



# ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

3 Οκτωβρίου 2018

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 4402

## ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ. 831/2018

Λήψη απόφασης επί της τροποποίησης της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) που αφορά τη μεθοδολογία για τον υπολογισμό των προγραμματισμένων ανταλλαγών που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας, σύμφωνα με το άρθρο 43 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.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ  
(Συνεδρίασή την 10η Σεπτεμβρίου 2018)

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185/30.09.2016) «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», όπως ισχύει, και ιδίως των άρθρων 6 και 17 του Κεφαλαίου Γ του νόμου αυτού.

2. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179/22.08.2011) «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις», όπως ισχύει, ιδίως των άρθρων 22 και 32 αυτού.

3. Τις διατάξεις του Κανονισμού (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).

4. Τις διατάξεις 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 (ΕΕ L 197 της 25.07.2015, σελ. 24 επ.) και ιδίως των άρθρων 43 και 9 αυτού.

5. Την υπ' αριθ. 06/2016 της 17.11.2016 απόφαση του Οργανισμού Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΠΑΕ – ACER) σχετικά με τον προσδιορισμό των περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 15 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής.

6. Την υπ' αριθ. πρωτ. ΠΑΕ Ι-233026/01.03.2018 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. σχετικά με την έγκριση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) (εφεξής «ΔΣΜ») που αφορά τη μεθοδολογία για τον υπολογισμό των προγραμματισμένων ανταλλαγών που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας, σύμφωνα με το άρθρο 43 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.

7. Την υπ' αριθ. πρωτ. ΠΑΕ Ι-234102/19.03.2018 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. για την υποβολή στην Αρχή των επίσημων μεταφράσεων των ανωτέρω προτάσεων.

8. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΠΑΕ επί της ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ, η οποία έλαβε χώρα από 23.03.2018 έως και 30.03.2018<sup>1</sup>.

9. Τα αποτελέσματα της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας του Energy Regulators Forum (ERF) την 07.09.2018 τα οποία επιβεβαίωσαν την ομόφωνη συμφωνία (unanimous agreement) των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών για την τροποποίηση της ανωτέρω πρότασης των ΔΣΜ, που αφορά τη μεθοδολογία για τον υπολογισμό των προγραμματισμένων ανταλλαγών που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας, σύμφωνα με το άρθρο 43 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, μετά της επιστολής του Energy Regulators Forum (ERF) προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΠΑΕ – ACER) και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E) με συνημμένη την απόφαση των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών περί τροποποίησης της ανωτέρω πρότασης (υπ' αριθ. πρωτ. ΠΑΕ Ι- 245144/10.09.2018).

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

1 [http://www.rae.gr/site/categories\\_new/about\\_rae/activity/global\\_consultation/current/2303\\_3.csp](http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/activity/global_consultation/current/2303_3.csp)

11. 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' αριθ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνδριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003 (σχετ. 3).

Επειδή, στη συνέχεια, με εξουσιοδότηση που προβλέπεται στο άρθρο 18 του Κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 και σύμφωνα με το άρθρο 290 ΣΛΕΕ, εξεδόθη από την Επιτροπή ο υπ' αριθ. 2015/1222 Κανονισμός (ΕΕ) της 24ης Ιουλίου 2015 (εφεξής «Κανονισμός») (σχετ. 4), με τον οποίο καθορίζονται κατευθυντήριες γραμμές σχετικά με τη δι-αζωνική κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης στην αγορά της επόμενης ημέρας και στην ενδοημερήσια αγορά στα Κράτη Μέλη.

Επειδή, 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 (intra-day electricity market).

Επειδή, σύμφωνα με το άρθρο 43 του Κανονισμού «Μεθοδολογία για τον υπολογισμό των προγραμματισμένων ανταλλαγών που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας» προβλέπονται τα εξής:

«1. Εντός 16 μηνών από την έναρξη ισχύος του παρόντος κανονισμού, οι ΔΣΜ οι οποίοι προτίθενται να υπολογίζουν προγραμματισμένες συναλλαγές που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη αγοράς επόμενης ημέρας εκπονούν πρόταση σχετικά με κοινή μεθοδολογία για αυτόν τον υπολογισμό. Η πρόταση υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 12.

