



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

10 Οκτωβρίου 2025

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 5425

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ. Ε-206/2025

Έγκριση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) για την τροποποίηση της μεθοδολογίας συντονισμένου υπολογισμού της δυναμικότητας εντός της SEE CCR, σύμφωνα με τα άρθρα 20 και 21 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης.

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 του 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 διαχεί-

ρισης 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) 2015/1222 της Επιτροπής της 24ης Ιουλίου 2015 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης (ΕΕ L 197 της 25.07.2015, σελ. 24 επ.) και ιδίως των άρθρων 20, 21 και 9 αυτού.

9. Την υπό στοιχείο Ε-137/2023 απόφαση του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ «Τροποποίηση της μεθοδολογίας συντονισμένου υπολογισμού της δυναμικότητας εντός της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR), σύμφωνα με τα άρθρα 20 και 21 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης» (Β' 5490).

10. Το υπό στοιχείο ΡΑΑΕΥ Ι-386719/27.12.2024 έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (ΔΝΣ/21702/24.12.2024) «Ενημέρωση για την παράταση εφαρμογής της μεθοδολογίας ελάχιστου διαθέσιμου περιθωρίου για διασυνοριακό εμπόριο στην περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR)».

11. Το υπό στοιχεία ΠΑΑΕΥ Ι-392114/27.03.2025 έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (ΓΔ ΛΥΑ/20019/27.3.2025) «Υποβολή αιτήματος παρέκκλισης από τις προβλέψεις του άρθρου 16(8) του Κανονισμού ΕΕ 2019/943 για το έτος 2025».

12. Το υπό στοιχεία ΠΑΑΕΥ Ο-115415/02.05.2025 έγγραφο των Ρυθμιστικών Αρχών της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης «Implementation of the South-East Europe CCR TSOs common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe in accordance with Articles 20 and 21 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015».

13. Το υπό στοιχεία ΠΑΑΕΥ Ι-395512/26.05.2025 έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (CEO/20722/19.05.2025) «Proposal for the implementation of the amended South-East Europe CCR TSOs common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market time-frame in accordance with Articles 20 and 21 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015».

14. Το υπό στοιχεία ΠΑΑΕΥ Ι-399681/28.07.2025 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 το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας αγοράς σύμφωνα με το άρθρο 21 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης.

15. Το υπό στοιχεία ΠΑΑΕΥ Ι-402008/15.09.2025 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε με συνημμένη την μετάφραση της ανωτέρω πρότασης.

16. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΠΑΑΕΥ επί της ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ, η οποία έλαβε χώρα από τις 15.09.2025 έως και τις 19.09.2025¹ και επί της οποίας δεν υπεβλήθησαν σχόλια.

17. Τα αποτελέσματα της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας του SEE ERRF στις 23.09.2025, 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 το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας αγοράς σύμφωνα με το άρθρο 21 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης (υπό στοιχεία ΠΑΑΕΥ Ι-402451/23.09.2025). Στα αποτελέσματα συμπεριλαμβανόταν σχέδιο σχετικής επιστολής προς τους ΔΣΜ της SEE CCR με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στον ACER.

18. Το γεγονός ότι, σύμφωνα και με τα προβλεπόμενα στο άρθρο 5 παρ. 2 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.

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

20. Το γεγονός ότι οι διατάξεις της παρούσας δεν αφορούν σε διοικητική διαδικασία για την οποία υπάρχει υποχρέωση καταχώρισης στο ΕΜΔΔ -ΜΙΤΟΣ.

21. 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) υπ' αρ. 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. 2015/1222 Κανονισμός (ΕΕ) της 26ης Σεπτεμβρίου 2016 (εφεξής ο «Κανονισμός» της 24ης Ιουλίου 2015) (εφεξής «Κανονισμός», σχετ. 8), με τον οποίο καθορίζονται κατευθυντήριες γραμμές σχετικά με τη διαζωνική κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης στην αγορά της επόμενης ημέρας και στην ενδοημερήσια αγορά στα Κράτη Μέλη.

Ειδικότερα, στόχος του ανωτέρω Κανονισμού είναι, μεταξύ άλλων, ο συντονισμός και η εναρμόνιση του τρόπου υπολογισμού και της κατανομής της δυναμικότητας των διασυνδέσεων, προκειμένου να υλοποιηθεί η ενιαία σύζευξη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας επόμενης ημέρας (day-ahead electricity market) και της ενιαίας ενδοημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (intraday electricity market).

Επειδή, προκειμένου για την ικανοποίηση του ανωτέρω στόχου, οι Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ), τα καθήκοντα των οποίων περιγράφονται γενικά στο άρθρο 8 του Κανονισμού, δύναται να υποβάλουν στις εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές κοινή πρόταση σχετικά με τη μεθοδολογία συντονισμένου υπολογισμού της δυναμικότητας εντός της οικείας περιφέρειας, σύμφωνα με το άρθρο 20 του Κανονισμού.

¹ <https://www.raaey.gr/energeia/diavoulefsis/117356/>

Επειδή, κατά το άρθρο 20 «Υιοθέτηση της μεθόδου υπολογισμού δυναμικότητας με βάση τη ροή» του ως άνω Κανονισμού:

«1. Όσον αφορά το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας και το χρονικό πλαίσιο ενδοημερήσιας αγοράς, η προσέγγιση που χρησιμοποιείται για την κοινή μέθοδο υπολογισμού δυναμικότητας βασίζεται στη ροή, εκτός εάν πληρούνται η προϋπόθεση κατά την παράγραφο 7.

2. Εντός δέκα μηνών από την έγκριση της πρότασης για περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με την παρ. 1 του άρθρου 15, όλοι οι ΔΣΜ σε κάθε περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας υποβάλλουν πρόταση σχετικά με κοινή μεθοδολογία συντονισμένου υπολογισμού της δυναμικότητας εντός της εκάστοτε περιφέρειας. Η πρόταση υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 12. [...]

4. Το αργότερο έξι μήνες αφότου τουλάχιστον όλα τα συμβαλλόμενα στην Ενεργειακή Κοινότητα μέρη από την Νοτιοανατολική Ευρώπη συμμετέχουν στην ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας, τουλάχιστον οι ΔΣΜ από την Κροατία, τη Ρουμανία, τη Βουλγαρία και την Ελλάδα υποβάλλουν από κοινού πρόταση σχετικά με την υιοθέτηση κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας με βάση τη ροή για το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας και το χρονικό πλαίσιο ενδοημερήσιας αγοράς. Στην πρόταση προβλέπεται ημερομηνία εφαρμογής της κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας με βάση τη ροή, το αργότερο δύο έτη από τη συμμετοχή στην ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας όλων των συμβαλλόμενων στην Ενεργειακή Κοινότητα μερών από την Νοτιοανατολική Ευρώπη. Οι ΔΣΜ από τα κράτη μέλη που έχουν σύνορα με άλλες περιφέρειες ενθαρρύνονται να ενταχθούν οι πρωτοβουλίες για την εφαρμογή της κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας με βάση τη ροή στις εν λόγω περιφέρειες. [...]

7. Οι ΔΣΜ επιτρέπεται να ζητήσουν από κοινού από τις αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές να εφαρμόζουν την προσέγγιση με βάση τη συντονισμένη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς σε περιφέρειες και σύνορα ζώνης προσφοράς πλην εκείνων που αναφέρονται στις παρ. 2 έως 4, αν οι ενδιαφερόμενοι ΔΣΜ είναι σε θέση να αποδείξουν ότι, υπό την παραδοχή του ίδιου επιπέδου επιχειρησιακής ασφάλειας στη σχετική περιφέρεια, η εφαρμογή της κοινής μεθόδου υπολογισμού δυναμικότητας με βάση τη ροή δεν θα ήταν επί του παρόντος αποδοτικότερη από την προσέγγιση με βάση τη συντονισμένη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς. [...]

Επειδή, κατά το άρθρο 21 «Μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας» του ως άνω Κανονισμού, προβλέπεται ότι:

«1. Η πρόταση κοινής μεθόδου υπολογισμού δυναμικότητας για περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας που προσδιορίζεται σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 20 περιλαμβάνει τουλάχιστον τα ακόλουθα στοιχεία για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας:

α) Μεθοδολογίες για τον υπολογισμό των εισροών στον υπολογισμό της δυναμικότητας, οι οποίες να περιλαμβάνουν τουλάχιστον τις ακόλουθες παραμέτρους:

i) μέθοδο για τον προσδιορισμό του περιθωρίου αξιοπιστίας, σύμφωνα με το άρθρο 22·

ii) μεθοδολογίες για τον προσδιορισμό των ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας, των απρόβλεπτων συμβάντων σε σχέση με τον υπολογισμό της δυναμικότητας και τους περιορισμούς κατανομής που επιτρέπεται να εφαρμοστούν, σύμφωνα με το άρθρο 23·

iii) μέθοδο για τον προσδιορισμό κλειδών μετατόπισης παραγωγής, σύμφωνα με το άρθρο 24·

iv) μεθοδολογία για τον προσδιορισμό των διορθωτικών μέτρων που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό δυναμικότητας, σύμφωνα με το άρθρο 25.

β) Λεπτομερή περιγραφή της προσέγγισης υπολογισμού δυναμικότητας που περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

i) μαθηματική περιγραφή της εφαρμοζόμενης προσέγγισης υπολογισμού δυναμικότητας με διαφορετικές εισροές υπολογισμού δυναμικότητας·

ii) κανόνες για την αποφυγή αθέμιτης διάκρισης μεταξύ εσωτερικών και διαζωνικών ανταλλαγών προκειμένου να διασφαλίζεται η συμμόρφωση με το σημείο 1.7 του παραρτήματος Ι του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 714/2009·

iii) κανόνες ώστε να λαμβάνεται υπόψη, κατά περίπτωση, ήδη κατανεμημένη διαζωνική δυναμικότητα·

iv) κανόνες για την προσαρμογή των ροών ισχύος στα κρίσιμα στοιχεία δικτύου ή της διαζωνικής δυναμικότητας λόγω των διορθωτικών μέτρων σύμφωνα με το άρθρο 25·

v) στην περίπτωση της προσέγγισης με βάση τη ροή, μαθηματική περιγραφή του υπολογισμού των συντελεστών διανομής της μεταφοράς ισχύος και του υπολογισμού των διαθέσιμων περιθωρίων για τα κρίσιμα στοιχεία δικτύου·

vi) στην περίπτωση της προσέγγισης με βάση τη συντονισμένη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς, τους κανόνες για τον υπολογισμό της διαζωνικής δυναμικότητας, συμπεριλαμβανομένων των κανόνων για την αποδοτική ανταλλαγή του δυναμικού ροής ισχύος των κρίσιμων στοιχείων δικτύου μεταξύ διαφόρων συνόρων ζωνών προσφοράς·

vii) όταν οι ροές ισχύος στα κρίσιμα στοιχεία δικτύου επηρεάζονται από διαζωνικές ανταλλαγές ισχύος σε διαφορετικές περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας, τους κανόνες επιμερισμού των δυνατοτήτων ροής ισχύος των κρίσιμων στοιχείων δικτύου μεταξύ των διαφορετικών περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας, για την εξυπηρέτηση των εν λόγω ροών.

γ) Μέθοδο για την επικύρωση διαζωνικής δυναμικότητας, σύμφωνα με το άρθρο 26. [...]

Επειδή, κατά τις παρ. 10, 11 και 13 του άρθρου 9 του Κανονισμού προβλέπεται ότι:

«[...] 10. Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών σύμφωνα με την παράγραφο 7 ή για την τροποποίηση σύμφωνα με την παράγραφο 12 απαιτείται απόφαση από περισσότερες της μίας ρυθμιστικές αρχές, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές διαβουλεύονται και συνεργάζονται στενά και συντονίζονται μεταξύ τους, με στόχο την επίτευξη συμφωνίας. Κατά περίπτωση, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν υπόψη τη γνώμη του Οργανισμού. Οι ρυθμιστικές αρχές ή, κατά περίπτωση, ο Οργανισμός, λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παρ. 6, 7 και 8, εντός έξι μηνών από

την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τον Οργανισμό ή τη ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, από την τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή. Η περίοδος ξεκινά την επομένη από την υποβολή της πρότασης στον Οργανισμό σύμφωνα με την παράγραφο 6, στην τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή σύμφωνα με την παράγραφο 7 ή, κατά περίπτωση, στη ρυθμιστική αρχή σύμφωνα με την παράγραφο 8.

11. Όταν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία εντός της περιόδου που αναφέρεται στην παράγραφο 10, ή κατόπιν κοινού αιτήματός τους, ή κατόπιν αιτήματος του Οργανισμού σύμφωνα με το τρίτο εδάφιο παρ. 3 του άρθρου 5 του κανονισμού (ΕΕ) 2019/942, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους υποβληθέντες όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με την παρ. 3 του άρθρου 5 και το δεύτερο εδάφιο παρ. 10 του άρθρου 6 του κανονισμού (ΕΕ) 2019/942. [...]

13. Ο Οργανισμός, ή όλες οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές από κοινού, ή η αρμόδια ρυθμιστική αρχή, όπου είναι υπεύθυνοι για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών σύμφωνα με τις παρ. 6, 7 και 8, μπορούν αντιστοίχως να ζητήσουν προτάσεις τροποποίησης των εν λόγω όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών και να καθορίσουν προθεσμία για την υποβολή των προτάσεων αυτών. Οι ΔΣΜ ή ΝΕΜΟ που είναι αρμόδιοι για την κατάρτιση πρότασης για όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες δύναται να προτείνουν τροποποιήσεις στις ρυθμιστικές αρχές και στον Οργανισμό.

Οι προτάσεις για την τροποποίηση των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών υποβάλλονται σε διαβούλευση σύμφωνα με τη διαδικασία που καθορίζεται στο άρθρο 12 και εγκρίνονται σύμφωνα με τη διαδικασία που καθορίζεται στο παρόν άρθρο. [...]

Επειδή, το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και το Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης εξέδωσαν τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/943 σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (σχετ. 5), με τον οποίο καταργήθηκε ο Κανονισμός (ΕΚ) 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003.

Επειδή, στο σημείο (28) του σκεπτικού του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/943 αναφέρεται ότι:

«Η δυναμικότητα μεταφοράς στην οποία θα εφαρμόζεται το κριτήριο της ελάχιστης δυναμικότητας του 70 % στην προσέγγιση καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς (NTC) είναι η μέγιστη μεταφορά ενεργού ισχύος που παραμένει εντός των ορίων ασφάλειας λειτουργίας και λαμβάνει υπόψη καταστάσεις συμφόρησης. Ο συντονισμένος υπολογισμός αυτής της δυναμικότητας λαμβάνει επίσης υπόψη ότι οι ροές ηλεκτρικής ενέργειας κατανέμονται κατά τρόπο άνισο μεταξύ επιμέρους συνιστωσών και δεν προσθέτει απλώς δυναμικότητες διασυνδεδεμένων γραμμών. Η εν λόγω δυναμικότητα δεν λαμβάνει υπόψη βροχοειδείς ροές, εσωτερικές ροές ή το περιθώριο αξιοπιστίας, τα οποία λαμβάνονται υπόψη εντός του υπόλοιπου 30 %».

Επειδή, κατά το άρθρο 16 «Γενικές αρχές κατανομής δυναμικότητας και διαχείρισης της συμφόρησης» του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/943:

«[...] 3. Τα περιφερειακά συντονιστικά κέντρα διενεργούν συντονισμένο υπολογισμό δυναμικότητας σύμφωνα με τις παρ. 4 και 8 του παρόντος άρθρου, όπως προβλέπεται στο στοιχείο α' παρ. 1 άρθρο 37 και την παρ. 1 του άρθρου 42.

Τα περιφερειακά συντονιστικά κέντρα υπολογίζουν τις διαζωνικές δυναμικότητες τηρώντας τα όρια ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος, με τη χρήση δεδομένων από τους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς, συμπεριλαμβανομένων δεδομένων για την τεχνική διαθεσιμότητα διορθωτικών μέτρων, εξαιρεί της περικοπής φορτίου. Όταν τα περιφερειακά συντονιστικά κέντρα καταλήγουν στο συμπέρασμα ότι όλα τα διαθέσιμα διορθωτικά μέτρα στην περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας ή μεταξύ των περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας δεν επαρκούν για την επίτευξη της γραμμικής πορείας δυνάμει της παρ. 2 του άρθρου 15 ή των ελάχιστων δυναμικοτήτων που προβλέπονται στην παρ. 8 του παρόντος άρθρου, τηρώντας παράλληλα τα όρια ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος, μπορούν, ως μέτρο έσχατης ανάγκης, να καθορίζουν συντονισμένες δράσεις που θα μειώσουν αντίστοιχα τη διαζωνική δυναμικότητα. Οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς μπορούν να αποκλίνουν από συντονισμένες δράσεις όσον αφορά τον συντονισμένο υπολογισμό δυναμικότητας και τη συντονισμένη ανάλυση ασφάλειας μόνο σύμφωνα με την παρ. 2. του άρθρου 42. [...]

4. Το μέγιστο επίπεδο δυναμικότητας των διασυνδέσεων και των δικτύων μεταφοράς που επηρεάζονται από τη διασυνοριακή δυναμικότητα, διατίθεται στους συμμετέχοντες στην αγορά που πληρούν τα πρότυπα ασφάλειας για την ασφαλή λειτουργία του δικτύου. Η αντίρροπη συναλλαγή και η ανακατανομή, συμπεριλαμβανομένου της διασυνοριακής ανακατανομής, χρησιμοποιούνται για τη μεγιστοποίηση των διαθέσιμων δυναμικοτήτων, ώστε να επιτευχθεί η ελάχιστη δυναμικότητα που προβλέπεται στην παράγραφο 8. [...]

8. Οι διαχειριστές συστήματος μεταφοράς δεν περιορίζουν τον όγκο της δυναμικότητας διασύνδεσης που καθίσταται διαθέσιμος σε συμμετέχοντες στην αγορά ώστε να επιλύσουν το πρόβλημα της συμφόρησης εντός της δικής τους ζώνης προσφοράς ή ως μέσο διαχείρισης των ροών που προκύπτουν από εσωτερικές συναλλαγές σε ζώνες προσφοράς. Με την επιφύλαξη της εφαρμογής των παρεκκλίσεων των παραγράφων 3 και 9 του παρόντος άρθρου και της εφαρμογής της παρ. 2 του άρθρου 15, η παρούσα παράγραφος θεωρείται ότι τηρείται, όταν τα ακόλουθα ελάχιστα επίπεδα διαθέσιμης δυναμικότητας διαζωνικού εμπορίου επιτυγχάνονται:

α) για σύνορα που χρησιμοποιούν μια προσέγγιση με βάση τη συντονισμένη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς, ελάχιστο όριο δυναμικότητας είναι το 70 % της δυναμικότητας μεταφοράς που τηρεί όρια ασφαλούς λειτουργίας αφού αφαιρεθούν τα απρόβλεπτα, κατά τα οριζόμενα βάσει των κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της

συμφόρησης που εκδόθηκαν βάσει της παρ. 5 του άρθρου 18 του κανονισμού (ΕΚ) υπ' αρ. 714/2009. [...]

Μια συνολική ποσότητα ίση προς το 30 % μπορεί να χρησιμοποιείται για περιθώρια αξιοπιστίας, βροχοειδείς και εσωτερικές ροές σε κάθε κρίσιμο στοιχείο δικτύου. [...]

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 μεταγενέστερες αναθεωρήσεις αυτών των κωδικών δικτύου και των κατευθυντήριων γραμμών, [...]

