

**ΑΡ./ΗΜ./ΕΧΕ: 1769 / 17.10.2022**

**Προς:** Αναπληρωτή Καθηγητή, Αθανάσιο Δαγούμα  
Πρόεδρο ΠΑΕ

**Θέμα:** «Εισήγηση για τον ορισμό του ποσοστού Χ% του μεριδίου λιανικής προμήθειας και Α% των ποσοτήτων ενέργειας που περιλαμβάνονται στις επικυρωμένες Δηλώσεις Προγραμμάτων Φυσικής Απόληψης και που αντιστοιχούν σε ποσότητες ενέργειας επί συναλλαγών Ενεργειακών Χρηματοπιστωτικών Μέσων εντός της Ενεργειακής Χρηματοπιστωτικής Αγοράς ή διμερώς, επί του συνόλου των ποσοτήτων ενέργειας που αγοράστηκαν με αποδεκτές Εντολές Αγοράς στην Αγορά Επόμενης Ημέρας για το ημερολογιακό έτος 2023»

**Σχετικά:** α. «Εισήγηση για τον ορισμό του ποσοστού Χ% του μεριδίου λιανικής προμήθειας και Α% των ποσοτήτων ενέργειας που περιλαμβάνονται στις επικυρωμένες Δηλώσεις Προγραμμάτων Φυσικής Απόληψης και που αντιστοιχούν σε ποσότητες ενέργειας επί συναλλαγών Ενεργειακών Χρηματοπιστωτικών Μέσων εντός της Ενεργειακής Χρηματοπιστωτικής Αγοράς ή διμερώς, επί του συνόλου των ποσοτήτων ενέργειας που αγοράστηκαν με αποδεκτές Εντολές Αγοράς στην Αγορά Επόμενης Ημέρας για το ημερολογιακό έτος 2022», ΕΧΕ 1595/03.11.2021 και ΟΡΘΗ ΕΠΑΝΑΛΗΨΗ ΕΧΕ 1650/11.11.2021.

β. Απόφαση ΠΑΕ 1014/22.12.2021 (ΦΕΚ 6419/Β/31.12.2021)

γ. Απόφαση ΠΑΕ 1657/2020 (ΦΕΚ Β' 6027/31.12.2020)

δ. Απόφαση ΠΑΕ 1008Α/2020 (ΦΕΚ Β' 3385/13.08.2020)

ε. Επιστολή ΠΑΕ: «Ποσοστό Α% των ποσοτήτων ενέργειας που περιλαμβάνονται στις επικυρωμένες Δηλώσεις Προγραμμάτων Φυσικής Απόληψης και που αντιστοιχούν σε ποσότητες ενέργειας επί συναλλαγών Ενεργειακών Χρηματοπιστωτικών Μέσων σύμφωνα με τις διατάξεις της υποενότητας 4.4.2.2 του Κανονισμού Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας & Ενδοημερήσιας Αγοράς», ΕΧΕ 716/31.03.2022

στ. «Executive Summary», ΕΧΕ 1753/13.10.2022

ζ. «Buyer-Side Market Power Analysis of the Maximum threshold of Forward Hedge Ratio in the Greek Wholesale Electricity Market», ΕΧΕ 1754/13.10.2022

η. «Κανονισμός Λειτουργίας Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας Α.Ε.», απόφαση ΡΑΕ 1116/13.11.2018, ΦΕΚ Β΄ 5914/31.12.2018, ως ισχύει.

Αξιότιμε κύριε Πρόεδρε,

Σύμφωνα με τις διατάξεις της υποενότητας 4.4.2.2 του Κανονισμού Λειτουργίας Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας Α.Ε. (η' σχετικό), με Απόφαση ΡΑΕ κατόπιν εισήγησης του ΕΧΕ ορίζονται για κάθε ημερολογιακό έτος α) η τιμή του ποσοστού Χ% που αντιστοιχεί στο μερίδιο λιανικής προμήθειας και β) η τιμή του ποσοστού Α% (FHR) που αντιστοιχεί στις μέγιστες επιτρεπτές ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται στις επικυρωμένες Δηλώσεις Προγραμμάτων Φυσικής Απόληψης και που αντιστοιχούν σε ποσότητες ενέργειας επί συναλλαγών Ενεργειακών Χρηματοπιστωτικών Μέσων εντός της Ενεργειακής Χρηματοπιστωτικής Αγοράς ή διμερώς, επί του συνόλου των ποσοτήτων ενέργειας που αγοράστηκαν με αποδεκτές Εντολές Αγοράς στην Αγορά Επόμενης Ημέρας (DAM) ανά Προμηθευτή, ορίζονται για κάθε ημερολογιακό έτος με Απόφαση ΡΑΕ κατόπιν εισήγησης του ΕΧΕ. Για το ημερολογιακό έτος 2022 οι τιμές Χ% και Α% καθορίστηκαν από την Αρχή σας με το β' σχετικό, βάσει του οποίου το ποσοστό Α% διατηρήθηκε σε ποσοστό 20%, ενώ το ποσοστό Χ% αυξήθηκε σε 40%.

Επιπρόσθετα με την ε' σχετική επιστολή ζητήθηκε από την Αρχή σας η εκπόνηση επικαιροποιημένης μελέτης για τις εκτιμώμενες επιπτώσεις αύξησης του ποσοστού Α%.

#### **Α. Αναφορικά με την εκπόνηση επικαιροποιημένης μελέτης για τις εκτιμώμενες επιπτώσεις αύξησης του ποσοστού Α% και τα συμπεράσματα αυτής.**

Προς υλοποίηση των ζητούμενων της ε' επιστολής το ΕΧΕ ανέθεσε στην εταιρία ECCO International την διενέργεια σχετικής μελέτης προσομοιώσεων και ανάλυσης των επιπτώσεων μεταβολής του ορίου Α% στην Αγορά Επόμενης Ημέρας. Στην παρούσα ενότητα αποτυπώνονται τα βασικά σημεία και συμπεράσματα της μελέτης (στ' και ζ' σχετικά).

Η εν λόγω μελέτη αφορά σε ποσοτική διερεύνηση για διάφορα επίπεδα του δείκτη FHR της επίπτωσης στη ρευστότητα της Αγοράς Επόμενης Ημέρας, στην ικανότητα διαμόρφωσης τιμών που αντανάκλουν το βραχυπρόθεσμο οριακό κόστος και στη διαμόρφωση των μεριδίων των συμμετεχόντων υπό συγκεκριμένες συνθήκες και παραδοχές μεταβολής των βασικών μεγεθών της αγοράς. Η μελέτη εξέτασε επτά (7) διαφορετικά επίπεδα του δείκτη FHR και για την χρονική περίοδο τριάντισι (3.5) ετών από τον Ιούλιο 2022 έως και το Δεκέμβριο 2025. Ακολούθως διενεργήθηκε σχετική ανάλυση επί των διαμορφούμενων τιμών και μεριδίων των συμμετεχόντων στην Αγορά Επόμενης Ημέρας.

Η εν λόγω μεθοδολογική προσέγγιση μπορεί να εφαρμόζεται κάθε φορά λαμβάνοντας υπόψη τις κατά περίπτωση τρέχουσες δομικές συνθήκες καθώς και τις προβλέψεις μεταβολής των βασικών μεγεθών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το σύνολο των προβλέψεων/παραδοχών της μελέτης παρουσιάζονται στα στ' και ζ' σχετικά συνημμένα.