2. Στη μεθοδολογία περιγράφεται ο υπολογισμός και απαριθμούνται οι πληροφορίες που πρέπει να παρέχονται από τους σχετικούς ΝΕΜΟ στον φορέα υπολογισμού προγραμματισμένης ανταλλαγής που έχει συσταθεί σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 2 στοιχείο ζ), καθώς και οι προθεσμίες για τη διαβίβαση των εν λόγω πληροφοριών. Η καταληκτική ώρα για τη διαβίβαση πληροφοριών δεν πρέπει να υπερβαίνει τις 15:30 αγοραία ώρα επόμενης ημέρας.

3. Ο υπολογισμός βασίζεται σε καθαρές θέσεις για κάθε αγοραία χρονική μονάδα.

4. Το αργότερο εντός δύο ετών από την έγκριση από τις ρυθμιστικές αρχές της συγκεκριμένης περιφέρειας που αφορά η πρόταση κατά την παράγραφο 1, οι ΔΣΜ που εφαρμόζουν προγραμματισμένες ανταλλαγές επανεξετάζουν τη μεθοδολογία. Εν συνεχεία, εάν ζητηθεί από τις αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές, η μεθοδολογία επανεξετάζεται ανά διετία.».

Επειδή, κατά τις παρ. 5 και 7 του άρθρου 9 του Κανονισμού, η πρόταση των ΔΣΜ για την κοινή μεθοδολογία που αφορά τον υπολογισμό των προγραμματισμένων ανταλλαγών που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας, κατά το άρθρο 43 του Κανονισμού, υπόκειται στην έγκριση όλων των ρυθμιστικών αρχών της οικείας περιφέρειας.

Επειδή, κατά την παρ. 10 του άρθρου 9 του Κανονισμού:

«Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών απαιτείται απόφαση από περισσότερες της μιας 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 λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παραγράφους 6, 7 και 8, εντός έξι μηνών από την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τη ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, από την τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή.»

Επειδή, κατά την παρ. 12 του άρθρου 9 του Κανονισμού, οι Ρυθμιστικές Αρχές της οικείας περιφέρειας δύνανται να απαιτήσουν τροποποίηση από τους ΔΣΜ της σχετικής πρότασής τους για τη μεθοδολογία που αφορά τον υπολογισμό των προγραμματισμένων ανταλλαγών που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας, οι οποίοι υποβάλλουν στις Ρυθμιστικές Αρχές της οικείας περιφέρειας νέα πρόταση σχετικά με την τροποποίηση, προς έγκριση, εντός δύο μηνών μετά από την απαίτηση των Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας.

Επειδή, η απαίτηση για τροποποίηση εκ μέρους των Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας υποβάλλεται στους σχετικούς ΔΣΜ κατόπιν σχετικής απόφασης και εντός των προθεσμιών των άρθρων 43 και 9 του Κανονισμού.

Επειδή, κατά το άρθρο 6 παρ. 1γ 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 ΡΑΕ: ... 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 το άρθρο 17 παρ. 7 του Κεφαλαίου Γ του ίδιου ν. 4425/2016 (σχετ.1), προβλέπεται ότι:

«7. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει τις αρμοδιότητες που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 και στον Κανονισμό (ΕΕ) 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, αρχικά η σχετική πρόταση για την μεθοδολογία υπολογισμού των προγραμματισμένων ανταλλαγών που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας, υπεβλήθη στις αρμόδιες Ρυθμιστικές Αρχές μόνο από τους ΔΣΜ, οι οποίοι διενεργούσαν τους υπολογισμούς αυτούς. Στη συνέχεια οι Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές, σε συνέχεια επικοινωνίας και με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, ενημέρωσαν το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E) για την υποχρέωση υποβολής κοινής πρότασης όλων των ΔΣΜ προς έγκριση από όλες τις εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές, μέχρι την 31.12.2017 και κατόπιν παράτασης της προθεσμίας, μέχρι την 28.02.2018, συνεπεία της οποίας η τελευταία εμπλεκόμενη Ρυθμιστική Αρχή παρέλαβε την πρόταση την 14.03.2018.

Επειδή, ακολούθως με την υπό σχετ. 6 επιστολή, υπεβλήθη στη ΡΑΕ η κοινή πρόταση των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για τη μεθοδολογία υπολογισμού των προγραμματισμένων ανταλλαγών που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας και με την υπό σχετ. 7 επιστολή η επίσημη αυτής μετάφραση.

Επειδή, ακολούθως, η ΡΑΕ, από 23.03.2018 έως και 30.03.2018 έθεσε την υπό σχετ. 6 πρόταση των ΔΣΜ σε δημόσια διαβούλευση, κατά τη διάρκεια της οποίας δεν υπεβλήθησαν παρατηρήσεις.