Οι ρυθμιστικές αρχές δύνανται να παραπέμπουν τις προτάσεις προς έγκριση στον ACER σύμφωνα με το στοιχείο β' του δευτέρου εδαφίου της παρ. 10 του άρθρου 6 και ακολουθούν το στοιχείο α' δεύτερο εδάφιο παρ. 10 το άρθρο 6 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, δύναται να απαιτήσει από τις ρυθμιστικές αρχές της συγκεκριμένης περιφέρειας να παραπέμπουν την πρόταση στον ACER προς έγκριση. Το αίτημα αυτό αφορά μόνο τις περιπτώσεις όπου πρόταση συμφωνημένη σε περιφερειακό επίπεδο θα έχει από 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 κατευθυντήριων 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. 1γ 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: ... γ) Ασκεί τις αρμοδιότητες των ρυθμιστικών αρχών που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222 και προβλέπουν ιδίως [...] την έγκριση των λοιπών όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών και την εκτέλεση όλων των καθηκόντων, λειτουργιών και αρμοδιοτήτων, κατά τα αναλυτικά προβλεπόμενα στον Κανονισμό αυτό».

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

«7. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει τις αρμοδιότητες που προβλέπονται στους Κανονισμούς (ΕΕ) 2019/943, [...] και 2015/1222.... 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, με την υπό σχετ. 9 απόφασή της, η Αρχή, σε συνέχεια ομόφωνης συμφωνίας των Ρυθμιστικών Αρχών της SEE CCR, ενέκρινε την πρόταση των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) για τη δεύτερη τροποποίηση της μεθοδολογίας συντονισμένου υπολογισμού της δυναμικότητας εντός της οικείας περιφέρειας, σύμφωνα με τα άρθρα 20 και 21 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής. Σύμφωνα με την απόφαση, οι ΔΣΜ της SEE CCR πρότειναν να ενσωματωθούν σε αυτήν αφενός οι προβλέψεις του άρθρου 16 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/943, ήτοι απαιτήσεις για την επίτευξη του στόχου της ελάχιστης διαθέσιμης δυναμικότητας για διαζωνικό εμπόριο, αφετέρου δε προβλέψεις για την εισαγωγή των ΔΣΜ των τρίτων χωρών (κράτη που δεν έχουν ενταχθεί στην ΕΕ) ως τεχνικών αντισυμβαλλόμενων, σε συμφωνία με τις κατευθυντήριες οδηγίες της Γενικής Διεύθυνσης Ενέργειας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (DG Energy) προς τον ACER και τον ENTSO-e. Ειδικότερα ως προς τη συμμόρφωση με τις διατάξεις του άρθρου 16(8) του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/943, συμπεριλήφθηκαν τροποποιήσεις για την παρακολούθηση του διαθέσιμου περιθωρίου για διασυνα-

ριακό εμπόριο κατά τον υπολογισμό της δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο της Αγοράς Επόμενης Ημέρας. Ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας (CCC) θα διασφαλίζει ότι η υπολογισμένη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς ικανοποιεί τις ελάχιστες απαιτήσεις δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 16(8) του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/943, χρησιμοποιώντας διορθωτικά μέτρα (remedial actions) που δεσμεύονται για τον σκοπό αυτό από τους ΔΣΜ της SEE CCR ή ενδεχομένως προτείνονται από τον CCC. Σύμφωνα με την παρ. 4 του άρθρου 14 της τροποποιημένης μεθοδολογίας «Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ εφαρμόζουν την κοινή μεθοδολογία για τον υπολογισμό δυναμικότητας επόμενης ημέρας το αργότερο έως την 1η Ιανουαρίου 2025».

Επειδή, με την από 24.12.2024 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (σχετ. 10), ο διαχειριστής ενημέρωσε την Αρχή ότι εντοπίστηκαν σφάλματα στη λειτουργία του απαιτούμενου για την εφαρμογή της μεθοδολογίας λογισμικού από το περιφερειακό κέντρο συντονισμού ΝΑ Ευρώπης (SEIeNe CC) και ότι θα απαιτηθούν έως έξι επιπλέον μήνες για τη διεξαγωγή διεξοδικών δοκιμών του λογισμικού και την εκτέλεση παράλληλων δοκιμών με στόχο τον πλήρη έλεγχο των αλγορίθμων βελτιστοποίησης. Επιπρόσθετα, η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. δεσμεύτηκε να στείλει αναλυτικότερη επιστολή με τους λόγους της καθυστέρησης εντός Ιανουαρίου 2025. Δεδομένου ότι δεν είχε υποβληθεί τροποποιημένο σχέδιο της μεθοδολογίας, οι Ρυθμιστικές Αρχές της SEE CCR απέστειλαν από κοινού επιστολή στους ΔΣΜ της SEE CCR (σχετ. 12) ζητώντας αναλυτική τεκμηρίωση των λόγων καθυστέρησης, ενημέρωση αναφορικά με την πρόοδο των εργασιών οριστικοποίησης του απαραίτητου λογισμικού και των σχετικών δοκιμών καθώς και επικαιροποιημένο χρονοδιάγραμμα για την εφαρμογή της μεθοδολογίας συμπεριλαμβανομένου και του χρονοδιαγράμματος τροποποίησής της. Η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. απάντησε με την υπό σχετικό 13 επιστολή της και η τροποποιημένη μεθοδολογία τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση από τον ENTSO-e² από τις 22.05.2025 έως και τις 22.06.2025.

Επειδή, με το υπό σχετ. 14 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 συντονισμένου υπολογισμού της δυναμικότητας εντός της οικείας περιφέρειας, σύμφωνα με τα άρθρα 20 και 21 και την παρ. 13 του άρθρου 9 του Κανονισμού. Οι κυριότερες αλλαγές αφορούν στην αλλαγή της προθεσμίας θέσης σε ισχύ της μεθοδολογίας καθώς και στα αρχεία κλείδας μετατόπισης παραγωγής (άρθρο 8).

2 <https://consultations.entsoe.eu/markets/third-amendment-of-the-see-ccr-common-capacity-cal/>

Επειδή, η ΑΔΜΗΕ Α.Ε με το υπό σχετ. 15 έγγραφο, υπέβαλε στη ΡΑΑΕΥ επίσημη μετάφραση στην ελληνική γλώσσα του υπό σχετ. 14 εγγράφου. Ακολούθως, η ΡΑΑΕΥ, από τις 15.09.2025 έως και τις 19.09.2025 έθεσε την υπό σχετ. 14 πρόταση των ΔΣΜ, μετά της μεταφράσεώς της στην ελληνική γλώσσα, σε δημόσια διαβούλευση, επί της οποίας δεν υπεβλήθησαν σχόλια (σχετ. 16).

Επειδή, στη συνέχεια, οι Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές της SEE CCR, κατόπιν ηλεκτρονικής ψηφοφορίας την 23η Σεπτεμβρίου 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. 17). 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 ΡΑΕ, 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 ΡΑΕ, ... δημοσιοποιούνται με ανάρτηση στην επίσημη ιστοσελίδα της. Οι κανονιστικού χαρακτήρα αποφάσεις της ΡΑΕ δημοσιεύονται επιπλέον στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως...».

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του κατά τα άρθρα 9 (παρ. 5, 7 και 10), 20 και 21 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, άρθρο 6 του ν. 4425/2016 (Α' 185) και άρθρα 22 και 32 του ν. 4001/2011 (Α' 179) και σύμφωνα με την ομόφωνη συμφωνία των Ρυθμιστικών Αρχών της SEE CCR, την έγκριση της πρότασης των Διαχειριστών Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR), σχετικά με την τροποποιημένη κοινή μεθοδολογία συντονισμένου υπολογισμού της δυναμικότητας εντός της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR), σύμφωνα με τα άρθρα 20 και 21 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης και σύμφωνα με την ανωτέρω ομόφωνη συμφωνία των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών της SEE CCR, ως εξής:

«SEE CCR common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market time-frame in accordance with Article 21 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

Article 1

Subject matter and scope

The common capacity calculation methodology shall be considered as a SEE TSOs methodology in accordance with Article 21 of the CACM Regulation and shall cover the day-ahead and intraday common capacity calculation methodology for the SEE CCR bidding zone borders.

Article 2

Definitions and interpretation

- (1) For the purposes of the day-ahead and intraday common capacity calculation methodology, the terms used in this document shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of the CACM Regulation, of Regulation (EC) No 714/2009, in Article 2 of the Commission Regulation (EU) No 543/2013 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, in Article 2 of the Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC.
- (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. 'ANC' means the already nominated capacities, which is the nomination of the already allocated capacities;
 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 17 of the CACM 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-1' means the day before the day of delivery;
 12. 'D-2' means two days before the day of delivery;
 13. 'D-2 CGM' means the common grid model built for each market time unit two days before the day of delivery for the day-ahead capacity calculation time-frame in accordance with Article 17 of the CACM Regulation;
 14. 'D-1 CGM' means the common grid model built for each market time unit one day before the day of delivery for the intraday capacity calculation time-frame in accordance with Article 17 of the CACM Regulation;
 15. 'GR-BG border' means bidding zone border between Greece and Bulgaria;
 16. 'BG-RO border' means bidding zone border between Bulgaria and Romania;
 17. 'FCA Regulation' means the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation;
 18. 'GSK' means the generation shift key as defined in Article 2(12) of the CACM Regulation;
 19. 'HVDC' means a high voltage direct current network element;
 20. ' $I_{\max}$ ' means the maximum admissible current;
 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. 'LTN' means the long term nominated capacities, which is the long-term nomination of the long-term allocated capacity;
 23. 'MTU' means a market time unit; the definition for 'market time' is provided at Article 2(15) of the CACM Regulation;
 24. '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;
 25. 'PST' means a phase-shifting transformer;
 26. 'PTDF' means power transfer distribution factor
 27. 'RA' means a remedial action as defined in Article 2(13) of the CACM Regulation;
 28. 'RAC' means the RAs coordination;
 29. 'RM' means the reliability margin as defined in Article 2(14) of the CACM Regulation;
 30. 'SEE CCR' means the SEE capacity calculation region as established by the definition of capacity calculation regions pursuant to Article 15 of the CACM Regulation;
 31. SEE TSOs are Independent Power Transmission Operator ('ADMIE'), Electricity System Operator EAD ('ESO EAD') and National Power Grid Company Transelectrica S.A. ('Transelectrica');
 32. 'SO GL' means the System Operation Guideline (Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation);
 33. '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.
 34. 'UD' means the unintended deviation;
 35. 'UN' means the uncertainties.
- (3) In this day-ahead and intraday capacity calculation methodology, 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 enactment 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 day-ahead and intraday common capacity calculation within the SEE CCR. Common capacity calculation methodologies within others capacity calculation regions or for others 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 day-ahead market

- (1) Article 20 (4) of CACM Regulation states that “*No later than six months after at least all South East Europe Energy Community Contracting Parties participate in the single day-ahead coupling, the TSOs from at least Croatia, Romania, Bulgaria and Greece shall jointly submit a proposal to introduce a common capacity calculation methodology using the flow-based approach for the day-ahead and intraday market time-frame*”. Based on the above, for the day-ahead market time-frame, individual values for cross-zonal capacity for each day-ahead market time unit shall be calculated using the *CNTC* approach.
- (2) Each TSO of the SEE CCR shall provide the CCC without undue delay the following initial inputs:
 - a. operational security limits and contingencies in accordance with Article 7;
 - b. *RMs* in accordance with Article 6;
 - c. *GSKs* in accordance with Article 8; and
 - d. *RAs* in accordance with Article 9.
- (3) SEE TSOs, or an entity delegated by the SEE TSOs, shall send for each MTU of the day the *LTA* and *LTN* to the CCC, without undue delay. In accordance with article 81 of CACM Regulation, the delegating TSOs in such a case shall remain responsible for ensuring compliance with the obligations under the CACM Regulation.
- (4) When providing the inputs, the TSOs of the SEE CCR shall respect the formats commonly agreed between the TSOs and the CCC of the SEE CCR, while respecting the requirements and guidance defined in the CGMM.
- (5) The day-ahead capacity calculation is based on the unique D-2 CGM built in accordance with Articles 17 and 28 of CACM Regulation.
- (6) For the day-ahead common capacity calculation in the SEE CCR, performed by the CCC, the high-level process flow includes six steps until the final *CNTC* domain for the day-ahead market time-frame is set:
 - a. first, for the capacity calculation inputs as defined in Article 4(2) and Article 4(4) a quality check process shall be performed by the CCC;

- b. the second process step is to determine the relevant *CNECs* in accordance with Article 7a 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 11;
 - d. the fourth step is to check if the previously-allocated cross-zonal capacities are fully covered by the *NTC* values in accordance with Article 11;
 - e. after *LTA* assessment, the resulting cross-zonal capacities are validated by the TSOs of the SEE CCR;
 - f. finally, the *ATC* values are calculated for day-ahead market time-frame taking into account the *LTN* values.
- (7) As described before, for each SEE CCR border, direction and market time unit, the final available transmission capacity for the day-ahead market time-frame shall be defined as the difference between the computed *NTC* values and the already nominated capacities in the previous market time-frames.
- (8) In accordance with Article 46 of CACM Regulation, the CCC and TSOs of the SEE CCR shall ensure that cross-zonal capacity shall be provided to relevant entities before the day-ahead firmness deadline as defined in accordance with Article 69 of CACM Regulation.

Article 5

Cross-zonal capacities for the intraday market

- (1) Article 20 (4) of CACM Regulation states that *“No later than six months after at least all South East Europe Energy Community Contracting Parties participate in the single day-ahead coupling, the TSOs from at least Croatia, Romania, Bulgaria and Greece shall jointly submit a proposal to introduce a common capacity calculation methodology using the flow-based approach for the day-ahead and intraday market time-frame”*. Based on the above, for the intraday market time-frame, individual values for cross-zonal capacity for each remaining intraday *MTU* shall be calculated using the *CNTC* approach.
- (2) Each TSO of the SEE CCR shall provide the CCC without undue delay the following initial inputs for the first intraday capacity calculation and subsequent re-calculations of intraday cross-zonal capacity:
- a. operational security limits and contingencies in accordance with Article 7;
 - b. *RM*s in accordance with Article 6;
 - c. *GSK*s in accordance with Article 8; and
 - d. *RA*s in accordance with Article 9.
- (3) A first intraday common capacity calculation is performed in the end of D-1 for all *MTUs* of day D, and a second intraday capacity calculation is performed during intraday (i.e. day D), for the remaining *MTUs* of day D.
- (4) SEE TSOs, or an entity delegated by the SEE TSOs, shall send for each market time unit the *AAC* and *ANC* to the coordinated capacity calculator, without undue delay. In accordance with article 81 of CACM Regulation, the delegating TSOs in such a case shall remain responsible for ensuring compliance with the obligations under the CACM Regulation.
- (5) When providing the inputs, the TSOs of the SEE CCR shall respect the formats commonly agreed between the TSOs and the coordinated capacity calculators of the SEE CCR, while respecting the requirements and guidance defined in the *CGMM*.

- (6) The capacity calculation is based on the unique D-1 and Intraday CGM built in accordance with Articles 17 and 28 of CACM Regulation.
- (7) For the intraday common capacity calculation in the SEE CCR, performed by the CCC, the high-level process flow includes five steps until the final *CNTC* domain for the intraday market time-frame is set:
- first, for the capacity calculation inputs as defined in Article 4(2) and Article 4(4) a quality check process shall be performed by the CCC;
 - the second process step is to determine the relevant *CNECs* in accordance with Article 7a used during common capacity calculation;
 - the third step is to determine the *NTC* values for each direction and border of SEE CCR in accordance with Article 11;
 - after *NTC* values computation, the resulting cross-zonal capacities are validated by the TSOs of the SEE CCR;
 - finally, the *ATC* values are calculated for intraday market time-frame taking into account the *ANC* values.
- (8) As described before, for each SEE CCR border, direction and market time unit, the final available transmission capacity for the intraday market time-frame shall be defined as the difference between the computed *NTC* values and the already nominated capacities in the previous market time-frames.
- (9) Intraday cross-zonal capacity calculation shall be performed in the following sequence, by the time establish in Article 14(5):
- Updating of cross-zonal capacities remaining after day-ahead CC for all intraday CC MTUs between 00:00 and 24:00 of day D and providing them as intraday cross-zonal capacities to relevant entity no later than 15 minutes before the intraday cross-zonal gate opening time;
 - Calculation of intraday cross-zonal capacities for all intraday CC MTUs between 00:00 and 24:00 of day D. The cross-zonal capacities resulting from this calculation shall be published and submitted to relevant entity no later than 15 minutes before the target start of allocation at 22:00 D-1;
 - Re-calculation of intraday cross-zonal capacities for all intraday CC MTUs between 12:00 and 24:00 of day D. The cross-zonal capacities resulting from this re-calculation shall be published and submitted to NEMOs no later than 15 minutes before the target start of allocation at 10:00 D-1.
- (9) The SEE TSOs shall review the frequency of re-calculations no later than one year after the implementation of the common capacity calculation methodology for the intraday market time-frame.

Article 6

Reliability margin methodology

- (1) The day-ahead and intraday common capacity calculation methodologies are based on forecast models of the transmission system. Therefore, the outcomes are subject to inaccuracies and uncertainties. The aim of the reliability margin is to cover a level of risk induced by these forecast errors.
- (2) In accordance with Article 22(2) and (4) of the CACM Regulation, the *RM*s cover the following forecast uncertainties:
- cross-zonal exchanges on bidding zone borders outside SEE CCR;
 - generation pattern including specific wind and solar generation forecast;

- c. generation shift key;
 - d. load forecast;
 - e. topology forecast;
 - f. unintentional flow deviation due to the operation of frequency containment reserves.
- (3) SEE TSOs shall aim at reducing uncertainties by studying and tackling the drivers of uncertainty.
- (4) For the capacity calculation performed for day-ahead market time-frame, the TSOs of the SEE CCR shall compute the *RM*s for the SEE CCR borders in accordance with Article 22 of the CACM Regulation and based on the analysis of the following data:
- Unintended deviations of physical electricity flows within a MTU caused by the adjustment of electricity flows within and between control areas, to maintain a constant frequency;
 - Uncertainties which could affect capacity calculation and which could occur between D-2 and real time, for the MTU being considered.
- (5) For the capacity calculation performed for intraday market time-frame, the TSOs of SEE CCR shall compute the *RM*s for the SEE CCR borders in accordance with Article 22 of the CACM Regulation and based on the analysis of the following data:
- Unintended deviations of physical electricity flows within a MTU caused by the adjustment of electricity flows within and between control areas, to maintain a constant frequency;
 - Uncertainties which could affect capacity calculation and which could occur between the respective capacity calculation time and real time, for the MTU being considered.
- (6) Regarding the *UD* for control-related reasons, deviations occur between the scheduled values and the actual values during the exchange of energy between neighboring control areas. This implies that at any moment the exchange between two control areas can be significantly higher than the scheduled exchanged, endangering the security of supply.
- (7) Regarding the *UN* the CNTC methodology is based on different inputs provided by TSOs, they are based on best available forecast at the time of the capacity calculation for renewable energy sources, consumption, generation or available network elements and those could differ from the real-time situation.
- (8) The *RM*s can be considered as an indirect input to the capacity calculation process since it refers to the difference when the TTC and the NTC limits are reached for the constraint under investigation.
- (9) The *RM*s determination is based on a probability distribution function of the deviations between the expected power flows at the time of the capacity calculation and realized power flows in real time.
- (10) The *RM*s on the north Greek borders and south Romanian borders are calculated in a three-step approach:
- a. In a first step, for each MTU of the observatory period, the power flow on the north Greek borders and south Romanian borders, as expected at the time of capacity calculation is compared with the real time power flow observed on the same borders. All differences for all MTUs of a one-year observation period shall constitute the probability distribution function of deviations between the expected flows at the time of capacity calculation and realized flows

in real time. The impact on the capacity shall be defined with the following equation:

$$F_{err} = F_{real} - F_{CGM}$$

with

F_{err}	Active power flow error due to <i>UD</i> and <i>UN</i> ;
F_{real}	Active power flow through the border in real time;
F_{CGM}	Active power flow through the border in the relevant CGM;

- b. in a second step and in accordance with Article 22(3) of the CACM Regulation the 95th percentiles of the probability distributions for the north Greek borders and south Romanian borders shall be calculated. This means that the TSOs apply a common risk level of 5% and thereby the RM values cover 95% of the historical forecast errors within the observation period.
 - c. a possible third step could be to undertake an operational adjustment on the values derived previously, by modifying the computed RM values to a value within the range which will retain system security between 1% and 20% of the TTC calculated under normal weather conditions.
- (11) The TSOs of the SEE CCR shall store for an unlimited period of time the differences between the realized and expected SEE CCR power flow in a database for statistical analyses. The probability distribution function and reliability margin values shall be stored for an unlimited period of time for further evaluation.
 - (12) The RM values shall be updated every year (including the risk level) in accordance with Article 15, based upon an observatory period of one year such that seasonal effects can be reflected in the values. The *RM*s values remain fixed until the next update.
 - (13) For the day-ahead common capacity calculation, the *RM*s for the north Greek borders and south Romanian borders shall be implemented 3 months after collecting 1 year of data since the day-ahead capacity calculation go-live.
 - (14) For the intraday common capacity calculation, the *RM*s for the north Greek borders and south Romanian borders shall be implemented 3 months after collecting 1 year of data since the intraday capacity calculation go-live.
 - (15) Before the first operational calculation of the *RM*s values, SEE CCR TSOs shall use the RM values already in operation in the existing capacity calculation initiatives. The *RM*s before the first operational calculation for the north Greek borders shall be 400 MW for each direction and for the south Romanian borders shall be 200 MW for each direction.