Περιληπτικά:

### A.1 Παραδοχές αναφορικά με τα δεδομένα εισόδου για την εκτέλεση των προσομοιώσεων

Για τις προσομοιώσεις επίλυσης της αγοράς σε ωριαία βάση χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα από την υφιστάμενη Αγορά Επόμενης Ημέρας καθώς και παραδοχές για την πρόβλεψη παραμέτρων όπως: η εξέλιξη της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα (λαμβάνοντας υπόψη το 10ετές αναπτυξιακό πλάνο 2023-2032 που οριστικοποιήθηκε από ΑΔΜΗΕ και εγκρίθηκε από ΡΑΕ (Απρίλιος 2022)), το μείγμα του παραγωγικού δυναμικού λαμβάνοντας υπόψη και το πρόγραμμα απόσυρσης λιγνιτικών μονάδων αλλά και ένταξης νέων παραγωγικών μονάδων (φυσικού αερίου, λιγνιτικών και υδροηλεκτρικών), η διείσδυση των ΑΠΕ, η έναρξη λειτουργίας συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και η εξέλιξη των τιμών καυσίμων και CO<sub>2</sub>. Επίσης έχει ληφθεί υπόψη η έναρξη λειτουργίας της νέας γραμμής διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας (αναμένεται σε λειτουργία Ιανουάριο 2023).

Στην μελέτη, οι θερμικές, υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής και μονάδες αποθήκευσης ενέργειας υποβάλλουν προσφορές με βάση το ελάχιστο μεταβλητό κόστος (MVC) των θερμικών μονάδων θεωρώντας ότι το επίπεδο των τιμολογούμενων προσφορών θα πρέπει να αντανakλά σχετικά κοστολογικά μεγέθη τα οποία πρέπει να ανακτώνται μέσω της Αγοράς.

Πιο συγκεκριμένα, για τις προσφορές των θερμικών μονάδων παραγωγής του δεσπόζοντος παίχτη θεωρήθηκε ότι υποβάλλονται με αποδοχή τιμής και προτεραιότητα εκτέλεσης (PPT) προκειμένου να εξασφαλιστεί η φυσική παράδοση της ποσότητας λαμβάνοντας υπόψη τον περιορισμό του FHR. Το υπόλοιπο μέρος της διαθεσιμότητας υποβάλλεται με υβριδικές εντολές πώλησης με τιμές ακριβώς (ή ελαφρώς πάνω από) το MVC τους. Σημαντική προσαύξηση τιμής πάνω από το MVC τους (π.χ. 2-10 €/MWh) εφαρμόζεται στα τελευταία ζεύγη τιμής-ποσότητας για τις λιγνιτικές μονάδες και ορισμένες μονάδες αερίου (π.χ. Μεγαλόπολη 5, Λαύριο 4, Κομοτηνή).

Οι μονάδες παραγωγής φυσικού αερίου των υπόλοιπων Συμμετεχόντων θεωρείται ότι υποβάλλουν πρώτα κατάλληλες εντολές πακέτου (Block) για θερμική ισχύ ίση ή ελαφρώς πάνω από το τεχνικό ελάχιστο τους, προκειμένου να διασφαλιστεί ότι θα προκύψουν για αυτές τεχνικά εφικτά προγράμματα λειτουργίας από την επίλυση της Αγοράς Επόμενης Ημέρας. Για την υπόλοιπη διαθέσιμη ποσότητα τους, θεωρείται ότι υποβάλλουν υβριδικές εντολές πώλησης με αρκετά μεγαλύτερη προσαύξηση τιμής πάνω από το MVC τους (π.χ. 5-25 €/MWh), με στόχο την αύξηση της τιμής εκκαθάρισης DAM κυρίως σε περιόδους σπανιότητας. Να σημειωθεί ότι για τις μονάδες συμπαραγωγής θεωρείται ότι υποβάλλουν εντολές με αποδοχή τιμής και προτεραιότητα εκτέλεσης (PPT) για ποσότητες ίσες με τη λειτουργία συμπαραγωγής και οι υπόλοιπες ποσότητες υποβάλλονται με υβριδικές εντολές πώλησης με τιμή ίση με το MVC.

Για τις υδροηλεκτρικές μονάδες του δεσπόζοντος παίχτη θεωρείται ότι εκτός των υποχρεωτικών νερών (που υποβάλλονται με εντολές με αποδοχή τιμής και προτεραιότητα εκτέλεσης (PPT)) οι ποσότητες υποβάλλονται με υβριδικές εντολές με τιμές ελαφρώς πάνω από τις αντίστοιχα υποβαλλόμενες των θερμικών μονάδων του δεσπόζοντος παίχτη.

Οι στρατηγικές υποβολής προσφορών για την έγχυση και την απόληψη ενέργειας των μονάδων αποθήκευσης διατυπώθηκαν σύμφωνα με τον κανόνα του βαθμού απόδοσης κατανάλωσης-παραγωγής, σύμφωνα με τον οποίο η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται όταν η τιμή εκκαθάρισης DAM δεν υπερβαίνει το Χ% της τιμής εκκαθάρισης της αγοράς εκείνων των ωρών που λαμβάνει χώρα η αντίστοιχη έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας (όπου το Χ% αντιπροσωπεύει την απόδοση μετ' επιστροφής του κύκλου άντλησης/έγχυσης ή φόρτισης/εκφόρτισης π.χ. 70% ή 88%, αντίστοιχα) και η οποία διασφαλίζει πλήρως την αποτελεσματική αξιοποίηση μονάδων αποθήκευσης. Σύμφωνα με αυτόν τον κανόνα, η τιμή προσφοράς για την απορρόφηση ενέργειας επιλέγεται να είναι χαμηλότερη από την τιμή προσφοράς της φθηνότερης διαθέσιμης θερμικής μονάδας και η τιμή προσφοράς για την αντίστοιχη έγχυση ενέργειας διαμορφώνεται σε σημαντικά υψηλότερα επίπεδα σύμφωνα με τον κανόνα Χ%, όπως αναφέρθηκε.

Προκειμένου να εξεταστεί η ισχύς στην αγορά από την πλευρά της ζήτησης που θα μπορούσε να ασκήσει δυνητικά ο δεσπόζων παίχτης, προσομοιώθηκαν επτά (7) σενάρια, τα οποία διαφοροποιούνται αποκλειστικά ως προς το μέγιστο επιτρεπόμενο FHR για το δεσπόζοντος παίχτη, το οποίο λαμβάνει τιμές ίσες με 0 %, 10%, 20%, 25%, 30% 35% και 40%. Για κάθε ένα σενάριο FHR υπολογίστηκε η ρευστότητα στην DAM και επίσης το πλήθος των ωρών που περικλύπεται παραγωγή από ΑΠΕ. Επίσης αναλύθηκε το προφίλ των τιμών της αγοράς για κάθε σενάριο.

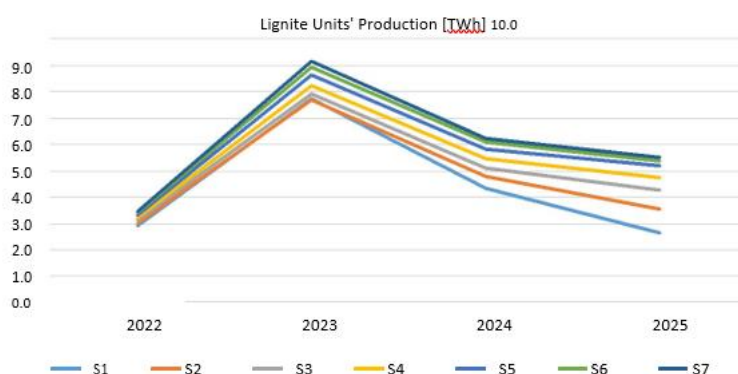
Προκειμένου να γίνει η πρόβλεψη του μηνιαίου μεριδίου αγοράς του δεσπόζοντος παίχτη για τα έτη 2022-2025 χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα των περιόδων 2020-2022 καθώς θεωρούνται πιο αντιπροσωπευτικό δείγμα, δεδομένου ότι πριν από το 2020, τα μερίδια λιανικής του δεσπόζοντος παίχτη επηρεάζονταν σε μεγάλο βαθμό από την επιβολή διαφόρων προσωρινών ρυθμιστικών μέτρων (όπως δημοπρασίες ΝΟΜΕ) που επηρέασαν εξωγενώς τα εν λόγω μερίδια (παρακαλώ δείτε Πίνακα 4.15 του ζ' σχετικού).

Για την επιλογή των θερμικών μονάδων του δεσπόζοντος παίχτη στις οποίες γίνεται η διανομή της υποχρέωσης φυσικής παράδοσης των προθεσμιακών συμβολαίων καθώς και για την τελική διανομή σε αυτές λαμβάνονται υπόψη η θεμελιώδης εκτίμηση ότι ο δεσπόζων παίχτης θα συνεχίσει να είναι καθαρός αγοραστής στην Αγορά Επόμενης Ημέρας (DAM) στο άμεσο μέλλον και, ως εκ τούτου, θα είναι πρόθυμος να οδηγήσει τις τιμές εκκαθάρισης της αγοράς προς τα κάτω όσο το δυνατόν περισσότερο, προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί το κόστος αγοράς ενέργειας από τρίτους για την εξυπηρέτηση του χαρτοφυλακίου λιανικής του. Στο πλαίσιο αυτό, για το σκοπό αυτής της μελέτης, ο δεσπόζων παίχτης θεωρείται ότι εφαρμόζει μια αντίστροφη σειρά για την κατανομή αυτής της ποσότητας στις διαθέσιμες θερμικές μονάδες του, δηλαδή από την πιο ακριβή στη φθηνότερη μονάδα παραγωγής, καθώς μια τέτοια στρατηγική αναμένεται να εξυπηρετήσει καλύτερα τον προαναφερθέντα στόχο του. Ωστόσο, η κατάταξη μονάδων δεν βασίζεται σε μια απλή διαδικασία κατάταξης, καθώς ο δεσπόζων παίχτης αναμένεται να λάβει υπόψη και τα κύρια τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής του, προκειμένου να αποκτήσει τεχνικά εφικτά χρονοδιαγράμματα στην Αγορά Επόμενης Ημέρας για τις θερμικές τις μονάδες. Κατά συνέπεια, η διαδικασία διανομής της υποχρέωσης φυσικής παράδοσης του δεσπόζοντος παίχτη οδηγείται από ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης κατανομής των ποσοτήτων.

## A.2 Αποτελέσματα προσομοιώσεων/ υπολογισμός δεικτών αγοράς

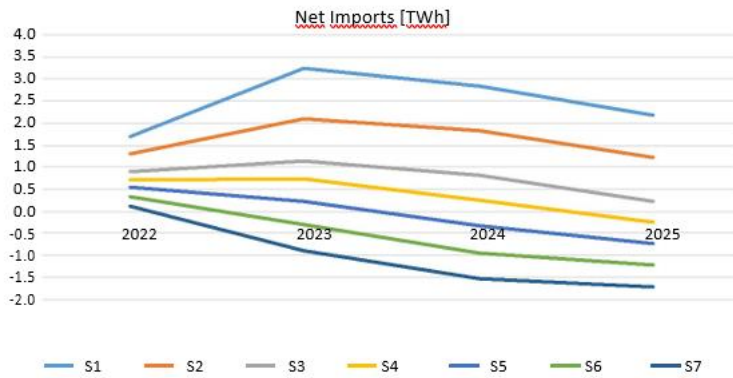
### *ι. Διακύμανση μεριδίου ενεργειακού ισοζυγίου*

Σε κάθε σενάριο (δηλαδή σε κάθε προσομοίωση τιμής FHR) οι λιγνιτικές μονάδες παραμένουν πιο ανταγωνιστικές σε βραχυπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα (τέλη 2022 και 2023) δεδομένων των παραδοχών για τις τιμές φυσικού αερίου και CO<sub>2</sub>. Στη συνέχεια εξαιτίας της προβλεπόμενης σταδιακής απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων προβλέπεται μείωση της παραγωγής και πάλι σε κάθε εκτελεσμένο σενάριο όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα. Στο συγκεκριμένο διάγραμμα αποτυπώνεται η θετική συσχέτιση FHR με λιγνιτική παραγωγή ειδικότερα κατά τα τελευταία έτη της εξεταζόμενης περιόδου, κάτι το οποίο είναι λογικό δεδομένου ότι οι ποσότητες στις οποίες γίνεται η διανομή της υποχρέωσης φυσικής παράδοσης των προθεσμιακών συμβολαίων θα γίνεται στις λιγότερο ανταγωνιστικές μονάδες παραγωγής.

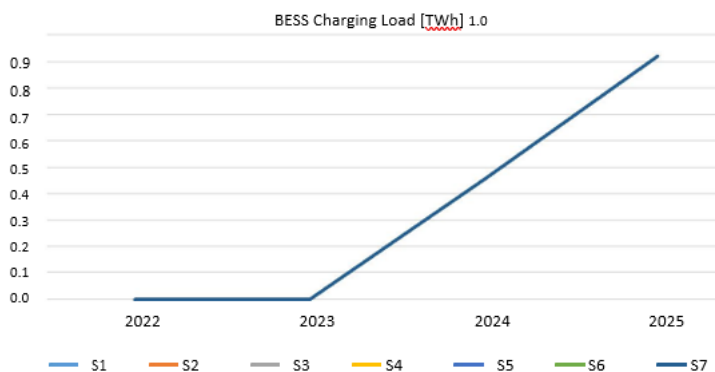
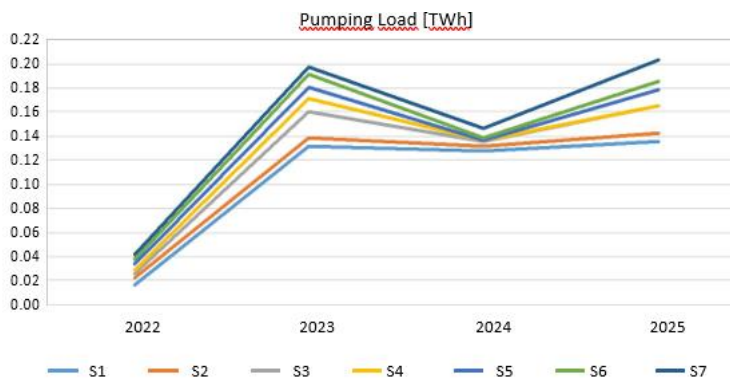


Η προβλεπόμενη σταδιακή απόσυρση λιγνιτικών μονάδων, η αναμενόμενη έναρξη λειτουργίας νέων μονάδων φυσικού αερίου καθώς και η προβλεπόμενη αύξηση της ζήτησης (λόγω της ενσωμάτωσης μη διασυνδεδεμένων περιοχών με το διασυνδεδεμένο σύστημα) οδηγεί στην αύξηση της παραγωγής μονάδων φυσικού αερίου κατά την εξεταζόμενη χρονική περίοδο. Και σε αυτήν την περίπτωση, όπως φαίνεται και στο παρακάτω διάγραμμα, υπάρχει θετική συσχέτιση μεταξύ FHR και παραγωγής φυσικού αερίου, ωστόσο σε αντίθεση με την περίπτωση των λιγνιτικών μονάδων αυτή η συσχέτιση είναι πιο έντονη κατά τα πρώτα έτη της μελέτης κάτι το οποίο είναι λογικό εξαιτίας της ανταγωνιστικότητας των μονάδων.