Επειδή, με την ηλεκτρονική ψηφοφορία του Energy Regulators Forum την 07.09.2018, επιβεβαιώθηκε η ομόφωνη συμφωνία (unanimous agreement) των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών για την τροποποίηση της πρότασης των ΔΣΜ επί της μεθοδολογίας υπολογισμού των προγραμματισμένων ανταλλαγών που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας (σχετ. 9).

Επειδή, συναφώς (σχετ. 9) γνωστοποιήθηκε προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθ-

μιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ – ACER, και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E), η ανωτέρω απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της ανωτέρω παρ. 11 του άρθρου 9 του Κανονισμού, το οποίο προβλέπει ότι «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, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους υποβληθέντες όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 713/2009».

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 της κατά τα άρθρα 9 (παρ. 5, 7 και 12) και 43 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, 6 του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185) και 22 και 32 του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179):

1. Την τροποποίηση από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της πρότασής τους για τη μεθοδολογία που αφορά τον υπολογισμό των προγραμματισμένων ανταλλαγών που προκύπτουν από την ενιαία σύζευξη επόμενης ημέρας, σύμφωνα με την ανωτέρω κοινή απόφαση των εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών, ως εξής:

**« REQUEST FOR AMENDMENT OF ALL REGULATORY AUTHORITIES  
COORDINATED THROUGH THE CACM TF ON ALL TSOs' PROPOSALS FOR  
CALCULATING SCHEDULED EXCHANGES RESULTING FROM SINGLE DAY-  
AHEAD AND INTRADAY COUPLINGS (SCH EXC)**

**7 September 2018**

**I. Introduction and legal context**

Article 43(1) of Regulation 2015/1222<sup>1</sup> requires that, by 16 months after the entry into force of this Regulation, TSOs which intend to calculate scheduled exchanges resulting from day-ahead coupling shall develop a proposal for a common methodology for this calculation (hereafter referred to as: "the SCH EXC Proposal").

Article 56(1) of the CACM Guideline requires that, by 16 months after the entry into force of this Regulation, TSOs which intend to calculate scheduled exchanges resulting from intraday coupling shall develop a proposal for a a common methodology for this calculation.

In line with Article 9(9) of the CACM Guideline the proposal must include a proposed timescale for its implementation and a description of the expected impact on the objectives of the CACM Guideline.

In line with the above Articles, some RAs subsequently received these SCH EXC methodologies on 14 December 2016.

Following the submission of the methodologies, on 14 March 2017 a letter was sent by the Agency to the European Commission, on behalf of all RAs, to ask for an interpretation on whether all TSOs, including those who did not submit the methodologies on 14 December 2016, should develop and submit a common SCH EXC methodology for approval by regulatory authorities (RA).

On 1 June 2017, the European Commission responded that it is up to the RAs to decide whether it is more efficient to involve all TSOs in the development of the SCH EXC methodologies or not. Subsequently, all RAs agreed that all TSOs should submit a common methodology for both day-ahead and intraday. In a letter dated 22 September 2017, all RAs requested all TSOs to submit a common methodology by 31 December 2017.

Following the receipt of the RAs' letter, all TSOs elaborated on common SCH EXC methodologies for the day-ahead and intraday timeframes. Due to discussions between TSOs and NEMOs on the inclusion of the calculation of scheduled exchanges between NEMO trading hubs, TSOs indicated that the deadline set by RAs will not be feasible. Therefore, RAs agreed in December 2017 to prolong the deadline for submission of the common methodology until 28 February 2018. The last RA received the common SCH EXC methodology for the day-ahead and intraday timeframes on 14 March 2018.

According to Article 9(7)(d) of the CACM Guideline these proposals must be subject to the approval of all Regulatory Authorities (RAs) of the concerned region which in this case includes all RAs, as confirmed by the European Commission

This document elaborates an agreement of All Regulatory Authorities to request an amendment to the SCH EXC Proposals by all TSOs, dated 7 September, on the all TSOs' proposals for calculating scheduled exchanges resulting from single day-ahead and intraday couplings, in accordance with Article 43 and 56 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (Regulation 2015/1222).

This agreement of All Regulatory Authorities shall provide evidence that a decision on the SCH EXC Proposal does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 9(11) of the Regulation 2015/1222. This agreement is intended to constitute the basis on which All Regulatory Authorities will each subsequently request an amendment to the SCH EXC Proposal pursuant Article 9(12).

---

<sup>1</sup> "Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management", hence referred to as "CACM Guideline".