Article 7

Methodologies for operational security limits, contingencies and allocation constraints

- (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 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 TSO) in accordance with Article 15. 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 GL, limited to their relevance for the set of CNEs as defined in Article 7(1) and pursuant to Article 23(2) of the CACM Regulation. The contingencies of a TSO shall be located within the observability area of that 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 15.

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 from the SEE CCR shall associate the contingencies established pursuant to Article 7(2) with the CNEs established pursuant to Article 7(1) following the rules established in accordance with Article 75 of SO GL. Until such rules are established and enter into force, the association of contingencies to CNEs shall be based on each TSO's operational practise.

- (4) Each TSO of the SEE CCR shall provide to the CCC a list of the proposed CNECs. The CCC shall merge the list of CNECs provided by all SEE CCR TSOs into a single list, which shall constitute the initial list of CNECs.

- (5) In accordance with Article 23(1) of the CACM Regulation, SEE TSOs shall respect the operational security limits used in operational security analysis carried out in line with Article 72 of the SO GL. 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:

- a. 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 GL. 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).
- b. when applicable, I_{max} shall be defined as a temporary current limit of the CNE in accordance with Article 25 of the SO GL. A temporary current limit means that an overload is only allowed for a certain finite duration.
- c. 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 reliability margin (RM) in accordance with Article 6.

- (6) SEE TSOs shall not apply allocation constraints.

- (7) SEE TSOs shall review and update the application of the methodologies for determining operational security limits, list of CNEs and the list of CNECs, respectively, contingencies on a yearly basis in accordance with Article 15.

Article 7a

Rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges

- (1) In accordance with Article 21(1)(b)(iv) of the CACM Regulation, this day-ahead and intraday common capacity calculation methodology shall describe the rules to mitigate possible discrimination between the treatment of internal and cross-zonal transactions, in response to Article 21(1)(b)(ii) of the CACM Regulation and Article 1.7 of Annex I to the Regulation (EC) 714/2009 and in line with Article 3(a), 3(b) and 3(e) of the CACM Regulation.
- (2) The TSOs of SEE CCR shall monitor only the elements from initial list of CNECs significantly impacted by cross-zonal power exchange. The CCC shall calculate the sensitivity factors for selecting the CNECs that are significantly impacted by cross-zonal power exchange.
- (3) The sensitivity factors calculated as a percentage using the relevant CGM and GSK are defined as follow:

$$SEF_{CNEC} = \frac{P_f - P_i}{\Delta P} \times 100$$

with

SEF_{CNEC}	Sensitivity factor for CNEC;
P_f	CNEC active power flow after ΔP ;
P_i	CNEC active power flow based on the relevant CGM;
ΔP	Increase of the exchange with 100 MW through the north Greek borders, respectively south Romania borders.

- (4) SEE CCR cross-zonal network elements are by definition considered to be significantly impacted. The other CNECs from initial list shall have a sensitivity factor equal or higher than 5% to be taken into account in all of the steps of the common capacity calculation to determine the cross-zonal capacity.
- (5) In an exceptional situation, such as extreme weather conditions, untypical flow conditions or topology or grid situation, a TSO may decide to modify the CNEC list defined in accordance with Article 7a(4) for one or several MTUs covering the expected period of presence of the exceptional situation.
- In case a TSO decides, in an exceptional situation, to use a CNEC or node which is not significantly influenced by the changes in bidding zone net positions, the respective TSO shall inform SEE national regulatory authorities without undue delay and provide a clear description of the specific situation providing detailed information such as the specific topology or grid situation that led to this decision;
 - In case a TSO decides, in an exceptional situation, to exclude a CNEC or node which is significantly influenced by the changes in bidding zone net positions, the respective TSO shall inform SEE national regulatory authorities without undue delay and provide a clear description of the specific situation providing detailed information such as the specific topological or grid situation that led to this decision.
- (6) 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 day-ahead capacity calculation go-live.

- (7) The TSOs shall consider efficient investments, as a long-term measure.

Article 8

Generation shift keys methodology

- (1) Each SEE TSO shall define for its bidding zone and for each MTU 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 24 of the CACM Regulation, SEE TSOs developed the following methodology to determine the common generation shift key:
 - a. SEE TSOs shall take into account the available information on generation available in the common grid model for each scenario developed in accordance with Article 18 of the CACM 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 a constant generation shift key per market time unit.
- (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 relevant CGM, for each MTU. 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;
 - c. GSK is reviewed on a daily basis or whenever there are changes in the expectations referred to in paragraph (1).
- (5) The Greek GSK file contains dispatchable units which are available in the day of operation. The fixed participation factors of GSK are impacted by the actual generation present in the relevant CGM.
- (6) The Bulgarian GSK file contains dispatchable units which are available in the day of operation. The nuclear units are not included in the scope of the GSK calculation. The fixed participation factors of GSK are impacted by the actual generation present in the relevant CGM.
- (7) The Transelectrica GSK file contains dispatchable units which are available in the day of operation. The nuclear units are not included in the list. The fixed participation factors of GSK are impacted by the actual generation present in the relevant CGM.
- (8) With the above GSKs, the SEE TSOs consider that the prediction error, between the forecasted and observed flows for all production units in each bidding zone for the day ahead and intraday time frame will be minimized. At the above GSKs, non-flexible production units, such as the

nuclear production units are not included at the generation shift.

- (9) The GSKs shall be provided to the CCC to be used in the capacity calculation for each bidding zone and also the MTUs for which the GSKs shall be valid. The SEE TSOs shall make ex-post analysis of GSK regularly and if considered necessary they may change it.
- (10) SEE TSOs shall review and update the application of the generation shift keys methodology, on a yearly basis in accordance with Article 15.

Article 9

Methodology for remedial actions in capacity calculation

- (1) In accordance with Article 25(1) of the CACM Regulation and Article 20(2) of SO GL, SEE TSOs shall individually define RAs to be taken into account in the day-ahead and intraday common capacity calculation. The relevant RAs shall be coordinated between TSOs, clearly described, and communicated to other TSOs and the CCC.
- (2) Each TSO of SEE CCR shall inform the CCC in a timely manner on any change in its RAs within SEE CCR to ensure an efficient capacity calculation. The CCC which receives the RAs from the TSOs coordinates the process and either proposes the initial recommendations from the TSOs or develops new proposals for the TSOs.
- (3) In accordance with Article 25(2) and (3) of the CACM Regulation, these RAs will be used in calculation of cross-zonal capacities while ensuring operational security in real time.
- (4) In accordance with Article 25(4) of the CACM Regulation, a TSO may refrain from considering a particular RA in capacity calculation in order to ensure that the remaining RAs are sufficient to ensure operational security. The CCC shall monitor and report in the annual report on systematic withholdings which were not essential to ensure operational security in real-time operation.
- (5) All TSOs of the SEE CCR shall provide to the CCC all available RAs, and for the purpose of capacity validation all TSOs of the SEE CCR shall provide to the CCC all expected RAs.
- (6) 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 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. Exception to the general rule: The activation of a post-fault RA could be treated as non-costly action, when it is agreed after negotiation among the relevant TSOs.
- (7) In accordance with Article 25(6) of the CACM Regulation, the RAs taken into account are the same for day-ahead and intra-day common capacity calculation, depending on their technical availability.
- (8) The RAC in the day-ahead and intraday common capacity calculation shall be an automated, coordinated, and repeatable optimization process performed by the CCC. The CCC shall take into account in capacity calculation RAs to increase the cross-zonal capacity. After calculation

the maximum power exchanges between bidding zones without RAs, necessary adjustment taking into account RAs are executed in the CGM and maximum power exchanges between bidding zones taking into account RAs shall be recalculated.

- (9) The RAC consists of the following objective function, constraints and variables:
- The RAC objective is to enlarge the capacity domain around the balanced net position of the Common Grid Model Alignment process, with the objective function to minimize the overload of the CNECs and/or the violation of the nodes voltage;
 - The constraints are the operational security limits in accordance with Article 7, minimum impact on objective function value for use RAs and without negative impact on the TTC values calculated according with Article 11.
 - The variables are the switching states of the topological measures and tap positions
- (10) In case a RA is made available for the capacity calculation in the SEE CCR is also one which is made available in another CCR, the TSOs taking control of the RA shall take care, when defining it, of a consistent use in its potential application in both regions to ensure operational security. An exchange of foreseen RAs in each CCR, with sufficient impact on the cross-zonal capacity in other CCRs, shall be coordinated among CCCs. The SEE CCC shall take this information into account for the coordinated application of RAs in the SEE CCR.
- (11) In accordance with Article 21(1)(b)(iv) of the CACM Regulation, at this day-ahead and intraday common capacity calculation methodology:
- an exchange of foreseen remedial actions in each CCR, with sufficient impact on the cross-zonal capacity in other CCRs, should be coordinated among CCCs.
 - the coordinated application of RAs shall aim at increasing cross-zonal capacity in the SEE CCR in accordance with Article 29(4) of the CACM Regulation;
 - the applied RAs should be transparent to all TSOs, also of adjacent CCRs, and shall be an input to the coordinated operational security analysis established under SO GL Article 75.
- (12) SEE TSOs shall review and update remedial actions taken into account in capacity calculation, on a yearly basis in accordance with Article 15.

Article 10

Cross-zonal capacity validation methodology

- (1) Each TSO of the SEE CCR shall, in accordance with Article 26(1) and 26(3) 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:
- an occurrence of an exceptional contingency or forced outage pursuant to Article 3 of SO GL;
 - when all available costly and non-costly RAs, that are needed to ensure the calculated capacity, are not sufficient to ensure operational security;
 - extremely low demand of a TSO which leads to low system inertia and high voltage conditions and so require a minimum number of power plants on the grid;
 - a mistake in input data, that leads to an overestimation of cross-zonal capacity from an operational security perspective.
- (2) Capacity validation shall consist of two steps. In the first step, the SEE TSOs shall analyse in a coordinated manner whether the cross-zonal capacity (i.e. NTC_{adj}) could violate operational

security limits, and whether they have sufficient RAs to avoid such violations. In the second step, each SEE TSOs shall individually analyse whether the cross-zonal capacity could violate operational security in its own control area.

- (3) In the first step, the CCC in coordination with all SEE TSOs shall validate the NTC_{adj} . In this process they shall exchange information on all expected available (non-costly and costly) RAs in the SEE CCR, defined in accordance with Article 22 of the SO Regulation. In case the NTC_{adj} on CNECs could lead to violation of operational security, all SEE TSOs in coordination with the CCC shall verify whether such violation can be avoided with the application of RAs. For those CNECs where all available RAs are not sufficient to avoid the violation of operational security, the SEE TSOs in coordination with the CCC may reduce the NTC_{adj} to the maximum value which avoids the violation of operational security. This reduction of the NTC_{adj} is called coordinated validation adjustment (*CVA*) and the adjusted NTC is called NTC after coordinated validation.
- (4) After coordinated validation, each SEE TSO shall validate and have the right to decrease the NTC for reasons of operational security during the individual validation. The adjustment due to individual validation is called individual validation adjustment (*IVA*) and may reduce the NTC only to the minimum degree that is needed to ensure operational security considering all expected available costly and non-costly RAs, in accordance with Article 22 of the SO Regulation.
- (5) When performing the validation, SEE TSOs may consider the operational security limits pursuant to Article 7. When considering such limits, they may consider additional grid models, and/or other relevant information from the real time situation. Therefore, SEE TSOs shall use tools developed by the CCC for analysis, but may also employ verification tools not available to the CCC.
- (6) After coordinated and individual validation adjustments, the final NTC (NTC_{final}) shall be calculated by CCC according to the following equation:

$$NTC_{final} = NTC_{adj} - CVA - IVA$$

- (7) When one or more SEE TSOs do not validate the calculated cross-zonal capacity, the concerned TSO(s) shall provide the CCC the reasons for the reduction. The final cross-zonal capacity is the minimum value set by the SEE TSOs of the considered border.
- (8) 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 CCC shall issue a quarterly report to regulatory authorities that shall include the amount of reduction in cross-zonal capacity and reason for reduction, pursuant to Article 26(5) of CACM. In cases of reduction the report shall include information for each bidding zone border and direction affected by a reduction and for each MTU (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 TSOs and general measures to avoid capacity reduction in the future.

- (9) When a given SEE TSO reduced capacity for its border in more than 1% of MTUs of analyzed quarter, the concerned TSO shall provide to CCC a detailed report and action plan describing how such deviations are expected to be alleviated and solved in the future. This report and action plan shall be included as an annex to the quarterly report.
- (10) The 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 11

Mathematical description of the day-ahead and intraday 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: TTC. The TTC represent the maximum power exchange on a bidding zone border and calculation shall according to the following procedure:
 - (a) use the common grid model, generation shift keys, and list of CNECs defined in accordance with Article 7a 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;
 - (b) adjust maximum power exchange using remedial actions in accordance with Article 9.
- (2) The CCC shall define the values of TTC for each MTU for the north Greek borders and south Romanian borders.
- (3) The NTC values for the north Greek borders and south Romanian borders are determined with the following equations:

$$NTC_{north \text{ Greek borders}} = TTC_{north \text{ Greek borders}} - RM_{north \text{ Greek borders}}$$

$$NTC_{south \text{ Romanian borders}} = TTC_{south \text{ Romanian borders}} - RM_{sout \text{ Romanian borders}}$$

- (4) The splitting factor used for day-ahead and intraday capacity calculation in the year Y will be based on the NTC values from the last two calendar years before the implementation of the methodology. This approach is based on the Article 3(h) of the CACM 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 do 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 investments to TSOs given by the congestion income and allow reasonable financial planning according with Article 73 of the 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).
- (5) The splitting factor for BG-GR direction is determined with the following equation:

$$SF_{BG-G} = NTC_{BG-G} / NTC_{north \text{ GR systems-GR}}$$

where:

SF_{BG-GR}

splitting factor as percentage to be applied for BG-GR direction for day-ahead and intraday capacity calculation in the year Y

NTC_{BG-GR}	Average value of the NTC for the direction BG-GR in the last two years before the implementation of the methodology
$NTC_{north\ GR\ systems-GR}$	Average value of the total NTC for the direction north GR systems -GR in the last two years before the implementation of the methodology

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

$$SF_{GR-B} = NTC_{GR-B} / NTC_{GR-north\ GR\ systems}$$

where:

SF_{GR-BG}	splitting factor as percentage to be applied for GR-BG direction for day-ahead and intraday capacity calculation in the year Y
NTC_{GR-BG}	Average value of the NTC for the direction GR-BG in the last two years before the implementation of the methodology
$NTC_{GR-north\ GR\ systems}$	Average value of the total NTC for the direction GR-north GR systems in the last two years before the implementation of the methodology

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

$$SF_{BG-RO} = NTC_{BG-R} / NTC_{south\ RO\ systems-RO}$$

where:

SF_{BG-RO}	splitting factor as percentage to be applied for BG-RO direction for day-ahead and intraday capacity calculation in the year Y
NTC_{BG-RO}	Average value of the NTC for the direction BG-RO in the last two years before the implementation of the methodology
$NTC_{south\ RO\ systems-RO}$	Average value of the total NTC for the direction south RO systems-RO in the last two years before the implementation of the methodology

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

$$SF_{RO-BG} = NTC_{RO-B} / NTC_{RO-south\ RO\ systems}$$

where:

SF_{RO-BG}	splitting factor as percentage to be applied for RO-BG direction for day-ahead and intraday capacity calculation in the year Y
NTC_{RO-BG}	Average value of the NTC for the direction RO-BG in the last two years before the implementation of the methodology
$NTC_{RO-south\ RO\ systems}$	Average value of the total NTC for the direction RO-south RO systems in the last two years before the implementation of the methodology

- (9) The CCC of the SEE CCR shall provide to the SEE TSOs with the validated *NTCs* values after application of the *RMs* defined in accordance with Article 6 for the BG-RO and BG-GR borders.
- (10) In accordance with Article 16(8), of the Regulation (EC) 2019/943, SEE TSOs shall monitor the margin available for cross-zonal trade in the day-ahead capacity calculation.
- (11) The coordinated capacity calculator shall ensure that the computed NTC reaches the minimum capacity requirements according to Article 16(8) of the Regulation (EC) 2019/43, using remedial actions committed by the SEE TSOs or possibly proposed by CCC. In accordance with article 16(3) of the Regulation (EC) 2019/43, where the available remedial actions are

not sufficient to reach the above-mentioned minimum capacities while respecting the operational security limits, the coordinated capacity calculator may, as a measure of last resort, set out coordinated actions reducing the cross-zonal capacities accordingly.

- (12) The minimum capacity shall be 70% of the transmission capacity respecting operational security limits after deduction of contingencies, except for those for which a derogation has been granted or an action plan to address structural congestions has been set in accordance with Articles 15 and 16 of the Regulation (EC) 2019/943. SEE TSOs affected by such derogations or action plans shall inform all the NRAs of the SEE CCR about the values of minimum capacity (if any) applicable during the period covered by the derogation or the action plan.
- (13) The minimum level of capacity, as set in the article 16(8) of the Regulation (EC) 2019/943, is translated on the margin on a limiting CNEC. The margin on a limiting CNEC is computed for each hour as follows:

$$Margin = \sum_b pPTDF_{i,z2z,b} SF_b NTC + \sum_n PTDF_{z2z} CGME_n$$

where:

b	<i>Oriented bidding-zone border which belongs to the coordination area</i>
$pPTDF_{z2z,b}$	<i>Positive zone-to-zone PTDF associated with the oriented bidding-zone border b (0 for a negative zone-to-zone PTDF)</i>
NTC	<i>Net transfer capacity computed for all the North Greek Borders and South Romanian Borders</i>
SF_b	<i>Splitting Factor for the oriented bidding zone border b in the computed direction</i>
n	<i>Oriented bidding-zone border, which does not belong to the coordination area</i>
$PTDF_{z2z,n}$	<i>(Positive or negative) zone-to-zone PTDF associated with the oriented bidding-zone border n</i>
$CGME_n$	<i>CGM forecast of the net exchange on the oriented bidding-zone border n.</i>

If the margin of a limiting CNEC is below the minimum margin, an additional net transfer capacity $ANTC_i$ is computed to reach the minimum margin:

$$ANTC_i = \frac{minMargin - Margin}{\sum_{b \in coordination\ area \cap computed\ direction} pPTDF_{z2z,b} * SF_b}$$

$ANTC_i$ *Additional net transfer capacity related to CNEC i*
 $minMargin$ *Minimum Margin Available for Cross-Zonal Trade*

If the margin of a limiting CNEC is equal or above the minimum margin, the additional net transfer capacity associated to that CNEC is equal to 0.