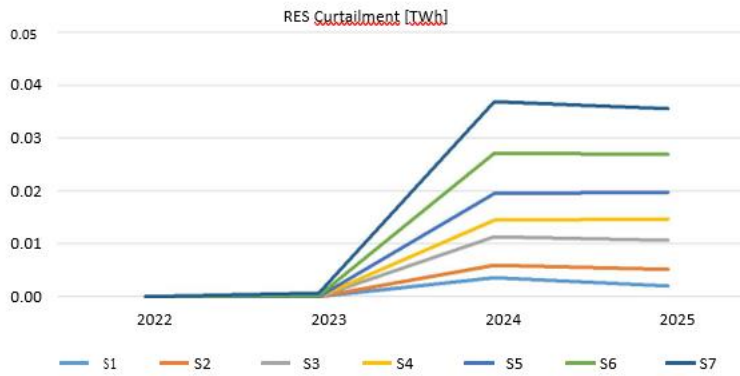
Όσον αφορά τις εισαγωγές προβλέπεται μείωση κατά τα έτη της μελέτης εξαιτίας της αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ που θα επιφέρει μείωση της τιμής εκκαθάρισης και επομένως λιγότερα κίνητρα για εισαγωγές. Όπως φαίνεται και στο παρακάτω διάγραμμα αποδεικνύεται ότι όσο υψηλότερο είναι το FHR, τόσο χαμηλότερος είναι ο όγκος των καθαρών εισαγωγών σε όλα τα έτη της μελέτης, ενώ για FHR υψηλότερο από 30% (σενάρια 5-7) η Ελλάδα γίνεται καθαρός εξαγωγέας από το 2023 και έπειτα. Προφανώς, αυτό συσχετίζεται άμεσα με το επίπεδο των τιμών εκκαθάρισης της αγοράς δεδομένου ότι μία από τις κύριες επιπτώσεις των υψηλότερων τιμών FHR είναι η μείωση των τιμών εκκαθάρισης.



Σχετικά με τις μονάδες αποθήκευσης, η μελέτη διακρίνει τις περιπτώσεις υδράντλησης (PSP Pump. Load) και τις περιπτώσεις συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (BESS Charg. Load). Όπως φαίνεται και στα παρακάτω διαγράμματα, σε κάθε σενάριο οι περιπτώσεις BESS είναι πιο ανταγωνιστικές ως προς την προσφορά ενέργειας καθώς έχουν υψηλότερη απόδοση. Επίσης σε κάθε σενάριο, όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή του FHR τόσο πιο εντατικά χρησιμοποιούνται οι συγκεκριμένου τύπου μονάδες προκειμένου να μετριάσουν τη σταδιακά αυξανόμενη συμπερίληψη στα αποτελέσματα του αλγορίθμου ποσοτήτων ενέργειας που προέρχονται από την υποβολή PPT εντολών για την εκπλήρωση της φυσικής παράδοσης των προθεσμιακών συμβολαίων.



Τέλος, στο παρακάτω διάγραμμα αποτυπώνεται ότι οι συνεχώς αυξανόμενες διαθέσιμες ποσότητες από ΑΠΕ θα οδηγήσουν αναπόφευκτα σε περικοπές παραγωγής τους, ειδικότερα από το 2024 και μετά. Όπως αναμενόταν, όσο υψηλότερη είναι η τιμή FHR, τόσο υψηλότερη είναι η περικοπή της παραγωγής ΑΠΕ κατά τη διάρκεια των ετών.



## ii. Ρευστότητα στην Αγορά Επόμενης Ημέρας

Η ρευστότητα στην Αγορά Επόμενης Ημέρας σε ετήσια βάση, υπολογίζεται ως εξής:

$$Liquidity_{m/y}$$

$$= 100\%$$

$$= \frac{\sum_{t \in (T^m / T^y)} Total\ Out\ of\ Market\ Injections_t}{\sum_{t \in (T^m / T^y)} (Electr.\ Consumption_t + Exports_t + BESS\ Charg.\ Load_t + PSP\ Pump.\ Load_t)}$$

$$Total\ Out\ of\ Market\ Injections_t$$

$$= BilateralsPPC_t + CHP\ Mandatory\ Injections_t + RES\ Injections_t$$

$$+ Hydro\ Mandatory\ Injections_t + Long\_Term\_Imports_t$$

$t$  δείκτης της ώρας

$m$  δείκτης του μήνα

$y$  δείκτης του έτους

Ο παρακάτω πίνακας αποτυπώνει ότι η ρευστότητα της DAM μειώνεται καθώς η τιμή του δείκτη FHR αυξάνεται από 0% σε 40%. Συγκεκριμένα, ήδη από το σενάριο 2 (FHR = 10%) η ρευστότητα της DAM είναι μικρότερη από το 50% κατά μέσο όρο για ολόκληρη την περίοδο μελέτης, ενώ στο σενάριο 4 (FHR = 25%) μειώνεται κάτω από το 40% κατά μέσο όρο για ολόκληρη την περίοδο μελέτης. Ισοδύναμα μπορούμε να πούμε ότι τις στιγμές που η ρευστότητα της DAM πέφτει στο μηδέν τότε έχουμε περιπτώσεις περικοπών παραγωγής ΑΠΕ (κάτι που αποτυπώνεται και παρακάτω). Στον πίνακα σημειώνεται ότι για το έτος 2022 εμφανίζονται τιμές μόνο για την περίοδο Ιουλίου-Δεκεμβρίου.

Table 5-1. DAM liquidity on annual basis

Scen.	FHR [%]	Year	System Load [MWh]	Exports [MWh]	BESS Charging Load & Pumping Load [MWh]	Long-Term Imports [MWh]	RES injections [MWh]	Hydro Mandatory [MWh]	CHP Mandatory [MWh]	Realized PPC Bilateral Contracts [MWh]	TOTAL out-of-market injections [MWh]	Percentage of out-of-market injections [%]	DAM Liquidity [%]
1	0%	2022	26,906,042	2,772,347	16,881	676,250	9,939,771	1,832,077	565,248	0	13,013,346	43.82%	56.18%
		2023	54,000,000	6,303,294	132,251	1,457,058	21,665,653	3,539,710	1,320,000	0	27,982,421	46.30%	53.70%
		2024	55,240,000	6,157,461	581,249	1,460,999	25,316,984	3,539,710	1,584,432	0	31,902,125	51.47%	48.53%
		2025	57,000,000	6,652,946	1,057,458	1,457,058	28,434,222	3,573,775	1,579,200	0	35,044,255	54.16%	45.84%
		<b>SUM</b>	<b>193,146,042</b>	<b>21,886,049</b>	<b>1,787,839</b>	<b>5,051,365</b>	<b>85,356,630</b>	<b>12,485,272</b>	<b>5,048,880</b>	<b>0</b>	<b>107,942,147</b>	<b>49.78%</b>	<b>50.22%</b>
2	10%	2022	26,906,042	2,950,969	22,101	676,250	9,939,771	1,832,077	565,248	1,602,186	14,615,532	48.92%	51.08%
		2023	54,000,000	6,759,683	139,349	1,457,058	21,665,653	3,539,710	1,320,000	3,083,708	31,066,129	51.01%	48.99%
		2024	55,240,000	6,598,947	584,535	1,460,999	25,314,456	3,539,710	1,584,432	2,967,109	34,866,706	55.86%	44.14%
		2025	57,000,000	7,120,273	1,064,850	1,457,058	28,431,133	3,573,775	1,579,200	2,858,994	37,900,160	58.14%	41.86%
		<b>SUM</b>	<b>193,146,042</b>	<b>23,429,872</b>	<b>1,810,835</b>	<b>5,051,365</b>	<b>85,351,013</b>	<b>12,485,272</b>	<b>5,048,880</b>	<b>10,511,997</b>	<b>118,448,527</b>	<b>54.24%</b>	<b>45.76%</b>
3	20%	2022	26,906,042	3,107,669	26,411	676,250	9,939,771	1,832,077	565,248	3,204,442	16,217,788	53.99%	46.01%
		2023	54,000,000	7,138,281	160,842	1,457,058	21,665,653	3,539,710	1,320,000	6,167,382	34,149,803	55.71%	44.29%
		2024	55,240,000	7,037,223	588,647	1,460,999	25,309,183	3,539,710	1,584,432	5,934,235	37,828,559	60.17%	39.83%
		2025	57,000,000	7,593,151	1,086,605	1,457,058	28,425,568	3,573,775	1,579,200	5,718,010	40,753,611	62.05%	37.95%
		<b>SUM</b>	<b>193,146,042</b>	<b>24,876,324</b>	<b>1,862,506</b>	<b>5,051,365</b>	<b>85,340,175</b>	<b>12,485,272</b>	<b>5,048,880</b>	<b>21,024,069</b>	<b>128,949,761</b>	<b>58.64%</b>	<b>41.36%</b>
4	25%	2022	26,906,042	3,187,557	29,645	676,250	9,939,771	1,832,077	565,248	4,005,090	17,018,436	56.50%	43.50%
		2023	54,000,000	7,296,813	171,183	1,457,058	21,665,653	3,539,710	1,320,000	7,709,247	35,691,668	58.07%	41.93%
		2024	55,240,000	7,299,024	590,357	1,460,999	25,305,954	3,539,710	1,584,432	7,417,814	39,308,909	62.27%	37.73%
		2025	57,000,000	7,818,051	1,084,675	1,457,058	28,421,468	3,573,775	1,579,200	7,147,416	42,178,917	64.00%	36.00%
		<b>SUM</b>	<b>193,146,042</b>	<b>25,601,444</b>	<b>1,875,860</b>	<b>5,051,365</b>	<b>85,332,846</b>	<b>12,485,272</b>	<b>5,048,880</b>	<b>26,279,567</b>	<b>134,197,930</b>	<b>60.83%</b>	<b>39.17%</b>

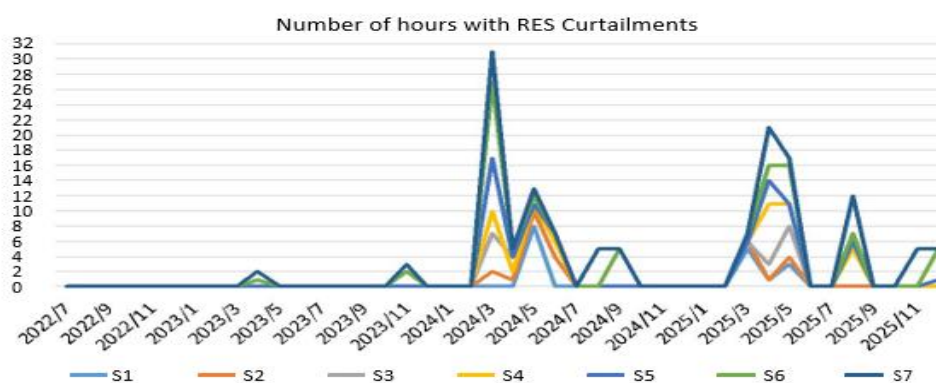
Scen.	FHR [%]	Year	System Load [MWh]	Exports [MWh]	BESS Charging Load & Pumping Load [MWh]	Long-Term Imports [MWh]	RES injections [MWh]	Hydro Mandatory [MWh]	CHP Mandatory [MWh]	Realized PPC Bilateral Contracts [MWh]	TOTAL out-of-market injections [MWh]	Percentage of out-of-market injections [%]	DAM Liquidity [%]
5	30%	2022	26,906,042	3,252,802	34,067	676,250	9,939,771	1,832,077	565,248	4,804,822	17,818,168	59.01%	40.99%
		2023	54,000,000	7,501,338	180,838	1,457,058	21,665,653	3,539,710	1,320,000	9,251,116	37,233,537	60.36%	39.64%
		2024	55,240,000	7,566,802	589,931	1,460,999	25,300,860	3,539,710	1,584,432	8,901,322	40,787,323	64.34%	35.66%
		2025	57,000,000	8,063,545	1,099,690	1,457,058	28,416,313	3,573,775	1,579,200	8,577,016	43,603,362	65.90%	34.10%
		<b>SUM</b>	<b>193,146,042</b>	<b>26,384,486</b>	<b>1,904,527</b>	<b>5,051,365</b>	<b>85,322,597</b>	<b>12,485,272</b>	<b>5,048,880</b>	<b>31,534,276</b>	<b>139,442,390</b>	<b>62.97%</b>	<b>37.03%</b>
6	35%	2022	26,906,042	3,327,431	38,288	676,250	9,939,771	1,832,077	565,248	5,600,271	18,613,617	61.49%	38.51%
		2023	54,000,000	7,716,083	192,280	1,457,058	21,665,554	3,539,710	1,320,000	10,791,751	38,774,073	62.63%	37.37%
		2024	55,240,000	7,867,495	593,049	1,460,999	25,293,249	3,539,710	1,584,432	10,384,887	42,263,277	66.35%	33.65%
		2025	57,000,000	8,291,810	1,106,247	1,457,058	28,409,269	3,573,775	1,579,200	10,006,516	45,025,818	67.81%	32.19%
		<b>SUM</b>	<b>193,146,042</b>	<b>27,202,819</b>	<b>1,929,864</b>	<b>5,051,365</b>	<b>85,307,842</b>	<b>12,485,272</b>	<b>5,048,880</b>	<b>36,783,425</b>	<b>144,676,784</b>	<b>65.09%</b>	<b>34.91%</b>
7	40%	2022	26,906,042	3,415,783	41,904	676,250	9,939,771	1,832,077	565,248	6,383,448	19,396,794	63.88%	36.12%
		2023	54,000,000	7,986,547	197,444	1,457,058	21,664,997	3,539,710	1,320,000	12,331,171	40,312,936	64.83%	35.17%
		2024	55,240,000	8,152,094	600,539	1,460,999	25,283,599	3,539,710	1,584,432	11,868,370	43,737,110	68.35%	31.65%
		2025	57,000,000	8,537,963	1,127,090	1,457,058	28,400,617	3,573,775	1,579,200	11,435,986	46,446,636	69.67%	30.33%
		<b>SUM</b>	<b>193,146,042</b>	<b>28,092,388</b>	<b>1,966,978</b>	<b>5,051,365</b>	<b>85,288,984</b>	<b>12,485,272</b>	<b>5,048,880</b>	<b>42,018,975</b>	<b>149,893,476</b>	<b>67.15%</b>	<b>32.85%</b>

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει το πλήθος των ωρών όπου έχουμε περικοπές παραγωγής ΑΠΕ ανά έτος, ενώ στο παρακάτω Γράφημα παρουσιάζεται το πλήθος των ωρών με περικοπές παραγωγής ΑΠΕ ανά μήνα. Τα αποτελέσματα προσομοίωσης δείχνουν ότι, γενικά, για τα έτη 2022 και 2023 δεν υπάρχουν περικοπές ΑΠΕ, εκτός από πολύ περιορισμένο αριθμό ωρών το 2023 στα σενάρια 6 και 7, όπου το FHR φτάνει τις υψηλότερες τιμές του (35% και 40% αντίστοιχα). Συμπεραίνουμε ότι ο ετήσιος αριθμός ωρών με περικοπές ΑΠΕ αυξάνεται καθώς ο δείκτης FHR αυξάνεται, με τις περισσότερες περικοπές ΑΠΕ να λαμβάνουν χώρα κατά τη διάρκεια περιόδων χαμηλής Ζήτησης (π.χ. Μάρτιος, Απρίλιος, Μάιος, Αύγουστος, Νοέμβριος). Αυτό είναι μια ισχυρή ένδειξη ότι για αυτές τις ώρες η χονδρική αγορά δεν λειτουργεί σωστά και δεν δημιουργεί τιμές εκκαθάρισης που να εκφράζουν το βραχυπρόθεσμο κόστος της οριακής παραγωγής. Αυτό είναι πιο έντονο όταν το FHR γίνεται υψηλότερο από 30% (σενάριο 5). **Αυτό σημαίνει κατά τη μελέτη, ότι η τιμή του δείκτη FHR πρέπει να είναι μεταξύ 20% και 30%, αλλά σαφώς όχι υψηλότερη από 30%.**



**Table 5-2. Annual number of hours with RES curtailments**

Year	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	3	5
2024	8	17	28	29	39	56	66
2025	9	11	22	33	38	51	67
SUM	17	28	50	62	77	110	138



Τέλος ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει τον αριθμό ωρών ανά έτος με μηδενική ή ακόμα και αρνητική ρευστότητα. Η αρνητική ρευστότητα σημαίνει ότι οι σταθμοί αποθήκευσης ενέργειας καταναλώνουν ενέργεια για την αποθήκευση νερού στη δεξαμενή ή φόρτισης BESS, προκειμένου να υπάρξει ενεργειακή ισορροπία στην αγορά, αφού η συνολική «υποχρεωτική» παραγωγή από όλες τις πηγές είναι εξαιρετικά υψηλή.

**Table 5-3. Number of hours with zero or negative liquidity**

Year	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
2022	0	0	0	0	0	2	3
2023	7	9	15	17	25	33	46
2024	66	101	141	171	206	243	278
2025	181	257	343	395	462	538	625
SUM	254	367	499	583	693	816	952

*iii. Τιμές εκκαθάρισης Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Βραχυπρόθεσμο Οριακό Κόστος*

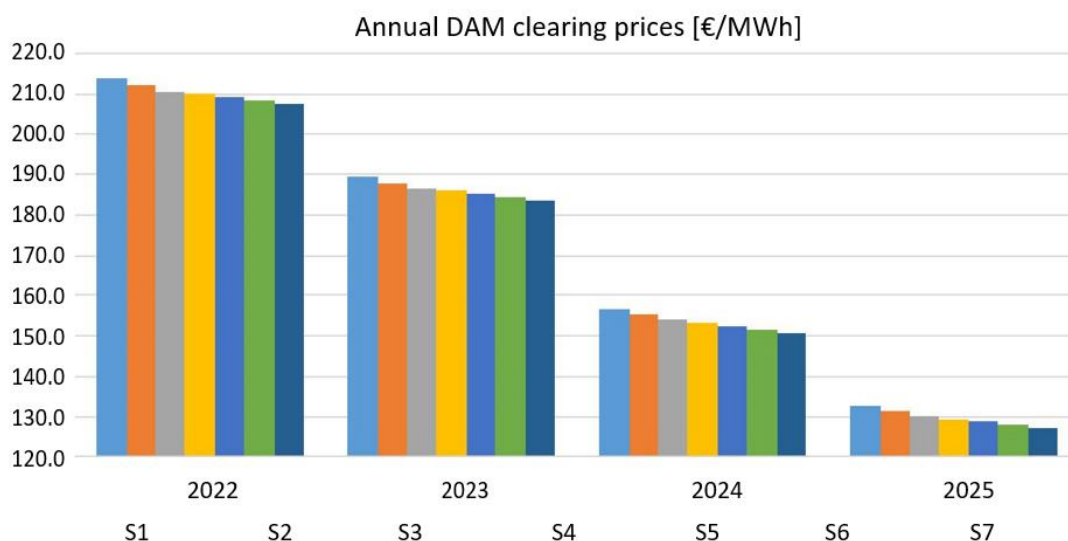
Στον Πίνακα και στο Γράφημα παρουσιάζονται παρακάτω οι μέσες ετήσιες τιμές εκκαθάρισης αγοράς για κάθε σενάριο. Πρέπει να σημειωθεί ότι η ελάχιστη και μέγιστη τιμή αγοράς έχει τεθεί σε -500 και 4000 €/MWh, σύμφωνα με εν ισχύ Απόφαση ΕΧΕ<sup>1</sup> (που εκδόθηκε την 05/05/2022) σχετικά με τη νέα εναρμονισμένη μέγιστη τιμή εκκαθάρισης για Single Day-Ahead Coupling (SDAC). Επιπρόσθετα, σημειώνεται ότι οι τιμές εκκαθάρισης DAM για την Κρήτη μόλις ξεκινήσει η εμπορική λειτουργία της DC διασύνδεσης (προγραμματισμένη για τα μέσα του 2024) είναι πανομοιότυπες με τις αντίστοιχες τιμές εκκαθάρισης DAM στην ηπειρωτική χώρα, αποκαλύπτοντας ότι δεν αναμένεται συμφόρηση όταν και τα δύο υποβρύχια καλώδια διασύνδεσης καταστούν εμπορικά διαθέσιμα. Οι τιμές εκκαθάρισης στο ηπειρωτικό σύστημα υποδηλώνουν ότι ο δεσπόζων παίχτης μπορεί να

<sup>1</sup> Απόφαση 8: «Ανώτατη και Κατώτατη Τιμή Εντολών Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς» (Κανονισμός Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς).

μειώσει την τιμή εκκαθάρισης στην DAM συνάπτοντας προθεσμιακά συμβόλαια OTC μεταξύ της παραγωγής και της προμήθειάς του, εξυπηρετώντας τα συμβόλαια με την χρήση των θερμικών μονάδων με το υψηλότερο κόστος πρώτα.

**Table 5-4. Annual average DAM clearing prices**

Year	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
2022	213.8	212.0	210.6	209.8	209.2	208.4	207.7
2023	189.2	187.7	186.3	185.8	185.2	184.5	183.7
2024	156.7	155.4	154.1	153.3	152.5	151.6	150.8
2025	132.5	131.3	129.9	129.2	128.6	127.8	127.0
<b>AVERAGE</b>	<b>167.3</b>	<b>165.9</b>	<b>164.5</b>	<b>163.8</b>	<b>163.1</b>	<b>162.3</b>	<b>161.5</b>



*iv. Πρόταση ECCO για την τιμή A%*

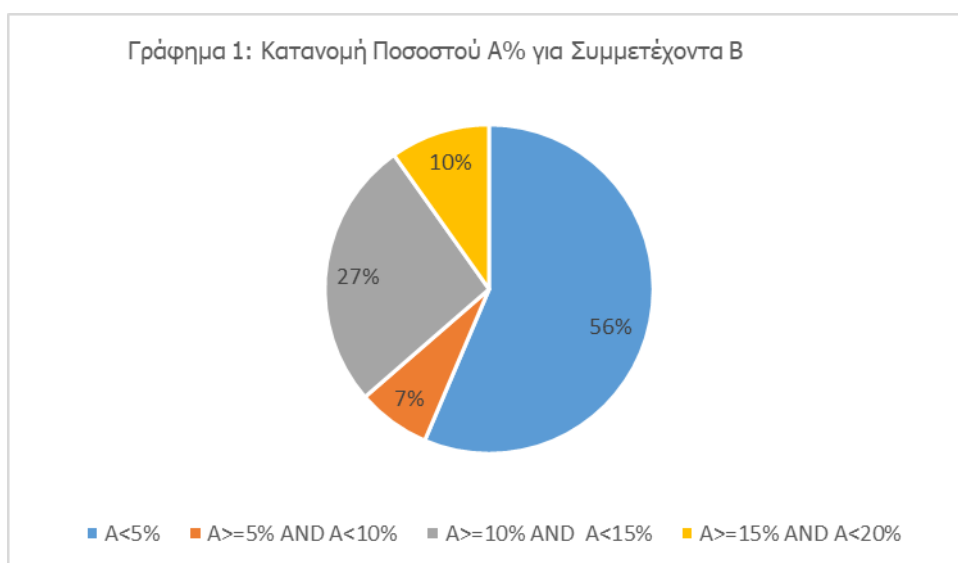
Λαμβάνοντας υπόψη τα αποτελέσματα της παραπάνω ανάλυσης η ECCO κατέληξε ότι το **μέγιστο όριο FHR θα πρέπει να κυμαίνεται μεταξύ 20% και 30% και σε καμία περίπτωση να μην ξεπερνά το 30%.**

**B. Αναφορικά με την μέχρι σήμερα εφαρμογή του μέτρου**

Με βάση τα γ' & δ' σχετικά, από την έναρξη της Αγοράς της Επόμενης Ημέρας (για την Ημέρα Εκπλήρωσης Φυσικής Παράδοσης 01/11/2020) και μέχρι το τέλος του ημερολογιακού έτους 2021 (Ημέρα Εκπλήρωσης Φυσικής Παράδοσης 31/12/2021) τα ποσοστά X% & A%, διαμορφώνονταν σε X=4% και A=20%. Για το ως άνω χρονικό διάστημα, σημειώνουμε τα ακόλουθα:

- Εκ του συνόλου των Προμηθευτών για τους οποίους εφαρμοζόταν ο έλεγχος, μόνο δύο (Συμμετέχων Α & Συμμετέχων Β) προέβησαν σε Δηλώσεις Προγραμμάτων Φυσικής Απόληψης που αντιστοιχούσαν σε ποσότητες ενέργειας επί συναλλαγών Ενεργειακών Χρηματοπιστωτικών Μέσων.

- Δεν επιβλήθηκε σε καμία Ημέρα Φυσικής Παράδοσης Χρέωση μη Συμμόρφωσης αυτής της κατηγορίας, καθώς δεν παραβιάστηκε το ωριαίο ποσοστό  $A=20\%$  για κανένα Προμηθευτή.
- Το ΕΧΕ υπολόγισε το ωριαίο ποσοστό των ποσοτήτων ενέργειας των Εντολών Αγοράς με Αποδοχή τιμής και Προτεραιότητα Εκτέλεσης (PPT), οι οποίες συμπεριλήφθηκαν στο Βιβλίο Εντολών της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και οι οποίες αφορούσαν σε επικυρωμένες Δηλώσεις Προγραμμάτων Φυσικής Απόληψης, ως προς τις συνολικές ποσότητες ενέργειας όλων των Εντολών Αγοράς που εκκαθαρίστηκαν από τον αλγόριθμο για τους ως άνω Προμηθευτές (Συμμετέχοντα Α & Συμμετέχοντα Β) και για το χρονικό διάστημα 01/11/2020 έως και 31/12/2021. Τα αποτελέσματα των υπολογισμών εντάχθηκαν σε τέσσερα εύρη τιμών. Για το Συμμετέχοντα Α για το 100% των συνολικών ωριαίων χρονικών μονάδων το ποσοστό Α% είναι μικρότερο από 5%, ενώ για το Συμμετέχοντα Β η ποσοστιαία κατανομή των ευρών τιμών αποτυπώνεται στο Γράφημα 1, ως ακολούθως:

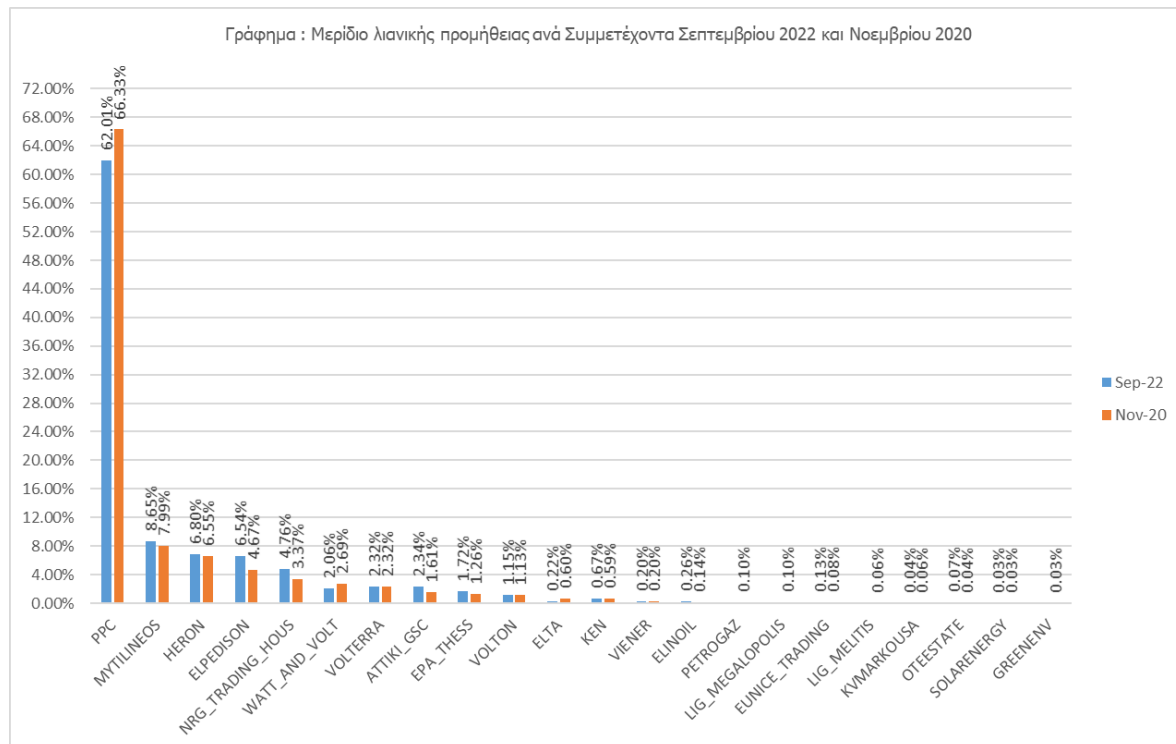


Συγκεκριμένα παρατηρούμε ότι στο 63% των συνολικών ωριαίων χρονικών μονάδων το ποσοστό Α% είναι μικρότερο από 10%, ενώ στο 37% των συνολικών ωριαίων χρονικών μονάδων διαμορφώνεται σε επίπεδα άνω του 10%.

Με το β' σχετικό το ποσοστό Χ% διαμορφώθηκε σε Χ= 40% για το ημερολογιακό έτος 2022, ενώ το Α% παρέμεινε αμετάβλητο. Για το χρονικό διάστημα από 01/01/2022 και μέχρι την 30/09/2022 σημειώνουμε τα εξής:

- Δεν επιβλήθηκε σε καμία Ημέρα Φυσικής Παράδοσης Χρέωση μη Συμμόρφωσης αυτής της κατηγορίας ως αποτέλεσμα της παραβίασης του  $A=20\%$ .
- Ο έλεγχος που προκύπτει από το εν λόγω μέτρο έχει εφαρμογή μόνο στον δεσπόζοντος παίχτη, ο οποίος δεν προέβη σε Δήλωση Προγράμματος Φυσικής Απόληψης που να αντιστοιχεί σε ποσότητες ενέργειας επί συναλλαγών Ενεργειακών Χρηματοπιστωτικών Μέσων.
- Κανένας από τους λοιπούς Προμηθευτές δεν προέβη σε κάποια Δήλωση Προγράμματος Φυσικής Απόληψης που να αντιστοιχεί σε ποσότητες ενέργειας επί συναλλαγών Ενεργειακών Χρηματοπιστωτικών Μέσων.

Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνεται η μεταβολή του μεριδίου των Προμηθευτών όπως αυτά αντανακλώνται στις συναλλαγές για εκπροσώπηση καταναλωτών της Αγοράς Επόμενης Ημέρας, με βάση τα στοιχεία Σεπτεμβρίου 2022 σε σύγκριση από το μήνα έναρξης λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας δηλαδή του Νοεμβρίου 2020.



## Γ. Αναφορικά με την εισαγωγή της ΧΜΣ και τον ορισμό ορίων στα ποσοστά A% και Χ%

Από τα μέχρι σήμερα στοιχεία αποδεικνύεται ελάχιστη χρήση της δυνατότητας από τους Συμμετέχοντες της Αγοράς Επόμενης Ημέρας για Δήλωση Προγραμμάτων Φυσικής Απόληψης που να αντιστοιχούν σε ποσότητες ενέργειας επί συναλλαγών Ενεργειακών Χρηματοπιστωτικών Μέσων. Ωστόσο, ο καθορισμός της τιμής του ποσοστού A% ή ισοδύναμα η επιλογή του δείκτη FHR είναι ιδιαίτερης βαρύτητας για τη διατήρηση ισορροπίας μεταξύ της Προθεσμιακής Αγοράς και της Αγοράς Επόμενης Ημέρας σε ότι αφορά: (α) τη δυνατότητα εξάσκησης ισχύος της δεσπόζουσας επιχείρησης (β) τη διατήρηση συνθηκών επαρκούς ρευστότητας και διαμόρφωσης τιμών στην Αγορά Επόμενης Ημέρας που να αντανακλούν το Βραχυπρόθεσμο Οριακό Κόστος παραγωγής.

Λαμβάνοντας υπόψη για την ελληνική χονδρεμπορική αγορά ότι:

- παρουσιάζει τις υφιστάμενες δομικές ασυμμετρίες ως προς τη διαμόρφωση διαφοροποιημένων χαρτοφυλακίων,
- η δεσπόζουσα επιχείρηση θα διατηρήσει στο άμεσο μέλλον τα υφιστάμενα χαρακτηριστικά καθετοποίησης και διαφοροποίησης χαρτοφυλακίου,
- το ρυθμιστικό περιβάλλον λειτουργίας όπου:

- Με τους διαφορετικούς τύπους εντολών (hybrid, simple/ linked/ exclusive blocks) η διαμόρφωση προγραμμάτων λειτουργίας των μονάδων παραγωγής εξαρτάται άμεσα από τις αναπτυσσόμενες στρατηγικές,
- Έχουν καταργηθεί τα υφιστάμενα κατώφλια/επίπεδα αναφοράς μέσου μεταβλητού κόστους ως κανόνας ελάχιστης τιμής στις εντολές πώλησης των παραγωγών καθώς και η ανάκτηση κόστους σβέσης και μεταβλητού κόστους,
- διατηρεί υψηλό βαθμό εξάρτησης των εσόδων των μονάδων ΑΠΕ από το διαμορφούμενο επίπεδο της τιμής εκκαθάρισης της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και αναπτύσσει ακόμη περισσότερο τη συμμετοχή των ΑΠΕ στο μίγμα παραγωγής, και,
- θα επηρεαστεί από πολιτικές απόσυρσης λιγνιτικής παραγωγής οι οποίες θα διαφοροποιήσουν το μίγμα χαρτοφυλακίου καθετοποιημένων παραγωγών, το αντίστοιχο κόστος και αντίστοιχα τις στρατηγικές σύναψης προθεσμιακών συμβολαίων και ανάληψης φυσικής παράδοσης.

Επιπλέον, λαμβάνοντας υπόψη :

- τα στοιχεία της μελέτης και ιδιαίτερα τη διαμόρφωση μεριδίων, τιμών και ωρών χαμηλής ρευστότητας, για τα διάφορα επίπεδα του δείκτη FHR,
- τη μέχρι σήμερα εφαρμογή του μέτρου τόσο για το Συμμετέχοντα ΔΕΗ όσο και για τους υπόλοιπους Συμμετέχοντες,
- το πλαίσιο της ενεργειακής μετάβασης και το στόχο μεγαλύτερης διείσδυσης των ΑΠΕ, μέσω και της διάθεσης της παραγωγής τους με Corporate Renewable PPAs με διαφανείς όρους αγοράς και της δήλωσης αυτών στην Αγορά Επόμενης Ημέρας, που προϋποθέτει την ύπαρξη επαρκούς περιθωρίου δήλωσης διμερών συμβολαίων

το ΕΧΕ εισηγείται τη διαμόρφωση των ποσοστών Α% και Χ% για το ημερολογιακό έτος 2023, ως ακολούθως:

**Πίνακας 1: Προτεινόμενες τιμές των παραμέτρων (α) ποσοστού Χ% του μεριδίου λιανικής προμήθειας και (β) ποσοστού Α% των ποσοτήτων ενέργειας που περιλαμβάνονται στις επικυρωμένες Δηλώσεις Προγραμμάτων Φυσικής Απόληψης για το έτος 2022**

Παράμετρος	Αριθμητική Τιμή
Χ%	40%
Α%(FHR)	25%

Επισημαίνεται ότι το στ' σχετικό κρίνεται ότι περιλαμβάνει ευαίσθητα εμπορικά δεδομένα και ως εκ τούτου εισηγούμαστε στην Αρχή τη μη συμπερίληψή του στα κείμενα της σχετικής Δημόσιας Διαβούλευσης.

Παραμένουμε στη διάθεσή σας για τυχόν διευκρινίσεις ή συμπληρωματικές πληροφορίες.

Με εκτίμηση,

**Αθανάσιος Σαββάκης**

**Πρόεδρος ΔΣ & Εκτελών χρέη Δ/ντος  
Συμβούλου**

**Συνημμένα:**

- α. «Executive Summary», EXE 1753/13.10.2022»
- β. «Buyer-Side Market Power Analysis of the Maximum threshold of Forward Hedge Ratio in the Greek Wholesale Electricity Market», EXE 1754/13.10.2022 - ΕΜΠΙΣΤΕΥΤΙΚΟ