The legal provisions relevant to the submission and this All Regulatory Authority agreement on the request of amendement of the SCH EXC Proposal, can be found in Articles 3, 8, 9, 43, 49, 56, 60, 61 and 82 of the Regulation 2015/1222.

**Article 3 of Regulation 2015/1222:**

*This Regulation aims at:*

- (a) Promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity;*
- (b) Ensuring optimal use of the transmission infrastructure;*
- (c) Ensuring operational security;*
- (d) Optimising the calculation and allocation of cross-zonal capacity;*
- (e) Ensuring fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants;*
- (f) Ensuring and enhancing the transparency and reliability of information;*
- (g) Contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union;*
- (h) Respecting the need for a fair and orderly market and fair and orderly price formation;*
- (i) Creating a level playing field for NEMOs;*
- (j) Providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity*

**Article 8 of Regulation 2015/1222:**

1. (...)

2. (...)

*(g) where required, establish scheduled exchange calculators for calculating and publishing scheduled exchanges on borders between bidding zones in accordance with Articles 49 and 56;*

[...]

**Article 9 of Regulation 2015/1222**

1. *TSOs and NEMOs shall develop the terms and conditions or methodologies required by this Regulation and submit them for approval to the competent regulatory authorities within the respective deadlines set out in this Regulation. Where a proposal for terms and conditions or methodologies pursuant to this Regulation needs to be developed and agreed by more than one TSO or NEMO, the participating TSOs and NEMOs shall closely cooperate. TSOs, with the assistance of ENTSO for Electricity, and all NEMOs shall regularly inform the competent regulatory authorities and the Agency about the progress of developing these terms and conditions or methodologies.*

2. (...)

3. (...)

4. (...)

5. *Each regulatory authority shall approve the terms and conditions or methodologies used to calculate or set out the single day-ahead and intraday coupling developed by TSOs and NEMOs. They shall be responsible for approving the terms and conditions or methodologies referred to in paragraphs 6, 7 and 8.*

6. (...)

7. *The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region:*

(...)

*(d) the common methodologies for the calculation of scheduled exchanges in accordance with Articles 43(1) and 56(1);*

(...)

8. (...)

9. *The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation. Proposals on terms and conditions or methodologies subject to the approval by several or all regulatory authorities shall be submitted to the Agency at the same time that they are submitted to regulatory authorities. Upon request by the competent regulatory authorities, the Agency shall issue an opinion within three months on the proposals for terms and conditions or methodologies.*

10. *Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order reach an agreement. Where applicable, the competent regulatory authorities shall take into account the opinion of the Agency. Regulatory authorities shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, within six months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned.*

11. (...)

12. *In the event that one or several regulatory authorities request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, the relevant TSOs or NEMOs shall submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies for approval within two months following the requirement from the regulatory authorities. The competent regulatory authorities shall decide on the amended terms and conditions or methodologies within two months following their submission. Where the competent regulatory authorities have not been able to reach an agreement on terms and conditions or methodologies pursuant to paragraphs (6) and (7) within the two-month deadline, or upon their joint request, the Agency shall adopt a decision concerning the amended terms and conditions or methodologies within six months, in accordance with Article 8(1) of Regulation (EC) No 719/2009. If the relevant TSOs or NEMOs fail to submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies, the procedure provided for in paragraph 4 of this Article shall apply.*

13. (...)

14. (...)

**Article 43** of Regulation 2015/1222:

1. *By 16 months after the entry into force of this Regulation, TSOs which intend to calculate scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling shall develop a proposal for a common methodology for this calculation. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.*

2. *The methodology shall describe the calculation and shall list the information which shall be provided by the relevant NEMOs to the scheduled exchange calculator established in accordance with Article 8(2)(g) and the time limits for delivering this information. The time limit for delivering information shall be no later than 15.30 market time day-ahead.*

3. *The calculation shall be based on net positions for each market time unit.*

4. *No later than two years after the approval by the regulatory authorities of the concerned region of the proposal referred to in paragraph 1, TSOs applying scheduled exchanges shall review the methodology. Thereafter, if requested by the competent regulatory authorities, the methodology shall be reviewed every two years.*

**Article 49** of Regulation 2015/1222:

1. Each scheduled exchange calculator shall calculate scheduled exchanges between bidding zones for each market time unit in accordance with the methodology established in Article 43.

2. Each scheduled exchange calculator shall notify relevant NEMOs, central counter parties, shipping agents and TSOs of the agreed scheduled exchanges.

**Article 56** of Regulation 2015/1222:

1. By 16 months after the entry into force of this Regulation, TSOs which intend to calculate scheduled exchanges resulting from single intraday coupling shall develop a proposal for a common methodology for this calculation. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

2. The methodology shall describe the calculation and shall list the information which shall be provided by the relevant NEMOs to the scheduled exchange calculator established and the time limits for delivering this information.

3. The calculation shall be based on net positions as specified in Article 52(1)(b).

4. No later than two years after the approval by the regulatory authorities of the concerned region of the proposal referred to in paragraph 1, TSOs applying scheduled exchanges shall review the methodology. Thereafter, if requested by the competent regulatory authorities, the methodology shall be reviewed every two years.

**Article 60** of Regulation 2015/1222:

1. All NEMOs performing MCO functions shall deliver the continuous trading matching algorithm results:

(a) to all other NEMOs, for results on the execution status per trade specified in Article 52(1)(a);

(b) to all TSOs and scheduled exchange calculators, for results single net positions specified in Article 52(1)(b).

2. (...)

3. If, in accordance with paragraph 1(b), any NEMO, for reasons outside its responsibility, is unable to deliver these continuous trading matching algorithm results, it shall notify all TSOs and each scheduled exchange calculator as soon as reasonably practicable. All NEMOs shall notify the market participants concerned.

**Article 61** of Regulation 2015/1222:

1. Each scheduled exchange calculator shall calculate scheduled exchanges between bidding zones for each market time unit in accordance with the methodology established in Article 56.

2. Each scheduled exchange calculator shall notify relevant NEMOs, central counter parties, shipping agents and TSOs of the agreed scheduled exchanges.

**Article 82** of Regulation 2015/1222:

1. The entity or entities performing the MCO functions shall be monitored by the regulatory authorities or relevant authorities of the territory where they are located. Other regulatory authorities or relevant authorities, and the Agency, shall contribute to the monitoring where adequate. The regulatory authorities or relevant authorities primarily responsible for monitoring a NEMO and the MCO functions shall fully cooperate and shall provide access to information for other regulatory authorities and the Agency in order to ensure proper monitoring of single day-ahead and intraday coupling in accordance with Article 38 of Directive 2009/72/EC.

2. Monitoring of the implementation of single day-ahead and intraday coupling by ENTSO for Electricity in accordance with Article 8(8) of Regulation (EC) No 714/2009 shall in particular cover the following matters:

(...)

*(f) the review of the methodology for calculating scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling in accordance with Article 43(4).*

## **II. All TSOs' proposals**

TSOs' submitted two proposals, one for the methodology for calculating scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling in accordance with Article 43 of Regulation 2015/1222 and one for calculating scheduled exchanges resulting from single intraday coupling in accordance with Article 56 of Regulation 2015/1222.

Each of these is subject to the All Regulatory Authorities approval process, as outlined in Article 9 of the CACM Regulation.

The proposals contain, as required by Article 9(9) of Regulation 2015/1222, a description of the timeline for implementation as well as a description of the expected impact of objectives of the Regulation as listed in Article 3.

TSOs also submitted two supporting documents for further information regarding the proposals. This document contains a more in-depth description of the calculation methodologies but is not submitted for the approval of All Regulatory Authorities. Finally, following the requirements in Article 12(3) on the transparency of the outcome of the public consultation, a consultation report including the views of the stakeholders and the assessment of TSOs has been included in the relevant explanatory note of the proposal along.

## **III. All Regulatory Authority's' position**

### ***General remarks for both proposals***

#### ***On the format***

All RAs ask all TSOs to be extra careful with the wording as the usage of defined terms is not fully consistent. Abbreviations should be defined prior to their usage (e.g. CCR), consistent wording regarding to Regulation 2015/1222 should be used (e.g. algorithm should be price coupling algorithm, prices should be market prices) and most importantly text and formulas should consistently refer to scheduled exchanges not to flows (as defined in Regulation 2015/1222 where only scheduled exchanges and not scheduled flows are defined)

All RAs ask TSOs to use a consistent format also for descriptions and variable names in formulas and to double check indexes, sets and used parameters since there are still many inconsistencies (line vs. interconnector, period vs. market time unit, etc.).

#### ***On deadlines***

Regarding Art. 4(7) of the day-ahead proposal, all RAs are of the view that the wording "timely manner" is not clear enough. All RAs therefore ask all TSOs, after consultation with NEMOs, to introduce a more precise definition of the deadline for the provision of the necessary information. TSOs, in determining the deadlines for provision of scheduled exchanges within the day-ahead timeframe, should duly consider the requirements under Transparency Regulation<sup>21</sup> and the necessity for this information to be provided ahead of the Intraday Cross-Zonal Gate Opening Time (15:00 CET). The reasoning for the setting of respective deadlines should be outlined in the explanatory document.

#### ***On the perimeter of the calculation***

---

<sup>21</sup> Commission Regulation (EU) No 543/2016 of 14 June 2016 on submission and publication of data in electricity markets (the "Transparency Regulation"), see in particular Articles 12(1)(f) and 12(2)(e). The scheduled day-ahead commercial exchanges are results of the day-ahead market coupling and have to be published at the latest one hour after the cut-off time.

All TSOs shall also clearly define the perimeter of calculations (the whole Europe, per CCR or per bidding zone border) and any sub-parameters for each level of calculation.

*On scheduling areas without NEMO trading hubs*

Regarding the provision establishing the determination of net positions per scheduling area by the NEMOs as foreseen in the proposal, there are some doubts that they can be fulfilled for all the scheduling areas and all the TSOs. As it is not possible to either calculate net positions nor allocated capacities based on the trades when there is no NEMO trading hub in a scheduling area, the day-ahead and intraday SCH EXC methodologies shall mention that the different inputs/outputs at the level of scheduling area is only possible for scheduling areas where at least one NEMO operates.

On additional information to be included in the explanatory document

All RAs ask all TSOs to include the following information in the explanatory note of the amended proposal:

- Description of the connection(s) - if any - between this proposal and the advanced hybrid coupling and/or ramping restrictions
- Specification of the input to the scheduled exchanges calculations

*On the content of the day-ahead proposal*

**Article 1 – Subject matter of scope**

The output parameters described in Art. 1(2) shall be provided for each market time unit (as in Art. 4).

**Article 3 – List of information required from relevant NEMOs**

All RAs request all TSOs to clarify the status of the information they ask from NEMOs. Indeed, according to Regulation 2015/1222, the only mandatory information that algorithm shall provide is the net position and the price per bidding zone. More specifically, all TSOs shall also refer to the all TSOs' requirements for the price coupling algorithm and the continuous trading matching algorithm (e.g. also including the requirement to provide scheduled exchanges on DC interconnector level), developed in accordance with Article 37(1) of Regulation 2015/1222. In the case NEMOs provide additional data, as it is foreseen in the current algorithm proposal, TSOs should clarify what would be the status of the collaboration between TSOs and NEMOs (e.g. a delegation of task according to Article 81 of CACM).

**Article 4 – Scheduled exchange calculator**

All RAs ask all TSOs to clarify the deadline for submission of information referred to in Art. 4(7).

**Article 7 - Calculation of scheduled exchanges between bidding zones**

All RAs ask all TSOs to include in the target function the 'indices of summation', including the 'lower bounds of summation' and the 'upper bounds of summation' and subindices of variables.

The usage of the term "interconnector" for a bidding zone border (or "bidding zone line" as in the explanatory document) is misleading here as there can be more than one interconnector between two bidding zones. All RAs ask all TSOs to provide a more clear wording here.

All RAs ask TSOs to clarify the variable  $\varphi$ . It seems to be the scheduled exchange between bidding zones (as it is also called "bidding zone line" in the explanatory document p.37) not the flow on an certain interconnector.

All RAs request TSOs to indicate how the cost coefficients will be determined by each TSO and which principles will be used to do so.

All RAs request TSOs to confirm that, in Art. 7(4)(ii) "regions" should be "bidding zones".

### **Article 8 – Calculation of scheduled exchanges between scheduling areas**

All RAs ask all TSOs to use consistent format (font, etc.) and description of formulas in the proposal as the formula provided here looks totally different from the one in Art. 7 even though it provides for the same calculation only for different areas.

All RAs request TSOs to indicate how the cost coefficients will be determined by each TSO and which principles will be used to do so.

All RAs ask all TSOs to amend the description of the calculation according to the following:

- Scheduled exchange should again (as in Art. 7) be  $\varphi$  not  $flow$  (for bidding zones) or  $flow$  (for scheduling areas)
- Same terms as in Art. 7 should be used for linear and quadratic coefficients
- Market time unit  $h$  should be included (as in Art. 7)
- $TOP_{SA}$  should be defined (a description is at the moment only provided in the explanatory note which is not approved by all RAs)
- 1,2 for SA and Z in the descriptions of variables are subindices, therefore they should be lowered (as subscripts)
- Sets from which I and j are drawn (i.z/j.z) should be sufficiently defined (a description is at the moment only provided in the explanatory note which is not approved by all RAs)
- Overline for NP is missing in formula in Art. 8(d)
- Formula Art. 8(d) second part  $sa_s = sa$  should be  $sa_2 = sa$

#### *Calculation of scheduled exchanges between NEMO trading hubs*

All RAs ask all TSOs to include an additional article covering the calculation of scheduled exchanges between NEMO trading hubs, defined as “electricity transfer scheduled between NEMO trading hubs operating within or between scheduling areas or bidding zones” in the ACER Decision No 08/2018 on the NEMO’s proposal for the price coupling algorithm and the continuous trading matching algorithm.

When doing so, all RAs ask all TSOs to take also into account the previous comments provided by RAs regarding the descriptions of the calculation of scheduled exchanges between bidding zones (Article 7) and scheduling areas (Article 8).

All RAs ask all TSOs to ensure the consistent calculation of those three types of scheduled exchanges and to include related explanations.

All RAs ask all TSOs to closely cooperate with NEMOs when following this request in order to ensure scheduled exchanges between NEMO trading hubs to be properly included in the methodology.

#### *On the content of the intraday proposal*

### **Article 4 - Calculation of scheduled exchanges between bidding zones and scheduling areas**

All RAs ask all TSOs to improve the description of the calculation of scheduled exchanges between bidding zones and scheduling areas for the intraday timeframe in order to properly reflect the links to the scheduled exchanges between NEMO trading hubs to be introduced (see next paragraph).

Calculation of scheduled exchanges between NEMO trading hubs

As described for the day-ahead proposal, all RAs ask all TSOs to include an additional article covering the calculation of scheduled exchanges between NEMO trading hubs, defined as “electricity transfer scheduled between NEMO trading hubs operating within or between scheduling areas or bidding zones” in the ACER Decision No 08/2018 on the

NEMO's proposal for the price coupling algorithm and the continuous trading matching algorithm.

When doing so, all RAs ask all TSOs to take also into account all relevant comments provided by RAs for the day-ahead proposal.

#### **IV. Actions**

Based on the above rationale, all RAs agree to request an amendment to the SCH EXC proposals. This amendment should contain the elements as outlined in the previous chapter and shall aim at further develop the content of the proposal submitted by all TSOs.».

2. Την κοινοποίηση της παρούσας απόφασης στην εταιρεία με την επωνυμία «ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΕ» και με διακριτικό τίτλο «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» για τις σχετικές της ενέργειες σύμφωνα με τον Κανονισμό.

3. Την ανάρτηση της παρούσα απόφασης στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΕ και τη δημοσίευσή της στο Φύλλο Εφημερίδος της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ).

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

Αθήνα, 10 Σεπτεμβρίου 2018

Ο Πρόεδρος της ΡΑΕ

ΝΙΚΟΛΑΟΣ ΜΠΟΥΛΑΞΗΣ



## ΕΘΝΙΚΟ ΤΥΠΟΓΡΑΦΕΙΟ

Το Εθνικό Τυπογραφείο αποτελεί δημόσια υπηρεσία υπαγόμενη στο Υπουργείο Διοικητικής Ανασυγκρότησης και έχει την ευθύνη τόσο για τη σύνταξη, διαχείριση, εκτύπωση και κυκλοφορία των Φύλλων της Εφημερίδας της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ), όσο και για την κάλυψη των εκτυπωτικών - εκδοτικών αναγκών του δημοσίου και του ευρύτερου δημόσιου τομέα (ν. 3469/2006/Α' 131 και π.δ. 29/2018/Α' 58).

### 1. ΦΥΛΛΟ ΤΗΣ ΕΦΗΜΕΡΙΔΑΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ (ΦΕΚ)

- Τα **ΦΕΚ σε ηλεκτρονική μορφή** διατίθενται δωρεάν στο **www.et.gr**, την επίσημη ιστοσελίδα του Εθνικού Τυπογραφείου. Όσα ΦΕΚ δεν έχουν ψηφιοποιηθεί και καταχωριστεί στην ανωτέρω ιστοσελίδα, ψηφιοποιούνται και αποστέλλονται επίσης δωρεάν με την υποβολή αίτησης, για την οποία αρκεί η συμπλήρωση των αναγκαίων στοιχείων σε ειδική φόρμα στον ιστότοπο **www.et.gr**.

- Τα **ΦΕΚ σε έντυπη μορφή** διατίθενται σε μεμονωμένα φύλλα είτε απευθείας από το Τμήμα Πωλήσεων και Συνδρομητών, είτε ταχυδρομικά με την αποστολή αιτήματος παραγγελίας μέσω των ΚΕΠ, είτε με ετήσια συνδρομή μέσω του Τμήματος Πωλήσεων και Συνδρομητών. Το κόστος ενός ασπρόμαυρου ΦΕΚ από 1 έως 16 σελίδες είναι 1,00 €, αλλά για κάθε επιπλέον οκτασέλιδο (ή μέρος αυτού) προσαυξάνεται κατά 0,20 €. Το κόστος ενός έγχρωμου ΦΕΚ από 1 έως 16 σελίδες είναι 1,50 €, αλλά για κάθε επιπλέον οκτασέλιδο (ή μέρος αυτού) προσαυξάνεται κατά 0,30 €. Το τεύχος Α.Σ.Ε.Π. διατίθεται δωρεάν.

#### • Τρόποι αποστολής κειμένων προς δημοσίευση:

A. Τα κείμενα προς δημοσίευση στο ΦΕΚ, από τις υπηρεσίες και τους φορείς του δημοσίου, αποστέλλονται ηλεκτρονικά στη διεύθυνση **webmaster.et@et.gr** με χρήση προηγμένης ψηφιακής υπογραφής και χρονοσήμανσης.

B. Κατ' εξαίρεση, όσοι πολίτες δεν διαθέτουν προηγμένη ψηφιακή υπογραφή μπορούν είτε να αποστέλλουν ταχυδρομικά, είτε να καταθέτουν με εκπρόσωπό τους κείμενα προς δημοσίευση εκτυπωμένα σε χαρτί στο Τμήμα Παραλαβής και Καταχώρισης Δημοσιευμάτων.

- Πληροφορίες, σχετικά με την αποστολή/κατάθεση εγγράφων προς δημοσίευση, την ημερήσια κυκλοφορία των Φ.Ε.Κ., με την πώληση των τευχών και με τους ισχύοντες τιμοκαταλόγους για όλες τις υπηρεσίες μας, περιλαμβάνονται στον ιστότοπο (**www.et.gr**). Επίσης μέσω του ιστότοπου δίδονται πληροφορίες σχετικά με την πορεία δημοσίευσης των εγγράφων, με βάση τον Κωδικό Αριθμό Δημοσίευματος (ΚΑΔ). Πρόκειται για τον αριθμό που εκδίδει το Εθνικό Τυπογραφείο για όλα τα κείμενα που πληρούν τις προϋποθέσεις δημοσίευσης.

### 2. ΕΚΤΥΠΩΤΙΚΕΣ - ΕΚΔΟΤΙΚΕΣ ΑΝΑΓΚΕΣ ΤΟΥ ΔΗΜΟΣΙΟΥ

Το Εθνικό Τυπογραφείο ανταποκρινόμενο σε αιτήματα υπηρεσιών και φορέων του δημοσίου αναλαμβάνει να σχεδιάσει και να εκτυπώσει έντυπα, φυλλάδια, βιβλία, αφίσες, μπλοκ, μηχανογραφικά έντυπα, φακέλους για κάθε χρήση, κ.ά.

Επίσης σχεδιάζει ψηφιακές εκδόσεις, λογότυπα και παράγει οπτικοακουστικό υλικό.

**Ταχυδρομική Διεύθυνση:** Καποδιστρίου 34, τ.κ. 10432, Αθήνα

**ΤΗΛΕΦΩΝΙΚΟ ΚΕΝΤΡΟ:** 210 5279000 - fax: 210 5279054

#### ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΚΟΙΝΟΥ

**Πωλήσεις - Συνδρομές:** (Ισόγειο, τηλ. 210 5279178 - 180)

**Πληροφορίες:** (Ισόγειο, Γρ. 3 και τηλεφ. κέντρο 210 5279000)

**Παραλαβή Δημ. Ύλης:** (Ισόγειο, τηλ. 210 5279167, 210 5279139)

**Ωράριο για το κοινό:** Δευτέρα ως Παρασκευή: 8:00 - 13:30

Ιστότοπος: **www.et.gr**

Πληροφορίες σχετικά με την λειτουργία του ιστότοπου: **helpdesk.et@et.gr**

Αποστολή ψηφιακά υπογεγραμμένων εγγράφων προς δημοσίευση στο ΦΕΚ: **webmaster.et@et.gr**

Πληροφορίες για γενικό πρωτόκολλο και αλληλογραφία: **grammateia@et.gr**

**Πείτε μας τη γνώμη σας,**

για να βελτιώσουμε τις υπηρεσίες μας, συμπληρώνοντας την ειδική φόρμα στον ιστότοπό μας.