The adjusted net transfer capacity ANTC for all the North Greek and South Romanian borders is then equal to:

$$NTC_{adj} = NTC_{initial} + ANTC$$

where $NTC_{initial}$ is the total NTC value on the North Greek borders/South Romanian borders for either imports or exports respectively as evaluated from the section (3) of this article.

For the individual borders (i) of the North Greek and South Romanian borders, the adjusted net transfer capacity is given by the following equation.

$$NTC_{adj,i} = SF_i * NTC_{adj}$$

where SF_i is the splitting factor for the concerned border.

For the BG-GR and BG-RO borders the following equations shall apply respectively, according to Article 10(6), in order to calculate the final NTC values for each border and direction.

$$NTC_{BG-GR} = NTC_{adj,BG-GR} - CVA - IVA$$

$$NTC_{GR-BG} = NTC_{adj,GR} - CVA - IVA$$

$$NTC_{BG-R} = NTC_{adj,BG-R} - CVA - IVA$$

$$NTC_{RO-BG} = NTC_{adj,RO-B} - CVA - IVA$$

(14) In accordance with Article 21(1)(b)(iii) of the CACM Regulation, SEE TSOs shall apply the rules for taking into account the previously-allocated cross-zonal capacity. The objective of the rules is to verify that the ATC value of each border and direction of the SEE CCR remains non-negative in case of previously-allocated commercial capacity.

(15) The ATC taking into consideration the AACs is determined with the following equations in case of BG – GR border:

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

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

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

(16) The ATC taking into consideration the AACs is determined with the following equations in case of BG – RO border:

$$ATC_{BG-RO} = NTC_{BG-RO} - AAC_{BG-R} + AAC_{RO-B}$$

$$ATC_{RO-B} = NTC_{RO-B} - AAC_{RO-BG} + AAC_{BG-R}$$

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

- (17) The *ATC* for day-ahead market time-frame and also for the intraday market time-frame is determined with the following equations in case of BG – GR border, taking into account the *NTC* values calculated before and *ANC*:

$$\begin{aligned} ATC_{BG-GR} &= NTC_{BG-GR} - ANC_{BG-G} + ANC_{GR-B} \\ ATC_{GR-B} &= NTC_{GR-BG} - ANC_{GR-BG} + ANC_{BG-GR} \end{aligned}$$

with

ATC_{BG-GR}	<i>ATC</i> on the BG-GR direction
NTC_{BG-GR}	<i>NTC</i> on the BG-GR direction
ANC_{BG-GR}	<i>ANC</i> on the BG-GR direction
ANC_{GR-BG}	<i>ANC</i> on the GR-BG direction
ATC_{GR-BG}	<i>ATC</i> on the GR-BG direction
NTC_{GR-BG}	<i>NTC</i> on the GR-BG direction

- (18) The *ATC* for day-ahead market time-frame and also for the intraday market time-frame is determined with the following equations in case of BG – RO border, taking into account the *NTC* values calculated before and *ANC*:

$$\begin{aligned} ATC_{BG-RO} &= NTC_{BG-RO} - ANC_{BG-RO} + ANC_{RO-B} \\ ATC_{RO-B} &= NTC_{RO-BG} - ANC_{RO-BG} + ANC_{BG-RO} \end{aligned}$$

with

ATC_{BG-RO}	<i>ATC</i> on the BG-RO direction
NTC_{BG-RO}	<i>NTC</i> on the BG-RO direction
ANC_{BG-RO}	<i>ANC</i> on the BG-RO direction
ANC_{RO-BG}	<i>ANC</i> on the RO-BG direction
ATC_{RO-BG}	<i>ATC</i> on the RO-BG direction
NTC_{RO-BG}	<i>NTC</i> on the RO-BG direction

- (19) If the *ATC* values calculated according with Article 11(17) and Article 11(18) are negative, no capacity will be made available for day-ahead, respectively intraday market time-frame.
- (20) In accordance with Article 46 of CACM regulation, the CCC and TSOs of the SEE CCR shall ensure that the day-ahead validated cross-zonal capacity shall be provided to relevant entity no later than the day-ahead firmness deadline as defined in accordance with Article 69 of CACM Regulation.
- (21) In accordance with Article 58 of CACM regulation, the CCC and TSOs of the SEE CCR shall ensure that the intraday validated cross-zonal capacity shall be provided to relevant entity no later than 15 minutes before the intraday cross-zonal gate opening time.

Article 12 Fallback procedures

- (1) Prior to the day-ahead common capacity calculation, the TSOs of SEE CCR shall provide to the CCC the coordinated cross-zonal capacities defined according with the long-term capacity calculation processes. For day-ahead market time-frame are used as fallback solution the *NTCs* values calculated for yearly and monthly processes.
- (2) For the day-ahead common capacity calculation, where an incident occurs in the capacity calculation process (incident due to, inter alia, a technical failure in the tools, an error in the

communication infrastructure, or corrupted or missing input data) and the CCC is unable to produce results within the allotted time for the calculation process, the SEE TSOs shall validate for day-ahead market time-frame the coordinated cross-zonal capacities calculated within the long-term time-frame.

- (3) Prior to the intraday common capacity calculation, the TSOs of SEE CCR shall provide to the CCC the coordinated cross-zonal capacities calculated within the day-ahead capacity calculation processes.
- (4) For the intraday common capacity calculation, where an incident occurs in the capacity calculation process (incident due to, inter alia, a technical failure in the tools, an error in the communication infrastructure, or corrupted or missing input data) and the CCC is unable to produce results, the SEE TSOs shall validate the cross-zonal capacities calculated within the day-ahead capacity calculation processes.
- (5) SEE TSOs provide inputs to the CCC a few hours before the gate opening of the relevant timeframe. The exact deadlines will be defined during the simulation period. In case TSOs provide inputs to the CCC that are proven to be incomplete by the CCC or are missing, the CCC uses the relevant values from the previous timeframe.

Article 13

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 14

Publication and Timescale for Implementation of the capacity calculation methodology

- (1) The TSOs of the SEE CCR shall publish this day-ahead and intraday 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 9 (10), (11) and (12) of the CACM Regulation.
- (2) The TSOs of the SEE CCR shall start the implementation process of this common capacity calculation methodology with the entry into force of this methodology and shall consist of the following steps:
 - a. Internal parallel run, during which the 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, during which the TSOs will continue testing their internal processes and IT tools and infrastructure. In addition, SEE TSOs will involve market

participants to test the effects of applying this methodology on the market. In accordance with Article 20(8) of CACM Regulation, this phase shall not be shorter than 6 months.

- (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.
- (4) The TSOs of the SEE CCR shall implement the day-ahead common capacity calculation methodology no later than 1st of October 2025.
- (5) The TSOs of the SEE CCR shall implement intraday capacity calculation within the following timeframes:
 - a. Update of cross-zonal capacities pursuant to Article 5(9)(a) by the deadline of implementation of day-ahead capacity calculation;
 - b. Calculation of intraday cross-zonal capacities pursuant to Article 5(9) (b) by 3 months after the implementation of day-ahead capacity calculation methodology; and
 - c. Re-calculation of intraday cross-zonal capacities pursuant to Article 5(9)(c) by 12 months after the implementation of calculation of intraday cross-zonal capacities pursuant to point (b) of this paragraph.
- (6) Parallel runs may start at the earliest due to time required for procurement, development and testing of the industrial capacity calculation tool.

Article 15 **Reviews and updates**

- (1) Based on Article 3(f) of the CACM Regulation and in accordance with Article 27(4) 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 7, TSOs the SEE CCR shall publish the changes at least 1 week before the implementation.
- (4) The review of the common list of RAs taken into account in capacity calculation shall include at least an evaluation of the efficiency of RAs considered during RAC.
- (5) 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 23 to 24 of the CACM Regulation, changes have to be published at least 3 months before the final implementation.
- (6) 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.
- (7) 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 an adaption of this methodology, SEE TSOs will amend this methodology according to Article 9(13) of the CACM Regulation.

Article 16

Publication of data

- (1) In accordance with Article 3(f) of the CACM Regulation aiming at ensuring and enhancing the transparency and reliability of information to the regulatory authorities and market participants, SEE TSOs and 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 of the SEE CCR. To enable market participants to have a clear understanding of the published data, SEE TSOs and CCC shall develop a handbook and publish 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 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) no later than 30 minutes before market gate opening time in case of day-ahead capacity calculation and no later than 15 minutes before market gate opening time in case of intraday capacity calculation, except point p):
 - a. NTC values determined for day-ahead and intraday market time-frames;
 - b. RMs for each direction of the SEE CCR borders;
 - c. RAs resulting from the RAC and for each RA it shall be published the type of RA, location of RA, whether the RA was curative or preventive, if the RA was curative, a list of CNEC identifiers describing the CNEC to which the RA was associated;
 - d. Limiting CNECs;
 - e. For each CNEC, it shall be published the methods for determining I_{max} in accordance with article 7 (5) a);
 - f. For each CNEC the EIC code of CNE and Contingency;
 - g. Real names of CNECs;
 - h. Maximum flow on the CNECs;
 - i. Zone to hub PTDF associated with the oriented bidding-zone border;
 - j. Margin from coordinated capacity calculation (MCCC);
 - k. Margin from non-coordinated capacity calculation (MNCC);
 - l. Margin available for cross-zonal trade (MACZT);
 - m. Additional net transfer capacity to reach minimum margin (ANTC)
 - n. The following forecast information contained in the CGM for each MTU and bidding zone of the SEE CCR:
 - i). Load
 - ii). Production
 - iii). Net position
 - iv). exchange programs on non-SEE bidding zone borders;
 - o. every 6 months, publication of an up-to date static grid model by each SEE TSO.
- (3) Individual SEE TSO may withhold the publication of information disclosing the locational information referred to in paragraph (2) c), (2) d), (2) e), (2) f), (2) g), (2) o) and (2) p) 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) f) 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) f) 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 TSOs 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 17 **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 on the dedicated online communication platform as referred to in Article 16. 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 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 CCC shall provide in the annual report at least the following:
 - α. the summary of the quality of the data provided by each data provider;
 - β. the assessment of the ease-of-use of data retrieval (both manual and automated);
 - γ. the results of the satisfaction survey performed annually with stakeholders and regulatory authorities;
 - δ. the suggestions for improving the quality of the provided data and/or the ease-of-use of data retrieval.
- (4) The TSOs of the SEE CCR 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 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 18

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 31 of the CACM Regulation.
- (3) The CCC, with the support of SEE CCR 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 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 19 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 9(14) of the CACM 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 χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας αγοράς σύμφωνα με το άρθρο 21 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης

Άρθρο 1 Αντικείμενο και πεδίο εφαρμογής

Η κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας λαμβάνεται υπόψη ως μεθοδολογία των ΔΣΜ ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 21 του κανονισμού ΚΔΔΣ και καλύπτει την κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας για τα σύνορα ζωνών προσφοράς της ΠΥΔ ΝΑΕ.

Άρθρο 2 Ορισμοί και ερμηνεία

- (1) Για τους σκοπούς της κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας, οι όροι που χρησιμοποιούνται στο παρόν έγγραφο έχουν την έννοια των ορισμών που περιλαμβάνονται στο άρθρο 2 του κανονισμού ΚΔΔΣ, του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 714/2009, στο άρθρο 2 του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 543/2013 της 14ης

Ιουνίου 2013 σχετικά με την υποβολή και δημοσίευση δεδομένων στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και την τροποποίηση του παραρτήματος Ι του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, στο άρθρο 2 της οδηγίας 2009/72/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της οδηγίας 2003/54/ΕΚ.

(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 ΝΑΕ·
2. «ΗΟΔ»: ήδη ορισθείσες δυναμικότητες που είναι ο ορισμός των δυναμικοτήτων που έχουν ήδη κατανεμηθεί·
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 ΝΑΕ, 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 17 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
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-1»: η ημέρα πριν από την ημερομηνία παράδοσης·
12. «D-2»: οι δύο ημέρες πριν από την ημερομηνία παράδοσης·
13. «ΚΜΔ D-2»: το κοινό μοντέλο δικτύου που συγκροτείται για κάθε αγοραία χρονική μονάδα δύο ημέρες πριν από την ημερομηνία παράδοσης για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας, σύμφωνα με το άρθρο 17 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
14. «ΚΜΔ D-1»: το κοινό μοντέλο δικτύου που συγκροτείται για κάθε αγοραία χρονική μονάδα μία ημέρα πριν από την ημερομηνία παράδοσης για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας, σύμφωνα με το άρθρο 17 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
15. «σύνορο ΕΛ-ΒΟ»: το σύνορο ζωνών προσφοράς μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας·
16. «σύνορο ΒΟ-ΡΟ»: το σύνορο ζώνης προσφοράς μεταξύ Βουλγαρίας και Ρουμανίας·
17. «κανονισμός ΜΚΔ»: ο κανονισμός (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής σχετικά με τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας·
18. «ΚΜΠ»: η κλείδα μετατόπισης παραγωγής, όπως ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 12 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
19. «HVDC»: το στοιχείο δικτύου συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης·
20. « $I_{\max}$ »: μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα·
21. «ΜΚΔ»: η μακροπρόθεσμα κατανεμημένη δυναμικότητα η οποία είναι η δυναμικότητα που έχει κατανεμηθεί ως αποτέλεσμα του υπολογισμού

- μακροπρόθεσμης δυναμικότητας στην ΠΥΔ ΝΑΕ·
22. «ΜΟΔ»: μακροπρόθεσμα ορισθείσες δυναμικότητες που σημαίνει ο μακροπρόθεσμος ορισμός των μακροπρόθεσμα κατανεμηθεισών δυναμικοτήτων·
 23. «ΑΧΜ»: αγοραία χρονική μονάδα· ο ορισμός για την «αγοραία ώρα» παρέχεται στο άρθρο 2 παράγραφος 15 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
 24. «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·
 25. «ΜΜΦ»: ο μετασχηματιστής μετατόπισης φάσεως·
 26. «ΣΔΜΙ»: συντελεστής διανομής μεταφερόμενης ισχύος
 27. «ΔΜ»: το διορθωτικό μέτρο, όπως ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 13 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
 28. «ΣΔΜ»: ο συντονισμός των ΔΜ·
 29. «ΠΑ»: το περιθώριο αξιοπιστίας, όπως ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 14 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
 30. «ΠΥΔ ΝΑΕ»: η περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας ΝΑΕ, όπως ορίζεται σύμφωνα με τον ορισμό των περιφερειών υπολογισμού δυναμικοτήτων βάσει του άρθρου 15 του κανονισμού ΚΔΔΣ·
 31. ΔΣΜ ΝΑΕ: ΑΔΜΗΕ (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας), ΕSO ΕΑD (Διαχειριστής Δικτύου Μεταφοράς της Βουλγαρίας) και η Transelectrica (Εταιρεία Εθνικού Δικτύου Ισχύος – Transelectrica S.A.)·
 32. «ΚΓΛΣ»: η κατευθυντήρια γραμμή για τη λειτουργία του συστήματος [κανονισμός (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας]·
 33. «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.
 34. «ΑΑ»: η ακούσια απόκλιση·
 35. «ΑΒ»: οι αβεβαιότητες.
- (3) Στην παρούσα μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας, εκτός και εάν προκύπτει άλλως από τα συμφραζόμενα:
- α. ο ενικός αριθμός περιλαμβάνει τον πληθυντικό και το αντίστροφο·
 - β. οι επικεφαλίδες εισάγονται για λόγους διευκόλυνσης και μόνο και δεν επηρεάζουν την ερμηνεία της παρούσας μεθοδολογίας και·
 - γ. 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 επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας εντός της ΠΥΔ ΝΑΕ. 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 ΝΑΕ στην παρούσα μεθοδολογία περιλαμβάνει επίσης τους εν λόγω ΔΣΜ τρίτων χωρών.

Άρθρο 4

Διαζωνικές δυναμικότητες για την αγορά επόμενης ημέρας

- (1) Το άρθρο 20 παράγραφος 4 του κανονισμού ΚΔΔΣ αναφέρει ότι «*Το αργότερο έξι μήνες αφότου τουλάχιστον όλα τα συμβαλλόμενα στην Ενεργειακή Κοινότητα μέρη από τη Νοτιοανατολική Ευρώπη συμμετέχουν στην ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας, τουλάχιστον οι ΔΣΜ από την Κροατία, τη Ρουμανία, τη Βουλγαρία και την Ελλάδα υποβάλλουν από κοινού πρόταση σχετικά με την υιοθέτηση κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας με βάση τη ροή για το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας και το χρονικό πλαίσιο ενδοημερήσιας αγοράς*». Βάσει των ανωτέρω, όσον αφορά το χρονικό πλαίσιο της αγοράς επόμενης ημέρας, υπολογίζονται επιμέρους τιμές διαζωνικής δυναμικότητας για κάθε αγοραία χρονική μονάδα επόμενης ημέρας με τη χρήση της προσέγγισης με βάση ΣΚΔΜ.
- (2) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχει στον ΦΣΥΔ χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση τις ακόλουθες αρχικές εισροές:
 - α. τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας και τα απρόβλεπτα συμβάντα σύμφωνα με το άρθρο 7.
 - β. *RMS* σύμφωνα με το άρθρο 6.
 - γ. τις *KMPI* σύμφωνα με το άρθρο 8 και
 - δ. τα ΔΜ σύμφωνα με το άρθρο 9.
- (3) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ ή μια οντότητα που έχει ανατεθεί από τους ΔΣΜ ΝΑΕ, αποστέλλει για κάθε ΑΧΜ της ημέρας τις ΜΚΔ και την ΜΟΔ στον ΦΣΥΔ, χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση. Σύμφωνα με το άρθρο 81 του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι αναθέτοντες ΔΣΜ, στην προκειμένη περίπτωση, παραμένουν υπεύθυνοι για τη διασφάλιση της συμμόρφωσης με τις υποχρεώσεις που απορρέουν από τον κανονισμό ΚΔΔΣ.
- (4) Κατά την παροχή των εισροών, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ τηρούν τους μορφότυπους που έχουν από κοινού συμφωνηθεί μεταξύ των ΔΣΜ και του ΦΣΥΔ της ΠΥΔ ΝΑΕ ενώ παράλληλα τηρούν τις απαιτήσεις και την καθοδήγηση που προσδιορίζονται στη ΜΚΜΔ.
- (5) Ο υπολογισμός δυναμικότητας επόμενης ημέρας βασίζεται στο μοναδικό ΚΜΔ D-2 που έχει συγκροτηθεί σύμφωνα με τα άρθρα 17 και 28 του κανονισμού ΚΔΔΣ.
- (6) Για τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας επόμενης ημέρας στην ΠΥΔ ΝΑΕ ο οποίος διενεργείται από τον ΦΣΥΔ, η υψηλού επιπέδου ροή διαδικασίας περιλαμβάνει έξι βήματα έως ότου οριστεί ο τελικός τομέας ΣΚΔΜ για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς επόμενης ημέρας:
 - α. πρώτα, για τις εισροές υπολογισμού δυναμικότητας, όπως ορίζεται στο άρθρο 4 παράγραφος 2 και παράγραφος 4, διενεργείται διαδικασία ελέγχου ποιότητας από τον ΦΣΥΔ.
 - β. το δεύτερο βήμα της διαδικασίας είναι ο προσδιορισμός των σχετικών ΚΣΔ-ΑΣ σύμφωνα με το άρθρο 7α που χρησιμοποιείται κατά τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας.
 - γ. το τρίτο βήμα είναι ο προσδιορισμός των τιμών ΚΔΜ για κάθε κατεύθυνση και σύνορο της ΠΥΔ ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 11.

- δ. το τέταρτο βήμα είναι να ελεγχθεί εάν οι ήδη κατανεμηθείσες διαζωνικές δυναμικότητες καλύπτονται πλήρως από τις τιμές *ΚΔΜ* σύμφωνα με το άρθρο 11·
 - ε. μετά την αξιολόγηση *ΜΚΔ*, οι διαζωνικές δυναμικότητες που προκύπτουν επικυρώνονται από τους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ·
 - στ. τέλος, οι τιμές *ΔΔΜ* υπολογίζονται για το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές *ΜΟΔ*.
- (7) Όπως περιγράφεται ανωτέρω, για κάθε σύνορο, κατεύθυνση και αγοραία χρονική μονάδα της ΠΥΔ ΝΑΕ, η τελική διαθέσιμη δυναμικότητα μεταφοράς για το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ των υπολογισμένων τιμών *ΚΔΜ* και των δυναμικοτήτων που έχουν ήδη οριστεί στα προηγούμενα χρονικά πλαίσια αγοράς.
- (8) Σύμφωνα με το άρθρο 46 του κανονισμού ΚΔΔΣ, ο ΦΣΥΔ και οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ διασφαλίζουν ότι η διαζωνική δυναμικότητα παρέχεται στις αρμόδιες οντότητες πριν από την καταληκτική ώρα παγίωσης επόμενης ημέρας, όπως ορίζεται σύμφωνα με το άρθρο 69 του κανονισμού ΚΔΔΣ.

Άρθρο 5

Διαζωνικές δυναμικότητες για την ενδοημερήσια αγορά

- (1) Το άρθρο 20 παράγραφος 4 του κανονισμού ΚΔΔΣ αναφέρει ότι «*Το αργότερο έξι μήνες αφότου τουλάχιστον όλα τα συμβαλλόμενα στην Ενεργειακή Κοινότητα μέρη από τη Νοτιοανατολική Ευρώπη συμμετέχουν στην ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας, τουλάχιστον οι ΔΣΜ από την Κροατία, τη Ρουμανία, τη Βουλγαρία και την Ελλάδα υποβάλλουν από κοινού πρόταση σχετικά με την υιοθέτηση κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας με βάση τη ροή για το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας και το χρονικό πλαίσιο ενδοημερήσιας αγοράς*». Βάσει των ανωτέρω, όσον αφορά το χρονικό πλαίσιο της ενδοημερήσιας αγοράς, υπολογίζονται επιμέρους τιμές διαζωνικής δυναμικότητας για κάθε εναπομένουσα ενδοημερήσια *ΑΧΜ* με τη χρήση της προσέγγισης με βάση *ΣΚΔΜ*.
- (2) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχει στον ΦΣΥΔ χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση τις ακόλουθες αρχικές εισροές για τον πρώτο υπολογισμό ενδοημερήσιας δυναμικότητας και τους επακόλουθους επανυπολογισμούς της ενδοημερήσιας διαζωνικής δυναμικότητας:
- α. τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας και τα απρόβλεπτα συμβάντα σύμφωνα με το άρθρο 7·
 - β. *RM*s σύμφωνα με το άρθρο 6·
 - γ. τις *ΚΜΠ* σύμφωνα με το άρθρο 8· και
 - δ. τα *ΔΜ* σύμφωνα με το άρθρο 9.
- (3) Ο πρώτος κοινός υπολογισμός της ενδοημερήσιας δυναμικότητας διενεργείται στο τέλος της D-1 για όλες τις *ΑΧΜ* της ημέρας D και ο δεύτερος υπολογισμός ενδοημερήσιας δυναμικότητας διενεργείται κατά το ενδοημερήσιο χρονικό πλαίσιο (ήτοι ημέρα D) για τις εναπομένουσες *ΑΧΜ* της ημέρας D.
- (4) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ ή μια οντότητα που έχει ανατεθεί από τους ΔΣΜ ΝΑΕ, αποστέλλει για κάθε αγοραία χρονική μονάδα τις *ΗΚΔ* και τις *ΗΟΔ* στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας, χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση. Σύμφωνα με το άρθρο 81 του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι αναθέτοντες ΔΣΜ, στην προκειμένη περίπτωση, παραμένουν υπεύθυνοι για τη διασφάλιση της συμμόρφωσης με τις υποχρεώσεις που απορρέουν από τον κανονισμό ΚΔΔΣ.

- (5) Κατά την παροχή των εισροών, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ τηρούν τους μορφότυπους που έχουν από κοινού συμφωνηθεί μεταξύ των ΔΣΜ και του ΦΣΥΔ της ΠΥΔ ΝΑΕ ενώ παράλληλα τηρούν τις απαιτήσεις και την καθοδήγηση που προσδιορίζονται στη ΜΚΜΔ.
- (6) Ο υπολογισμός δυναμικότητας βασίζεται στη μοναδική D-1 και το ενδοημερήσιο ΚΜΔ που έχει συγκροτηθεί σύμφωνα με τα άρθρα 17 και 28 του κανονισμού ΚΔΔΣ.
- (7) Για τον κοινό υπολογισμό ενδοημερήσιας δυναμικότητας στην ΠΥΔ ΝΑΕ ο οποίος διενεργείται από τον ΦΣΥΔ, η υψηλού επιπέδου ροή διαδικασίας περιλαμβάνει πέντε βήματα έως ότου οριστεί ο τελικός τομέας ΣΚΔΜ για το χρονικό πλαίσιο της ενδοημερήσιας αγοράς:
- α. πρώτα, για τις εισροές υπολογισμού δυναμικότητας, όπως ορίζεται στο άρθρο 4 παράγραφος 2 και παράγραφος 4, διενεργείται διαδικασία ελέγχου ποιότητας από τον ΦΣΥΔ.
 - β. το δεύτερο βήμα της διαδικασίας είναι ο προσδιορισμός των σχετικών ΚΣΔ-ΑΣ σύμφωνα με το άρθρο 7α που χρησιμοποιείται κατά τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας.
 - γ. το τρίτο βήμα είναι ο προσδιορισμός των τιμών ΚΔΜ για κάθε κατεύθυνση και σύνορο της ΠΥΔ ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 11.
 - δ. μετά τον υπολογισμό των τιμών ΜΚΔ, οι διαζωνικές δυναμικότητες που προκύπτουν επικυρώνονται από τους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ.
 - ε. τέλος, οι τιμές ΔΔΜ υπολογίζονται για το χρονικό πλαίσιο ενδοημερήσιας αγοράς λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές ΗΟΔ.
- (8) Όπως περιγράφεται ανωτέρω, για κάθε σύνορο, κατεύθυνση και αγοραία χρονική μονάδα της ΠΥΔ ΝΑΕ, η τελική διαθέσιμη δυναμικότητα μεταφοράς για το χρονικό πλαίσιο ενδοημερήσιας αγοράς ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ των υπολογισμένων τιμών ΚΔΜ και των δυναμικοτήτων που έχουν ήδη οριστεί στα προηγούμενα χρονικά πλαίσια αγοράς.
- (9) Ο υπολογισμός ενδοημερήσιας διαζωνικής δυναμικότητας διενεργείται με την ακόλουθη σειρά έως την ώρα που ορίζεται στο άρθρο 14 παράγραφος 5:
- α. Με την επικαιροποίηση των εναπομενουσών διαζωνικών δυναμικοτήτων μετά τον υπολογισμό ενδοημερήσιας δυναμικότητας για όλες τις ΑΧΜ υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας μεταξύ 00:00 και 24:00 της ημέρας D και την παροχή τους στην αρμόδια οντότητα το αργότερο έως 15 λεπτά πριν από τη χρονική στιγμή έναρξης προσφορών διαζωνικής ενδοημερήσιας αγοράς.
 - β. Υπολογισμός των ενδοημερήσιων διαζωνικών δυναμικοτήτων για όλες τις ΑΧΜ υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας μεταξύ 00:00 και 24:00 της ημέρας D. Οι διαζωνικές δυναμικότητες που προκύπτουν από τον εν λόγω υπολογισμό δημοσιεύονται και υποβάλλονται στην αρμόδια οντότητα το αργότερο έως 15 λεπτά πριν από την έναρξη-στόχο της κατανομής στις 22:00 D-1.
 - γ. Επανυπολογισμός των ενδοημερήσιων διαζωνικών δυναμικοτήτων για όλες τις ΑΧΜ υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας μεταξύ 12:00 και 24:00 της ημέρας D. Οι διαζωνικές δυναμικότητες που προκύπτουν από τον εν λόγω επανυπολογισμό δημοσιεύονται και υποβάλλονται στους ΝΕΜΟ το αργότερο έως 15 λεπτά πριν από την έναρξη-στόχο της κατανομής στις 10:00 D-1.
- (9) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ επανεξετάζουν τη συχνότητα επανυπολογισμού το αργότερο ένα έτος μετά την εφαρμογή της κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο ενδοημερήσιας αγοράς.

Άρθρο 6

Μεθοδολογία περιθωρίου αξιοπιστίας

- (1) Οι κοινές μεθοδολογίες υπολογισμού δυναμικότητας επομένης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας βασίζονται σε μοντέλα πρόγνωσης του συστήματος μεταφορών. Για τον λόγο αυτό, στα αποτελέσματα μπορεί να διαπιστώνονται ανακρίβειες και αβεβαιότητες. Στόχος του περιθωρίου αξιοπιστίας είναι να παρέχεται κάλυψη ενός επιπέδου κινδύνου που οφείλεται σε σφάλματα πρόγνωσης αυτού του είδους.
- (2) Σύμφωνα με το άρθρο 22 παράγραφος 2 και 4 του κανονισμού ΚΔΔΣ, τα *RM* καλύπτουν τις ακόλουθες αβεβαιότητες πρόγνωσης:
 - α. διαζωνικές ανταλλαγές στα σύνορα ζωνών προσφοράς εκτός ΠΥΔ ΝΑΕ·
 - β. μοτίβο παραγωγής συμπεριλαμβανομένης συγκεκριμένης πρόγνωσης παραγωγής αιολικής και ηλιακής ενέργειας·
 - γ. κλείδες μετατόπισης παραγωγής·
 - δ. πρόγνωση φορτίου·
 - ε. πρόγνωση τοπολογίας·
 - στ. ακούσια απόκλιση ροής λόγω λειτουργίας των εφεδρειών διατήρησης συχνότητας.
- (3) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ στοχεύουν στη μείωση των αβεβαιοτήτων με τη μελέτη και την αντιμετώπιση των παραγόντων αβεβαιότητας.
- (4) Στο πλαίσιο του υπολογισμού δυναμικότητας που εκτελείται για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς επόμενης ημέρας, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ υπολογίζουν τα *ΠΑ* για τα σύνορα της ΠΥΔ ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 22 του κανονισμού ΚΔΔΣ και βάσει της ανάλυσης των παρακάτω δεδομένων:
 - ακούσιες αποκλίσεις φυσικών ροών ηλεκτρικής ενέργειας εντός ΑΧΜ που οφείλονται στην προσαρμογή των ροών ηλεκτρικής ενέργειας εντός και μεταξύ των περιοχών ελέγχου για τη διατήρηση σταθερής συχνότητας·
 - αβεβαιότητες που θα μπορούσαν να επηρεάσουν τον υπολογισμό δυναμικότητας και να προκύψουν μεταξύ του χρονικού διαστήματος D-2 και του πραγματικού χρόνου, για την υπό εξέταση ΑΧΜ.
- (5) Στο πλαίσιο του υπολογισμού δυναμικότητας που εκτελείται για το χρονικό πλαίσιο της ενδοημερήσιας αγοράς, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ υπολογίζουν τα *ΠΑ* για τα σύνορα της ΠΥΔ ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 22 του κανονισμού ΚΔΔΣ και βάσει της ανάλυσης των παρακάτω δεδομένων:
 - ακούσιες αποκλίσεις φυσικών ροών ηλεκτρικής ενέργειας εντός ΑΧΜ που οφείλονται στην προσαρμογή των ροών ηλεκτρικής ενέργειας εντός και μεταξύ των περιοχών ελέγχου για τη διατήρηση σταθερής συχνότητας·
 - αβεβαιότητες που θα μπορούσαν να επηρεάσουν τον υπολογισμό δυναμικότητας και να προκύψουν μεταξύ του αντίστοιχου χρόνου υπολογισμού δυναμικότητας και του πραγματικού χρόνου, για την υπό εξέταση ΑΧΜ.
- (6) Όσον αφορά την *ΑΑ*, για λόγους που σχετίζονται με τον έλεγχο, προκύπτουν αποκλίσεις μεταξύ των προγραμματισμένων τιμών και των πραγματικών τιμών κατά την ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ γειτονικών περιοχών ελέγχου. Αυτό υποδηλώνει ότι, οποιαδήποτε χρονική στιγμή, η ανταλλαγή μεταξύ δύο περιοχών ελέγχου μπορεί να είναι σημαντικά υψηλότερη από την προγραμματισμένη ανταλλαγή, γεγονός που θέτει σε κίνδυνο την ασφάλεια του εφοδιασμού.
- (7) Όσον αφορά την *ΑΒ*, η μεθοδολογία ΣΚΔΜ βασίζεται σε διάφορες εισροές παρεχόμενες από τους ΔΣΜ. Αυτές βασίζονται στις βέλτιστες διαθέσιμες προγνώσεις κατά τον χρόνο υπολογισμού της δυναμικότητας όσον αφορά τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, την κατανάλωση, την παραγωγή ή τα διαθέσιμα στοιχεία δικτύου και ενδεχομένως να διαφέρουν από την κατάσταση σε πραγματικό χρόνο.

- (8) Τα ΠΑ μπορούν να θεωρούνται ως έμμεση εισροή στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας καθώς αναφέρονται στη διαφορά όταν τα όρια ΣΙΜ και ΚΔΜ επιτυγχάνονται για τον υπό εξέταση περιορισμό.
- (9) Ο καθορισμός των ΠΑ βασίζεται στη λειτουργία κατανομής πιθανότητας των αποκλίσεων μεταξύ των αναμενόμενων ροών ισχύος κατά τον χρόνο υπολογισμού της δυναμικότητας και των ροών ισχύος που έχουν επιτευχθεί σε πραγματικό χρόνο.
- (10) Τα ΠΑ στα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και στα νότια σύνορα της Ρουμανίας υπολογίζονται βάσει μιας προσέγγισης τριών σταδίων:
- α. Σε πρώτο στάδιο, για κάθε ΑΧΜ της περιόδου παρατήρησης, η ροή ισχύος στα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και στα νότια σύνορα της Ρουμανίας, όπως αναμενόταν κατά τον χρόνο υπολογισμού της δυναμικότητας, συγκρίνεται με τη ροή ισχύος σε πραγματικό χρόνο που παρατηρείται στα ίδια σύνορα. Όλες οι διαφορές για όλες τις ΑΧΜ μιας περιόδου παρατήρησης ενός έτους συνιστούν τη λειτουργία κατανομής πιθανότητας των αποκλίσεων μεταξύ των αναμενόμενων ροών κατά τον χρόνο υπολογισμού δυναμικότητας και των ροών που έχουν πραγματοποιηθεί σε πραγματικό χρόνο. Οι επιπτώσεις στη δυναμικότητα προσδιορίζονται με την ακόλουθη εξίσωση:

$$F_{err} = F_{real} - F_{CGM}$$

Όπου:

F_{err}	Σφάλμα ροής ενεργού ισχύος λόγω ΑΑ και ΑΒ.
F_{real}	Ροή ενεργού ισχύος μέσω του συνόρου σε πραγματικό χρόνο.
F_{CGM}	Ροή ενεργού ισχύος μέσω του συνόρου στο σχετικό ΚΜΔ.

- β. Σε δεύτερο στάδιο και σύμφωνα με το άρθρο 22 παράγραφος 3 του κανονισμού ΚΔΔΣ, υπολογίζεται το 95ο εκατοστημόριο των κατανομών πιθανότητας για τα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και τα νότια σύνορα της Ρουμανίας. Αυτό σημαίνει ότι οι ΔΣΜ εφαρμόζουν ένα κοινό επίπεδο κινδύνων της τάξης του 5% και, με αυτόν τον τρόπο, οι τιμές ΠΑ καλύπτουν το 95% των ιστορικών προγνωστικών σφαλμάτων εντός της περιόδου παρατήρησης.
- γ. Ένα πιθανό τρίτο βήμα θα μπορούσε να είναι η επιχειρησιακή προσαρμογή στις τιμές που έχουν προκύψει ναυρίτερα με την τροποποίηση των τιμών ΠΑ που έχουν υπολογιστεί σε μια τιμή εντός του εύρους στο οποίο θα διατηρείται η ασφάλεια του συστήματος μεταξύ 1% και 20% της ΣΙΜ που έχει υπολογιστεί υπό κανονικές καιρικές συνθήκες.
- (11) Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ αποθηκεύουν για απεριόριστο χρονικό διάστημα τη διαφορά μεταξύ της ροής ισχύος που έχει πραγματοποιηθεί και της ροής ισχύος που αναμένεται της ΠΥΔ ΝΑΕ σε μια βάση δεδομένων για λόγους στατιστικής ανάλυσης. Η λειτουργία της κατανομής πιθανότητας και οι τιμές περιθωρίου αξιοπιστίας αποθηκεύονται για απεριόριστο χρονικό διάστημα για περαιτέρω αξιολόγηση.
- (12) Οι τιμές ΠΑ επικαιροποιούνται κάθε έτος (συμπεριλαμβανομένου του επιπέδου κινδύνου) σύμφωνα με το άρθρο 15 βάσει της περιόδου παρατήρησης ενός έτους ώστε οι εποχιακές επιπτώσεις να μπορούν να αποτυπώνονται στις τιμές. Οι τιμές ΠΑ παραμένουν σταθερές έως την επόμενη επικαιροποίηση.
- (13) Για τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας επόμενης ημέρας, τα ΠΑ για τα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και τα νότια σύνορα της Ρουμανίας εφαρμόζονται 3 μήνες μετά τη συλλογή δεδομένων ενός (1) έτους από τη δημοσίευση του υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας.

- (14) Για τον κοινό υπολογισμό ενδοημερήσιας δυναμικότητας, τα ΠΑ για τα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και τα νότια σύνορα της Ρουμανίας εφαρμόζονται 3 μήνες μετά τη συλλογή δεδομένων ενός (1) έτους από τη δημοσίευση του υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας.
- (15) Πριν από τον πρώτο επιχειρησιακό υπολογισμό των τιμών ΠΑ, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ χρησιμοποιούν τις τιμές ΠΑ που εφαρμόζονται ήδη στις υφιστάμενες πρωτοβουλίες για τον υπολογισμό δυναμικότητας. Τα ΠΑ πριν από τον πρώτο επιχειρησιακό υπολογισμό για τα βόρεια σύνορα της είναι 400 MW για κάθε κατεύθυνση και για τα νότια σύνορα της Ρουμανίας είναι 200 MW για κάθε κατεύθυνση.

Άρθρο 7**Μεθοδολογίες για τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας, τα απρόβλεπτα συμβάντα και τους περιορισμούς κατανομής**

- (1) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ 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 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) σύμφωνα με το άρθρο 15. 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 ΝΑΕ ορίζει μια λίστα προτεινόμενων απρόβλεπτων συμβάντων που χρησιμοποιούνται στην ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας σύμφωνα με το άρθρο 33 της ΚΓΛΣ τα οποία περιορίζονται ως προς τη συνάφειά τους για το σύνολο ΚΣΔ, όπως ορίζεται στο άρθρο 7 παράγραφος 1 και σύμφωνα με το άρθρο 23 παράγραφος 2 του κανονισμού ΚΔΔΣ. Τα απρόβλεπτα συμβάντα ενός ΔΣΜ βρίσκονται εντός της περιοχής παρατήρησης του εν λόγω ΔΣΜ. 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 15.
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 ΝΑΕ συσχετίζει τα απρόβλεπτα συμβάντα που έχουν οριστεί σύμφωνα με το άρθρο 7 παράγραφος 2, με τα ΚΣΔ που έχουν οριστεί σύμφωνα με το άρθρο 7 παράγραφος 1 με βάση τους κανόνες που έχουν οριστεί σύμφωνα με το άρθρο 75 της ΚΓΛΣ. Έως ότου οι εν λόγω κανόνες οριστούν και τεθούν σε ισχύ, η συσχέτιση των απρόβλεπτων συμβάντων με τις ΚΣΔ βασίζεται στην επιχειρησιακή πρακτική έκαστου ΔΣΜ.
- (4) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχει στον ΦΣΥΔ μια λίστα προτεινόμενων ΚΣΔ-ΑΣ. Ο ΦΣΥΔ θα συγχωνεύσει τη λίστα ΚΣΔ-ΑΣ που παρέχουν όλοι οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ σε μια ενιαία λίστα η οποία θα αποτελεί την αρχική λίστα ΚΣΔ-ΑΣ.
- (5) Σύμφωνα με το άρθρο 23 παράγραφος 1 του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι ΔΣΜ ΝΑΕ τηρούν τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας που χρησιμοποιούνται στην ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας που διενεργείται σύμφωνα με το άρθρο 72 της ΚΓΛΣ. 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 τα 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 της ΚΓΛΣ. Το μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα μπορεί να οριστεί με τα εξής:
- τα σταθερά όρια για όλες τις ΑΧΜ καθεμίας από τις τέσσερις περιόδους·
 - τα σταθερά όρια για όλες τις ΑΧΜ στην περίπτωση μετασχηματιστών και ορισμένων τύπων αγωγού που δεν είναι ευαίσθητοι στις περιβαλλοντικές συνθήκες·
 - 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. κατά περίπτωση, ο I_{max} ορίζεται ως το προσωρινό όριο ρεύματος του ΚΣΔ σύμφωνα με το άρθρο 25 της ΚΓΛΣ. Προσωρινό όριο ρεύματος σημαίνει ότι επιτρέπεται η υπερφόρτιση μόνο για ένα συγκεκριμένο περιορισμένο χρονικό διάστημα.
- γ. Ο 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 (RM) σύμφωνα με το άρθρο 6.
- (6) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ δεν εφαρμόζουν περιορισμούς κατανομής.
- (7) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ επανεξετάζουν και επικαιροποιούν την εφαρμογή των μεθοδολογιών για τον προσδιορισμό των ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας, τη λίστα ΚΣΔ και τη λίστα ΚΣΔ-ΑΣ, αντίστοιχα, σε ετήσια βάση σύμφωνα με το άρθρο 15.

Άρθρο 7α

Κανόνες για την αποφυγή αθέμιτης διάκρισης μεταξύ εσωτερικών και διαζωνικών ανταλλαγών

- (1) Σύμφωνα με το άρθρο 21 παράγραφος 1 στοιχείο β) σημείο iv) του κανονισμού ΚΔΔΣ, η εν λόγω κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας περιγράφει τους κανόνες για τον μετριασμό της πιθανής διακριτικής μεταχείρισης μεταξύ των εσωτερικών και διαζωνικών συναλλαγών, σε σχέση με το άρθρο 21 παράγραφος 1 στοιχείο β) σημείο ii) του κανονισμού ΚΔΔΣ και το άρθρο 1.7 του παραρτήματος Ι στον κανονισμό (ΕΚ) αριθ. 714/2009 και σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο α), β) και στ) του κανονισμού ΚΔΔΣ.
- (2) Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρακολουθούν μόνο τα στοιχεία της αρχικής λίστας ΚΣΔ-ΑΣ που έχουν επηρεαστεί σημαντικά από τις διαζωνικές ανταλλαγές ισχύος. Ο ΦΣΥΔ υπολογίζει τους παράγοντες ευαισθησίας για την επιλογή των ΚΣΔ-ΑΣ που έχουν επηρεαστεί σημαντικά από τις διαζωνικές ανταλλαγές ισχύος.
- (3) Οι παράγοντες ευαισθησίας υπολογίζονται ως ποσοστό με τη χρήση του σχετικού ΚΜΔ και GSK (ΚΜΠ) ορίζονται ως εξής:

$$SEF_{CNEC} = \frac{P_f - P_i}{\Delta P} \times 100$$

Όπου:

SEF_{CNEC} Παράγοντας ευαισθησίας για ΚΣΔ-ΑΣ.
 P_f Ροή ενεργού ισχύος ΚΣΔ-ΑΣ μετά από ΔΡ.

P_i	Ροή ενεργού ισχύος ΚΣΔ-ΑΣ με βάση το σχετικό ΚΜΔ.
ΔP	Αύξηση της ανταλλαγής με 100 MW μέσω των βόρειων ελληνικών συνόρων, αντίστοιχα των νότιων ρουμανικών συνόρων.

- (4) Τα διαζωνικά στοιχεία δικτύου θεωρούνται εξ ορισμού ότι επηρεάζονται σε σημαντικό βαθμό. Τα άλλα ΚΣΔ-ΑΣ της αρχικής λίστας έχουν παράγοντα ευαισθησίας που είναι ίσος ή μεγαλύτερος του 5% ο οποίος πρέπει να λαμβάνεται υπόψη σε όλα τα βήματα του κοινού υπολογισμού δυναμικότητας για τον καθορισμό της διαζωνικής δυναμικότητας.
- (5) Σε εξαιρετικές περιπτώσεις, όπως οι ακραίες καιρικές συνθήκες, οι μη τυπικές συνθήκες ροής ή η κατάσταση της τοπολογίας ή του δικτύου, ο ΔΣΜ μπορεί να αποφασίσει την τροποποίηση της λίστας ΚΣΔ-ΑΣ που έχει οριστεί σύμφωνα με το άρθρο 7α παράγραφος 4 για μία ή περισσότερες ΑΧΜ που καλύπτουν την αναμενόμενη περίοδο παρουσίας της εξαιρετικής περίπτωσης.
- α. Σε περίπτωση που ο ΔΣΜ αποφασίσει, σε μια έκτακτη περίπτωση, να χρησιμοποιήσει ΚΣΔ-ΑΣ ή κόμβο που δεν έχει επηρεαστεί σε σημαντικό βαθμό από τις αλλαγές στις καθαρές θέσεις της ζώνης προσφοράς, ο αντίστοιχος ΔΣΜ ενημερώνει τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της ΝΑΕ χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση και παρέχει μια σαφή περιγραφή της συγκεκριμένης περίπτωσης παρέχοντας αναλυτικές πληροφορίες, όπως τη συγκεκριμένη κατάσταση της τοπολογίας ή του δικτύου που οδήγησε στη λήψη της εν λόγω απόφασης.
- β. Σε περίπτωση που ο ΔΣΜ αποφασίσει, σε μια έκτακτη περίπτωση, να αποκλείσει ένα ΚΣΔ-ΑΣ ή κόμβο που έχει επηρεαστεί σε σημαντικό βαθμό από τις αλλαγές στις καθαρές θέσεις της ζώνης προσφοράς, ο αντίστοιχος ΔΣΜ ενημερώνει τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της ΝΑΕ χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση και παρέχει σαφή περιγραφή της συγκεκριμένης κατάστασης παρέχοντας αναλυτικές πληροφορίες, όπως τη συγκεκριμένη κατάσταση της τοπολογίας ή του δικτύου που οδήγησε στη λήψη της εν λόγω απόφασης.
- (6) 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 δυναμικότητας επόμενης ημέρας.
- (7) Οι ΔΣΜ θεωρούν τις αποδοτικές επενδύσεις ως μακροπρόθεσμο μέτρο.

Άρθρο 8

Μεθοδολογία κλειδών μετατόπισης παραγωγής

- (1) Κάθε ΔΣΜ ΝΑΕ ορίζει μια ΚΜΠ για τη ζώνη προσφοράς του και για κάθε ΑΧΜ, η οποία μεταφράζει την αλλαγή σε μια καθαρή θέση ζώνης προσφοράς σε μια συγκεκριμένη αλλαγή της έγχυσης ή απόληψης 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 24 του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι ΔΣΜ της 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 κοινό μοντέλο δικτύου για κάθε σενάριο που έχει εκπονηθεί σύμφωνα με

- το άρθρο 18 του κανονισμού ΚΔΔΣ 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 μια σταθερή κλείδα μετατόπισης παραγωγής ανά αγοραία χρονική μονάδα.
- (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 σχετικό ΚΜΔ για κάθε ΑΧΜ. 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.
- γ. Η ΚΜΠ επανεξετάζεται σε καθημερινή βάση ή όποτε υπάρχουν αλλαγές στις προσδοκίες που αναφέρονται στην παράγραφο (1).
- (5) Το GSK αρχείο της Ελλάδας περιέχει τις μονάδες με δυνατότητα μεταφοράς που είναι διαθέσιμες την ημέρα λειτουργίας. Οι σταθεροί παράγοντες συμμετοχής της ΚΜΠ επηρεάζονται από την πραγματική παραγωγή που υπάρχει στο σχετικό ΚΜΔ.
- (6) Το GSK αρχείο της Βουλγαρίας περιέχει τις μονάδες με δυνατότητα μεταφοράς που είναι διαθέσιμες την ημέρα λειτουργίας. Οι πυρηνικές μονάδες δεν περιλαμβάνονται στο πεδίο εφαρμογής του υπολογισμού της ΚΜΠ. Οι σταθεροί παράγοντες συμμετοχής της ΚΜΠ επηρεάζονται από την πραγματική παραγωγή που υπάρχει στο σχετικό ΚΜΔ.
- (7) Το GSK αρχείο της Transelectrica περιέχει τις μονάδες με δυνατότητα μεταφοράς που είναι διαθέσιμες την ημέρα λειτουργίας. Οι πυρηνικές μονάδες δεν περιλαμβάνονται στη λίστα. Οι σταθεροί παράγοντες συμμετοχής της ΚΜΠ επηρεάζονται από την πραγματική παραγωγή που υπάρχει στο σχετικό ΚΜΔ.
- (8) Με τις ανωτέρω ΚΜΠ, οι ΔΣΜ ΝΑΕ θεωρούν ότι το σφάλμα πρόγνωσης, μεταξύ των προβλεπόμενων και παρατηρηθεισών ροών για όλες τις μονάδες παραγωγής σε κάθε ζώνη προσφοράς για το χρονικό πλαίσιο επόμενης ημέρας και το ενδοημερήσιο χρονικό πλαίσιο θα ελαχιστοποιηθεί. Στις ανωτέρω ΚΜΠ, οι μη ευέλικτες μονάδες παραγωγής, όπως οι μονάδες παραγωγής πυρηνικής ενέργειας δεν περιλαμβάνονται στη μετατόπιση της παραγωγής.
- (9) Οι ΚΜΠ παρέχονται στον ΦΣΥΔ για να χρησιμοποιηθούν στον υπολογισμό δυναμικότητας για κάθε ζώνη προσφοράς και επίσης τις ΑΧΜ για τις οποίες ισχύουν οι ΚΜΠ. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ διενεργούν εκ των υστέρων ανάλυση της ΚΜΠ σε τακτικά χρονικά διαστήματα και, εάν κρίνεται σκόπιμο, ζητούν την αλλαγή της.
- (10) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ επανεξετάζουν και επικαιροποιούν την εφαρμογή της μεθοδολογίας για τις κλείδες μετατόπισης παραγωγής σε ετήσια βάση σύμφωνα με το άρθρο 15 του κανονισμού.

Μεθοδολογία για τα διορθωτικά μέτρα στον υπολογισμό δυναμικότητας

- (1) Σύμφωνα με το άρθρο 25 παράγραφος 1 του κανονισμού ΚΔΔΣ και το άρθρο 20 παράγραφος 2 της ΚΓΛΣ, οι ΔΣΜ ΝΑΕ ορίζουν μεμονωμένα τα ΔΜ που πρέπει να ληφθούν υπόψη στον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας. Τα σχετικά ΔΜ συντονίζονται μεταξύ των ΔΣΜ, περιγράφονται με σαφήνεια και κοινοποιούνται στους άλλους ΔΣΜ και τον ΦΣΥΔ.
- (2) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ ενημερώνει εγκαίρως τον ΦΣΥΔ για οποιαδήποτε αλλαγή πραγματοποιεί στα ΔΜ τα οποία εφαρμόζει εντός της ΠΥΔ ΝΑΕ στο πλαίσιο της διασφάλισης ενός αποδοτικού υπολογισμού δυναμικότητας. Ο ΦΣΥΔ ο οποίος λαμβάνει τα ΔΜ από τους ΔΣΜ συντονίζει τη διαδικασία και είτε προτείνει τις αρχικές συστάσεις από τους ΔΣΜ είτε εκπονεί νέες προτάσεις για τους ΔΣΜ.
- (3) Σύμφωνα με το άρθρο 25 παράγραφος 2 και 3 του κανονισμού ΚΔΔΣ, τα εν λόγω ΔΜ θα χρησιμοποιούνται στον υπολογισμό των διαζωνικών δυναμικοτήτων ενώ παράλληλα θα διασφαλίζεται η επιχειρησιακή ασφάλεια σε πραγματικό χρόνο.
- (4) Σύμφωνα με το άρθρο 25 παράγραφος 4 του κανονισμού ΚΔΔΣ, ο ΔΣΜ μπορεί να απέχει από την εξέταση ενός συγκεκριμένου ΔΜ στον υπολογισμό δυναμικότητας προκειμένου να διασφαλίσει ότι τα εναπομένοντα ΔΜ επαρκούν για τη διασφάλιση της επιχειρησιακής ασφάλειας. Ο ΦΣΥΔ παρακολουθεί και αναφέρει στην ετήσια έκθεση σχετικά με τις συστηματικές παρακρατήσεις οι οποίες δεν ήταν απαραίτητες για τη διασφάλιση της επιχειρησιακής ασφάλειας σε πραγματικό χρόνο λειτουργίας.
- (5) Όλοι οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχουν στον ΦΣΥΔ όλα τα διαθέσιμα ΔΜ και, για τον σκοπό της επικύρωσης της δυναμικότητας, όλοι οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχουν στον ΦΣΥΔ όλα τα αναμενόμενα ΔΜ.
- (6) 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. 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, μετασχηματιστών, συζευκτών ζυγού ή εναλλαγή ενός ή περισσότερων στοιχείων του δικτύου από τον έναν ζυγό στον άλλο, σύνδεση/αποσύνδεση αντιδραστήρα(-ων), πυκνωτή(-ών).
 - γ. Εξαιρέση από τον γενικό κανόνα: Η ενεργοποίηση ΔΜ μετά το σφάλμα θα μπορούσε να θεωρηθεί ως μη δαπανηρό μέτρο εφόσον συμφωνηθεί κατόπιν διαπραγμάτευσης μεταξύ των σχετικών ΔΣΜ.
- (7) Σύμφωνα με το άρθρο 25 παράγραφος 6 του κανονισμού ΚΔΔΣ, τα ΔΜ που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη είναι τα ίδια στον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας ανάλογα με την τεχνική τους διαθεσιμότητα.
- (8) Ο ΣΔΜ στον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας αποτελεί μια αυτοματοποιημένη, συντονισμένη και επαναλαμβανόμενη διαδικασία βελτιστοποίησης που εκτελείται από τον ΦΣΥΔ. Ο ΦΣΥΔ λαμβάνει υπόψη στον υπολογισμό της δυναμικότητας τα ΔΜ για την αύξηση της διαζωνικής δυναμικότητας. Μετά

τον υπολογισμό των μέγιστων ανταλλαγών ισχύος μεταξύ των ζωνών προσφοράς χωρίς ΔΜ, θα πρέπει να επανυπολογίζεται η απαραίτητη προσαρμογή που να λαμβάνει υπόψη τα ΔΜ που εκτελούνται στο ΚΜΔ και τις μέγιστες ανταλλαγές ισχύος μεταξύ των ζωνών προσφοράς λαμβάνοντας υπόψη τα ΔΜ.

- (9) Ο ΣΔΜ αποτελείται από την εξής λειτουργία-στόχο, περιορισμούς και μεταβλητές:
- α. Ο στόχος του ΣΔΜ είναι διεύρυνση του τομέα δυναμικότητας γύρω από την εξισορροπημένη καθαρή θέση της διαδικασίας ευθυγράμμισης κοινού μοντέλου δικτύου με τη λειτουργία-στόχο να ελαχιστοποιηθεί η υπερφόρτιση των ΚΣΔ-ΑΣ και/ή η παραβίαση της τάσης των κόμβων.
 - β. Οι περιορισμοί αποτελούν τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας σύμφωνα με το άρθρο 7, ο ελάχιστος αντίκτυπος στην τιμή της λειτουργίας-στόχου για τη χρήση ΔΜ και χωρίς αρνητικές επιπτώσεις στις τιμές ΣΙΜ που έχουν υπολογιστεί σύμφωνα με το άρθρο 11.
 - γ. Οι μεταβλητές είναι οι καταστάσεις μεταγωγής των τοπολογικών μέτρων και των θέσεων λήψης.
- (10) Στην περίπτωση που ένα ΔΜ καταστεί διαθέσιμο για τον υπολογισμό δυναμικότητας στην ΠΥΔ ΝΑΕ, καθίσταται επίσης ένα ΔΜ διαθέσιμο σε άλλη ΠΥΔ, οι ΔΣΜ που είναι υπεύθυνοι για το διορθωτικό μέτρο μεριμνούν, κατά τον καθορισμό του, για τη συνεπή χρήση στην ενδεχόμενη εφαρμογή του σε άλλες περιφέρειες προκειμένου να διασφαλιστεί η επιχειρησιακή ασφάλεια. Η ανταλλαγή των προβλεπόμενων ΔΜ σε κάθε ΠΥΔ με επαρκή αντίκτυπο στη διαζωνική δυναμικότητα σε άλλες ΠΥΔ συντονίζεται μεταξύ των ΦΣΥΔ. ο ΦΣΥΔ της ΝΑΕ λαμβάνει υπόψη τις εν λόγω πληροφορίες για τη συντονισμένη εφαρμογή των ΔΜ στην ΠΥΔ ΝΑΕ.
- (11) Σύμφωνα με το άρθρο 21 παράγραφος 1 στοιχείο β) σημείο iv) του κανονισμού ΚΔΔΣ, στην παρούσα κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας:
- α. Η ανταλλαγή των προβλεπόμενων διορθωτικών μέτρων σε κάθε ΠΥΔ με επαρκή αντίκτυπο στη διαζωνική δυναμικότητα σε άλλες ΠΥΔ θα πρέπει να συντονίζεται μεταξύ των ΦΣΥΔ.
 - β. Η συντονισμένη εφαρμογή των ΔΜ στοχεύει στην αύξηση της διαζωνικής δυναμικότητας στην ΠΥΔ ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 29 παράγραφος 4 του κανονισμού ΚΔΔΣ.
 - γ. Τα εφαρμοσθέντα ΔΜ θα πρέπει να είναι διαφανή σε όλους τους ΔΣΜ και σε εκείνους των γειτονικών ΠΥΔ και να αποτελούν εισροή στη συντονισμένη ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας που έχει οριστεί βάσει του άρθρου 75 της ΚΓΛΣ.
- (12) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ επανεξετάζουν και επικαιροποιούν τα διορθωτικά μέτρα που λαμβάνονται υπόψη στον υπολογισμό δυναμικότητας σε ετήσια βάση σύμφωνα με το άρθρο 15.

Άρθρο 10

Μεθοδολογία για την επικύρωση διαζωνικής δυναμικότητας

- (1) Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ, σύμφωνα με το άρθρο 26 παράγραφος 1 και 3 του κανονισμού ΚΔΔΣ, επικυρώνει και έχει το δικαίωμα να διορθώνει τη διαζωνική δυναμικότητα που σχετίζεται με τα σύνορα ζώνης 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 της ΚΓΛΣ·
 - β. όταν όλα τα διαθέσιμα, δαπανηρά και μη δαπανηρά ΔΜ, τα οποία χρειάζονται για τη διασφάλιση της υπολογισθείσας δυναμικότητας, δεν επαρκούν για τη διασφάλιση της επιχειρησιακής ασφάλειας·
 - γ. εξαιρετικά χαμηλή ζήτηση ενός ΔΣΜ 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) Η επικύρωση δυναμικότητας αποτελείται από δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο, οι ΔΣΜ της ΝΑΕ αναλύουν με συντονισμένο τρόπο κατά πόσον η διαζωνική δυναμικότητα (δηλ. NTC_{adj}) θα μπορούσε να παραβιάζει τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας και κατά πόσον διαθέτουν επαρκή ΔΜ για την αποφυγή τέτοιων παραβιάσεων. Στο δεύτερο στάδιο, κάθε ΔΣΜ της ΝΑΕ αναλύει μεμονωμένα κατά πόσον η διαζωνική δυναμικότητα θα μπορούσε να παραβιάζει την επιχειρησιακή ασφάλεια στη δική του περιοχή ελέγχου.
- (3) Στο πρώτο στάδιο, ο ΦΣΥΔ, σε συντονισμό με όλους τους ΔΣΜ ΝΑΕ, επικυρώνει την NTC_{adj} . Στο πλαίσιο αυτής της διαδικασίας, ανταλλάσσουν πληροφορίες σχετικά με όλα τα αναμενόμενα διαθέσιμα (δαπανηρά και μη δαπανηρά) ΔΜ στην ΠΥΔ ΝΑΕ, τα οποία καθορίζονται σύμφωνα με το άρθρο 22 του κανονισμού ΛΣ. Σε περίπτωση που η NTC_{adj} στα ΚΔΣ-ΑΣ θα μπορούσε να οδηγήσει σε παραβίαση της επιχειρησιακής ασφάλειας, όλοι οι ΔΣΜ ΝΑΕ, σε συντονισμό με τον ΦΣΥΔ, επαληθεύουν κατά πόσον η εν λόγω παραβίαση μπορεί να αποφευχθεί με την εφαρμογή ΔΜ. Για τα ΚΔΣ-ΑΣ για τα οποία όλα τα διαθέσιμα ΔΜ δεν επαρκούν για να αποφευχθεί η παραβίαση της επιχειρησιακής ασφάλειας, οι ΔΣΜ ΝΑΕ, σε συντονισμό με τον ΦΣΥΔ, μπορούν να μειώσουν τη NTC_{adj} στη μέγιστη τιμή που αποτρέπει την παραβίαση της επιχειρησιακής ασφάλειας. Αυτή η μείωση της NTC_{adj} ονομάζεται συντονισμένη προσαρμογή επικύρωσης (ΣΠΕ) και η προσαρμοσμένη ΚΔΜ ονομάζεται ΚΔΜ μετά από συντονισμένη επικύρωση.
- (4) Μετά από συντονισμένη επικύρωση, κάθε ΔΣΜ ΝΑΕ επικυρώνει και έχει το δικαίωμα να μειώσει την ΚΔΜ για λόγους επιχειρησιακής ασφάλειας κατά τη διάρκεια της μεμονωμένης επικύρωσης. Η προσαρμογή λόγω μεμονωμένης επικύρωσης ονομάζεται προσαρμογή μεμονωμένης επικύρωσης (ΠΜΕ) και μπορεί να μειώσει την ΚΔΜ μόνο στον ελάχιστο βαθμό που απαιτείται για τη διασφάλιση της επιχειρησιακής ασφάλειας, λαμβανομένων υπ' όψιν όλων των αναμενόμενων διαθέσιμων δαπανηρών και μη δαπανηρών ΔΜ, σύμφωνα με το άρθρο 22 του κανονισμού ΛΣ.
- (5) Κατά την εκτέλεση της επικύρωσης, οι ΔΣΜ ΝΑΕ δύνανται να εξετάσουν τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας σύμφωνα με το άρθρο 7. Κατά την εξέταση των εν λόγω ορίων, δύνανται να εξετάσουν πρόσθετα μοντέλα δικτύου και/ή άλλες σχετικές πληροφορίες από καταστάσεις σε πραγματικό χρόνο. Ως εκ τούτου, οι ΔΣΜ ΝΑΕ χρησιμοποιούν εργαλεία που έχουν αναπτυχθεί από τον ΦΣΥΔ για ανάλυση αλλά μπορούν επίσης να εφαρμόσουν εργαλεία επαλήθευσης που δεν είναι διαθέσιμα στον ΦΣΥΔ.
- (6) Μετά από συντονισμένες και μεμονωμένες προσαρμογές επικύρωσης, η τελική ΚΔΜ (NTC_{final}) υπολογίζεται από τον ΦΣΥΔ με βάση την παρακάτω εξίσωση:

$$NTC_{final} = NTC_{adj} - CVA - IVA$$

- (7) Σε περίπτωση που ένας ή περισσότεροι ΔΣΜ ΝΑΕ δεν επικυρώσουν τη διαζωνική δυναμικότητα που υπολογίστηκε, οι σχετικοί ΔΣΜ παρέχουν στον ΦΣΥΔ τα αίτια της μείωσης. Η τελική διαζωνική δυναμικότητα είναι η ελάχιστη τιμή που καθορίζεται από τους

ΔΣΜ ΝΑΕ του υπό εξέταση συνόρου.

- (8) Οποιαδήποτε μείωση των διαζωνικών δυναμιכוτήτων κατά τη διαδικασία επικύρωσης κοινοποιείται και αιτιολογείται στους συμμετέχοντες στην αγορά και στις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της ΝΑΕ. Ο ΦΣΥΔ εκδίδει τριμηνιαία έκθεση στις ρυθμιστικές αρχές που περιλαμβάνουν την τιμή της μείωσης στη διαζωνική δυναμικότητα και την αιτία της μείωσης, σύμφωνα με το άρθρο 26 παράγραφος 5 του ΚΔΔΣ. Σε περιπτώσεις μείωσης, η έκθεση περιλαμβάνει πληροφορίες για κάθε σύνορο ζώνης προσφοράς και κατεύθυνση που επηρεάζεται από τη μείωση και για κάθε ΑΧΜ (ήτοι ο προσδιορισμός του συνόρου και της κατεύθυνσης· η ποσότητα της μείωσης· οι αναλυτικές αιτίες της μείωσης· συμπεριλαμβανομένου του περιορισμού ασφάλειας που παραβιάστηκε και υπό ποιες συνθήκες παραβιάστηκε· οι τιμές πριν και μετά το απρόβλεπτο συμβάν για το ΚΔΜ· τα ΔΜ που περιλήφθηκαν στο ΚΔΜ πριν από τον υπολογισμό δυναμικότητας· σε περίπτωση μείωσης λόγω μεμονωμένης επικύρωσης, ο 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 και τα γενικά μέτρα για την αποφυγή της μείωσης δυναμικότητας στο μέλλον.
- (9) Όταν ένας δεδομένος ΔΣΜ ΝΑΕ μειώσει τη δυναμικότητα για το σύνορό του πάνω από το 1% των ΑΧΜ του τριμήνου που αναλύεται, ο εν λόγω ΔΣΜ παρέχει στον ΦΣΥΔ μια αναλυτική έκθεση και ένα σχέδιο δράσης που περιγράφει πώς οι εν λόγω αποκλίσεις αναμένονται να εξαιρεθούν και να επιλυθούν στο μέλλον. Η εν λόγω έκθεση και το σχέδιο δράσης περιλαμβάνεται ως παράρτημα στην τριμηνιαία έκθεση.
- (10) Ο ΦΣΥΔ 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 11

Μαθηματική περιγραφή της προσέγγισης υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας 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 και ο υπολογισμός πραγματοποιείται βάσει της ακόλουθης διαδικασίας:
- (α) χρησιμοποιεί το κοινό μοντέλο δικτύου, τις κλείδες μετατόπισης παραγωγής και τη λίστα ΚΣΔ-ΑΣ που ορίζεται σύμφωνα με το άρθρο 7α για τον υπολογισμό της μέγιστης ανταλλαγής ισχύος στα σύνορα ζώνης προσφοράς, που ισούται με τη μέγιστη υπολογισθείσα ανταλλαγή μεταξύ δύο ζωνών προσφοράς σε αμφοτέρες τις πλευρές του συνόρου ζώνης προσφοράς τηρώντας τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας·
 - (β) ρυθμίζει τη μέγιστη ανταλλαγή ισχύος με τη χρήση διορθωτικών μέτρων σύμφωνα με το άρθρο 9.
- (2) Ο ΦΥΣΔ καθορίζει τις τιμές της ΣΙΜ για κάθε ΑΧΜ για τα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και τα νότια σύνορα της Ρουμανίας.
- (3) Οι τιμές ΚΔΜ για τα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και τα νότια σύνορα της Ρουμανίας υπολογίζονται με βάση τις παρακάτω εξισώσεις:

$$NTC_{nort \text{ Greek borders}} = TTC_{nort \text{ Greek borders}} - RM_{nort \text{ Greek borders}}$$

$$NTC_{sout \text{ Romanian borders}} = TTC_{sout \text{ Romanian borders}} - RM_{sout \text{ Romanian borders}}$$

- (4) Ο παράγοντας διαχωρισμού που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας δυναμικότητας στο έτος Υ θα βασίζεται στις τιμές ΚΔΜ από τα τελευταία δύο ημερολογιακά έτη πριν την εφαρμογή της μεθοδολογίας. Η προσέγγιση αυτή βασίζεται στο άρθρο 3 στοιχείο η) του κανονισμού ΚΔΔΣ 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 ΚΔΜ 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).

- (5) Ο παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ καθορίζεται με την ακόλουθη εξίσωση:

$$SF_{BG-G} = NTC_{BG-G} / NTC_{north \text{ GR systems}-GR}$$

όπου:

SF_{BG-GR}	Ο παράγοντας διαχωρισμού ως ποσοστό που εφαρμόζεται για την κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ για τον υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας δυναμικότητας στο έτος Υ.
NTC_{BG-GR}	Μέση τιμή της ΚΔΜ για την κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ τα τελευταία δύο έτη πριν την εφαρμογή της μεθοδολογίας.
$NTC_{north \text{ GR systems}-GR}$	Μέση τιμή της συνολικής ΚΔΜ για την κατεύθυνση των συστημάτων στα βόρεια σύνορα ΕΛ-ΕΛ τα τελευταία δύο έτη πριν την εφαρμογή της μεθοδολογίας.

- (6) Ο παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ καθορίζεται με την ακόλουθη εξίσωση:

$$SF_{GR-BG} = NTC_{GR-B} / NTC_{GR-north \text{ GR systems}}$$

όπου:

SF_{GR-BG}	Ο παράγοντας διαχωρισμού ως ποσοστό που εφαρμόζεται για την κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ για τον υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας δυναμικότητας στο έτος Υ.
NTC_{GR-BG}	Μέση τιμή της ΚΔΜ για την κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ τα τελευταία δύο έτη πριν την εφαρμογή της μεθοδολογίας.

- $NTC_{GR-north\ GR\ systems}$ Μέση τιμή της συνολικής ΚΔΜ για την κατεύθυνση των συστημάτων στα βόρεια σύνορα ΕΛ-ΕΛ τα τελευταία δύο έτη πριν την εφαρμογή της μεθοδολογίας.
- (7) Ο παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση BO-PO καθορίζεται με την ακόλουθη εξίσωση:
- $$SF_{BG-RO} = NTC_{BG-RO} / NTC_{south\ RO\ systems-RO}$$
- όπου:
- SF_{BG-RO} Ο παράγοντας διαχωρισμού ως ποσοστό που εφαρμόζεται για την κατεύθυνση BO-PO για τον υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας δυναμικότητας στο έτος Υ.
- NTC_{BG-RO} Μέση τιμή της ΚΔΜ για την κατεύθυνση BO-PO τα τελευταία δύο έτη πριν την εφαρμογή της μεθοδολογίας.
- $NTC_{south\ RO\ systems-RO}$ Μέση τιμή της συνολικής ΚΔΜ για την κατεύθυνση των συστημάτων στα νότια σύνορα PO-PO τα τελευταία δύο έτη πριν την εφαρμογή της μεθοδολογίας.
- (8) Ο παράγοντας διαχωρισμού για την κατεύθυνση PO-BO καθορίζεται με την ακόλουθη εξίσωση:
- $$SF_{RO-B} = NTC_{RO-BG} / NTC_{RO-south\ RO\ systems}$$
- όπου:
- SF_{RO-BG} Ο παράγοντας διαχωρισμού ως ποσοστό που εφαρμόζεται για την κατεύθυνση PO-BO για τον υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας δυναμικότητας στο έτος Υ.
- NTC_{RO-BG} Μέση τιμή της ΚΔΜ για την κατεύθυνση PO-BO τα τελευταία δύο έτη πριν την εφαρμογή της μεθοδολογίας.
- $NTC_{RO-south\ RO\ systems}$ Μέση τιμή της συνολικής ΚΔΜ για την κατεύθυνση PO-PO στα σύνορα νότιας PO τα τελευταία δύο έτη πριν την εφαρμογή της μεθοδολογίας.
- (9) Ο ΦΣΥΔ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχει στους ΔΣΜ της ΝΑΕ τις επικυρωμένες τιμές ΚΔΜ ύστερα από εφαρμογή των ΠΑ που ορίζονται σύμφωνα με το άρθρο 6 για τα σύνορα BO-PO και BO-ΕΛ.
- (10) Σύμφωνα με το άρθρο 16 παράγραφος 8 του κανονισμού (ΕΚ) 2019/943, οι ΔΣΜ ΝΑΕ παρακολουθούν το διαθέσιμο περιθώριο για διαζωνικές συναλλαγές στον υπολογισμό δυναμικότητας επόμενης ημέρας.
- (11) Ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας οφείλει να διασφαλίσει ότι η υπολογιζόμενη ΚΔΜ πληροί τις ελάχιστες απαιτήσεις δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 16 παράγραφος 8 του κανονισμού (ΕΚ) 2019/43, χρησιμοποιώντας διορθωτικά μέτρα για τα οποία έχουν δεσμευτεί οι ΔΣΜ ΝΑΕ ή τα οποία ενδεχομένως έχει προτείνει ο ΦΣΥΔ. Σύμφωνα με το άρθρο 16 παράγραφος 3 του κανονισμού (ΕΚ) 2019/43, όταν τα διαθέσιμα διορθωτικά μέτρα δεν επαρκούν για την επίτευξη των προαναφερόμενων ελάχιστων δυναμικοτήτων τηρώντας παράλληλα τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας, ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας μπορεί, ως μέτρο έσχατης ανάγκης, να καθορίζει συντονισμένα μέτρα που μειώνουν αναλόγως τις διαζωνικές δυναμικότητες.

- (12) Η ελάχιστη δυναμικότητα είναι το 70% της δυναμικότητας μεταφοράς, τηρώντας πάντοτε τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας μετά την αφαίρεση τυχόν απρόβλεπτων συμβάντων, πλην εκείνων για τα οποία έχει επιτραπεί παρέκκλιση ή έχει οριστεί σχέδιο δράσης για την αντιμετώπιση των διαρθρωτικών συμφορήσεων σύμφωνα με τα άρθρα 15 και 16 του κανονισμού (ΕΕ) 2019/943. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ που επηρεάζονται από τις εν λόγω παρεκκλίσεις ή τα σχέδια δράσης ενημερώνουν όλες τις ΕΡΑ της ΠΥΔ ΝΑΕ για τυχόν τιμές ελάχιστης δυναμικότητας που ισχύουν κατά την περίοδο που καλύπτει η παρέκκλιση ή το σχέδιο δράσης.
- (13) Το ελάχιστο επίπεδο δυναμικότητας, όπως καθορίζεται στο άρθρο 16 παράγραφος 8 του κανονισμού (ΕΚ) 2019/943, μεταφράζεται στο περιθώριο σε περιοριστικό ΚΣΔ-ΑΣ. Το περιθώριο σε περιοριστικό ΚΣΔ-ΑΣ υπολογίζεται για κάθε ώρα ως εξής:

$$Margin = \sum_b pPTDF_{i,z2z,b} SF_b NTC + \sum_n PTDF_{z2z} CGME_n$$

όπου:

b	Προσανατολισμένα σύνορα ζωνών προσφοράς που ανήκουν στην περιοχή συντονισμού
$pPTDF_{z2z,b}$	Θετικός ΣΔΜΙ από ζώνη σε ζώνη που σχετίζεται με το προσανατολισμένο σύνορο ζώνης προσφοράς b (0 για αρνητικό ΣΔΜΙ από ζώνη σε ζώνη)
$= \max(0, PTDF_{z2z,b})$	
NTC	Καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς, υπολογιζόμενη για όλα τα σύνορα της βόρειας Ελλάδας και της νότιας Ρουμανίας
SF_b	Παράγοντας διαχωρισμού για το προσανατολισμένο σύνορο ζώνης προσφοράς b στην υπολογιζόμενη κατεύθυνση
n	Προσανατολισμένο σύνορο ζώνης προσφοράς που δεν ανήκει στην περιοχή συντονισμού
$PTDF_{z2z,n}$	(Θετικός ή αρνητικός) ΣΔΜΙ από ζώνη σε ζώνη που σχετίζεται με το προσανατολισμένο σύνορο ζώνης προσφοράς n
$CGME_n$	Πρόβλεψη ΚΜΔ της καθαρής ανταλλαγής στο προσανατολισμένο σύνορο ζώνης προσφοράς n .

Εάν το περιθώριο ενός περιοριστικού ΚΣΔ-ΑΣ είναι κατώτερο από το ελάχιστο περιθώριο, υπολογίζεται μια πρόσθετη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς $ANTC_i$ για να επιτευχθεί το ελάχιστο περιθώριο:

$$ANTC_i = \frac{\min Margin - Margin}{\sum_{b \in \text{coordination area} \cap \text{computed direction}} pPTDF_{z2z,b} * SF_b}$$

$ANTC_i$ Πρόσθετη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς που σχετίζεται με το ΚΣΔ-ΑΣ i

$\min Margin$ Ελάχιστο διαθέσιμο περιθώριο για διαζωνική εμπορία

Εάν το περιθώριο ενός περιοριστικού ΚΣΔ-ΑΣ ισούται ή υπερβαίνει το ελάχιστο περιθώριο, η πρόσθετη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς που σχετίζεται με το εν λόγω ΚΣΔ-ΑΣ ισούται με 0:

Συνεπώς, η προσαρμοσμένη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς (ΠΚΔΜ) για όλα τα σύνορα της βόρειας Ελλάδας και της νότιας Ρουμανίας ισούται με:

$$NTC_{adj} = NTC_{initial} + ANTC$$

όπου $NTC_{initial}$ είναι η συνολική αξία ΚΔΜ στα σύνορα βόρειας Ελλάδας/νότιας Ρουμανίας είτε για εισαγωγές είτε για εξαγωγές αντίστοιχα, όπως αξιολογείται στην ενότητα (3) του παρόντος άρθρου.

Για τα επιμέρους σύνορα (i) των συνόρων βόρειας Ελλάδας και νότιας Ρουμανίας, η προσαρμοσμένη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς προκύπτει από την παρακάτω εξίσωση.

$$NTC_{adj,i} = SF_i * NTC_{adj}$$

όπου SF_i είναι ο παράγοντας διαχωρισμού για το σχετικό σύνορο.

Για τα σύνορα ΒΟ-ΕΛ και ΒΟ-ΡΟ ισχύουν αντίστοιχα οι παρακάτω εξισώσεις, σύμφωνα με το άρθρο 10 παράγραφος 6, για τον υπολογισμό των τελικών τιμών ΚΔΜ για κάθε σύνορο και κατεύθυνση.

$$NTC_{BG-G} = NTC_{adj,BG} - CVA - IVA$$

$$NTC_{GR-B} = NTC_{adj,GR-BG} - CVA - IVA$$

$$NTC_{BG-RO} = NTC_{adj,BG-RO} - CVA - IVA$$

$$NTC_{RO-BG} = NTC_{adj,RO-B} - CVA - IVA$$

(14) Σύμφωνα με το άρθρο 21 παράγραφος 1 στοιχείο β) σημείο iii) του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι ΔΣΜ ΝΑΕ εφαρμόζουν τους κανόνες ώστε να λαμβάνεται υπόψη η ήδη κατανεμημένη διαζωνική δυναμικότητα. Ο στόχος των κανόνων είναι να επαληθευτεί ότι η τιμή ΔΔΜ κάθε συνόρου και κατεύθυνσης της ΠΥΔ ΝΑΕ παραμένει μη αρνητική σε περίπτωση ήδη κατανεμημένης εμπορικής δυναμικότητας.

(15) Η ΔΔΜ λαμβάνοντας υπόψη τις ΗΚΔ καθορίζεται με τις ακόλουθες εξισώσεις στην περίπτωση του συνόρου ΒΟ-ΕΛ:

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

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

Όπου:

ATC_{BG-GR}	ΔΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ
NTC_{BG-GR}	ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ
AAC_{BG-GR}	ΗΚΔ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ
AAC_{GR-BG}	ΗΚΔ στην κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ
ATC_{GR-BG}	ΔΔΜ στην κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ
NTC_{GR-BG}	ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ

(16) Η ΔΔΜ λαμβάνοντας υπόψη τις ΗΚΔ καθορίζεται με τις ακόλουθες εξισώσεις στην περίπτωση του συνόρου ΒΟ-ΡΟ:

$$ATC_{BG-RO} = NTC_{BG-RO} - AAC_{BG-R} + AAC_{RO-B}$$

$$ATC_{RO} = NTC_{RO-B} - AAC_{RO-BG} + AAC_{BG-R}$$

Όπου:

ATC_{BG-RO}	ΔΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΡΟ
NTC_{BG-RO}	ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΡΟ
AAC_{BG-RO}	ΗΚΔ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΡΟ
AAC_{RO-BG}	ΗΚΔ στην κατεύθυνση ΡΟ-ΒΟ
ATC_{RO-BG}	ΔΔΜ στην κατεύθυνση ΡΟ-ΒΟ

NTC_{RO-BG} ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΡΟ-ΒΟ

- (17) Η ΔΔΜ για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς επόμενης ημέρας και επίσης για το χρονικό πλαίσιο της ενδοημερήσιας αγοράς καθορίζεται με τις ακόλουθες εξισώσεις στην περίπτωση του συνόρου ΒΟ-ΕΛ λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές ΚΔΜ που έχουν υπολογιστεί νωρίτερα και τις ΗΟΔ:

$$\begin{aligned} ATC_{BG-GR} &= NTC_{BG-GR} - ANC_{BG-GR} + ANC_{GR-BG} \\ ATC_{GR-B} &= NTC_{GR-BG} - ANC_{GR-} + ANC_{BG-G} \end{aligned}$$

Όπου:

ATC_{BG-GR}	ΔΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ
NTC_{BG-GR}	ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ
ANC_{BG-GR}	ΗΟΔ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΕΛ
ANC_{GR-BG}	ΗΟΔ στην κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ
ATC_{GR-BG}	ΔΔΜ στην κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ
NTC_{GR-BG}	ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΕΛ-ΒΟ

- (18) Η ΔΔΜ για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς επόμενης ημέρας και επίσης για το χρονικό πλαίσιο της ενδοημερήσιας αγοράς καθορίζεται με τις ακόλουθες εξισώσεις στην περίπτωση του συνόρου ΒΟ-ΡΟ λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές ΚΔΜ που έχουν υπολογιστεί νωρίτερα και τις ΗΟΔ:

$$\begin{aligned} ATC_{BG-RO} &= NTC_{BG-} - ANC_{BG-} + ANC_{RO-B} \\ ATC_{RO-BG} &= NTC_{RO-BG} - ANC_{RO-B} + ANC_{BG-RO} \end{aligned}$$

Όπου:

ATC_{BG-RO}	ΔΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΡΟ
NTC_{BG-RO}	ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΡΟ
ANC_{BG-RO}	ΗΟΔ στην κατεύθυνση ΒΟ-ΡΟ
ANC_{RO-BG}	ΗΟΔ στην κατεύθυνση ΡΟ-ΒΟ
ATC_{RO-BG}	ΔΔΜ στην κατεύθυνση ΡΟ-ΒΟ
NTC_{RO-BG}	ΚΔΜ στην κατεύθυνση ΡΟ-ΒΟ

- (19) Εάν οι τιμές ΔΔΜ που υπολογίζονται σύμφωνα με το άρθρο 11 παράγραφοι 17 και 18 είναι αρνητικές, καμία δυναμικότητα δεν θα καταστεί διαθέσιμη για το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας, αντίστοιχα το χρονικό πλαίσιο ενδοημερήσιας αγοράς.
- (20) Σύμφωνα με το άρθρο 46 του κανονισμού ΚΔΔΣ, ο ΦΣΥΔ και οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ διασφαλίζουν ότι η επικυρωμένη διαζωνική δυναμικότητα επόμενης ημέρας παρέχεται στην αρμόδια οντότητα το αργότερο έως την καταληκτική ώρα παγίωσης επόμενης ημέρας, όπως ορίζεται σύμφωνα με το άρθρο 69 του κανονισμού ΚΔΔΣ.
- (21) Σύμφωνα με το άρθρο 58 του κανονισμού ΚΔΔΣ, ο ΦΣΥΔ και οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ διασφαλίζουν ότι η επικυρωμένη διαζωνική ενδοημερήσια δυναμικότητα παρέχεται στην αρμόδια οντότητα το αργότερο έως 15 λεπτά πριν από τη χρονική στιγμή έναρξης προσφορών διαζωνικής ενδοημερήσιας αγοράς.

Άρθρο 12 Διαδικασίες επαναφοράς

- (1) Πριν από τον κοινό υπολογισμό της δυναμικότητας επόμενης ημέρας, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχουν στον ΦΣΥΔ τις συντονισμένες διαζωνικές δυναμικότητες που ορίζονται σύμφωνα

με τις διαδικασίες υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας. Όσον αφορά το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας, οι τιμές ΚΔΣΜ χρησιμοποιούνται ως λύση επαναφοράς οι οποίες υπολογίζονται για τις ετήσιες και μηνιαίες διαδικασίες.

- (2) Όσον αφορά τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας επόμενης ημέρας, όπου κάποιο συμβάν προκύπτει στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας (συμβάν λόγω, μεταξύ άλλων, τεχνικής βλάβης στα εργαλεία, σφάλματος στην υποδομή επικοινωνίας ή αλλοίωσης ή έλλειψης εισερχόμενων δεδομένων) και ο ΦΣΥΔ δεν είναι σε θέση να παράξει αποτελέσματα εντός του προβλεπόμενου χρόνου για τη διαδικασία υπολογισμού, οι ΔΣΜ της ΝΑΕ επικυρώνουν, για το χρονικό πλαίσιο αγοράς επόμενης ημέρας, τις τελευταίες συντονισμένες διαζωνικές δυναμικότητες που υπολογίζονται εντός του μακροπρόθεσμου χρονικού πλαισίου.
- (3) Πριν από τον κοινό υπολογισμό της ενδοημερήσιας δυναμικότητας, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχουν στον ΦΣΥΔ τις συντονισμένες διαζωνικές δυναμικότητες που υπολογίζονται εντός των διαδικασιών υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας.
- (4) Όσον αφορά τον κοινό υπολογισμό ενδοημερήσιας δυναμικότητας, όπου κάποιο συμβάν προκύπτει στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας (συμβάν λόγω, μεταξύ άλλων, τεχνικής βλάβης στα εργαλεία, σφάλματος στην υποδομή επικοινωνίας ή αλλοίωσης ή έλλειψης εισερχόμενων δεδομένων) και ο ΦΣΥΔ δεν είναι σε θέση να παράξει αποτελέσματα, οι ΔΣΜ της ΝΑΕ επικυρώνουν τις διαζωνικές δυναμικότητες που υπολογίζονται εντός των διαδικασιών υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας.
- (5) Οι ΔΣΜ ΝΑΕ παρέχουν εισερχόμενα στοιχεία στον ΦΣΥΔ λίγες ώρες πριν από την έναρξη προσφορών του σχετικού χρονικού πλαισίου. Οι ακριβείς προθεσμίες θα ορίζονται κατά την περίοδο προσομοίωσης. Σε περίπτωση που οι ΔΣΜ παρέχουν εισερχόμενα στοιχεία στον ΦΣΥΔ που αποδεικνύονται ελλιπή από τον ΦΣΥΔ ή λείπουν, ο ΦΣΥΔ χρησιμοποιεί τις σχετικές τιμές από το προηγούμενο χρονικό πλαίσιο.

Άρθρο 13

Εξέταση συνόρων ζωνών προσφοράς που δεν ανήκουν στην ΠΥΔ ΝΑΕ

- (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 ΝΑΕ, αυτό συνιστά τον κανόνα για τον επιμερισμό των δυνατοτήτων ροών ισχύος μεταξύ διαφορετικών ΠΥΔ.

Άρθρο 14

Δημοσίευση και χρονοδιάγραμμα για την εφαρμογή της μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας

- (1) Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ δημοσιεύουν την εν λόγω μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας 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 9 παράγραφοι 10, 11 και 12 του κανονισμού ΚΔΔΣ.

- (2) Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ εκκινούν τη διαδικασία εφαρμογής της εν λόγω κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας με τη θέση σε ισχύ της μεθοδολογίας αυτής και η οποία αποτελείται από τα ακόλουθα βήματα:
 - α. Εσωτερική παράλληλη λειτουργία κατά τη διάρκεια της οποίας οι ΔΣΜ 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 κατά τη διάρκεια της οποίας οι ΔΣΜ θα συνεχίσουν να δοκιμάζουν τις εσωτερικές διαδικασίες και τα εργαλεία και την υποδομή ΤΠ. Επιπλέον, οι ΔΣΜ ΝΑΕ θα μεριμνήσουν ώστε οι συμμετέχοντες στην αγορά να ελέγξουν τις επιπτώσεις της εφαρμογής της εν λόγω μεθοδολογίας στην αγορά. Σύμφωνα με το άρθρο 20 παράγραφος 8 του κανονισμού ΚΔΔΣ, η φάση αυτή δεν θα διαρκεί λιγότερο από 6 μήνες.
- (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.
- (4) Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ εφαρμόζουν την κοινή μεθοδολογία για τον υπολογισμό δυναμικότητας επόμενης ημέρας το αργότερο έως την 1η Οκτωβρίου 2025.
- (5) Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ εφαρμόζουν τον κοινό υπολογισμό ενδοημερήσιας δυναμικότητας εντός των ακόλουθων πλαισίων:
 - α. Επικαιροποίηση των διαζωνικών δυναμικοτήτων σύμφωνα με το άρθρο 5 παράγραφος 9 στοιχείο α) της προθεσμίας εφαρμογής του υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας.
 - β. Υπολογισμός των διαζωνικών ενδοημερήσιων δυναμικοτήτων σύμφωνα με το άρθρο 5 παράγραφος 9 στοιχείο β) εντός 3 μηνών από την εφαρμογή της μεθοδολογίας υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας.
 - γ. Επανυπολογισμός των διαζωνικών ενδοημερήσιων δυναμικοτήτων σύμφωνα με το άρθρο 5 παράγραφος 9 στοιχείο γ) εντός 12 μηνών μετά την εφαρμογή της μεθοδολογίας υπολογισμού των ενδοημερήσιων δυναμικοτήτων σύμφωνα με το στοιχείο β) της εν λόγω παραγράφου.
- (6) Οι παράλληλες λειτουργίες μπορούν να ξεκινήσουν το νωρίτερο δυνατόν λόγω του χρόνου που απαιτείται για την προμήθεια, την ανάπτυξη και τη δοκιμή του βιομηχανικού εργαλείου υπολογισμού δυναμικότητας.

Άρθρο 15

Επανεξετάσεις και επικαιροποιήσεις

- (1) Βάσει του άρθρου 3 στοιχείο στ) του κανονισμού ΚΔΔΣ και σύμφωνα με το άρθρο 27 παράγραφος 4 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 στοιχείο 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 7, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ δημοσιεύουν τις αλλαγές τουλάχιστον 1 εβδομάδα πριν από την εφαρμογή.
- (4) Η επανεξέταση της κοινής λίστας των ΔΜ που λαμβάνονται υπόψη στον υπολογισμό δυναμικότητας περιλαμβάνει τουλάχιστον μια αξιολόγηση της αποδοτικότητας των ΔΜ που εξετάζονται κατά τον ΣΔΜ.
- (5) 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 23 έως 24 του κανονισμού ΚΔΔΣ, πρέπει να δημοσιευτούν οι αλλαγές τουλάχιστον 3 μήνες πριν από την οριστική εφαρμογή.
- (6) 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.
- (7) 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 προσαρμογή της παρούσας μεθοδολογίας, οι ΔΣΜ ΝΑΕ θα τροποποιήσουν την παρούσα μεθοδολογία σύμφωνα με το άρθρο 9 παράγραφος 13 του κανονισμού ΚΔΔΣ.

Άρθρο 16 **Δημοσίευση δεδομένων**

- (1) Σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο στ) του κανονισμού ΚΔΔΣ 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 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 της ΠΥΔ ΝΑΕ. Για να δοθεί η δυνατότητα στους συμμετέχοντες στην αγορά να κατανοήσουν σαφώς τα δημοσιευμένα δεδομένα, οι ΔΣΜ ΝΑΕ και ο ΦΣΥΔ 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 δημοσιεύουν τα ακόλουθα στοιχεία δεδομένων (εκτός από τα στοιχεία δεδομένων και των ορισμών του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 543/2013 της Επιτροπής σχετικά με την υποβολή και τη δημοσίευση δεδομένων στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας) το αργότερο έως 30 λεπτά πριν από την ώρα έναρξης της αγοράς στην περίπτωση υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας και το αργότερο έως 15 λεπτά πριν από την ώρα έναρξης της αγοράς στην περίπτωση υπολογισμού της ενδοημερήσιας δυναμικότητας, εκτός από το σημείο ρ):

- α. Οι τιμές ΚΔΜ που έχουν καθοριστεί για τα χρονικά πλαίσια της αγοράς επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας αγοράς.
 - β. Τα ΠΑ για κάθε κατεύθυνση των συνόρων της ΠΥΔ ΝΑΕ.
 - γ. Δημοσιεύονται τα ΔΜ από τον ΣΔΜ και για κάθε ΔΜ, ο τύπος του ΔΜ, η τοποθεσία του ΔΜ, εάν το ΔΜ ήταν επανορθωτικό ή προληπτικό. Εάν το ΔΜ ήταν επανορθωτικό, μια λίστα αναγνωριστικών ΚΣΔ-ΑΣ που να περιγράφουν το ΚΣΔ-ΑΣ με το οποίο σχετίζεται το ΔΜ.
 - δ. Περιοριστικά ΚΣΔ-ΑΣ.
 - ε. Για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ, δημοσιεύονται οι μέθοδοι για τον προσδιορισμό I_{max} σύμφωνα με το άρθρο 7 παράγραφος 5 στοιχείο α).
 - στ. Για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ, ο κωδικός αναγνώρισης ενέργειας (ΚΑΕ) του ΚΣΔ και το απρόβλεπτο συμβάν.
 - ζ. τα πραγματικά ονόματα των ΚΣΔ-ΑΣ.
 - η. Μέγιστη ροή στα ΚΣΔ-ΑΣ.
 - θ. ΣΔΜΙ από ζώνη σε κόμβο που συνδέεται με το προσανατολισμένο σύνορο ζώνης προσφοράς.
 - ι. περιθώριο από συντονισμένο υπολογισμό δυναμικότητας (ΠΣΥΔ).
 - ια. περιθώριο από μη συντονισμένο υπολογισμό δυναμικότητας (ΠΜΣΥΔ).
 - ιβ. Διαθέσιμο περιθώριο για διαζωνική εμπορία (ΔΠΔΕ).
 - ιγ. Πρόσθετη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς για την επίτευξη του ελάχιστου περιθωρίου (ΠΚΔΜ)
 - ιδ. τις ακόλουθες προβλεπόμενες πληροφορίες που περιέχονται στο ΚΜΔ για κάθε ΑΧΜ και ζώνη προσφοράς της ΠΥΔ ΝΑΕ:
 - i). Φορτίο
 - ii). Παραγωγή
 - iii). Καθαρή θέση
 - iv). Προγράμματα ανταλλαγής σε σύνορα ζωνών προσφοράς που δεν ανήκουν στην ΠΥΔ ΝΑΕ.
 - ιε. Κάθε 6 μήνες, δημοσίευση επικαιροποιημένου μοντέλου στατικού δικτύου από κάθε ΔΣΜ ΝΑΕ.
- (3) Μεμονωμένος ΔΣΜ ΝΑΕ δύναται να παρακρατά πληροφορίες που γνωστοποιούν στοιχεία σχετικά με την τοποθεσία που αναφέρονται στην παράγραφο 2 στοιχείο γ), δ), ε), στ), ζ), ιε) και ιστ) 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 στοιχείο στ) 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 στ) 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 17

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 στην ειδική διαδικτυακή πλατφόρμα επικοινωνίας, όπως αναφέρεται στο άρθρο 16. Κατά την υλοποίηση του ανωτέρω, συντονίζονται με τα σχετικά ενδιαφερόμενα μέρη και τις ρυθμιστικές αρχές της ΠΥΔ ΝΑΕ.
- (2) Η διαδικασία, σύμφωνα με την παράγραφο 1, εφαρμόζεται από τον ΦΣΥΔ 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 ΝΑΕ: 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 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 της ΠΥΔ 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 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 18

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 31 του κανονισμού ΚΔΔΣ.
- (3) Ο ΦΣΥΔ, με την υποστήριξη των ΔΣΜ της ΠΥΔ 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. 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 ΝΑΕ.

Άρθρο 19 **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 9 παράγραφος 14 του Κανονισμού ΚΔΔΣ 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 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) 2015/1222 και στο Περιφερειακό Κέντρο Συντονισμού της SEE CCR υπό την ονομασία SEleNe CC (Southeast Electricity Network Coordination Center), και αναρτάται στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΑΕΥ.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 25 Σεπτεμβρίου 2025

Ο Αντιπρόεδρος του Κλάδου

ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΦΟΥΡΛΑΡΗΣ