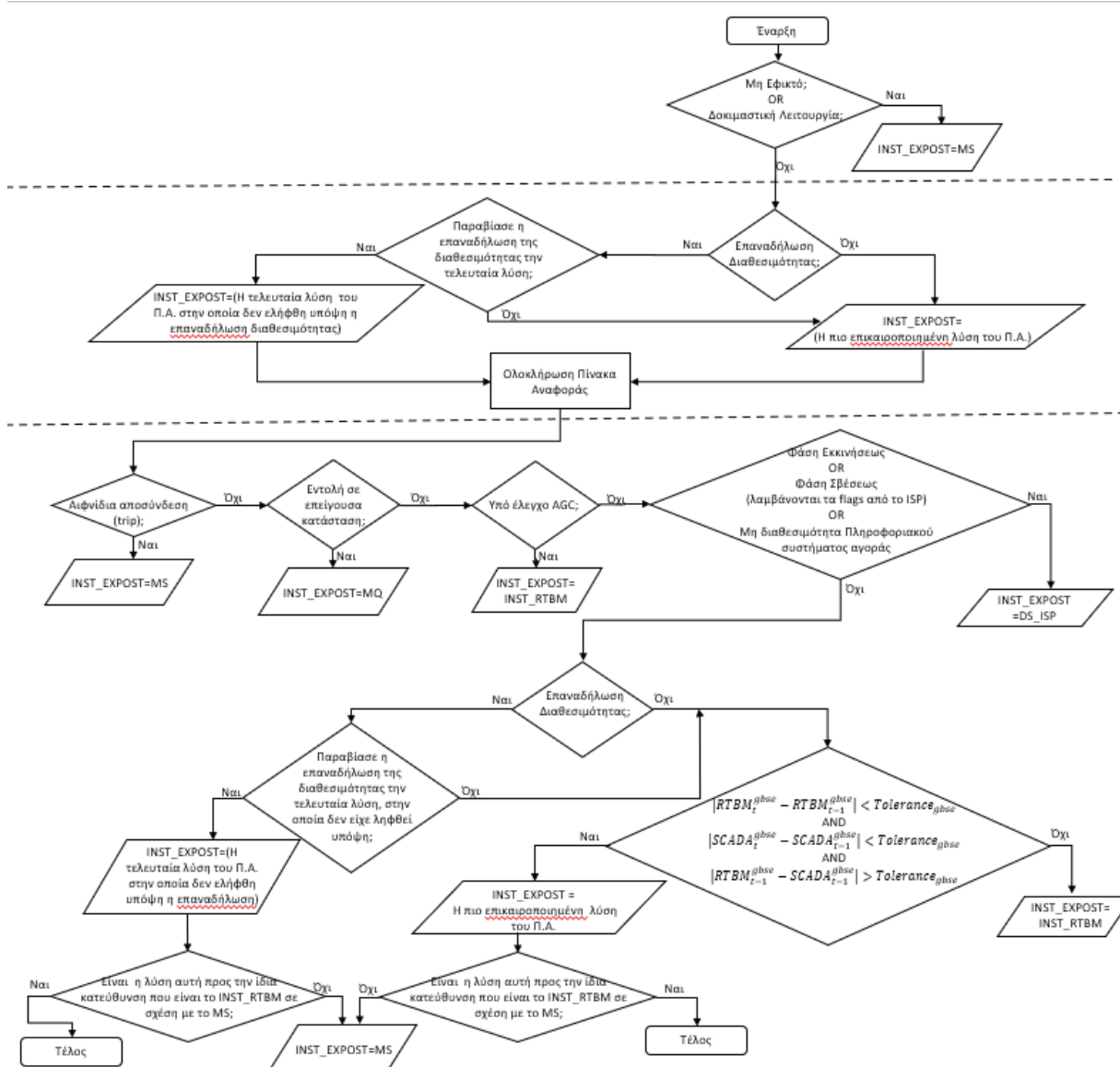
Για λόγους εποπτικότερης παρουσίασης της μεθοδολογίας υπολογισμού της Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής παρατίθεται πίνακας που συνοψίζει τα αποτελέσματα όλων των προαναφερθεισών περιπτώσεων καθώς και αναλυτικό διάγραμμα ροής που παρουσιάζει σχηματικά τον αλγόριθμο προσδιορισμού της τιμής της.

ΠΙΝΑΚΑΣ 1: ΣΥΝΟΠΤΙΚΟΣ ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΡΜΟΣΜΕΝΗΣ ΕΝΤΟΛΗΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ

Περιγραφή Περίπτωσης	Τιμή του INST_EXPOST
Μη εφικτό Πρόγραμμα Αγοράς	MS
Δοκιμαστική Λειτουργία	MS
Αιφνίδια αποσύνδεση (trip)	MS
Εντολή ΕΚΕΕ στο πλαίσιο Επείγουσας Κατάστασης	MQ
Λειτουργία υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (AGC mode operation)	INST_RTBM
Λειτουργία σε φάση εκκινήσεως ή σβέσεως/ αποσυγχρονισμού	DS_ISP
Μη διαθεσιμότητα Πληροφοριακού συστήματος Αγοράς	DS_ISP
Παραβίαση τελευταίας λύσης μετά την επαναδήλωση της διαθεσιμότητας AND [(Η πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α. , που δεν λήφθηκε υπόψη η επαναδήλωση)- MS_t^{gbse}] X [$INST_RTBM_t^{gbse} - MS_t^{gbse}$] >= 0	Η πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α. για το t, που δεν λήφθηκε υπόψη η επαναδήλωση

Παραβίαση τελευταίας λύσης μετά την επαναδήλωση της διαθεσιμότητας AND $[(H \text{ πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α. , που δεν λήφθηκε υπόψη η επαναδήλωση}) - MS_t^{gbse}] \times [INST_RTBM_t^{gbse} - MS_t^{gbse}] < 0$	MS
(Μη Παραβίαση τελευταίας λύσης μετά την επαναδήλωση της διαθεσιμότητας ή μη επαναδήλωση διαθεσιμότητας) AND $(RTBM_t^{gbse} - RTBM_{t-1}^{gbse} < Tolerance_{gbse})$ AND $ SCADA_t^{gbse} - SCADA_{t-1}^{gbse} < Tolerance_{gbse}$ AND $ RTBM_{t-1}^{gbse} - SCADA_{t-1}^{gbse} > Tolerance_{gbse})$ AND $[(H \text{ πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α.}) - MS_t^{gbse}] \times [INST_RTBM_t^{gbse} - MS_t^{gbse}] \geq 0$	Η πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α. για το t
(Μη Παραβίαση τελευταίας λύσης μετά την επαναδήλωση της διαθεσιμότητας ή μη επαναδήλωση διαθεσιμότητας) AND $(RTBM_t^{gbse} - RTBM_{t-1}^{gbse} < Tolerance_{gbse})$ AND $ SCADA_t^{gbse} - SCADA_{t-1}^{gbse} < Tolerance_{gbse}$ AND $ RTBM_{t-1}^{gbse} - SCADA_{t-1}^{gbse} > Tolerance_{gbse})$ AND $[(H \text{ πιο επικαιροποιημένη λύση του Π.Α.}) - MS_t^{gbse}] \times [INST_RTBM_t^{gbse} - MS_t^{gbse}] < 0$	MS
(Μη Παραβίαση τελευταίας λύσης μετά την επαναδήλωση της διαθεσιμότητας ή μη επαναδήλωση διαθεσιμότητας) AND $ RTBM_t^{gbse} - RTBM_{t-1}^{gbse} > Tolerance_{gbse}$ OR	INST_RTBMt

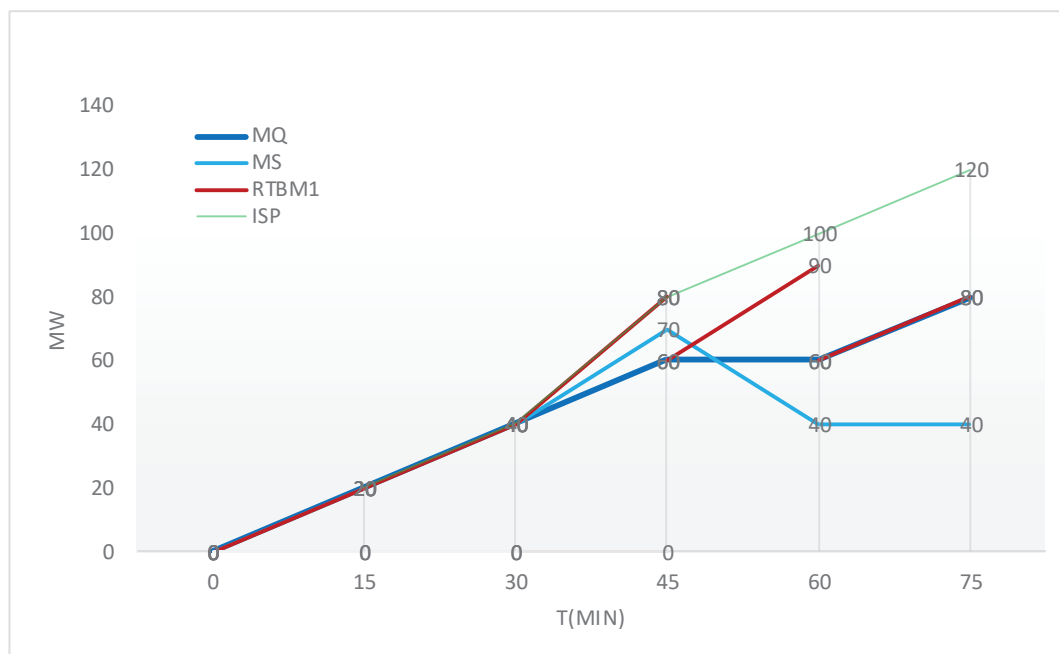
$ SCADA_t^{gbse} - SCADA_{t-1}^{gbse} > Tolerance_{gbse}$ OR $ RTBM_t^{gbse} - SCADA_{t-1}^{gbse} < Tolerance_{gbse})$	
--	--



ΣΧΗΜΑ 1. ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΡΟΗΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΕΠΑΝΑΨΠΟΛΟΓΙΖΟΜΕΝΗΣ ΕΠΙΒΕΒΑΗΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.3 Παραδείγματα υπολογισμού του $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$

1^ο παράδειγμα: Σε αυτό το παράδειγμα υπολογίζονται τα μεγέθη των Προσαρμοσμένων Εντολών Κατανομής στις 4 από τις 5 Περιόδους Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, (t-3, t-2, t-1, t) που απεικονίζονται στο ακόλουθο διάγραμμα.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 1: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑΤΟΣ 1

Με βάση τα δεδομένα του διαγράμματος, υπολογίζονται οι μεσοσταθμικές τιμές των διαφόρων απεικονιζομένων μεγεθών για κάθε Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων όπως παρατίθενται στον ακόλουθο πίνακα.

ΠΙΝΑΚΑΣ 2: ΤΙΜΕΣ ΜΕΣΟΣΤΑΘΜΙΚΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ ΣΕ ΚΑΘΕ ΠΕΡΙΟΔΟ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ

Settlement Period t	From start(min) to end(min)	Average SCADA MQ	Average MS	Average RTBM	Average ISP
t-3	15-30	30	30	30	30
t-2	30-45	50	55	60	60
t-1	45-60	60	55	75	90
t	60-75	70	40	70	110

Αν δεν έχει γίνει επαναδήλωση διαθεσιμότητας ή η νέα διαθεσιμότητα βρίσκεται εντός της πιο επικαιροποιημένης λύσης του Π.Α, τότε σύμφωνα με την μεθοδολογία, στην τρέχουσα Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t το $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ παίρνει την τιμή της εντολής της RTBM της ίδιας Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, $RTBM_t$, ενώ σε διαφορετική περίπτωση παίρνει την πιο επικαιροποιημένη τιμή του Πίνακα Αναφοράς, έστω ISP_t . Τα αποτελέσματα για το $INST_EXPOST_{t,D,W,M}^{gbse}$ παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα, στην τελευταία στήλη. Για το παράδειγμα θεωρούμε ότι κατά το 40^ο λεπτό έγινε επαναδήλωση

διαθεσιμότητας και το νέο διαθέσιμο τεχνικό μέγιστο της μονάδας είναι 85MW (παρατηρείται ότι στις Περιόδους t-1 και t, το INST_EXPOST έχει λάβει τη μεσοσταθμική τιμή του ISP), ενώ στις t-3, t-2 έχει λάβει την μεσοσταθμική τιμή του RTBM.

ΠΙΝΑΚΑΣ 3: ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ INST_EXPOST

Settlement period t	From start(min) to end(min)	Average SCADA MQ	Average MS	Average RTBM	Average ISP	INST_EXPOST
t-3	15-30	30	30	30	30	30
t-2	30-45	50	55	60	60	60
t-1	45-60	60	55	75	90	90
t	60-75	70	40	70	110	110

Με αυτή την λογική υπολογίζεται η Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, ΒΕ, για το t-3, t-2, t-1 και για το t, καθώς και οι Αποκλίσεις, IMB, για αυτές τις 2 περιόδους. Για την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t-1:

$$BE_{t-3,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_{t-3} - MS_{t-3} = \frac{0 - 0}{4} = 0 \text{ MWh}$$

$$IMB_{t-3,D,W,M}^{gbse} = MQ_{t-3} - INST_EXPOST_{t-3} = \frac{0 - 0}{4} = 0 \text{ MWh}$$

$$BE_{t-2,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_{t-2} - MS_{t-2} = \frac{60 - 55}{4} = \frac{5}{4} \text{ MWh}$$

$$IMB_{t-2,D,W,M}^{gbse} = MQ_{t-2} - INST_EXPOST_{t-2} = \frac{50 - 60}{4} = -\frac{10}{4} \text{ MWh}$$

$$BE_{t-1,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_{t-1} - MS_{t-1} = \frac{90 - 55}{4} = \frac{35}{4} \text{ MWh}$$

$$IMB_{t-1,D,W,M}^{gbse} = MQ_{t-1} - INST_EXPOST_{t-1} = \frac{60 - 90}{4} = -\frac{30}{4} \text{ MWh}$$

Επειδή $INST_EXPOST_{t-1} > MS_{t-1}$ έχουμε προσφορά Ανοδικής Ενέργειας Εξισορρόπησης κατά το t-2, t-1.

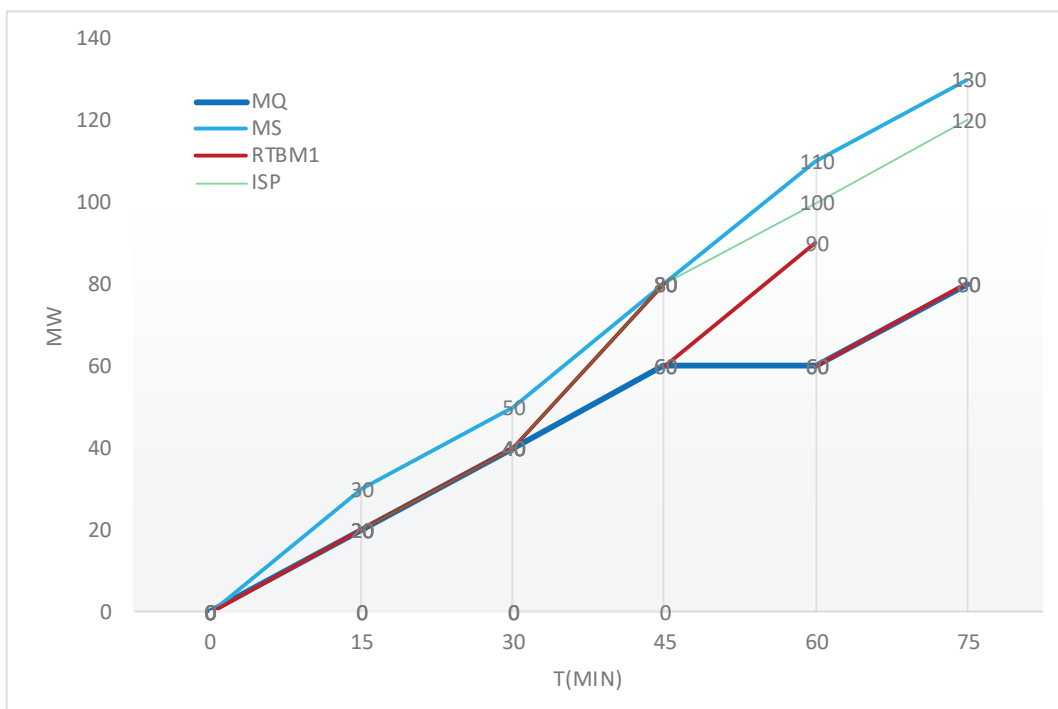
Για την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t:

$$BE_{t,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_t - MS_t = \frac{110 - 40}{4} = \frac{70}{4} \text{ MWh}$$

$$IMB_{t,D,W,M}^{gbse} = MQ_t - INST_EXPOST_t = \frac{70 - 110}{4} = -\frac{40}{4} \text{ MWh}$$

Επειδή $INST_EXPOST_t > MS_t$ έχουμε προσφορά Ανοδικής Ενέργειας Εξισορρόπησης κατά το t.

2^ο Παράδειγμα: Σε αυτό το παράδειγμα υπολογίζονται τα μεγέθη των Προσαρμοσμένων Εντολών Κατανομής στις 4 από τις 5 περιόδους Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, (t-3, t-2, t-1, t) με βάση τα δεδομένα που παρουσιάζονται στο ακόλουθο διάγραμμα.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 2: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑΤΟΣ 2

Σύμφωνα με τα παραπάνω δεδομένα υπολογίστηκαν οι μεσοσταθμικές τιμές των διαφόρων απεικονιζομένων μεγεθών για κάθε Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων όπως παρατίθενται στον ακόλουθο πίνακα.

ΠΙΝΑΚΑΣ 4: ΤΙΜΕΣ ΜΕΣΟΣΤΑΘΜΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΕ ΚΑΘΕ ΠΕΡΙΟΔΟ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ

Settlement period t	From start(min) to end(min)	Average SCADA MQ	Average MS	Average RTBM	Average ISP
t-3	15-30	30	40	30	30
t-2	30-45	50	65	60	60
t-1	45-60	60	95	75	90
t	60-75	70	120	70	110

Τα αποτελέσματα για το INST_EXPOST παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα. Για το παράδειγμα θεωρούμε ότι κατά το 40^ο λεπτό έγινε επαναδήλωση διαθεσιμότητας και το νέο διαθέσιμο τεχνικό μέγιστο της μονάδας είναι 85MW (παρατηρείται ότι στις Περιόδους t-1 και t, το INST_EXPOST έχει λάβει τη μεσοσταθμική τιμή του ISP), ενώ στις t-3, t-2 έχει λάβει την μεσοσταθμική τιμή του RTBM.

ΠΙΝΑΚΑΣ 5 : ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ INST_EXPOST

Settlement period t	From start(min) to end(min)	Average SCADA MQ	Average MS	Average RTBM	Average ISP	INST_EXPOST
t-3	15-30	30	40	30	30	30
t-2	30-45	50	65	60	60	60
t-1	45-60	60	95	75	90	90
t	60-75	70	120	70	110	110

Με αυτά ως δεδομένα υπολογίζεται η Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, ΒΕ, για το t-3, t-2, t-1 και για το t, καθώς και οι Αποκλίσεις, IMB, για αυτές τις 2 Περιόδους. Για την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t-1:

$$BE_{t-3,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_{t-3} - MS_{t-3} = \frac{30 - 40}{4} = -\frac{10}{4} MWh$$

$$IMB_{t-3,D,W,M}^{gbse} = MQ_{t-3} - INST_EXPOST_{t-3} = \frac{30 - 30}{4} = 0 MWh$$

$$BE_{t-2,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_{t-2} - MS_{t-2} = \frac{60 - 65}{4} = -\frac{5}{4} MWh$$

$$IMB_{t-2,D,W,M}^{gbse} = MQ_{t-2} - INST_EXPOST_{t-2} = \frac{50 - 60}{4} = -\frac{10}{4} MWh$$

$$BE_{t-1,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_{t-1} - MS_{t-1} = \frac{90 - 95}{4} = -\frac{5}{4} MWh$$

$$IMB_{t-1,D,W,M}^{gbse} = MQ_{t-1} - INST_EXPOST_{t-1} = \frac{60 - 90}{4} = -\frac{30}{4} MWh$$

Επειδή $INST_EXPOST_{t-1} < MS_{t-1}$ έχουμε προσφορά Καθοδικής Ενέργειας Εξισορρόπησης κατά την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t-1, t-2, t-3.

Για την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t:

$$BE_{t,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_t - MS_t = \frac{110 - 120}{4} = -\frac{10}{4} MWh$$

$$IMB_{t,D,W,M}^{gbse} = MQ_t - INST_EXPOST_t = \frac{70 - 110}{4} = -\frac{40}{4} MWh$$

Επειδή $INST_EXPOST_t < MS_t$ έχουμε προσφορά Καθοδικής Ενέργειας Εξισορρόπησης κατά την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t .

3ο Παράδειγμα: Σε αυτό το παράδειγμα υπολογίζονται τα μεγέθη των Προσαρμοσμένων Εντολών Κατανομής στις 4 περιόδους Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, ($t-3, t-2, t-1, t$) με βάση τα δεδομένα που παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα.

Settlement period t	From start(min) to end(min)	Certified Measurement t MQ (MWh)	Market Schedule MS (MWh)	Inst-RTBM (MWh)	Dispatch Schedule ISP (MWh)	INST-EXPOST (MWh)
$t-3$	15-30	30	55	32	40	32
$t-2$	30-45	46.5	55	45	40	45
$t-1$	45-60	48	60	55	65	60
t	60-75	59	60	70	65	65

Περίοδος $t-3$:

Σε αυτή την περίοδο αφού πραγματοποιήθηκε ο έλεγχος και διαπιστώθηκε ότι η μονάδα ακολουθεί την εντολή κατανομής του RTBM, η προσαρμοσμένη εντολή κατανομής $INST_EXPOST$ ισούται με την υπολογιζόμενη εντολή κατανομής $INST_RTBM$.

Συνεπώς ισχύει ότι $INST_EXPOST=INST_RTBM = 32 \text{ MWh}$.

Η ενέργεια εξισορρόπησης που προκύπτει είναι καθοδική και υπολογίζεται ως:

$$BE_{t-3,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_{t-3} - MS_{t-3} = 32 - 55 = -23 \text{ MWh}$$

Οι αποκλίσεις ισούνται με:

$$IMB_{t-3,D,W,M}^{gbse} = MQ_{t-3} - INST_EXPOST_{t-3} = 30 - 32 = -2 \text{ MWh}$$

Περίοδος $t-2$:

Σε αυτή την περίοδο αφού πραγματοποιήθηκε ο έλεγχος και διαπιστώθηκε ότι η μονάδα ακολουθεί την εντολή κατανομής του RTBM, η προσαρμοσμένη εντολή κατανομής $INST_EXPOST$ ισούται με την υπολογιζόμενη εντολή κατανομής $INST_RTBM$.

Συνεπώς ισχύει ότι $INST_EXPOST=INST_RTBM = 45 \text{ MWh}$.

Η ενέργεια εξισορρόπησης που προκύπτει είναι καθοδική και υπολογίζεται ως:

$$BE_{t-2,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_{t-2} - MS_{t-2} = 45 - 55 = -10 \text{ MWh}$$

Οι αποκλίσεις ισούνται με:

$$IMB_{t-2,D,W,M}^{gbse} = MQ_{t-2} - INST_EXPOST_{t-2} = 46.5 - 45 = 1.5 \text{ MWh}$$

Περίοδος t-1:

Σε αυτή την περίοδο αφού πραγματοποιήθηκε ο έλεγχος και διαπιστώθηκε ότι η μονάδα δεν ακολουθεί την εντολή κατανομής του RTBM, η προσαρμοσμένη εντολή κατανομής INST_EXPOST ισούται με την τελευταία λύση του πίνακα αναφοράς, δηλαδή το DISPATCH SCHEDULE, DS_ISP. Με βάση αυτή τη λύση η μονάδα θα δίνει ανοδική ενέργεια εξισορρόπησης ίση με:

$$BE_{t-1,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_{t-1} - MS_{t-1} = 65 - 60 = 5 \text{ MWh}$$

Με βάση το INST_RTBM αν η μονάδα είχε ακολουθήσει την εντολή του, θα έδινε καθοδική ενέργεια εξισορρόπησης ίση με

$$BE_{t-1,D,W,M}^{gbse} = INST_RTBM_{t-1} - MS_{t-1} = 55 - 60 = -5 \text{ MWh}$$

Επειδή ο έλεγχος αυτός οδηγεί σε αλλαγή της κατεύθυνσης της ενέργειας εξισορρόπησης ως προς την εντελλόμενη κατεύθυνση από το RTBM, τελικά δεν θα υιοθετηθεί η τελευταία λύση του πίνακα αναφοράς, ίση με το πρόγραμμα του ISP, αλλά η λύση του προγράμματος αγοράς (ως λύση που δεν παραβιάζει την αλλαγή κατεύθυνσης της ενέργειας εξισορρόπησης).

Συνεπώς ισχύει ότι $INST_EXPOST = MS = 60 \text{ MWh}$.

Η ενέργεια εξισορρόπησης που προκύπτει είναι μηδενική και υπολογίζεται ως:

$$BE_{t-1,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_{t-1} - MS_{t-1} = 0 - 0 = 0 \text{ MWh}$$

Οι αποκλίσεις ισούνται με:

$$IMB_{t-1,D,W,M}^{gbse} = MQ_{t-1} - INST_EXPOST_{t-1} = 48 - 60 = -12 \text{ MWh}$$

Περίοδος t:

Σε αυτή την περίοδο αφού πραγματοποιήθηκε ο έλεγχος και διαπιστώθηκε ότι η μονάδα δεν ακολουθεί την εντολή κατανομής του RTBM, η προσαρμοσμένη εντολή κατανομής INST_EXPOST ισούται με την τελευταία λύση του πίνακα αναφοράς, δηλαδή το DISPATCH SCHEDULE, DS_ISP. Με βάση αυτή τη λύση η μονάδα θα δίνει ανοδική ενέργεια εξισορρόπησης ίση με:

$$BE_{t,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_t - MS_t = 65 - 60 = 5 \text{ MWh}$$

Με βάση το INST_RTBM αν η μονάδα είχε ακολουθήσει την εντολή του, θα έδινε επίσης ανοδική ενέργεια εξισορρόπησης ίση με:

$$BE_{t,D,W,M}^{gbse} = INST_RTBM_t - MS_t = 70 - 60 = 10 \text{ MWh}$$

Επειδή ο έλεγχος αυτός δεν οδηγεί σε αλλαγή της κατεύθυνσης της ενέργειας εξισορρόπησης ως προς την εντελλόμενη κατεύθυνση από το RTBM, τελικά θα υιοθετηθεί η τελευταία λύση του πίνακα αναφοράς, ίση με το πρόγραμμα του ISP (διότι δεν παραβιάζει την αλλαγή κατεύθυνσης της ενέργειας εξισορρόπησης).

Συνεπώς ισχύει ότι $INST_EXPOST = DS_ISP = 65 \text{ MWh}$.

Η ενέργεια εξισορρόπησης που προκύπτει είναι ανοδική και υπολογίζεται ως:

$$BE_{t,D,W,M}^{gbse} = INST_EXPOST_t - MS_t = 65 - 60 = 5 \text{ MWh}$$

Οι αποκλίσεις ισούνται με:

$$IMB_{t,D,W,M}^{gbse} = MQ_t - INST_{EXPOST}_t = 59 - 65 = -6 \text{ MWh}$$

3. Διαδικασία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ

Σύμφωνα με το Άρθρο 19.1 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης (ΚΑΕ) η Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ μίας Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης e για μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t ($ABE_{e,t}^{mFRR,up}$), είναι η διαφορά μεταξύ της Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής με το αντίστοιχο Προσαρμοσμένο Πρόγραμμα Αγοράς.

Όσον αφορά στις Μονάδες Παραγωγής και τα Κατανεμόμενα Χαρτοφυλάκια Μονάδων ΑΠΕ η διαφορά αυτή δηλώνει την πρόσθετη ενέργεια για την Ανοδική Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ και την μείωση της ενέργειας για την Καθοδική Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.

Για τις περιπτώσεις των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου ισχύει το αντίστροφο, δηλαδή συμβαίνει μείωση της κατανάλωσης ενέργειας για την Ανοδική Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ και αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας για την Καθοδική Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.

Σύμφωνα με το Άρθρο 16.3 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης (ΚΑΕ), ως Άμεση Ενεργοποίηση της Χειροκίνητης ΕΑΣ νοείται η ενεργοποίηση της Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ σε χρονική στιγμή που δεν συμπίπτει με τις προγραμματισμένες περιοδικές εκτελέσεις της διαδικασίας της Χειροκίνητης ΕΑΣ σε κύκλους των 15 λεπτών.

Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει το δικαίωμα να ενεργοποιεί άμεσα την Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ και να αποστέλλει Εντολές Κατανομής προς τις Οντότητες Υπηρεσιών Εξισορρόπησης, e , με σκοπό την εξισορρόπηση του συστήματος ή την αντιμετώπιση τεχνικών περιορισμών, ανά πάσα στιγμή μεταξύ των προγραμματισμένων επιλύσεων της διαδικασίας Χειροκίνητης ΕΑΣ. Αυτό σημαίνει ότι για την χρονική Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , η Συνολική Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ αποτελείται από δύο επί μέρους ενεργειακές ποσότητες, την Άμεσα Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ και την Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.

Διαχωρίζοντας τις Οντότητες Υπηρεσιών Εξισορρόπησης σε Οντότητες Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), και Οντότητες Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σύμφωνα με τα πρόσημα των ενεργειών που αναφέρθηκαν παραπάνω καταλήγουμε στους κάτωθι τύπους αναφορικά με την εντολή κατανομής που εκδίδεται βάσει του RTBM:

$$\begin{aligned}
INST_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} &= MS_{t,D,W,M}^{gbse} \\
&+ DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} + mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} \\
&- DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} - mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} \\
&+ AOE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} - AOE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}
\end{aligned}$$

για τους παραγωγούς και

$$\begin{aligned}
INST_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} &= MS_{t,D,W,M}^{cbse} \\
&- DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} - mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} \\
&+ DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} + mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} \\
&- AOE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} + AOE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}
\end{aligned}$$

για τους καταναλωτές.

Όπου:

- $MS_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Το Πρόγραμμα Αγοράς της μονάδας, όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά.
- $DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.
- $mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.
- $DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.
- $mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.
- $AOE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης.
- $AOE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης.

Όπως παρατηρούμε η επίλυση του RTBM προσφέρει διακριτά τα αποτελέσματα των ενεργειών της Άμεσα Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ και της Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.

Στο κεφάλαιο Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής εξηγήθηκε μεταξύ των άλλων η ανάγκη του εκ των υστέρων επαναυπολογισμού της Εντελλόμενης Ενέργειας για Ενέργεια Εξισορρόπησης, $INST_EXPOST_FOR_BE_{t,D,W,M}^{gbse}$. Σύμφωνα με την εκτεθείσα εκεί μεθοδολογία το αποτέλεσμα των υπολογισμών δεν βασίζεται στο άθροισμα επιμέρους συνιστωσών αλλά αφορά στον προσδιορισμό της συνολικής ποσότητας της ενέργειας. Έτσι, στο πλαίσιο της παραπάνω μεθοδολογίας δεν γίνεται διαχωρισμός της σε Άμεσα Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ και σε Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ.

Προκειμένου να καταστεί δυνατή η διάκριση των παραπάνω ενεργειών θα πρέπει να ληφθούν υπόψη τα αποτελέσματα του RTBM σε συνδυασμό με τον υπολογισμό της Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής για Ενέργεια Εξισορρόπησης. Ειδικότερα, θεωρείται ότι το ποσοστό της Άμεσα Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ (Direct Activated Balancing Energy from mFRR) και το ποσοστό της Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ (Activated Balancing Energy from mFRR) ως προς την Συνολική Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, που προκύπτουν από την επίλυση της RTBM, παραμένουν σταθερά μετά τον εκ των υστέρων επαναυπολογισμό της Εντελλόμενης Ενέργειας.

Άρα για να γίνει εφικτός ο προσδιορισμός των επιμέρους Ενεργοποιημένων Ενεργειών Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, για κάθε Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , η οποία ανήκει σε ημέρα Κατανομής (D), εβδομάδα (W) και Μήνα (M) απαιτούνται:

- Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για Ενέργεια Εξισορρόπησης, η οποία υπολογίζεται με βάση τις προβλέψεις των κεφαλαίου «Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής»
- Το Πρόγραμμα Αγοράς, το οποίο αφορά στις μονάδες παραγωγής που δεν βρίσκονται σε κατάσταση δοκιμών και παραλαβής ή σε Δοκιμαστική Λειτουργία.
- Το Πρόγραμμα Αγοράς, το οποίο αφορά στις Οντότητες Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, όπως προκύπτει σωρευτικά από την επίλυση των αγορών.
- Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.
- Η Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.

Οι αναλύσεις που ακολουθούν αφορούν μία Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης, Παραγωγής (gbse) ή Κατανάλωσης (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , η οποία ανήκει σε ημέρα Κατανομής (D), εβδομάδα (W) και Μήνα (M).

3.1 Υπολογισμός Άμεσα Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ

3.1.1 Άμεσα Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ (Direct Activated Balancing Energy from Upward mFRR) για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής (gbse)

Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ για οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής (gbse), $DA_mFRR_BE_UP_{t,D,W,M}^{gbse}$, δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$\begin{aligned}
 DA_mFRR_BE_UP_{t,D,W,M}^{gbse} &= (INST_{t,D,W,M}^{gbse} - MS_{t,D,W,M}^{gbse}) \\
 &\cdot \frac{DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}}{DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} + mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}}
 \end{aligned}$$

Όπου:

- $INST_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για Ενέργεια Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από το κεφάλαιο Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t .
- $MS_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά και αφορά μόνο στις μονάδες Παραγωγής που δεν λειτουργούν σε κατάσταση δοκιμών και παραλαβής ή σε Δοκιμαστική Λειτουργία.
- $DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.
- $mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση που οι ενέργειες $DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ και $mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ ισούνται με 0, τότε και η ενέργεια $DA_mFRR_BE_UP_{t,D,W,M}^{gbse}$ είναι και αυτή 0.

3.1.2 Άμεσα Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ (Direct Activated Balancing Energy from Downward mFRR) για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής (gbse)

Ομοίως με την περίπτωση της Άμεσα Ενεργοποιημένης Ανοδικής Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, η Άμεσα Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), $DA_mFRR_BE_DN_{t,D,W,M}^{gbse}$, δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$DA_mFRR_BE_DN_{t,D,W,M}^{gbse} = (MS_{t,D,W,M}^{gbse} - INST_{t,D,W,M}^{gbse}) \cdot \frac{DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}}{DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} + mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}}$$

Όπου:

- $MS_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά και αφορά μόνο στις μονάδες Παραγωγής που δεν λειτουργούν σε κατάσταση δοκιμών και παραλαβής ή σε Δοκιμαστική Λειτουργία.
- $INST_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για Ενέργεια Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από το κεφάλαιο Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής.
- $DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.
- $mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση που οι ενέργειες $DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ και $mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ ισούνται με 0, τότε και η ενέργεια $DA_mFRR_BE_DN_{t,D,W,M}^{gbse}$ είναι και αυτή 0.

3.1.3 Άμεσα Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ (Direct Activated Balancing Energy from Upward mFRR) για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης (cbse)

Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης (cbse), $DA_mFRR_BE_UP_{t,D,W,M}^{cbse}$, δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$DA_mFRR_BE_UP_{t,D,W,M}^{cbse} = (MS_{t,D,W,M}^{cbse} - INST_{t,D,W,M}^{cbse}) \cdot \frac{DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}}{DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} + mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}}$$

Όπου:

- $MS_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά.
- $INST_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t .
- $DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.
- $mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση που οι ενέργειες $DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ και $mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ ισούνται με 0, τότε και η ενέργεια $DA_mFRR_BE_UP_{t,D,W,M}^{cbse}$ είναι και αυτή 0.

3.1.4 Άμεσα Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ (Direct Activated Balancing Energy from Downward mFRR) για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης (cbse)

Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), $DA_mFRR_BE_DN_{t,D,W,M}^{cbse}$, δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$DA_mFRR_BE_DN_{t,D,W,M}^{cbse} = (INST_{t,D,W,M}^{cbse} - MS_{t,D,W,M}^{cbse}) \cdot \frac{DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}}{DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} + mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}}$$

Όπου:

- $INST_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t .
- $MS_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά.
- $DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.
- $mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, για την Οντότητα Υπηρεσιών

Εξισορρόπησης Κατανάλωσης (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση που οι ενέργειες $DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ και $mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ ισούνται με 0, τότε και η ενέργεια $DA_mFRR_BE_DN_{t,D,W,M}^{cbse}$ είναι και αυτή 0.

3.2 Υπολογισμός Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ

Όπως περιεγράφηκε στην αρχή του κεφαλαίου «Διαδικασία Υπολογισμού Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ» χρησιμοποιούμε το ποσοστό της Ενεργοποιημένης Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, ως προς την Συνολική Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ που προκύπτει από την επίλυση της RTBM για να επαναυπολογίσουμε την Ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ μίας Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης.

3.2.1 Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ (Activated Balancing Energy from Upward mFRR) για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής (gbse)

Η Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), $mFRR_ABE_UP_{t,D,W,M}^{gbse}$, δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$mFRR_ABE_UP_{t,D,W,M}^{gbse} = (INST_{t,D,W,M}^{gbse} - MS_{t,D,W,M}^{gbse}) \cdot \frac{mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}}{DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} + mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}}$$

Όπου:

- $INST_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για Ενέργεια Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από το κεφάλαιο Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t .
- $MS_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά και αφορά μόνο στις μονάδες Παραγωγής που δεν λειτουργούν σε κατάσταση δοκιμών και παραλαβής ή σε Δοκιμαστική Λειτουργία.
- $mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.

- **$DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh):** Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση που οι ενέργειες $mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ και $DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ ισούνται με 0, τότε και η ενέργεια $mFRR_ABE_UP_{t,D,W,M}^{gbse}$ είναι και αυτή 0.

3.2.2 Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ (Activated Balancing Energy from Downward mFRR) για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής (gbse)

Ομοίως με την περίπτωση της Ενεργοποιημένης Ανοδικής Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, η Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), $mFRR_ABE_DN_{t,D,W,M}^{gbse}$, δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$mFRR_ABE_DN_{t,D,W,M}^{gbse} = (MS_{t,D,W,M}^{gbse} - INST_{t,D,W,M}^{gbse}) \cdot \frac{mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}}{DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} + mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}}$$

Όπου:

- **$MS_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh):** Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά και αφορά μόνο τις μονάδες Παραγωγής που δεν λειτουργούν σε κατάσταση δοκιμών και παραλαβής ή σε Δοκιμαστική Λειτουργία.
- **$INST_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh):** Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για Ενέργεια Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από το κεφάλαιο Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t .
- **$mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh):** Η Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.
- **$DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ (MWh):** Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, της Οντότητας Υπηρεσιών

Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση που οι ενέργειες $mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ και $DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ και ισούνται με 0, τότε και η ενέργεια $mFRR_ABE_UP_{t,D,W,M}^{gbse}$ είναι και αυτή 0.

3.2.3 Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ (Activated Balancing Energy from Upward mFRR) για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης (cbse)

Η Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), $mFRR_ABE_UP_{t,D,W,M}^{cbse}$, δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$mFRR_ABE_UP_{t,D,W,M}^{cbse} = \left(MS_{t,D,W,M}^{cbse} - INST_{t,D,W,M}^{cbse} \right) \cdot \frac{mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}}{DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} + mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}}$$

Όπου:

- $MS_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά.
- $INST_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t .
- $mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.
- $DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση που οι ενέργειες $mFRR_ABE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ και $DA_mFRR_BE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ και ισούνται με 0, τότε και η ενέργεια $mFRR_ABE_UP_{t,D,W,M}^{cbse}$ είναι και αυτή 0.

3.2.4 Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ (Activated Balancing Energy from Downward mFRR) για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης (cbse)

Η Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), $mFRR_ABE_DN_{t,D,W,M}^{cbse}$, δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$mFRR_ABE_DN_{t,D,W,M}^{cbse} = \frac{(INST_{t,D,W,M}^{cbse} - MS_{t,D,W,M}^{cbse}) \cdot mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}}{DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} + mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}}$$

Όπου:

- $INST_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t.
- $MS_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά.
- $mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.
- $DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η Άμεσα Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, όπως προκύπτει από την επίλυση της RTBM.

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση που οι ενέργειες $mFRR_ABE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ και $DA_mFRR_BE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ και ισούνται με 0, τότε και η ενέργεια $mFRR_ABE_DN_{t,D,W,M}^{cbse}$ είναι και αυτή 0.

4. Διαδικασία Υπολογισμού Ενέργειας Παρεχόμενης για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης

Σύμφωνα με το άρθρο 14.4, του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης (ΚΑΕ), ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ, έχει την δυνατότητα να εκδίδει εντολές για ενεργοποίηση Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ για σκοπούς εκτός Εξισορρόπησης, έτσι ώστε να διασφαλίζει την αξιόπιστη λειτουργία του Συστήματος, ιδίως σε ό,τι αφορά στη συχνότητα του Συστήματος, την τάση και το ρεύμα σε σημαντικούς κόμβους ή στοιχεία του ΕΣΜΗΕ. Οι Προσφορές Ενέργειας Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ που ενεργοποιούνται για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης επισημαίνονται με ενδείξεις.

Σύμφωνα με το άρθρο 19.1 η Ενεργοποιημένη Ενέργεια για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης μίας Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης e για μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t ($AOE_{e,t}^{mFRR,up}$) είναι (α) όσον αφορά στις Μονάδες Παραγωγής και στα Κατανεμόμενα Χαρτοφυλάκια Μονάδων ΑΠΕ, η διαφορά της ενέργειας που αντιστοιχεί στην Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης μείον τα αντίστοιχα Προσαρμοσμένα Προγράμματα Αγορών τους.

Όσον αφορά στις Μονάδες Παραγωγής και στα Κατανεμόμενα Χαρτοφυλάκια Μονάδων ΑΠΕ η διαφορά αυτή δηλώνει την πρόσθετη ενέργεια για την Ενεργοποιημένη Ανοδική Ενέργεια για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης και την μείωση της ενέργειας για την Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης.

Για τις περιπτώσεις των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου ισχύει το αντίστροφο, δηλαδή μείωση της κατανάλωσης ενέργειας για την Ανοδική Ενεργοποιημένη Ενέργεια για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης και την αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας για την Ενεργοποιημένη Καθοδική Ενέργεια για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης.

Ο υπολογισμός της Ενέργειας που παρέχεται για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης βασίζεται στις εξής δύο κύριες παραδοχές:

- Μία Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), η οποία παράγει ενέργεια για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης, δεν μπορεί να παράγει για την ίδια Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , Ενέργεια Εξισορρόπησης και αντίστροφα.
- Μία Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), η οποία καταναλώνει ενέργεια για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης, δεν μπορεί να καταναλώνει για την ίδια Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , Ενέργεια Εξισορρόπησης και αντίστροφα.

4.1 Υπολογισμός Ανοδικής Ενέργειας παρεχόμενης για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής (gbse)

Η ποσότητα της Ανοδικής Ενέργειας που ενεργοποιήθηκε για κάθε βήμα (s) της Προσφοράς της Ενέργειας Εξισορρόπησης για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης, υπολογίζεται από το RTBM διακριτά για κάθε βήμα (s). Η συνολική ποσότητα Ανοδικής Ενέργειας για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης που δρομολογήθηκε από το RTBM, για την gbse την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, δίνεται από τον τύπο:

$$AOE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} = \sum_s Act_RTBM_Offer_Step_Qty_mFRR_BE_UP_{s,t,D,W,M}^{gbse}$$

Όπου:

- $Act_RTBM_Offer_Step_Qty_mFRR_BE_UP_{s,t,D,W,M}^{gbse}$: Η Ενέργεια του βήματος (s) μιας Ανοδικής Προσφοράς για Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, η οποία έχει ενεργοποιηθεί για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από το RTBM.

Σημειώνεται ότι η ενέργεια που ενεργοποιήθηκε και αντιστοιχεί στο βήμα s, ενδέχεται να μην περιέχει ολόκληρο το τμήμα της ενέργειας του αντίστοιχου βήματος της προσφοράς ενέργειας.

Στην περίπτωση που η ενέργεια $AOE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ δεν είναι μηδενική, τότε υπολογίζεται η Ανοδική Ενέργεια για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης για την gbse και την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, $AOE_UP_{t,D,W,M}^{gbse}$ χρησιμοποιώντας τον τύπο:

$$AOE_UP_{t,D,W,M}^{gbse} = (INST_{t,D,W,M}^{gbse} - MS_{t,D,W,M}^{gbse})$$

Όπου:

- $INST_{t,D,W,M}^{gbse}$: Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για Ενέργεια Μη Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από το κεφάλαιο Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t.
- $MS_{t,D,W,M}^{gbse}$: Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά και αφορά μόνο στις μονάδες Παραγωγής που δεν λειτουργούν σε κατάσταση δοκιμών και παραλαβής ή σε Δοκιμαστική Λειτουργία.

4.2 Υπολογισμός Καθοδικής Ενέργειας παρεχόμενης για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής (gbse)

Ομοίως με την περίπτωση 4.1, η ποσότητα της Καθοδικής Ενέργειας που ενεργοποιήθηκε για κάθε βήμα (s) της Προσφοράς της Ενέργειας Εξισορρόπησης για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης, υπολογίζεται από την RTBM διακριτά για κάθε βήμα (s). Η συνολική ποσότητα Καθοδικής Ενέργειας για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης που ενεργοποιήθηκε από την RTBM για την gbse και την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, $AOE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ δίνεται από τον τύπο:

$$AOE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse} = \sum_s Act_RTBM_Bid_Step_Qty_mFRR_BE_DN_{s,t,D,W,M}^{gbse}$$

Όπου:

- $Act_RTBM_Offer_Step_Qty_mFRR_BE_DN_{s,t,D,W,M}^{gbse}$: Η Ενέργεια του βήματος (s) μιας Καθοδικής Προσφοράς για Ενέργεια Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, η οποία έχει ενεργοποιηθεί για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από το RTBM.

Σημειώνεται ότι η ενέργεια που ενεργοποιήθηκε και αντιστοιχεί στο βήμα s, ενδέχεται να μην περιέχει ολόκληρο το τμήμα της ενέργειας του αντίστοιχου βήματος της προσφοράς ενέργειας.

Στην περίπτωση που η ενέργεια $AOE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{gbse}$ δεν είναι μηδενική, τότε υπολογίζουμε την Καθοδική Ενέργεια για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης για την gbse και την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, $AOE_DN_{t,D,W,M}^{gbse}$, χρησιμοποιώντας τον τύπο:

$$AOE_DN_{t,D,W,M}^{gbse} = (MS_{t,D,W,M}^{gbse} - INST_{t,D,M}^{gbse})$$

Όπου:

- $MS_{t,D,W,M}^{gbse}$: Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά και αφορά μόνο τις μονάδες Παραγωγής που δεν λειτουργούν σε κατάσταση δοκιμών και παραλαβής ή σε Δοκιμαστική Λειτουργία.
- $INST_{t,D,W,M}^{gbse}$: Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για Ενέργεια Μη Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από το κεφάλαιο Μεθοδολογία Υπολογισμού Προσαρμοσμένης Εντολής Κατανομής για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Παραγωγής, (gbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t.

4.3 Υπολογισμός Ανοδικής Ενέργειας παρεχόμενης για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης (cbse)

Η ποσότητα της Ανοδικής Ενέργειας που ενεργοποιήθηκε για κάθε βήμα (s) της Προσφοράς της Ενέργειας Εξισορρόπησης για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης Χειροκίνητης ΕΑΣ, υπολογίζεται από την RTBM διακριτά για κάθε βήμα (s). Η συνολική ποσότητα Ανοδικής Ενέργειας για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης που ενεργοποιήθηκε από το RTBM για την cbse και την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, $AOE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$, δίνεται από τον τύπο:

$$AOE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} = \sum_s Act_RTBM_Offer_Step_Qty_mFRR_BE_UP_{s,t,D,W,M}^{cbse}$$

Όπου:

- $Act_RTBM_Offer_Step_Qty_mFRR_BE_UP_{s,t,D,W,M}^{cbse}$: Η Ενέργεια του βήματος (s) μιας Ανοδικής προσφοράς για Ενέργεια Εξισορρόπησης, η οποία έχει ενεργοποιηθεί για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από το RTBM.

Σημειώνεται ότι η ενέργεια που ενεργοποιήθηκε και αντιστοιχεί στο βήμα s, ενδέχεται να μην περιέχει ολόκληρο το τμήμα της ενέργειας του αντίστοιχου βήματος της προσφοράς ενέργειας.

Στην περίπτωση που η ενέργεια $AOE_UP_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ δεν είναι μηδενική, τότε υπολογίζουμε την Ανοδική Ενέργεια για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης για την cbse και την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, $AOE_UP_{t,D,W,M}^{cbse}$, χρησιμοποιώντας τον τύπο:

$$AOE_UP_{t,D,W,M}^{cbse} = (MS_{t,D,W,M}^{cbse} - INST_{t,D,W,M}^{cbse})$$

Όπου:

- $MS_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά.
- $INST_{t,D,W,M}^{cbse}$ (MWh): Η εκ των υστέρων επαναυπολογιζόμενη Εντελλόμενη Ενέργεια (ή Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής) για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t.

Σημειώνεται ότι η ενέργεια που ενεργοποιήθηκε και αντιστοιχεί στο βήμα s, ενδέχεται να μην περιέχει ολόκληρο το τμήμα της ενέργειας του αντίστοιχου βήματος της προσφοράς ενέργειας.

4.4 Υπολογισμός Καθοδικής Ενέργειας αρεχόμενης για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης για Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης (cbse)

Ομοίως με την περίπτωση 3, η ποσότητα της Καθοδικής ενέργειας που ενεργοποιήθηκε για κάθε βήμα (s) της Προσφοράς της Ενέργειας Εξισορρόπησης για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης, υπολογίζεται από το RTBM διακριτά για κάθε βήμα (s). Η συνολική ποσότητα είναι:

$$AOE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse} = \sum_s Act_RTBM_Bid_Step_Qty_mFRR_BE_DN_{s,t,D,W,M}^{cbse}$$

Όπου:

- $Act_RTBM_Bid_Step_Qty_mFRR_BE_DN_{s,t,D,W,M}^{cbse}$: Η Ενέργεια του βήματος (s) μιας Προσφοράς για Καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης, η οποία έχει ενεργοποιηθεί για Σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης, όπως προκύπτει από την RTBM.

Στην περίπτωση που η ενέργεια $AOE_DN_RTBM_{t,D,W,M}^{cbse}$ δεν είναι μηδενική, τότε υπολογίζουμε την Καθοδική Ενέργεια για σκοπούς Εκτός Εξισορρόπησης για την cbse και την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, $AOE_DN_{t,D,W,M}^{cbse}$, χρησιμοποιώντας τον τύπο:

$$AOE_DN_{t,D,W,M}^{cbse} = (INST_{t,D,W,M}^{cbse} - MS_{t,D,W,M}^{cbse})$$

Όπου:

- $INST_{t,D,W,M}^{cbse}$: Η Προσαρμοσμένη Εντολή Κατανομής για την Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t.
- $MS_{t,D,W,M}^{cbse}$: Το Πρόγραμμα Αγοράς της Οντότητας Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Κατανάλωσης, (cbse), σε μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t, όπως αυτό διαμορφώνεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά.

Σημειώνεται ότι η ενέργεια που ενεργοποιήθηκε και αντιστοιχεί στο βήμα s, ενδέχεται να μην περιέχει ολόκληρο το τμήμα της ενέργειας του αντίστοιχου βήματος της προσφοράς ενέργειας.

5. Διαδικασία Υπολογισμού Παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης Αυτόματης ΕΑΣ

5.1 Γενικά

Σκοπός της διαδικασίας υπολογισμού της παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης Αυτόματης Εφεδρείας Αποκατάστασης Συχνότητας (αΕΑΣ), είναι ο υπολογισμός των ποσοτήτων που περιγράφονται στην παράγραφο 6 του άρθρου 19.1 στον Κανονισμό Αγοράς εξισορρόπησης (ΚΑΕ).

Η ανοδική παρεχόμενη Ενέργεια Εξισορρόπησης αΕΑΣ, συνίσταται στην επιπρόσθετη παραγωγή ενέργειας σε σχέση με την Επιβεβλημένη Ενέργεια χΕΑΣ ή απουσία αυτής, σε σχέση με το Πρόγραμμα Αγοράς ή/και το Φορτίο Αναφοράς κατά περίπτωση εφαρμογής, από τις Οντότητες Υπηρεσιών Εξισορρόπησης που λειτουργούν υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (ΑΡΠ/ΑΓC). Η Επιβεβλημένη Ενέργεια χΕΑΣ περιλαμβάνει την ενεργοποιημένη Ενέργεια Εξισορρόπησης χΕΑΣ και την ενεργοποιημένη ενέργεια για σκοπούς εκτός εξισορρόπησης.

Η καθοδική παρεχόμενη Ενέργεια Εξισορρόπησης αΕΑΣ, συνίσταται στην μειωμένη παραγωγή ενέργειας σε σχέση με την Επιβεβλημένη Ενέργεια χΕΑΣ ή απουσία αυτής, σε σχέση με το Πρόγραμμα Αγοράς ή/και το Φορτίο Αναφοράς κατά περίπτωση εφαρμογής, από τις Οντότητες Υπηρεσιών Εξισορρόπησης που λειτουργούν υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (ΑΡΠ/ΑΓC).

Αν για μία Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων προκύψει ανοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης αΕΑΣ τότε ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ αποζημιώνει την Οντότητα (πίστωση) ενώ σε περίπτωση καθοδικής Ενέργειας Εξισορρόπησης αΕΑΣ, προκύπτει χρέωση της Οντότητας προς τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 19.3 του ΚΑΕ. Τα χρηματικά ποσά πίστωσης/χρέωσης, εξαρτώνται από τις τιμές των ενεργοποιημένων προσφορών προς κάθε κατεύθυνση, τις τιμές εκκαθάρισης αΕΑΣ και τις ποσότητες παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης αΕΑΣ.

5.2 Διαδικασία Προσδιορισμού Ανοδικής και Καθοδικής Παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης Αυτόματης ΕΑΣ (aFRR)

Ο προσδιορισμός της παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης αΕΑΣ για μία Οντότητα Υπηρεσιών Εξισορρόπησης, e , υπολογίζεται για κάθε λεπτό, i , της Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, t , ακολουθώντας τα βήματα που περιγράφονται στη συνέχεια.

Βήμα 1^ο: Υπολογισμός μέσης μικτής ισχύος ($Gross_Power_{e,i}$)

Από τα δεδομένα του συστήματος EMS λαμβάνεται η πληροφορία αν η Οντότητα βρίσκεται υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής καθώς και η αντίστοιχη μέση μικτή ισχύς για κάθε λεπτό i . Ως μέση μικτή ισχύς ορίζεται η μέση τιμή όλων των

μετρητικών δεδομένων SCADA, που αντιστοιχούν στο επίπεδο παραγωγής της Οντότητας, κατά τη διάρκεια του λεπτού i .

Σε περίπτωση που κατά τη διάρκεια ενός λεπτού δεν είναι διαθέσιμα τα μετρητικά δεδομένα SCADA, εκτελείται γραμμική παρεμβολή με τα πιο κοντινά διαθέσιμα μετρητικά δεδομένα.

Βήμα 2^ο: Υπολογισμός μέσης καθαρής ισχύος ($Net_Power_{e,i}$)

Η μέση μικτή ισχύς της Οντότητας μετατρέπεται σε μέση καθαρή ισχύ, αφαιρώντας την ισχύ των βοηθητικών φορτίων της Οντότητας, όπως αυτή δηλώνεται στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά της Οντότητας για κάθε περιοχή λειτουργίας της, μεταξύ μηδενός και τεχνικού μεγίστου. Σε περίπτωση που η Οντότητα δε διαθέτει βοηθητικά φορτία, η μέση μικτή ισχύς ταυτίζεται με τη μέση καθαρή ισχύ.

Η ισχύς των βοηθητικών φορτίων εξαρτάται από το επίπεδο ισχύος και από τη διάταξη λειτουργίας της Οντότητας.

Βήμα 3^ο: Υπολογισμός πιστοποιημένης ενέργειας ($Net_Energy_certified_{e,i}$)

Η καθαρή ενέργεια της Οντότητας για κάθε λεπτό i ισούται με την μέση καθαρή ισχύ για το λεπτό i δια του αριθμού 60 που αντιστοιχεί στον αριθμό των λεπτών μιας ώρας.

$$Net_Energy_{e,i} = \frac{Net_Power_{e,i}}{60}$$

Η ποσότητα καθαρής ενέργειας της Οντότητας κατά τη διάρκεια μιας Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t υπολογίζεται ως το άθροισμα των ποσοτήτων καθαρής ενέργειας των λεπτών i που περιλαμβάνονται στη συγκεκριμένη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, ήτοι $Net_Energy_{e,t} = \sum_{i=1}^{15} Net_Energy_{e,i}$.

Επειδή κατά τη διάρκεια μιας Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων η πιστοποιημένη μέτρηση της καθαρής ενέργειας της Οντότητας μπορεί να μη συμπίπτει με την ανωτέρω υπολογιζόμενη καθαρή ενέργεια, απαιτείται ο υπολογισμός ενός συντελεστή προσαρμογής που αυξάνει ή μειώνει την τιμή της μέσης καθαρής ενέργειας του λεπτού i . Ο συντελεστής προσαρμογής υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων και έχει την ίδια τιμή για κάθε λεπτό της 15-λεπτης Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Ο συντελεστής προσαρμογής υπολογίζεται ως το πηλίκο της πιστοποιημένης μέτρησης ενέργειας κατά τη διάρκεια της 15-λεπτης περιόδου, $MQ_{e,t}$, προς την καθαρή ενέργεια της 15-λεπτης περιόδου όπως υπολογίστηκε στο βήμα 3, $Net_Energy_{e,t}$, και μπορεί να παίρνει τιμές μεγαλύτερες ή μικρότερες της μονάδας, ως εξής:

$$adj_factor_{e,t} = \frac{MQ_{e,t}}{Net_Energy_{e,t}}$$

Η πιστοποιημένη μέση καθαρή ενέργεια για κάθε λεπτό i προκύπτει εφαρμόζοντας στη μέση καθαρή ενέργεια του βήματος 3 τον συντελεστή προσαρμογής ως ακολούθως:

$$Net_Energy_certified_{e,i} = adj_factor_e \times Net_Energy_{e,i}$$

Βήμα 4ο: Υπολογισμός παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης αΕΑΣ ($aFRR_PBE_{e,i}$)

Η παρεχόμενη Ενέργεια Εξισορρόπησης αΕΑΣ ανά λεπτό i υπολογίζεται ως η διαφορά της πιστοποιημένης μέσης καθαρής ενέργειας και της Επιβεβλημένης Ενέργειας χΕΑΣ που αντιστοιχεί στην ενέργεια που προσφέρεται από εντολές που έχουν ληφθεί από τη Διαδικασία χΕΑΣ ή Εντολές για σκοπούς εκτός εξισορρόπησης. Συγκεκριμένα, η Επιβεβλημένη Ενέργεια χΕΑΣ για μια Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , ισούται με $INST_t^{mFRR}$ και θεωρείται σταθερή για όλη τη διάρκεια της 15-λεπτης περιόδου.

Η Παρεχόμενη Ενέργεια Εξισορρόπησης αΕΑΣ υπολογίζεται για κάθε λεπτό της Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t , ως ακολούθως:

Αν $Net_Energy_certified_{e,i} \geq \frac{INST_{e,t}^{mFRR}}{15}$ τότε

$$aFRR_PBE_UP_{e,i} = Net_Energy_certified_i - \frac{INST_{e,t}^{mFRR}}{15}$$

Αν $Net_Energy_certified_{e,i} < \frac{INST_{e,t}^{mFRR}}{15}$ τότε

$$aFRR_PBE_DN_{e,i} = \frac{INST_t^{mFRR}}{15} - Net_Energy_certified_{e,i}$$

Σε περίπτωση που η Οντότητα δε βρίσκεται υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής σύμφωνα με την αντίστοιχη ένδειξη που πρέχεται από το σύστημα AGC, και προκύψει μη μηδενική ποσότητα κατά τους ανωτέρω υπολογισμούς, η ποσότητα τίθεται ίση με μηδέν.

5.3 Παράδειγμα Υπολογισμού Ανοδικής και Καθοδικής Παρεχόμενης Ενέργειας Εξισορρόπησης Αυτόματης ΕΑΣ (aFRR)

Στο ακόλουθο παράδειγμα στόχος είναι να υπολογισθεί η ανοδική και η καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης αΕΑΣ μιας Οντότητας Υψηραίων Εξισορρόπησης, διακριτά για κάθε Λεπτό μιας Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Για τις ανάγκες του παραδείγματος γίνεται η θεώρηση ότι η Οντότητα βρίσκεται υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής για κάθε λεπτό εντός της εξεταζόμενης Περιόδου Εκκαθάρισης Αποκλίσεων.

ΠΙΝΑΚΑΣ 6: ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΠΑΡΕΧΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ ΑΕΑΣ

Περίοδος Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t	Λεπτό i	Βήμα 1ο		Βήμα 2ο		Βήμα 3ο			Βήμα 4ο		
		Μέση μικτή ισχύς (MW)	Ισχύς βοηθητικών (MW)	Μέση καθαρή ισχύς (MW)	Μέση καθαρή ενέργεια (MWh)	Πιστοποιημένη μέτρηση 15- λεπτού (MWh)	Συντελεστής προσαρμογής adj_factor	Πιστοποιημένη μέση καθαρή ενέργεια (MWh)	Επιβεβλημένη Ενέργεια (MWh)	Ανοδική παρεχόμενη ενέργεια αΕΑΣ (MWh)	Καθοδική παρεχόμενη ενέργεια αΕΑΣ (MWh)
1	1	430	0,2	429,8	7,163	139,047	0,9271	6,64	135	0,000	2,359
1	2	530	0,25	529,75	8,829			8,19		0,000	0,814
1	3	498	0,2	497,8	8,297			7,69		0,000	1,308
1	4	574	0,25	573,75	9,563			8,87		0,000	0,134
1	5	600	0,25	599,75	9,996			9,27		0,268	0,000
1	6	680	0,25	679,75	11,329			10,50		1,504	0,000
1	7	590	0,25	589,75	9,829			9,11		0,113	0,000
1	8	540	0,25	539,75	8,996			8,34		0,000	0,660
1	9	530	0,25	529,75	8,829			8,19		0,000	0,814
1	10	560	0,25	559,75	9,329			8,65		0,000	0,350
1	11	590	0,25	589,75	9,829			9,11		0,113	0,000
1	12	690	0,25	689,75	11,496			10,66		1,658	0,000
1	13	700	0,25	699,75	11,663			10,81		1,813	0,000
1	14	750	0,25	749,75	12,496			11,59		2,586	0,000

Περίοδος Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t	Λεπτό i	Βήμα 1ο		Βήμα 2ο		Βήμα 3ο				Βήμα 4ο		
		Μέση μικτή ισχύς (MW)	Ισχύς βοηθητικών (MW)	Ισχύς βοηθητικών (MW)	Μέση καθαρή ισχύς (MW)	Μέση καθαρή ενέργεια (MWh)	Πιστοποιημένη μέτρηση 15- λεπτού (MWh)	Συντελεστής προσαρμογής adj_factor	Πιστοποιημένη μέση καθαρή ενέργεια (MWh)	Επιβεβλημένη Ενέργεια (MWh)	Ανοδική παρεχόμενη ενέργεια αΕΑΣ (MWh)	Καθοδική παρεχόμενη ενέργεια αΕΑΣ (MWh)
1	15	740	0,25	739,75	12,329	11,43					2,431	0,000

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.
Αθήνα, 20 Φεβρουαρίου 2025
Ο Αντιπρόεδρος
ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΦΟΥΛΑΡΗΣ

