

## **ΕΝΗΜΕΡΩΤΙΚΟ ΣΗΜΕΙΩΜΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΕΡΔΟΦΟΡΙΑ ΚΑΘΕΤΟΠΟΙΗΜΕΝΩΝ ΕΤΑΙΡΙΩΝ ΣΤΙΣ ΑΓΟΡΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ**

### Επιτελική Σύνοψη

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, στη βάση των αρμοδιοτήτων της εκ του ενωσιακού και του εθνικού πλαισίου, εποπτεύει τις ενεργειακές αγορές, ιδίως ως προς τη διαμόρφωση των τιμών, τις συνθήκες ανταγωνισμού και εύρυθμης λειτουργίας, καθώς και την τυχόν εμφάνιση καταχρηστικών πρακτικών.

Σε συνέχεια της εφαρμογής του Μοντέλου Στόχου (από 1.11.2020), η ΡΑΕ, αφενός παρενέβη για την επιβολή μεταβατικών μέτρων εξορθολογισμού της Αγοράς Εξισορρόπησης λόγω της αδόκητης αύξησης του κόστους της κατά την έναρξή της (Απόφαση ΡΑΕ 54/2021), αφετέρου προώθησε μέτρα για την ενίσχυση του ανταγωνισμού και της ρευστότητας των αγορών (Αποφάσεις ΡΑΕ 703/2021, 1014/2021). Παράλληλα, η ΡΑΕ ενίσχυσε το πλαίσιο εποπτείας μέσω της δημιουργίας υποδομής μηχανισμού παρακολούθησης (Απόφαση ΡΑΕ 1491/2021). Ταυτόχρονα, η ΡΑΕ έλεγξε τα μεγέθη αλλά και διερεύνησε τα προσήκοντα μέτρα αποκατάστασης του υπερβάλλοντος κόστους στην Αγορά Εξισορρόπησης κατά την περίοδο Νοεμβρίου 2020 – Φεβρουαρίου 2021 και τις συνέργειες με τον Μεταβατικό Μηχανισμό Αποζημίωσης Ευελιξίας.

Η Αρχή από την έναρξη του Target Model προβαίνει σε ενδελεχή διερεύνηση τόσο των προσφορών των παραγωγών όσο και των συνθηκών διαμόρφωσης του κόστους τους, προβαίνοντας μάλιστα σε αντιπαραβολή των προσκομιζόμενων στοιχείων με τα αντίστοιχα των Διαχειριστών των Αγορών (ΕΧΕ, ΑΔΜΗΕ) και των προμηθευτών Φυσικού Αερίου και συνεργαζόμενη με τους ευρωπαϊκούς θεσμούς (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators / ACER). Σε αυτό το πλαίσιο, η ΡΑΕ εξετάζει σε συνεχή βάση τον βαθμό που

οι προσφορές των Συμμετεχόντων ανταποκρίνονται σε εύλογες παραδοχές του κόστους και τη (μη) εμφάνιση καταχρηστικών / αντι-ανταγωνιστικών πρακτικών (π.χ. παρακράτηση ισχύος / capacity withholding).

Εν συνεχεία, με την υπ' αριθμ. 42163/4067/28.04.2022 επιστολή του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας, ζητήθηκε από την Αρχή: α) ανάλυση των οικονομικών αποτελεσμάτων του έτους 2021 των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, βάσει των στοιχείων εκ της συμμετοχής τους στην χονδρεμπορική αγορά, β) σύγκριση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα των οικονομικών καταστάσεων των εταιρειών των ετών 2019-2020, για το σκέλος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και γ) αποτύπωση των οικονομικών αποτελεσμάτων των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου για τα έτη 2019-2021.

Για την τεκμηριωμένη ανταπόκριση της ΠΑΕ:

- α) **Εκτίθεται η σύνοψη των βασικών μεγεθών των οικονομικών καταστάσεων** των συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, διακριτά ανά δραστηριότητα, για τα έτη **2019-2021**. Η παρούσα ανάλυση εστιάζει στους καθετοποιημένους Παραγωγούς - Προμηθευτές Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΗ, ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ, ELPEDISON, ΗΡΩΝ).<sup>1</sup>
- β) **Αναπτύσσεται αναλυτική μεθοδολογία για τον υπολογισμό του Μεικτού περιθωρίου κέρδους για τη δραστηριότητα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά** κατά τη διάρκεια της ενεργειακής κρίσης, η οποία αφορά τους μήνες **Οκτώβριος 2021-Μάρτιος 2022**, για τους οποίους υφίστανται εκκαθαρισμένα στοιχεία. Στη βάση της εν λόγω μεθοδολογίας, παρουσιάζονται τα εξαγόμενα αποτελέσματα, στη βάση δύο εναλλακτικών και επισημαίνεται η επικρατούσα, κατά την άποψη της Αρχής.

---

<sup>1</sup> Θα ακολουθήσει διακριτό σημείωμα για τους λοιπούς συμμετέχοντες στην προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου.

### **α) Οικονομικές Καταστάσεις 2019-2021**

Η ΡΑΕ συγκέντρωσε τα βασικότερα οικονομικά μεγέθη που εμπεριέχονται στις οριστικοποιημένες οικονομικές καταστάσεις των εταιρειών, εστιάζοντας στις εγγραφές που αφορούν στα έσοδα από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά και στις συνιστώσες του κόστους παραγωγής, προκειμένου για: α) την αποτύπωση της συνολικής εικόνας της οικονομικής θέσης των εταιρειών από το 2019 έως σήμερα, και β) την άμεση σύγκρισή τους με τα αποτελέσματα της αναλυτικής μεθοδολογίας της Αρχής για το έτος 2021.

Ο ακόλουθος Πίνακας αποτυπώνει τα συγκεντρωτικά οικονομικά αποτελέσματα των καθετοποιημένων εταιρειών ανά δραστηριότητα (Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας, Προμήθεια Ηλεκτρικής Ενέργειας, Προμήθεια Φυσικού Αερίου) για την περίοδο 2019-2021, ήτοι ΕΒΙΔΤΑ, ΕΒΙΤ και Κέρδη προ Φόρων (ΚΠΦ), καθώς και το ποσοστό των ΚΠΦ επί του κύκλου εργασιών τους.

Τονίζεται ότι η ΡΑΕ δεν έχει την αρμοδιότητα (ούτε την επιστημονική εξειδίκευση) ορκωτού λογιστή ώστε να σχολιάσει το ορθό και το εύλογο όλων των εγγραφών των οικονομικών καταστάσεων. Επιπλέον, η κερδοφορία των συμμετεχόντων στις οικονομικές καταστάσεις επηρεάζεται από εγγραφές, όπως το χρηματοοικονομικό κόστος, επιμερισθέντα έξοδα Διοίκησης, αποσβέσεις, συναλλαγματικές διαφορές και λοιπά έξοδα, τα οποία αποτελούν λογιστική αποτύπωση ευρύτερων επιχειρηματικών αποφάσεων και δεν σχετίζονται άμεσα με το περιθώριο κέρδους στην δραστηριότητα της παραγωγής. Για το λόγο αυτό, στο αποτέλεσμα των οικονομικών καταστάσεων αποτυπώνεται ότι οι καθετοποιημένοι συμμετέχοντες εμφανίζουν ακόμα και μειωμένα κέρδη το 2021 σε σχέση με το 2020 (για τους επιμέρους δείκτες ΕΒΙΔΤΑ, ΕΒΙΤ, ΚΠΦ) στο **σύνολο** των δραστηριοτήτων τους (Παραγωγή και Προμήθεια).

Ωστόσο, η Αρχή δεν θεωρεί ότι η σύγκριση των οικονομικών καταστάσεων με αυτά των προηγούμενων ετών αρκεί ως η πλέον αντιπροσωπευτική μεθοδολογία για την εξέταση της πιθανής αυξημένης κερδοφορίας κατά την περίοδο της ενεργειακής κρίσης, καθώς:

α) κάθε δραστηριότητα πρέπει να εξετάζεται διακριτά όπως επιβάλλει η θεμελιώδης διάκριση των αγορών ώστε να αποφεύγονται στρεβλώσεις μέσω της υιοθέτησης στρατηγικών συμπεριφορών από τους καθετοποιημένους συμμετέχοντες

β) οι οικονομικές καταστάσεις αφορούν όλο το έτος 2021 και όχι την υπό εξέταση περίοδο της ενεργειακής κρίσης (Οκτώβριος 2021-Μάρτιος 2022)

γ) όπως προαναφέρθηκε, οι οικονομικές καταστάσεις περιλαμβάνουν χρεοπιστώσεις που δεν σχετίζονται άμεσα με τη συμμετοχή των εταιρειών στην χονδρεμπορική αγορά.

### Οικονομικά αποτελέσματα των εταιρειών διακριτά ανά δραστηριότητα (2019-2021)

Συγκεντρωτικά οικονομικά αποτελέσματα καθετοποιημένων εταιρειών ανά δραστηριότητα για την περίοδο 2019-2021, σε χιλιάδες ευρώ και ως ποσοστό επί του κύκλου εργασιών τους										
(χιλ. €)		Παραγωγή Η.Ε.			Προμήθεια Η.Ε.			Προμήθεια Φ.Α.*		
		2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
ΔΕΗ	ΕΒΙΔΤΑ	653,569	139,600	-1,311,000	-209,600	486,600	327,400			
	ΕΒΙΤ	469,165	-83,700	-1,502,600	-212,400	479,600	311,200			
	Κέρδη προ φόρων (ΚΠΦ)	450,428	-127,800	-1,580,500	-229,400	530,800	377,900			
	Κέρδη προ φόρων %	16.49%	-12.02%	-139.55%	-3.91%	10.72%	6.99%			
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	ΕΒΙΔΤΑ	183,440	159,837	81,758	-60,902	-4,061	776	5,910	6,910	13,532
	ΕΒΙΤ	158,261	116,635	35,104	-66,597	-10,942	-3,983	4,973	6,635	13,191
	Κέρδη προ φόρων (ΚΠΦ)	153,460	108,719	29,245	-68,700	-11,516	-4,274	4,973	-25,462	13,191
	Κέρδη προ φόρων %	20.58%	30.90%	7.06%	-9.14%	-2.61%	-1.07%	1.24%	-10.76%	3.54%
ELPEDISON	ΕΒΙΔΤΑ	97,374	51,870	21,070	-10,004	-10,458	-5,251	-637	2,796	0
	ΕΒΙΤ	75,796	24,195	-6,602	-10,734	-11,168	-5,894	-695	2,795	5,220
	Κέρδη προ φόρων (ΚΠΦ)	67,500	16,458	-14,556	-12,054	-11,478	-6,214	-1,107	2,638	5,220
	Κέρδη προ φόρων %	14.23%	7.19%	-6.24%	-2.08%	-3.15%	-1.87%	-2.02%	2.86%	8.65%
ΗΡΩΝ	ΕΒΙΔΤΑ	60,900	28,658	11,577	-27,132	-10,436	-123	-665	-665	2,771
	ΕΒΙΤ	47,803	16,830	-1,557	-28,322	-11,635	-981	-695	7,788	2,771
	Κέρδη προ φόρων (ΚΠΦ)	41,161	7,996	-29,512	-29,712	-12,283	-1,624	-812	7,788	2,771
	Κέρδη προ φόρων %	13.21%	9.48%	-20.19%	-4.11%	-3.27%	-0.45%	-0.30%	12.23%	4.33%

\*Η ΔΕΗ δεν τηρούσε λογιστικά διαχωρισμένες οικ. καταστάσεις για την προμήθεια φυσικού αερίου.

## **β) Μεθοδολογία προσδιορισμού του Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους δραστηριότητας Παραγωγής (Οκτώβριος 2021-Μάρτιος 2022)**

### Τεχνολογίες παραγωγής

Η Αρχή διαμόρφωσε μεθοδολογία υπολογισμού του Μεικτού περιθωρίου κέρδους στη χονδρεμπορική αγορά, **για όλες ανεξαιρέτως τις τεχνολογίες που συμμετέχουν στη χονδρεμπορική αγορά, χωρίς σχήμα κρατικής ενίσχυσης (FiT, FiP)**, ήτοι τις μονάδες των ακόλουθων τεχνολογιών:

- i. Λιγνιτικές μονάδες
- ii. Υδροηλεκτρικές μονάδες
- iii. Μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου
- iv. Μονάδες φυσικού αερίου ανοιχτού κύκλου
- v. Μονάδες Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ), κατά το μέρος που συμμετέχουν στην αγορά
- vi. Χαρτοφυλάκια ΑΠΕ τα οποία δεν υπόκεινται σε σχήμα κρατικής ενίσχυσης.

### Περίοδος εξέτασης

Η ανάλυση πραγματοποιήθηκε για την περίοδο της συνεχιζόμενης **ενεργειακής κρίσης**, ήτοι από τον **Οκτώβριο 2021 έως τα διαθέσιμα δεδομένα του Μαρτίου 2022**, καθώς οι αυξημένες τιμές φυσικού αερίου στο Διεθνές Χρηματιστήριο Ενέργειας (TTF) στην Ολλανδία κατά τον μήνα Σεπτέμβριο 2021, αποτυπώθηκαν ως αυξημένες τιμές στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας τον Οκτώβριο 2021, λόγω της φύσης των συμβολαίων Προμήθειας Φυσικού Αερίου (month-ahead) που υπάρχουν στην Ελληνική αγορά. Άλλες αγορές πιθανόν να διαθέτουν διαφορετικό συντελεστή επίδραση της τιμή του TTF ή δεικτών πετρελαίου στις τιμές προμήθειας φυσικού αερίου (hub-based, oil-indexed), καθώς και να διαθέτουν διαφορετική βαρύτητα spot, month-ahead, year ahead των δεικτών τιμολόγησης της προμήθειας φυσικού αερίου, που δύναται να οξύνει ή να αμβλύνει την επίδραση των διακυμάνσεων του TTF στις εθνικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Το γεγονός αυτό, αλλά κυρίως η επίδραση του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής και των διασυνδέσεων, στη διαμόρφωση της χονδρεμπορικής τιμής σε κάθε

χώρα, αποτυπώνεται τον Νοέμβριο 2021 στην Αρχική έκθεση του ACER για τη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας<sup>2</sup>.

#### Μεθοδολογία υπολογισμού του Μεικτού περιθωρίου κέρδους στη χονδρεμπορική αγορά

Ως **Μεικτό Περιθώριο Κέρδους (ΜΠΚ) στη χονδρεμπορική αγορά, σε ευρώ**, ορίζεται η διαφορά μεταξύ των Εσόδων και του Βραχυπρόθεσμου Κόστους Παραγωγής κάθε μονάδας παραγωγής. Το ΜΠΚ υπολογίστηκε για κάθε ώρα επίλυσης της Αγοράς και έγινε αναγωγή ανά μήνα, για κάθε μήνα της περιόδου από τον Οκτώβριο 2020 έως και τον Μάρτιο 2022.

Το Μεικτό Περιθώριο Κέρδους για κάθε μονάδα παραγωγής ανά μήνα προσδιορίζεται από:

- Τις **Χρεοπιστώσεις από τη χονδρεμπορική αγορά** (Αγορά Επόμενης Ημέρας, Ενδοημερήσια Αγορά, Αγορά Εξισορρόπησης, Αποκλίσεις)
- Το **Βραχυπρόθεσμο Κόστος Παραγωγής** όπως αναλυτικά περιγράφεται στην ενότητα 4.3

Τα αποτελέσματα των ανωτέρω υπολογισμών αντιπαραβάλλονται με τις εκκαθαρίσεις του Χρηματιστηρίου Ενέργειας (Hex Clear), τις οικονομικές καταστάσεις και τα υποβληθέντα τιμολόγια προμήθειας φυσικού αερίου όπως λαμβάνονται από τους Συμμετέχοντες.

Η αυξημένη κερδοφορία μιας μονάδας ορίζεται ως η **Διαφορά Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους (ΔΜΠΚ) σε ευρώ**, ήτοι το γινόμενο:

- της διαφοράς της Μοναδιαίας Τιμής Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους του μήνα εξέτασης (κατά την περίοδο της ενεργειακής κρίσης) και του ίδιου μήνα του προηγούμενου έτους
- της παραχθείσας ποσότητας της μονάδας σε MWh όπως μετρήθηκε στο σύστημα SCADA του ΑΔΜΗΕ κατά το μήνα εξέτασης

#### **Παράδειγμα υπολογισμού αυξημένης κερδοφορίας για μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής**

ΜΜΠΚ Οκτώβριος 2021 = 30 €/MWh

<sup>2</sup>

[https://extranet.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER's%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf)

ΜΜΠΚ Οκτώβριος 2020 = 10 €/MWh

ΔΜΜΠΚ (Οκτώβριος 2021 – Οκτώβριος 2020) = 30-10=20 €/MWh

Αν η ποσότητα που παράχθηκε από τη μονάδα τον Οκτώβριο 2021 είναι 100 MWh, τότε

Η αυξημένη κερδοφορία (ΔΜΠΚ) για τον μήνα Οκτώβριο 2021 λόγω της ενεργειακής κρίσης είναι: ΔΜΠΚ (Οκτώβριος 2021 – Οκτώβριος 2020) = 20\*100 = 2000 €

**Αυτός ο υπολογισμός αποτελεί την αυξημένη κερδοφορία της μονάδας για τον μήνα Οκτώβριο 2021.**

Ορισμοί:

ΜΜΠΚ: Μοναδιαίο Μεικτό Περιθώριο Κέρδους σε €/MWh

ΔΜΜΠΚ: Διαφορά Μοναδιαίου Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους σε €/MWh (μεταξύ 2 χρονικών περιόδων)

ΔΜΠΚ: Διαφορά Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους σε ευρώ (μεταξύ 2 χρονικών περιόδων)

Το ΜΜΠΚ είναι η διαφορά των Εσόδων (σε ευρώ) από τη χονδρεμπορική αγορά (Προ-ημερήσια, Ενδο-ημερήσια, Αγορά εξισορρόπησης και Αποκλίσεις) μείον το βραχυχρόνιο Κόστος Παραγωγής (ΚΠ) σε ευρώ (Κόστος Καυσίμου, Κόστος Δικαιωμάτων Εκπομπών, λοιπά κόστη), διά την ποσότητα που παρήγαγε η μονάδα σε MWh (όπως μετρήθηκε στο σύστημα SCADA του ΑΔΜΗΕ).

### Αναδρομική επιστροφή στην αγορά εξισορρόπησης

**Τέλος σημειώνεται ότι, κατά την κρίση της Αρχής, οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας (δεν περιλαμβάνονται τα χαρτοφυλάκια ΑΠΕ) εισέπραξαν κατά την περίοδο Νοεμβρίου 2020 – Φεβρουαρίου 2021 (από την έναρξη του Μοντέλου Στόχου έως την εφαρμογή της Απόφασης ΡΑΕ 54/2021<sup>3</sup>) ποσά τα οποία δεν αντικατοπτρίζουν εύλογα έσοδα βάσει αποδοτικής λειτουργίας της αγοράς, όπως αναλυτικά περιγράφεται στο Παράρτημα 3. Συνεπώς, θεωρείται σκόπιμο, ιδιαίτερα υπό την παρούσα συγκυρία, να επιστραφούν στην αγορά ενέργειας προς όφελος των τελικών καταναλωτών. Για το σκοπό αυτό, στο Παράρτημα 4 προτείνεται σχετική νομοθετική ρύθμιση.**

Η αναδρομικότητα στην αγορά εξισορρόπησης, επηρεάζει και το περιθώριο κέρδους της ανωτέρω μεθοδολογίας, καθώς απομειώνει το περιθώριο κέρδους παλαιότερων μηνών (Νοέμβριος 2020-Φεβρουάριος 2021, κυρίως τους 2 πρώτους μήνες), με τους οποίους γίνεται η σύγκριση των μηνών Νοέμβριος 2021-Φεβρουάριος 2022 της ενεργειακής κρίσης.

<sup>3</sup> <https://www.rae.gr/apofaseis/8083/>

### Τελικά αποτελέσματα της ανάλυσης

Τα συνοπτικά αποτελέσματα (σε εκατ. ευρώ) της αυξημένης κερδοφορίας των καθετοποιημένων Προμηθευτών στη χονδρεμπορική αγορά κατά την περίοδο της ενεργειακής κρίσης, όπως προκύπτουν από την ανάλυση της Αρχής, παρουσιάζονται στον επόμενο Πίνακα.

	Οκτ-21	Νοε-21	Δεκ-21	Ιαν-22	Φεβ-22	Μαρ-22	Q4-2021	Q1-2022	Σύνολο
<b>ΔΕΗ</b>	96,71	73,52	145,70	159,52	60,27	194,20	<b>315,93</b>	<b>413,98</b>	<b>729,91</b>
<b>Ιδιώτες Ηλεκτροπαραγωγοί</b>	36,63	17,06	46,53	5,66	6,66	45,07	<b>100,22</b>	<b>57,39</b>	<b>157,61</b>
<b>ΑΠΕ χωρίς κρατική ενίσχυση</b>	4,90	6,58	6,65	5,39	5,37	11,03	<b>18,13</b>	<b>21,78</b>	<b>39,92</b>
<b>Σύνολο</b>	<b>138,24</b>	<b>97,16</b>	<b>198,88</b>	<b>170,57</b>	<b>72,29</b>	<b>250,30</b>	<b>434,28</b>	<b>493,16</b>	<b>927,44</b>

### Εκπτώσεις καθετοποιημένων προμηθευτών

Από την παράθεση των οικονομικών αποτελεσμάτων προκύπτει ότι όλοι οι καθετοποιημένοι συμμετέχοντες εμφανίζουν ζημίες στην δραστηριότητα της Προμήθειας Ηλεκτρικής Ενέργειας για το έτος 2021. Μέρος αυτών δύναται να ερμηνευθεί ως αποτέλεσμα α) των μακροχρόνιων συμβάσεων με καταναλωτές Υψηλής Τάσης σε σταθερές τιμές, και β) της διατήρησης των ανταγωνιστικών χρεώσεων στα σταθερά τιμολόγια Χαμηλής<sup>4</sup> και Μέσης Τάσης που προϋπήρχαν της ενεργειακής κρίσης, τα οποία ερμηνεύονται από τους καθετοποιημένους Προμηθευτές ως «έμμεση παροχή εκπτώσεων» στους τελικούς καταναλωτές. Περαιτέρω, η ΔΕΗ παρείχε επιπλέον εκπτώσεις στους καταναλωτές Μέσης και Χαμηλής Τάσης, όπως παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα:

### Δηλωθείσες Εκπτώσεις

	Q4-2021*	Q1-2022	Σύνολο
<b>ΔΕΗ</b>	<b>169,70</b>	<b>166,30</b>	<b>335,99</b>

\*Συμπεριλαμβάνει εκπτώσεις για τους μήνες Αύγουστο και Σεπτέμβριο 2021.

Σημειώνεται τέλος ότι οι καθετοποιημένοι προμηθευτές παρείχαν Σταθερά Τιμολόγια προ της ενεργειακής κρίσης, τα οποία εκτιμάται ότι αποτελούν περί το 5-20% των ποσοτήτων που εκπροσωπούν.

<sup>4</sup> Όλοι οι Προμηθευτές υποχρεούνται να διαθέτουν τουλάχιστον ένα σταθερό τιμολόγιο στους Πελάτες ΧΤ βάσει της Απόφασης ΡΑΕ 409/2020 (<https://www.rae.gr/apofaseis/6633/>).

















## Προτάσεις της ΡΑΕ

Η Αρχή στα πλαίσια του ACER's Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design<sup>5</sup> διαμόρφωσε σειρά προτάσεων και παρατηρήσεων όπως αποτυπώνεται στην Ενότητα II.

Με την ενεργή συμμετοχή της στις σχετικές Διαβουλεύσεις στο 107<sup>th</sup> ACER Board of Regulators Meeting και στο 170<sup>st</sup> CEER General Assembly Meeting στο Παρίσι στις 5-6 Απριλίου, επηρέασε τη λήψη απόφασης και την ενσωμάτωση διατάξεων για ειδικά μέτρα κατά τη διάρκεια παρατεταμένων υψηλών τιμών στις αγορές. Η ακόλουθη εικόνα αποτυπώνει τα 13 μέτρα που υιοθετήθηκαν από τις Ρυθμιστικές Αρχές Ενέργειας της Ευρώπης και δημοσιεύτηκε στις 28 Απριλίου 2022.

**13 measures** for the consideration of policymakers, **future-proofing** the EU wholesale electricity market design

**ACER**  
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

 <b>1.</b> Speed up electricity market integration, implementing what is already agreed	 <b>2.</b> Improve access to renewable Power Purchase Agreements (PPAs)	 <b>3.</b> Improve the efficiency of renewable investment support schemes
 <b>4.</b> Stimulate 'market making' to increase liquidity in long-term markets	 <b>5.</b> Better integrate forward markets	 <b>6.</b> Review (and potentially reduce, if warranted) collateral requirements
 <b>7.</b> Preserve the wholesale price signal and remove barriers to demand resources providing flexibility	 <b>8.</b> Shield those consumers that need protection the most from price volatility	 <b>9.</b> Tackle avoidable supplier bankruptcies, getting the balance right
 <b>10.</b> Tackle non-market barriers, ensuring generation and infrastructure is built at pace	 <b>11.</b> Consider prudently the need for market interventions in situations of extreme duress; if pursued, consider tackling 'the root causes'	 <b>12.</b> Consider public intervention to establish hedging instruments against future price shocks
 <b>13.</b> Consider a 'temporary relief valve' for the future when wholesale prices rise unusually rapidly to high levels		<b>Want to learn more?</b> Check out the full report on ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.

Ειδικά το 13<sup>ο</sup> μέτρο, ήτοι “Consider a ‘temporary relief valve’ for the future when wholesale prices rise unusually rapidly to high levels”, εισήχθη κυριολεκτικά την τελευταία στιγμή της σχετικής σύσκεψης του Παρίσι, κατόπιν επιμονής της Αρχής για ανάγκη ex-ante ρύθμισης και άμεσης απομείωσης του κόστους της χονδρεμπορικής αγοράς και αποδοχής των επιχειρημάτων της Αρχής από τον Δ/νων του ACER, λαμβάνοντας υπόψιν τη διεθνή εμπειρία ώριμων αγορών,

<sup>5</sup>

[https://extranet.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER's%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf)

όπως στις ΗΠΑ και Αυστραλία. Επιμέρους θέσεις της Αρχής, όπως και λοιπών Αρχών άλλων Κρατών Μελών, επίσης λήφθηκαν υπόψιν στη διαμόρφωση του τελικού κειμένου.

Η Ενότητα II παρουσιάζει αναλυτικά τις θέσεις της Αρχής. Ειδικά για το ex-ante power mitigation η Αρχή σκοπεύει να επανέλθει στον ACER, παρά την υφιστάμενη προτίμηση του ACER για ex-post πλαίσιο ελέγχου, όπως προσδιορίζει ο Ευρωπαϊκός Κανονισμός για την ακεραιότητα και τη διαφάνεια στη χονδρική αγορά ενέργειας (REMIT).<sup>6</sup>

**Ελλείψει ριζικής παρέμβασης στη χονδρεμπορική αγορά φυσικού αερίου, που αποτελεί βασική αιτία “root cause” του αυξημένου κόστους χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η απομείωση των αυξημένων κερδών της ηλεκτροπαραγωγής, λόγω των παρατεταμένων υψηλών τιμών χονδρικής, είναι προτιμητέο να γίνεται ex-ante (μετά από σχετική έγκριση από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή). Αυτό πλέον είναι πιο εφικτό, καθώς το τελικό κείμενο του ACER συμβάλει στην κατεύθυνση αυτή και αναμένεται να επηρεάσει την εξειδίκευση των μέτρων REPowerEU που θα πραγματοποιήσει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εντός Μαΐου 2022.**

Η απομείωση των αυξημένων κερδών της ηλεκτροπαραγωγής; θα μπορούσε να γίνει είτε με τον προτεινόμενο μηχανισμό, εφαρμοζόμενο σε ex-ante βάση, είτε με τη μορφή ορισμού ex-ante τιμών “strike prices” ή μεθοδολογίας προσδιορισμού τιμών αποζημίωσης ανά τεχνολογία, όπως παρουσιάζεσαι το Παράρτημα II της Ενότητας II.

Η (ex-ante) απομείωση κερδών περιορίζει την πιθανότητα εμφάνισης φαινομένων market squeeze, σε περίπτωση που εταιρίες που διαθέτουν μονάδες χαμηλού κόστους στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής τους και σημαντικό μερίδιο αγοράς μετακυλήσουν στη λιανική, σε μόνιμη βάση την αυξημένη κερδοφορία που δύναται να έχουν στη χονδρεμπορική.

Η μείωση του κόστους στη χονδρεμπορική και/ή στη λιανική πρέπει να συμβαδίζει με τη εύρυθμη λειτουργία αγορών και αποτελεί ευθύνη των Ανεξάρτητων Αρχών με βάση τις σχετικές αρμοδιότητες τους. Η Αρχή και η Επιτροπή Ανταγωνισμού συνεργάζονται στο πλαίσιο αυτό, όπως συμβαίνει και μεταξύ ΡΑΕ και Συνηγόρου του Καταναλωτή για θέματα καταναλωτών.

---

<sup>6</sup> <https://www.rae.gr/remit/>

## Περιεχόμενα

<b>Ενότητα I: Ανάλυση Κερδοφορίας Καθετοποιημένων Εταιριών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου κατά τη διάρκεια της ενεργειακής κρίσης</b> .....	13
1. Εισαγωγή – Πλαίσιο .....	14
2. Η έννοια των «ουρανοκατέβατων κερδών» .....	16
3. Η ανάλυση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας .....	18
4. Υπολογισμός των κερδών της χονδρεμπορικής αγοράς .....	22
5. Αποτελέσματα ανάλυσης χονδρεμπορικής αγοράς .....	28
6. Αποτύπωση οικονομικών αποτελεσμάτων παραγωγών .....	43
7. Αναφορές .....	47
8. Ακρωνύμια .....	48
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1</b> .....	49
Κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής .....	49
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2</b> .....	50
Εκτίμηση μεταβλητού κόστους υδροηλεκτρικών σταθμών .....	50
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3</b> .....	52
Αναδρομική επιστροφή ποσών από τους παραγωγούς στην αγορά εξισορρόπησης .....	52
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 4</b> .....	56
Πρόταση συνοδευτικής νομοθετικής ρύθμισης αναδρομικής επιστροφής στην αγορά εξισορρόπησης .....	56
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 5</b> .....	59
Ποσά εκπτώσεων που παρείχε η ΔΕΗ Α.Ε. σε καταναλωτές Μέσης και Χαμηλής Τάσης κατά το διάστημα Αυγούστου 2021 έως και Μαρτίου 2022 .....	59
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 6</b> .....	60
Οικονομικά αποτελέσματα των εταιρειών διακριτά ανά δραστηριότητα (2019-2021) .....	60
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 7</b> .....	68
Παράθεση επιμέρους υπολογισμών της Μεθοδολογίας υπολογισμού Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους Παραγωγής στη χονδρεμπορική αγορά ανά τεχνολογία .....	68
<b>Ενότητα II: Προτάσεις της ΡΑΕ προς τον ACER</b> .....	71
<b>στο πλαίσιο του ACER’s Assessment Report of the EU Wholesale Electricity Market Design</b> .....	71
Annex I. Ex-ante regulation in wholesale electricity markets .....	78
Annex I.1 Ex-ante power mitigation for smoothing sustaining excessive prices .....	78
Annex I.2 Ex-ante revenue clawback mechanism on excessive profits and .....	79
Annex II: CfDs (“Contracts for Differences”), possibly combined with aggregator (single buyer) model, both for attracting new investments as well as ex-ante revenue clawback mechanism .....	81
Annex III: An EU Purchase Platform to secure supply of gas, LNG and hydrogen .....	82

Annex IV: Regulatory/Legal options under international economic law in view of the surge of spot natural gas prices ..... 84

Ενότητα Ι: Ανάλυση Κερδοφορίας Καθετοποιημένων Εταιριών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου κατά τη διάρκεια της ενεργειακής κρίσης

## 1. Εισαγωγή – Πλαίσιο

Όπως είναι γνωστό, το φθινόπωρο του 2021, οι τιμές φυσικού αερίου στην Ευρώπη αυξήθηκαν σε πρωτοφανή επίπεδα, σημειώνοντας τον Οκτώβριο αύξηση έως και 400% σε σχέση με τον Απρίλιο του ίδιου έτους και συμπαρασύροντας τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή επεσήμανε το πρόβλημα στην πρώτη της σχετική επίσημη ανακοίνωση στις 13 Οκτωβρίου 2021 [1] και τις επιπτώσεις του στην οικονομία και στους καταναλωτές, προτρέποντας τα Κράτη-Μέλη να εφαρμόσουν μέτρα στήριξης (ιδίως μέσω άρσης φορολογίας και ενίσχυσης μέσω των εσόδων από την αγορά ρύπων) και χαλαρώνοντας προς τούτο προσωρινά τους κανόνες περί κρατικών ενισχύσεων (1<sup>η</sup> εργαλειοθήκη).

Σχεδόν ταυτόχρονα, ο Ευρωπαίος Ρυθμιστής (ACER) στην πρώτη του επίσημη αναφορά για το θέμα [2] έθεσε, μεταξύ άλλων το ερώτημα κατά πόσον το μοντέλο λειτουργίας της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Target Model) - στο οποίο όλοι οι συμμετέχοντες αποζημιώνονται στην οριακή τιμή εκκαθάρισης της αγοράς σε ωριαία βάση (“pay-as-clear”) και όχι στην τιμή που ο καθένας έχει προσφέρει (“pay-as-bid”) – είναι το βέλτιστο ιδίως σε συνθήκες ακραία υψηλών τιμών. Προέτρεψε δε τους Ρυθμιστές να παρακολουθούν στενότερα τα οριζόμενα στον Ευρωπαϊκό Κανονισμό REMIT [7] περί ακεραιότητας και διαφάνειας στην χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, δηλώνοντας ωστόσο ότι δεν έχουν καταγραφεί περιπτώσεις στρέβλωσης/χειραγώγησης της αγοράς στο κεντρικό σύστημα ARIS του ACER στο οποίο δηλώνονται αυτοματοποιημένα όλες οι ευρωπαϊκές συναλλαγές.<sup>7</sup>

Η ΠΑΕ ούτως ή άλλως, σε άσκηση των αρμοδιοτήτων της εκ του ενωσιακού και εθνικού πλαισίου (άρθρα 3 και 22 του ν. 4001/2011 και 6 του ν. 4425/2016), σε συνεχή βάση παρακολουθεί τις αγορές ενέργειας, ιδίως μετά την εφαρμογή του Target Model στη χώρα μας (1.11.2020), για περιπτώσεις συστηματικών περιπτώσεων πιθανής χειραγώγησης της αγοράς ή στρέβλωσης του ανταγωνισμού. Έχει δε αυτοματοποιήσει τη λήψη δεδομένων από τους λειτουργούς των αγορών EXE και ΑΔΜΗΕ (απόφαση ΠΑΕ 1491/2020<sup>8</sup>) και βρίσκεται στη διαδικασία αυτοματοποίησης της εξαγωγής δεικτών και αναφορών. Λόγω της ενεργειακής κρίσης, από τον Οκτώβριο 2021 εντατικοποίησε την εποπτεία και τις αναλύσεις της: δηλαδή

---

<sup>7</sup> «An important issue when addressing unusual and/or unexpected market developments is whether there are signs of market manipulation, potentially contributing to such developments. Currently, based on the information and data available to ACER, there is no obvious indication nor evidence of systematic manipulative behaviour or insider trading under REMIT causing the high energy prices. Furthermore, given the global fundamental drivers of current high prices in Europe as outlined above, it is unlikely that any specific and repetitive market trading behaviour would have a significant impact on such high prices. ACER’s market surveillance efforts alongside those of national regulators under REMIT are ongoing.».

<sup>8</sup> Η εν λόγω απόφαση έχει προσβληθεί από τον ΑΔΜΗΕ.

πέραν των στοιχείων των Διαχειριστών (Χρηματιστήριο Ενέργειας και ΑΔΜΗΕ) και των δεδομένων που αντλούνται από τη λειτουργία των αγορών, η Αρχή ξεκίνησε να συλλέγει οικονομικά και εμπορικά στοιχεία που είναι κρίσιμα για τη διαμόρφωση του κόστους και τις επιχειρηματικές πρακτικές παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας και προμηθευτών φυσικού αερίου, ζητώντας και αναλύοντας περισσότερα και τακτικότερα δεδομένα από τους συμμετέχοντες στις χονδρεμπορικές και λιανικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, όπως αναφέρεται και στην από 24.3.2022 σχετική ανακοίνωση της Αρχής<sup>9</sup>. Ο ACER, ο οποίος εποπτεύει την τήρηση του Κανονισμού REMIT (Κανονισμός 1227/2011 για την ακεραιότητα και τη διαφάνεια στη χονδρική αγορά ενέργειας) και διαθέτει τα πλέον εξελιγμένα λογισμικά για αυτόν τον σκοπό, δεν έχει γνωστοποιήσει μέχρι σήμερα στη ΡΑΕ πιθανά περιστατικά χειραγώγησης, για περαιτέρω έλεγχο. Ομοίως από την έως τώρα διερεύνηση της Αρχής δεν έχουν προκύψει χειραγώγησης τιμών, όμως η λειτουργία της αγοράς δύναται να οδηγεί σε αυξημένη κερδοφορία κατά τη διάρκεια της κρίσης, που είναι και το αντικείμενο της παρούσας ανάλυσης. Προφανώς η διαδικασία διερεύνησης στρατηγικών χειραγώγησης είναι συνεχής, τόσο από τη ΡΑΕ όσο και από τον ACER.

Στην επικαιροποίηση της αναφοράς του τον Νοέμβριο 2021 [3], ο ACER υπεραμύνθηκε του μοντέλου pay-as-clear. Σε κάθε περίπτωση, επισημαίνεται ότι στο χρονικό εκείνο σημείο αναμενόταν η αποκλιμάκωση των τιμών φυσικού αερίου από τον Απρίλιο του 2022, εκτίμηση που ανατράπηκε τον Φεβρουάριο λόγω της ρωσικής εισβολής στην Ουκρανία. Κατόπιν τούτου, οι εκτιμήσεις ότι οι πολύ υψηλές τιμές θα διατηρηθούν τουλάχιστον έως και το χειμώνα του 2023 οδήγησαν την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στην έκδοση, στις 8 Μαρτίου 2022, της 2<sup>ης</sup> εργαλειοθήκης προτεινόμενων μέτρων (REPowerEU) [4], η οποία εστίασε, πέραν της απεξάρτησης από το ρωσικό φυσικό αέριο, σε περαιτέρω τρόπους ενίσχυσης των καταναλωτών.

Μεταξύ άλλων, προτείνεται ένα μέρος των κερδών της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας να επιστραφεί στην αγορά μέσω ειδικής εισφοράς, όχι γιατί αυτά δημιουργήθηκαν λόγω μη σύννομης ή «μη ηθικής» στρατηγικής των επιχειρήσεων, αλλά λόγω της επιτακτικής ανάγκης περαιτέρω ενίσχυσης των τελικών καταναλωτών, οι οποίοι συνεχίζουν να βιώνουν μια εξαιρετικά δυσχερή κατάσταση εξαιτίας των παρατεταμένα πολύ υψηλών τιμών: *«Commission confirms that price regulation and transfer mechanisms to help protect consumers and our economy are possible. ... To finance such emergency measures, Member States can consider temporary tax measures on windfall profits.»*. Δηλαδή, προτείνεται μία έκτακτη ανακατανομή του πλούτου εντός της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς αναγνωρίζεται ότι:

---

<sup>9</sup> <https://www.rae.gr/anakoinoseis/28608/>

α) οι καταναλωτές (οικιακοί και βιομηχανικοί) πρέπει να υποστηριχθούν σημαντικά από το κράτος, ώστε να αμβλυνθούν οι επιπτώσεις στην οικονομία εν γένει,

β) λόγω του μοντέλου της αγοράς, είναι δεδομένο ότι υπάρχουν υπερβάλλοντα κέρδη σε παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, η φορολόγηση των οποίων δύναται να χρηματοδοτήσει μέρος των απαιτούμενων κονδυλίων. Στο πλαίσιο αυτό, στο Παράρτημα 2 του REPowerEU προσδιορίζονται πιθανά «ουρανοκατέβαρα κέρδη» (windfall profits) στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία προκύπτουν λόγω της αποζημίωσης στις υψηλές τιμές που ορίζονται από τις μονάδες φυσικού αερίου και των μονάδων των λοιπών τεχνολογιών, λόγω της υιοθέτησης του μοντέλου pay-as-clear, όπως θα αναλυθεί στη συνέχεια.

Επισημαίνεται ότι τα ανωτέρω συνιστούν συστάσεις και κατευθυντήριες οδηγίες της Επιτροπής και όχι επιβολή μέτρων, περιγράφονται δε σε πολύ αδρές γραμμές, επιτρέποντας στα Κράτη Μέλη την εξειδίκευσή τους κατά τρόπο συμβατό με τις συνθήκες της αγοράς τους.

Οι ανωτέρω κατευθύνσεις συνάδουν με το αίτημα της Πολιτείας προς την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ως μόνη αρμόδια Αρχή για την εποπτεία της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και έχουσα όλα τα απαραίτητα δεδομένα, να υπολογίσει τεχνοκρατικά τα κέρδη που έχουν αποκομίσει οι συμμετέχοντες στην αγορά, προκειμένου η Κυβέρνηση να αποφανθεί περί τυχόν φορολόγησης μέρους αυτών.

## 2. Η έννοια των «ουρανοκατέβατων κερδών»

Το Παράρτημα 2 του REPowerEU συγκεκριμένα αναφέρει σχετικά με τα ουρανοκατέβαρα κέρδη:

«

- *The additional infra-marginal rents should be clawed back only in the time periods when gas plants were marginal and to the extent that such additional infra-marginal rents were effectively earned by infra-marginal units;*
- *The measure should not distinguish different generation technologies. It should include any infra-marginal units operating in the hours of application of the tax, e.g. infra-marginal rents from hard coal and lignite-fired generation, renewables (including hydropower) and nuclear;*
- *The measure should equally apply to all generators regardless of whether they are covered by support schemes or capacity remuneration mechanisms. However, it should be taken into account that some support schemes by their nature already avoid (feed-in tariffs), capture (two-way contracts for difference contracted before the gas price crisis) or reduce (floating premiums) infra-marginal rents in periods of high prices. The specific situation of fixed premium could be addressed, which can increase infra-marginal rents.».*



Δηλαδή, γίνεται αποδεκτό ότι η χονδρεμπορική αγορά λειτουργεί και παράγει σωστά σήματα τιμών, και πρέπει να απομονωθούν τα πλεονάζοντα κέρδη τα οποία προέκυψαν αποκλειστικά και μόνο λόγω της ενεργειακής κρίσης, δηλαδή λόγω των υψηλών τιμών φυσικού αερίου, για τις μονάδες που δεν «επλήγησαν» από αυτές. Συνεπώς, σύμφωνα με τις κατευθυντήριες οδηγίες, για κάθε χρονική περίοδο στην οποία επιλύεται η αγορά:

1. Λαμβάνονται υπόψη μόνο οι περίοδοι στις οποίες την οριακή τιμή της αγοράς ορίζει μονάδα φυσικού αερίου (οριακή μονάδα), υπό την έννοια ότι το αυξημένο τους κόστος αντανακλά το αυξημένο κόστος της αγοράς φυσικού αερίου και μπορεί συνεπώς να θεωρηθεί ως «αιτιολογημένο».
2. Νοείται ως κέρδος μιας μονάδας που παρήγαγε εκείνην περίοδο και δεν είναι οριακή μονάδα, η διαφορά μεταξύ της οριακής τιμής και του μεταβλητού της κόστους εκείνο το χρονικό διάστημα. Στο σημείωμα δεν διευκρινίζεται εάν λογίζεται όλη η εν λόγω διαφορά ή μέρος αυτής
3. Πρέπει να ληφθεί υπόψη το γεγονός ότι ορισμένες τεχνολογίες που αμείβονται με σχήματα επιδότησης, όπως για παράδειγμα feed-in tariff, δεν έχουν επωφεληθεί από τις αυξημένες τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς.

Τέλος, επισημαίνεται ότι σύμφωνα με το ίδιο κείμενο: «

- Revenue from the measure should be passed on to households or in non-selective and transparent measures supporting all final consumers (e.g. an explicit separate discount on electricity bills of final customers proportional to their average daily or weekly consumption).

*It is to be noted that, insofar as exemptions from such profit taxes lead to selective advantages to specific undertakings, State aid rules may apply. ».*

Συνεπώς, τα έσοδα από τη φορολόγηση των ουρανοκατέβατων κερδών πρέπει να αποδοθούν επί ίσοις όροις σε όλους τους καταναλωτές (ή τις κατηγορίες καταναλωτών που θα επιλεγούν). Αυτό είναι απολύτως συμβατό με την εισροή αυτών των εσόδων στο Ταμείο Ενεργειακής Μετάβασης και στη συνέχεια χορήγησης εκπτώσεων στους καταναλωτές βάσει της κατανάλωσής τους. Αντίθετα, η μεταφορά τυχόν υπερβαλλόντων κερδών της χονδρεμπορικής αγοράς απευθείας στους πελάτες αποκλειστικά μιας καθετοποιημένης επιχείρησης δεν είναι συμβατή με τις ως άνω αρχές και δύναται να οδηγήσει σε:

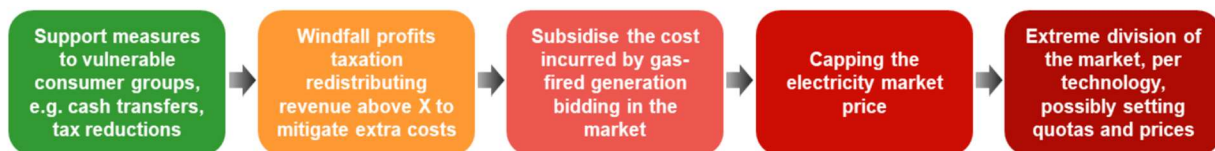
- α) διακρίσεις και επομένως να εγείρει θέματα κρατικών ενισχύσεων,

β) συμπίεση της αγοράς προμήθειας (market squeeze), μειώνοντας το περιθώριο δραστηριοποίησης των λοιπών, μη καθετοποιημένων προμηθευτών, ιδίως αν αυτό προέρχεται από τη δεσπόμενη επιχείρηση.

### 3. Η ανάλυση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας

Η τελική έκθεση του ACER<sup>10</sup> σχετικά με το σχεδιασμό της Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στα πλαίσια της ανάλυσης του αποτυπώνει ένα εύρος πέντε πιθανών παρεμβάσεων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, όπως φαίνεται στο ακόλουθο Σχήμα, όπου συμπεριλαμβάνεται η φορολόγηση «ουρανοκατέβατων κερδών».

**Figure 29: Spectrum of possible structural-interventionist measures relevant for the EU electricity market (non-exhaustive)**



Source: ACER.

Note: the further a measure is depicted to the right, the deeper the level of intervention and/or alteration of the market framework in ACER's view.

Στην ίδια ενότητα της έκθεσης, αναφέρεται ότι το οποιοδήποτε εφαρμοσθέν μέτρο δεν πρέπει να αφορά συγκεκριμένες τεχνολογίες «*When a measure targets certain technologies only, it risks fragmenting the market, compromising competition and creating regulatory uncertainty about the potential for similar measures in the future.*».

Συνεπώς, η Αρχή προχώρησε στην ανάλυση της κερδοφορίας όλων των τεχνολογιών, ήτοι των μονάδων φυσικού αερίου, των λιγνιτικών μονάδων, των μεγάλων Υδροηλεκτρικών Σταθμών (ΥΗΣ), των χαρτοφυλακίων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και των μονάδων Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ). Η πλειονότητα των χαρτοφυλακίων ΑΠΕ και η κατανεμόμενη μονάδα ΣΗΘΥΑ αμείβονται με σχήματα κρατικής ενίσχυσης (Feed-in-Tariff (FiT), Feed-in-Premium (FiP)), για τα οποία η αυξημένη αποζημίωση από τη χονδρεμπορική αγορά, οδηγεί σε πλεόνασμα του Ειδικού Λογαριασμού των ΑΠΕ (ΕΛΑΠΕ) και επιστρέφεται στο Ταμείο Ενεργειακής Μετάβασης (ΤΕΜ) για ενίσχυση των καταναλωτών. Υπάρχει ένας μικρός αριθμός ΑΠΕ, περίπου 150 MW, των οποίων έχει ολοκληρωθεί η περίοδος ενίσχυσης, και τα οποία συμμετέχουν στην αγορά, εκπροσωπούμενα από Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης ΑΠΕ (ΦΟΣΕ-ΑΠΕ). Επίσης, μια κατανεμόμενη μονάδα ΣΗΘΥΑ (ΑΛΟΥΜΙΝΙΟ)

<sup>10</sup> ACER publishes its Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, 29 April 2022

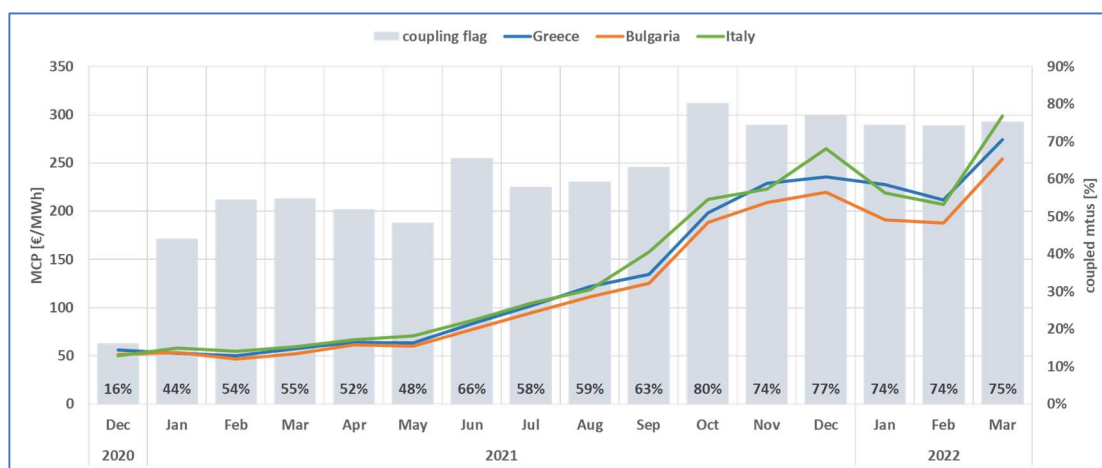
συμμετέχει στη χονδρεμπορική αγορά κατά το μέρος της ισχύος της που δεν λαμβάνει προκαθορισμένη τιμή ενίσχυσης. Για όλες ανεξαιρέτως τις μονάδες και τεχνολογίες που συμμετέχουν στη χονδρεμπορική αγορά, έγινε ανάλυση της κερδοφορίας τους.

Βάσει των ως άνω, η ΡΑΕ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της και των στοιχείων που πάγια συγκεντρώνει και επιπλέον ζήτησε τόσο από τους συμμετέχοντες στην ενεργειακή αγορά όσο και από τους λειτουργούς/διαχειριστές των αγορών, ΕΧΕ και ΑΔΜΗΕ (βλ. σχετική ανακοίνωση της Αρχής) υπολόγισε με τη μέγιστη δυνατή επιμέλεια τα κάτωθι:

1. Το συνολικό Μεικτό περιθώριο κέρδους των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά το κρίσιμο διάστημα Οκτωβρίου 2021 – Μαρτίου 2022, όπως προκύπτει από την ενδελεχή ανάλυση της χονδρεμπορικής αγοράς. Ως Μεικτό Περιθώριο Κέρδους κάθε μονάδας ανά μήνα λαμβάνεται το ποσό που προκύπτει από το άθροισμα των ωριαίων χρεοπιστώσεων («Έσοδα») από τη συμμετοχή της μονάδας παραγωγής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (εφεξής αγορά) μειωμένο κατά το κόστος παραγωγής. Ειδικότερα, για τον υπολογισμό των Εσόδων λαμβάνονται υπόψη οι χρεοπιστώσεις που προκύπτουν από τη διαμόρφωση του Προγράμματος Αγοράς (ήτοι Αγορά Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσια Αγορά), οι χρεοπιστώσεις από τη συμμετοχή στην Αγορά Εξισορρόπησης καθώς και οι χρεοπιστώσεις που προκύπτουν από τη Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Το δε κόστος παραγωγής λογίζεται στη βάση του μεταβλητού κόστους λειτουργίας των μονάδων, σύμφωνα με τα αναφερόμενα κατωτέρω (σελ. 10).
2. Σύγκριση του Μεικτού περιθωρίου κέρδους των μονάδων παραγωγής κατά την περίοδο Οκτωβρίου 2021 - Μαρτίου 2022 με το αντίστοιχο κατά την περίοδο Οκτωβρίου 2020 - Μαρτίου 2021 ανά μήνα, εφόσον ήθελε εννοηθεί ως «υπερκέρδος» η θετική διαφορά από αυτό μιας αντίστοιχης περιόδου «κανονικής» λειτουργίας της αγοράς. Διευκρινίζεται ότι η αύξηση των τιμών σε αδόκητα επίπεδα, που σημειώθηκε στην Αγορά Εξισορρόπησης κατά την περίοδο Νοεμβρίου 2020 – Ιανουαρίου 2021, καθιστά αναγκαία τη διορθωτική εκκαθάριση των οικονομικών αποτελεσμάτων των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τα μέτρα αποκατάστασης που όρισε η ΡΑΕ με την Απόφαση 54/2021 και την παράλληλη εφαρμογή μηχανισμού clawback επί των εσόδων των μονάδων που συμμετείχαν στον Μεταβατικό Μηχανισμό Αποζημίωσης Ευελιξίας Ισχύος (ΜΜΑΕΙ). Η αναδρομική εφαρμογή των ανωτέρω (βλ. Παραρτήματα 3 και 4) επαναφέρει την Αγορά Εξισορρόπησης, και συνολικά τις αγορές χονδρικής, σε συνθήκες ομαλής και κανονικής λειτουργίας.

Η προσέγγιση αυτή επελέγη διότι, κατά την κρίση της Αρχής, έχει τα κάτωθι πολύ σημαντικά πλεονεκτήματα:

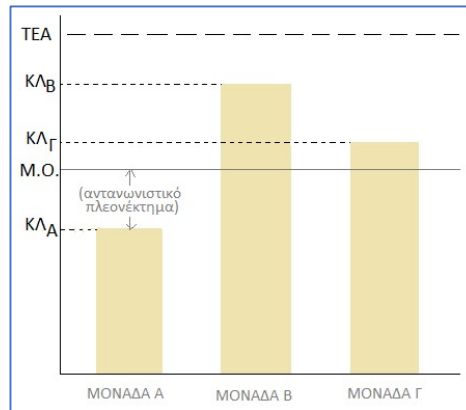
- i. Η επίπτωση τυχόν παραδοχών που αναπόφευκτα υπεισέρχονται στους υπολογισμούς αμβλύνεται ουσιωδώς.
- ii. Κρίνεται ως απολύτως συμβατή με το πνεύμα του REPowerEU, καθώς οι μονάδες των οποίων το κόστος λειτουργίας δεν επηρεάστηκε από την ενεργειακή κρίση (ήτοι οι μονάδες εκτός αυτών που λειτουργούν με φυσικό αέριο) αναμένεται ότι αύξησαν σημαντικά το περιθώριο κέρδους τους έναντι του αντίστοιχου διαστήματος του προηγούμενου έτους, χωρίς να καταβληθεί κάποια προσπάθεια εκ μέρους τους (αυτό αποτελεί τη στενή ερμηνεία των windfall profits). Ωστόσο, υπάρχει περίπτωση, αντίστοιχα, και μονάδες φυσικού αερίου να εισέπραξαν υπερβάλλοντα κέρδη σε σχέση με την περίοδο 2020/(μέσα)2021 χωρίς να έχουν βελτιώσει με κάποιο τρόπο την απόδοσή τους. Αυτό, επί παραδείγματι, μπορεί να συμβεί όταν η οριακή τιμή ορίστηκε από κάποια άλλη τεχνολογία (λιγνιτική, υδροηλεκτρική) ή κάποια διασύνδεση, δηλαδή από την τιμή μονάδων γειτονικής χώρας. Ειδικότερα για τις περιπτώσεις των διασυνδέσεων, όπως προκύπτει από το ακόλουθο διάγραμμα, η σύγκλιση των τιμών μεταξύ της Ελλάδας και των συζευγμένων χωρών (Βουλγαρία, Ιταλία) έλαβε χώρα σε άνω του 70% των περιπτώσεων το τελευταίο χρονικό διάστημα και κάποιους μήνες έως και 80% των διαστημάτων επίλυσης της αγοράς. Συνεπώς, δεν πρέπει να παραβλεφθεί το γεγονός ότι το επίπεδο διαμόρφωσης των τιμών επηρεάζεται σε πολύ μεγάλο βαθμό από την σύγκλιση των αγορών (market coupling).



Γράφημα 1. Ποσοστό ωρών που η ελληνική αγορά ήταν σε σύγκλιση (coupled) με τις γειτονικές αγορές.

Ωστόσο, αναγνωρίζεται το ενδεχόμενο ότι ορισμένες μονάδες φυσικού αερίου (το κόστος των οποίων καθορίζεται από εξωγενείς παράγοντες – διεθνείς τιμές φυσικού αερίου) διαθέτουν ένα «ανταγωνιστικό πλεονέκτημα» που μπορεί να συνδέεται με καλύτερη διαπραγμάτευση τιμής προμήθειας φυσικού αερίου, ή με πιο αποδοτική μονάδα σε σχέση με άλλες μονάδες της ίδιας τεχνολογίας (ως αποτέλεσμα σχετικής

επενδυτικής απόφασης), λειτουργώντας έτσι με χαμηλότερο κόστος. Επομένως, για τις μονάδες αυτές δεν μπορεί να θεωρηθεί ότι όλο το πλεονάζον κέρδος ήταν «ουρανοκατέβατο», καθώς είναι πιθανό να προέκυψε ως αποτέλεσμα επιχειρηματικών κινήσεων. Για το σκοπό αυτό, για τις μονάδες φυσικού αερίου των οποίων το κόστος λειτουργίας ήταν χαμηλότερο του μέσου όρου του κόστους όλων των μονάδων της ίδιας τεχνολογίας, κρίνεται δίκαιο να θεωρηθεί ότι το κόστος τους ήταν στο μέσο όρο.



Γράφημα 2. Σχηματική απεικόνιση της έννοιας του «ανταγωνιστικού πλεονεκτήματος»

iii. Η προσέγγιση αυτή εκφεύγει της προβληματικής του ορισμού ενός «αποδεκτού» περιθωρίου κέρδους: Αφενός, όπως επισημάνθηκε και ανωτέρω, η Ανακοίνωση της Επιτροπής REPowerEU δεν προβαίνει σε σχετικό ορισμό, αφετέρου ο προσδιορισμός του «ορθού» περιθωρίου κέρδους θα επέβαλλε να εξεταστούν σε εξατομικευμένο επίπεδο πλήθος στοιχείων (π.χ. ώρες λειτουργίας κάθε μονάδας, κεφαλαιουχικές δαπάνες, επιτόκια δανεισμού κλπ.) και επομένως δεν συνάδει με ρύθμιση γενικού χαρακτήρα. Για τους λόγους αυτούς, προσήκει η σύγκριση εσόδων-κόστους παραγωγής των μονάδων παραγωγής κατά την περίοδο της έκτακτης έκρηξης τιμών σε σχέση με την περίοδο «κανονικής λειτουργίας» της αγοράς. Προφανώς, η Αρχή αναγνωρίζει το γεγονός ότι, διαχρονικά, κάποιες μονάδες είναι πιθανό να έχουν λειτουργήσει σε κάποιες περιπτώσεις ακόμη και κάτω του κόστους τους, ωστόσο η συγκεκριμένη συγκυρία κατά την οποία η κατάντη αγορά (η λιανική αγορά ρεύματος και - ιδίως - οι καταναλωτές) ασφυκτικά, δεν ενδείκνυται για αντιστάθμιση τυχόν ζημιών κατά το παρελθόν μέσω πλεονάζουσας κερδοφορίας κατά την τρέχουσα περίοδο.

Τονίζεται ότι η εν λόγω μεθοδολογία εξετάζει την ύπαρξη κερδών στην αγορά μόνο υπό το πρίσμα της άμεσης επίπτωσης της αύξησης του μεταβλητού κόστους παραγωγής, οδηγούμενα από την αύξηση κόστους κυρίως του φυσικού αερίου και δευτερευόντος των δικαιωμάτων ρύπων στην χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού, χωρίς να αξιολογείται εν προκειμένω ο βαθμός της εν γένει ανταπόκρισης των προσφορών ενέργειας σε πρακτικές υγιούς ανταγωνισμού.

Ο ακριβής τρόπος υπολογισμού, οι υποθέσεις που λήφθηκαν, καθώς και τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στην επόμενη ενότητα.

Τα αναλυτικά στοιχεία υπολογισμών από τα οποία προέκυψαν τα ανωτέρω αποτελέσματα βρίσκονται στη διάθεση της Πολιτείας σε επεξεργάσιμη μορφή, για λόγους επαληθευσιμότητας ή επεξεργασίας άλλων περιπτώσεων.

## 4. Υπολογισμός των κερδών της χονδρεμπορικής αγοράς

### 4.1 Τεχνολογίες

Όπως αναλύθηκε στην προηγούμενη ενότητα, ο υπολογισμός των κερδών έγινε για όλες ανεξαιρέτως τις τεχνολογίες που συμμετέχουν στη χονδρεμπορική αγορά, χωρίς σχήμα κρατικής ενίσχυσης, ήτοι τις μονάδες των ακόλουθων τεχνολογιών:

- i. Λιγνιτικές μονάδες
- ii. Υδροηλεκτρικές μονάδες
- iii. Μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου
- iv. Μονάδες φυσικού αερίου ανοιχτού κύκλου
- v. Μονάδες Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) κατά το μέρος που συμμετέχει στην αγορά<sup>11</sup>
- vi. Χαρτοφυλάκια ΑΠΕ τα οποία δεν υπόκεινται σε σχήμα κρατικής ενίσχυσης.

Στο Παράρτημα 1 αναγράφονται οι μονάδες ανά τεχνολογία και παραγωγή<sup>12</sup>.

Το υπό εξέταση διάστημα είναι αυτό που σχετίζεται άμεσα με την ευρωπαϊκή ενεργειακή κρίση, ήτοι από τον Οκτώβριο 2021 έως και τον Μάρτιο 2022, περίοδος όπου είχε ήδη υιοθετηθεί στην Ελλάδα το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχο<sup>13</sup> στα πλαίσια της εναρμόνισης του κανονιστικού πλαισίου για την οργάνωση και λειτουργία των αγορών ηλεκτρισμού των χωρών της Ευρώπης, όπως απορρέει από τη σχετική ευρωπαϊκή νομοθεσία και οδηγεί στο σχηματισμό της Ενιαίας Ευρωπαϊκής Αγοράς Ηλεκτρισμού.<sup>14</sup>

<sup>11</sup> <https://www.dapeep.gr/energeia/ape-sithia/mitrwo-sithia/>

<sup>12</sup> <https://www.admie.gr/agora/symmetohi/mitroa>

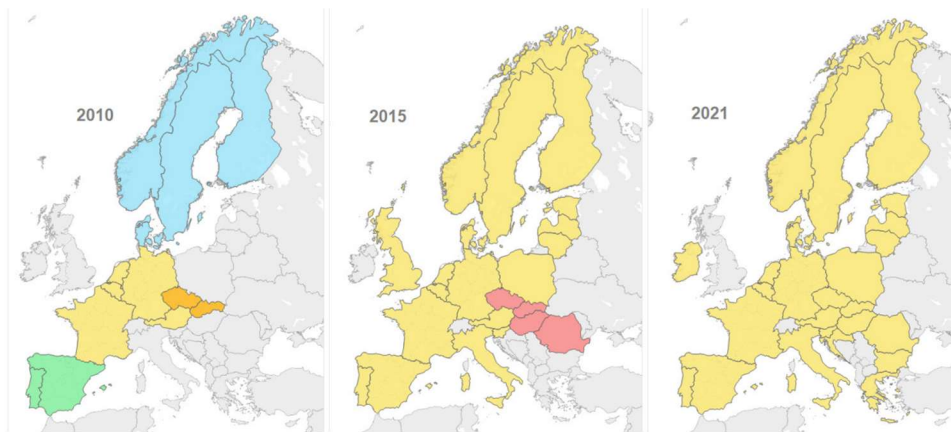
<sup>13</sup> <https://www.rae.gr/thesmiko-plaisio-ilektrismou/>

<sup>14</sup> 3rd Energy Package, και Clean Energy Package, [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/third-energy-package\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/third-energy-package_en)

## 4.2 Μοντέλο Στόχος – Target Model

Υπενθυμίζεται ότι η Ελλάδα αποτέλεσε το τελευταίο Κράτος Μέλος της ΕΕ που υιοθέτησε το Μοντέλο Στόχο (Target Model) χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό συνέβη στις 1 Νοεμβρίου 2020, ενώ τον Δεκέμβριο 2020 και Μαΐου 2021 πραγματοποιήθηκε η σύγκλιση με τις αγορές Βουλγαρίας και Ιταλίας αντίστοιχα, για την αγορά επόμενης ημέρας. Το ακόλουθο Γράφημα αποτυπώνει τη χρονική εξέλιξη υιοθέτησης του Target Model όπου πλέον εκκρεμεί η υιοθέτηση τους μόνο από τα Δυτικά Βαλκάνια.

**Figure 10: Evolution of EU wholesale electricity day-ahead market coupling (2010 - 2021)**



Source: ACER.

Note: The different colours represent the different initiatives that coexisted before their integration into the single day-ahead market coupling.

Ο Σχεδιασμός για υιοθέτηση του Μοντέλου Στόχου ξεκίνησε από τον Δεκέμβριο του 2011, όταν η ΡΑΕ είχε εκδώσει και αποστείλει στο Υπουργείο Ενέργειας «Οδικό Χάρτη και Σχέδιο Δράσης για την αναδιάρθρωση της εγχώριας χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στο πλαίσιο ολοκλήρωσης της ενοποιημένης ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με βάση το Μοντέλο Στόχο». Κατόπιν μεταγενέστερων προτάσεων της ΡΑΕ και των αρμόδιων Διαχειριστών και σε συνεργασία με το Υπουργείο Ενέργειας, εκδόθηκε ο ν. 4425/2016, όπως τροποποιήθηκε από το ν. 4512/2018, με τις διατάξεις του οποίου, θεσπίστηκαν οι ακόλουθες τέσσερις αγορές: 1) Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά, 2) Αγορά Επόμενης Ημέρας, 3) Ενδοημερήσια Αγορά και 4) Αγορές Ισχύος και Ενέργειας Εξισορρόπησης. Η πρώτη εξ αυτών λειτούργησε το Μάρτιο του 2020 και οι υπόλοιπες τρεις βραχυπρόθεσμες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, λειτουργούν πλέον από την 1η Νοεμβρίου 2020. Η υιοθέτηση του Μοντέλου Στόχου πραγματοποιήθηκε με υιοθέτηση άνω των εξήντα (60) αποφάσεων από τη ΡΑΕ για τη λειτουργία των τριών βραχυπρόθεσμων αγορών (Προ-Ημερήσια Αγορά, Ενδο-Ημερήσια Αγορά, Αγορά Εξισορρόπησης).



### 4.3 Μεθοδολογία Υπολογισμού Κερδών

Για τον υπολογισμό των κερδών που αποκόμισε κάθε μονάδα παραγωγής χρησιμοποιούνται τα κάτωθι πρωτογενή στοιχεία:

1. Το τελικό ποσό που λαμβάνει κατόπιν διευθέτησης των χρεοπιστώσεων, που προκύπτουν στο πλαίσιο της συμμετοχής της στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και στην Ενδοημερήσια Αγορά ανά περίοδο κατανομής στις εν λόγω αγορές (ώρα)
2. Το τελικό ποσό που λαμβάνει κατόπιν διευθέτησης των χρεοπιστώσεων, που προκύπτουν στο πλαίσιο της συμμετοχής της στην Αγορά Εξισορρόπησης ανά περίοδο κατανομής στην εν λόγω αγορά (15λεπτο)
3. Η πραγματικά παραχθείσα ποσότητα ενέργειας ανά 15λεπτο (επίπεδο φόρτισης) σύμφωνα με τις μετρήσεις που λαμβάνονται από το Σύστημα Εποπτικού Ελέγχου και Απόκτησης Δεδομένων (Supervisory Control and Data Acquisition Systems – SCADA) του ΑΔΜΗΕ
4. Στην περίπτωση θερμικής μονάδας, το απολογιστικό μεταβλητό κόστος λειτουργίας της το οποίο αντιστοιχεί στο παραπάνω επίπεδο φόρτισης, σύμφωνα με την «Μεθοδολογία Υπολογισμού Μεταβλητού Κόστους Θερμικών Μονάδων Παραγωγής» του ΑΔΜΗΕ<sup>15</sup>.
5. Στοιχεία που απορρέουν από τη Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων.
6. Λοιπές ενισχύσεις (ΜΑΜΚ και ΜΜΑΕΙ – TFRM), όπου υφίστανται.

Τα ανωτέρω δεδομένα 2-5 λαμβάνονται από την Διορθωτική Εκκαθάριση που πραγματοποιεί ο ΑΔΜΗΕ (w+7), κατά τα οριζόμενα στο Κεφάλαιο 16 του Κώδικα Αγοράς Εξισορρόπησης (ΦΕΚ Β' 985/04.03.2022) για τις Εβδομάδες Εκκαθάρισης που αυτή είναι διαθέσιμη, άλλως από την Αρχική Εκκαθάριση (w+1).<sup>16</sup>

Το Μεικτό Περιθώριο Κέρδους  $ΜΠΚ_i^m$  για την μονάδα παραγωγής ή το Χαρτοφυλάκιο ΑΠΕ  $i$  (εφεξής, μονάδα παραγωγής) κατά τον μήνα  $m$  υπολογίζεται ως το αλγεβρικό άθροισμα των ωριαίων χρεοπιστώσεων όπως προκύπτουν από τη συμμετοχή στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας μειωμένο κατά το μεταβλητό κόστος παραγωγής. Πιο συγκεκριμένα, λογίζονται ανά ώρα  $h$  οι χρεοπιστώσεις -όπου αυτές ορίζονται- που προκύπτουν από τη διαμόρφωση του Προγράμματος Αγοράς, από τη συμμετοχή στην Αγορά Εξισορρόπησης καθώς και από την Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Παρακάτω παρατίθεται ο αναλυτικός τύπος<sup>17</sup>:

<sup>15</sup> [https://www.admie.gr/sites/default/files/users/content\\_user/methodologia%20thermikon%20monadon.pdf](https://www.admie.gr/sites/default/files/users/content_user/methodologia%20thermikon%20monadon.pdf)

<sup>16</sup> Ο βαθμός ωριμότητας των δεδομένων είναι w+7 έως και τις 28.2.2022.

<sup>17</sup> Σημειώνεται ότι για τον προσδιορισμό του  $ΜΠΚ$  για το μήνα Οκτώβριο 2020 (ήτοι πριν την έναρξη του Target Model), οι αντίστοιχες συνιστώσες αφορούν στην επίλυση του ΗΕΠ, την Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων και



$$ΜΠΚ_i^m = \sum_{h=1}^{h(m)} DAM_i^h + IDM_i^h + BM_i^h + IMB_i^h - ΚΠ_i^h$$

- $h(m)$ : Σύνολο ωρών του μήνα  $m$
- $ΜΠΚ_i^m$ : το Μεικτό Περιθώριο Κέρδους της μονάδας ή του Χαρτοφυλακίου ΑΠΕ  $i$  για τον μήνα  $m$
- $DAM_i^h$ : οι πιστώσεις που προκύπτουν από τη συμμετοχή της μονάδας ή του Χαρτοφυλακίου ΑΠΕ  $i$  για την ώρα  $h$  του μήνα  $m$  στην Αγορά Επόμενης Ημέρας
- $IDM_i^h$ : οι χρεοπιστώσεις που προκύπτουν από τη συμμετοχή της μονάδας ή του Χαρτοφυλακίου ΑΠΕ  $i$  για την ώρα  $h$  του μήνα  $m$  στην Ενδοημερήσια Αγορά
- $BM_i^h$ : οι χρεοπιστώσεις που προκύπτουν από τη συμμετοχή της μονάδας  $i$  για την ώρα  $h$  του μήνα  $m$  στην Αγορά Εξισορρόπησης. Για κάθε ώρα  $h$  αθροίζονται τα ποσά των αντίστοιχων 15λέπτων.
- $IMB_i^h$ : οι χρεοπιστώσεις της μονάδας ή του Χαρτοφυλακίου ΑΠΕ  $i$  για την ώρα  $h$  του μήνα  $m$  και αφορούν σε αποκλίσεις μεταξύ της πιστοποιημένης μέτρησης  $MQ_i^h$  και του Προγράμματος Αγοράς  $MS_i^h$ . Για κάθε ώρα  $h$  αθροίζονται τα ποσά των αντίστοιχων 15λέπτων.
- $ΚΠ_i^h$ : το Κόστος Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της μονάδας ή του Χαρτοφυλακίου ΑΠΕ  $i$  για την ώρα  $h$  του μήνα  $m$ , το οποίο αντανακλά το βραχυπρόθεσμο κόστος παραγωγής.

Για τον προσδιορισμό του Κόστους Παραγωγής  $ΚΠ_i^h$  διακρίνονται οι παρακάτω περιπτώσεις ανά τεχνολογία:

- Αναφορικά με τις θερμικές μονάδες παραγωγής (με καύσιμο λιγνίτη, φυσικό αέριο) ως Κόστος Παραγωγής θεωρείται το απολογιστικό μεταβλητό κόστος το οποίο αντιστοιχεί στο πιστοποιημένο επίπεδο φόρτισης της μονάδας  $MQ_i$ , λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνοοικονομικά στοιχεία που έχουν δηλωθεί από τον Συμμετέχοντα προς τον Διαχειριστή βάσει του Άρθρου 44 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης (ΚΑΕ, Απόφαση ΡΑΕ 185/2022, ΦΕΚ Β'985).

---

τα λουπά έσοδα (εφεδρείες, ΜΑΜΚ και ΤFRM), όπως ίσχυαν κατά το προηγούμενο μοντέλο λειτουργίας της αγοράς (Mandatory Pool).

- Για τις Υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής, ως Κόστος Παραγωγής λαμβάνεται η τιμή 2,97€/MWh, όπως περιγράφεται στο Παράρτημα 2.
- Για τα Χαρτοφυλάκια ΑΠΕ χωρίς κρατική ενίσχυση ως Κόστος Παραγωγής λαμβάνεται η σταθμισμένη τιμή κατακύρωσης προσφορών στην πλέον πρόσφατη Κοινή Ανταγωνιστική Διαδικασία υποβολής προσφορών για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ προς ένταξη σε καθεστώς στήριξης με τη μορφή λειτουργικής ενίσχυσης. Η εν λόγω σταθμισμένη τιμή διαμορφώθηκε σε 37,6€/MWh.
- Ειδικότερα για τις μονάδες με καύσιμο Φυσικό Αέριο αναγνωρίζεται ανταγωνιστικό πλεονέκτημα για τη φθηνότερη μονάδα. Πιο συγκεκριμένα, ως Κόστος Παραγωγής θεωρείται το μέγιστο μεταξύ του Μεταβλητού Κόστους της εκάστοτε μονάδας και του μέσου Μεταβλητού Κόστους όλων των μονάδων της ίδιας τεχνολογίας για κάθε ώρα εξέτασης  $h$ .

Με την ανωτέρω διαδικασία, υπολογίζεται το Μεικτό Περιθώριο Κέρδους  $ΜΠΚ_i^m$  κάθε μονάδας παραγωγής για κάθε μήνα του διαστήματος Οκτωβρίου 2020 έως και Μαρτίου 2022.

Ακολούθως, η **Διαφορά Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους  $\Delta ΜΠΚ_i^{m(y)}$**  για κάθε μονάδα παραγωγής  $i$  ανά μήνα αναφοράς  $m$  του έτους  $y$  ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ της Μοναδιαίας Τιμής Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους του μήνα αναφοράς του τρέχοντος έτους και του μήνα αναφοράς του προηγούμενου έτους, πολλαπλασιαζόμενη επί την παραχθείσα ενέργεια που αντιστοιχεί στον μήνα αναφοράς:

$$\Delta ΜΠΚ_i^{m(y)} = \left( ΜΜΠΚ_i^{m(y)} - ΜΜΠΚ_i^{m(y-1)} \right) * ΜQ_i^{m(y)}$$

όπου:

- $ΜΜΠΚ_i^{m(y)}$ : η Μοναδιαία τιμή Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους για την μονάδα παραγωγής  $i$  κατά τον μήνα  $m$  του τρέχοντος έτους  $y$ .
- $ΜΜΠΚ_i^{m(y-1)}$ : η Μοναδιαία τιμή Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους για την μονάδα παραγωγής  $i$  κατά τον αντίστοιχο μήνα  $m$  του προηγούμενου έτους  $y - 1$ .
- $ΜQ_i^{m(y)}$ : η πιστοποιημένη καταμέτρηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της μονάδας παραγωγής  $i$  για τον μήνα  $m$  του έτους  $y$ , δηλαδή το άθροισμα όλων των ανά 15λεπτο καταμετρήσεων του μήνα.

Η Μοναδιαία τιμή του Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους για την μονάδα παραγωγής  $i$  κατά τον μήνα  $m$  υπολογίζεται ως το πηλίκο του αντίστοιχου Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους δια την ποσότητα της παραχθείσας ενέργειας, όπως φαίνεται και στον παρακάτω τύπο:

$$MMPK_i^m = \frac{MPK_i^m}{MQ_i^m}$$

- Σε περίπτωση που το Μοναδιαίο Μεικτό Περιθώριο Κέρδους της μονάδας  $i$  για τον μήνα  $m$  του έτους  $y - 1$ ,  $MMPK_i^{m(y-1)}$ , είναι αρνητικό ή μηδέν, τότε η  $\Delta MPK_i^{m(y)}$  ισούται με το Μεικτό Περιθώριο Κέρδους του μήνα αναφοράς ελαττωμένο κατά τη σταθμισμένη μέση τιμή των θετικών Μοναδιαίων Μεικτών Περιθωρίων Κέρδους όλων των μονάδων της ίδιας τεχνολογίας (λιγνίτης, φυσικό αέριο, ΑΠΕ) για τους μήνες προ της κρίσης.
- Σε περίπτωση που το  $\Delta MPK_i^{m(y)}$  προκύπτει αρνητικό τότε αυτό λαμβάνεται ίσο με μηδέν (0).

Όπως προαναφέρθηκε, το γεγονός ότι για τον υπολογισμό της  $\Delta MPK_i^{m(y)}$  λαμβάνεται η διαφορά μεταξύ των μοναδιαίων περιθωρίων κέρδους της ίδιας μονάδας σε δύο χρονικές στιγμές, καθιστά το αποτέλεσμα ανεξάρτητο των υποθέσεων που λήφθηκαν για το κόστος παραγωγής των υδροηλεκτρικών μονάδων και των χαρτοφυλακίων ΑΠΕ.

Τέλος σημειώνεται ότι, κατά την κρίση της Αρχής, οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας (δεν περιλαμβάνονται τα χαρτοφυλάκια ΑΠΕ) εισέπραξαν κατά την περίοδο Νοεμβρίου 2020 – Φεβρουαρίου 2021 ποσά τα οποία δεν αντικατοπτρίζουν εύλογα έσοδα βάσει αποδοτικής λειτουργίας της αγοράς, όπως αναλυτικά περιγράφεται στο Παράρτημα 3. Συνεπώς, θεωρείται σκόπιμο, ιδιαίτερα υπό την παρούσα συγκυρία, να επιστραφούν στην αγορά ενέργειας προς όφελος των τελικών καταναλωτών. Για το σκοπό αυτό, στο Παράρτημα 4 προτείνεται σχετική νομοθετική ρύθμιση<sup>18</sup>. Σε αυτή την κατεύθυνση η ανωτέρω μεθοδολογία εφαρμόζεται για δύο διακριτά σενάρια, ο ορισμός και τα αποτελέσματα των οποίων παρουσιάζονται στην επόμενη ενότητα. **Η Αρχή προκρίνει το σενάριο κατά το οποίο πραγματοποιείται η ανωτέρω επιστροφή (Σενάριο 2).**

---

<sup>18</sup> Τα ποσά αυτά δεν έχουν αφαιρεθεί κατά τον υπολογισμό των κερδών των συμμετεχόντων τους εν λόγω μήνες, διότι αυτό θα οδηγούσε σε διπλή αφαίρεση κερδών από αυτές, καθώς θα αύξανε επίσης τη διαφορά  $\Delta MPK_i^{m(y)}$

## 5. Αποτελέσματα ανάλυσης χονδρεμπορικής αγοράς

Εξετάζονται τα ακόλουθα δύο σενάρια:

### 1. Σενάριο 1 - (χωρίς πρόβλεψη clawback)

Στο σενάριο αυτό λαμβάνεται υπόψη ότι η αναδρομική επιστροφή από την Αγορά Εξισορρόπησης, για τους μήνες Νοέμβριο 2020 έως Φεβρουάριο 2021, οπότε και εφαρμόστηκε η Απόφαση ΡΑΕ 54/2021, αφορά μόνο τον Μεταβατικό Μηχανισμό Αποζημίωσης Ευελιξίας Ισχύος (ΜΜΑΕΙ).

### 2. Σενάριο 2 - (με πρόβλεψη clawback)

Στο σενάριο αυτό λαμβάνεται υπόψη ότι η αναδρομική επιστροφή από την Αγορά Εξισορρόπησης, για τους μήνες Νοέμβριο 2020 έως Φεβρουάριο 2021, οπότε και εφαρμόστηκε η Απόφαση ΡΑΕ 54/2021, αφορά τόσο τον Μεταβατικό Μηχανισμό Αποζημίωσης Ευελιξίας Ισχύος (ΜΜΑΕΙ), αλλά και τον πιστώσεων που λάβανε οι συμμετέχοντες-παραγωγοί για τους όγκους καθοδικής ενέργειας εξισορρόπησης οι οποίοι τιμολογήθηκαν με αρνητικές τιμές.

Για κάθε ένα εκ των δύο σεναρίων παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την εφαρμογή της ανωτέρω μεθοδολογίας ως εξής:

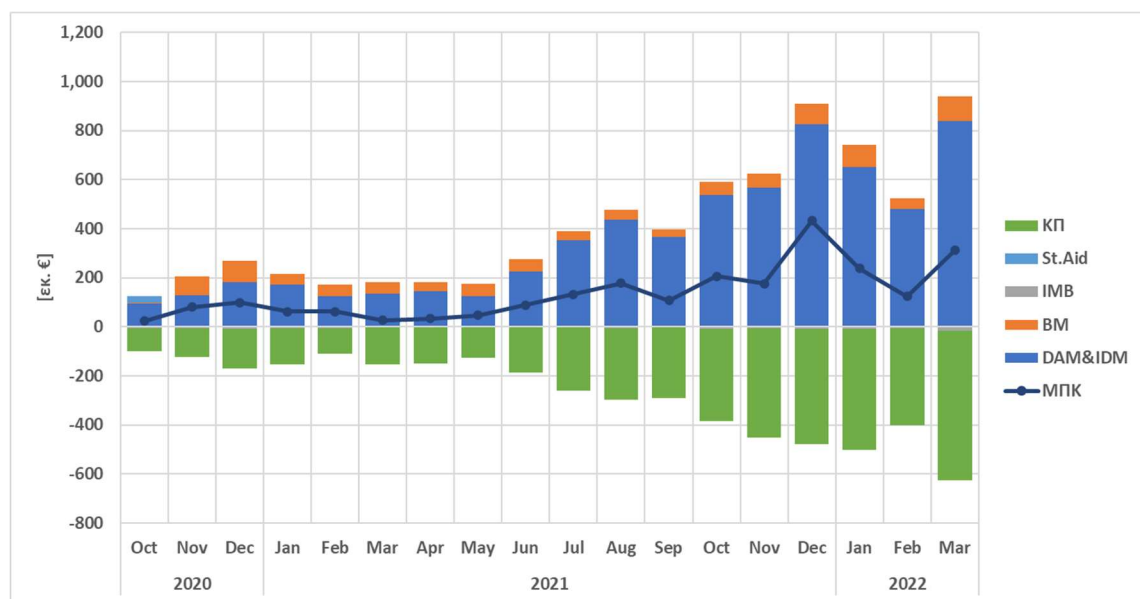
- i. Το Μεικτό Περιθώριο Κέρδους ανά μήνα για το διάστημα Οκτώβριος 2020 έως Μάρτιος 2022 για το σύνολο των υπό εξέταση μονάδων
- ii. Τα αναλυτικά αποτελέσματα ανά μονάδα παραγωγής για τους μήνες της ενεργειακής κρίσης (ήτοι Οκτώβριος 2021 έως Μάρτιος 2022)

Τα σχετικά αποτελέσματα αναλύονται ανά μονάδα, ανά Συμμετέχοντα, ανά κατηγοριοποίηση τεχνολογίας (Λιγνιτικά, Φυσικού Αερίου, ΥΗΣ και ΑΠΕ) και συνολικά.

## Σενάριο 1 - (χωρίς πρόβλεψη clawback)

Πίνακας 1. Μεικτό Περιθώριο Κέρδους ανά μήνα (σε εκατ. €)

	2020			2021												2022		
	Oct <sup>19</sup>	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar
DAM&IDM	94	128	183	173	124	136	146	126	225	352	436	366	536	567	826	653	482	839
BM	4	78	86	43	49	45	37	48	51	40	40	31	54	60	84	89	44	102
IMB	-6	-6	-10	-5	-5	-4	-3	-2	-3	-1	-4	-3	-11	-5	-10	-10	-4	-17
St.Aid	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΚΠ	-94	-118	-161	-147	-106	-150	-148	-123	-183	-258	-294	-286	-372	-446	-468	-493	-396	-611
<b>ΜΠΚ</b>	<b>23</b>	<b>81</b>	<b>99</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>27</b>	<b>33</b>	<b>48</b>	<b>90</b>	<b>132</b>	<b>178</b>	<b>107</b>	<b>207</b>	<b>176</b>	<b>432</b>	<b>239</b>	<b>125</b>	<b>313</b>

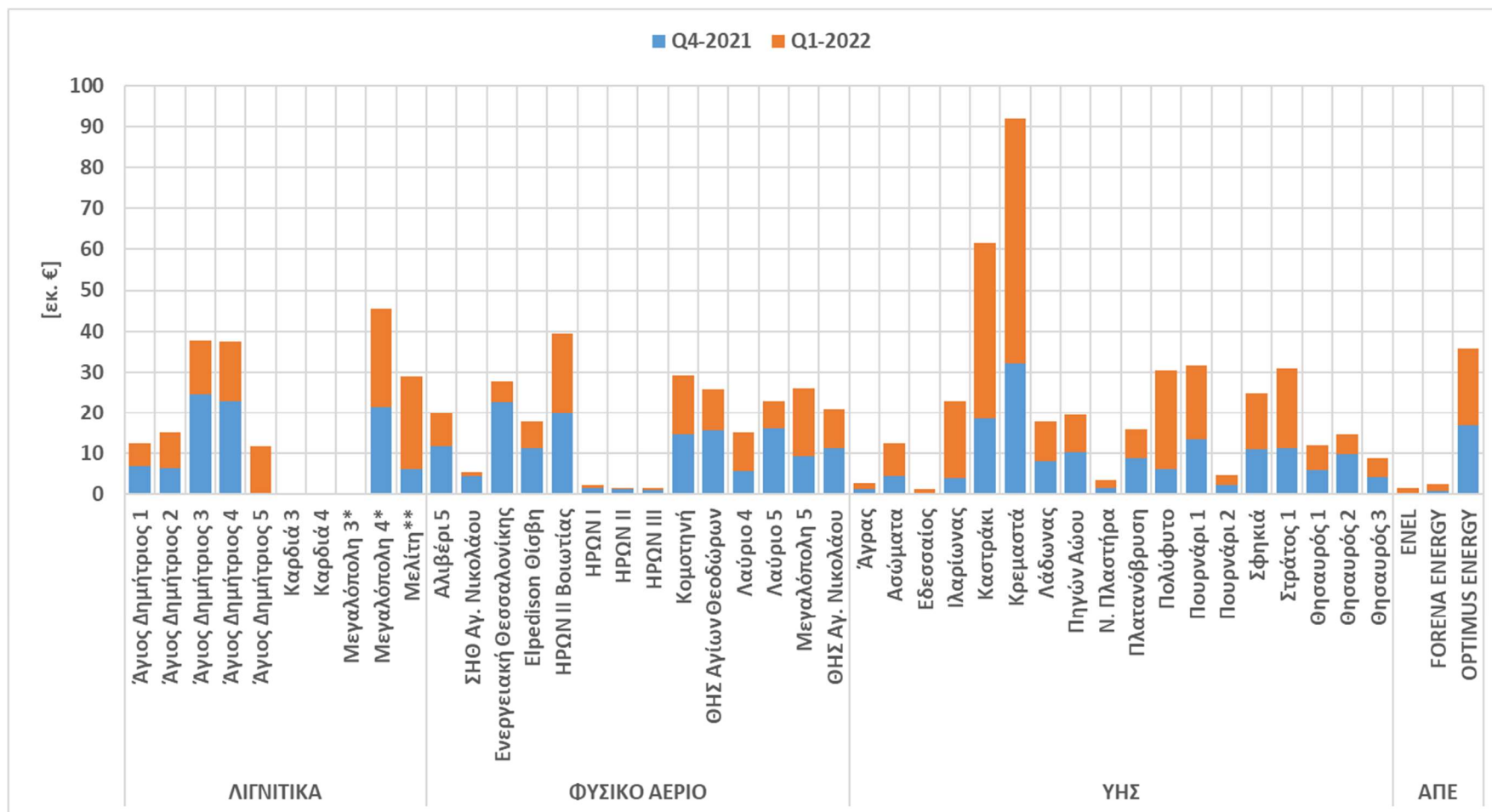


Γράφημα 3. Μεικτό Περιθώριο Κέρδους ανά μήνα

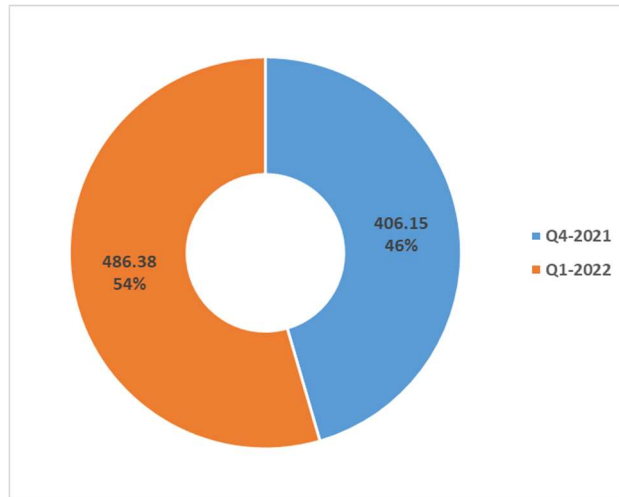
<sup>19</sup> Αναφορικά με τις εγγραφές του Οκτωβρίου 2020 διευκρινίζεται πως στη συνιστώσα της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς «DAM&IDM», αποτυπώνεται το αποτέλεσμα συμμετοχής στον ΗΕΠ, στη συνιστώσα η οποία αφορά στην Αγορά Εξισορρόπησης «BM» αθροίζεται η αποζημίωση για πρωτεύουσα & δευτερεύουσα εφεδρεία καθώς και για το κόστος αποσυγχρονισμού. Τέλος, στη συνιστώσα η οποία αφορά σε ποσά κρατικών ενισχύσεων αντιστοιχούν 12,5εκ.€ για το Μηχανισμό Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους (ΜΑΜΚ) και 13,7εκ.€ για τον Μεταβατικό Μηχανισμό Αποζημίωσης Ευελιξίας Ισχύος (ΜΜΑΕΙ-TFRM).

Πίνακας 2. Αναλυτικά αποτελέσματα ανά μονάδα παραγωγής (σε εκατ. €)

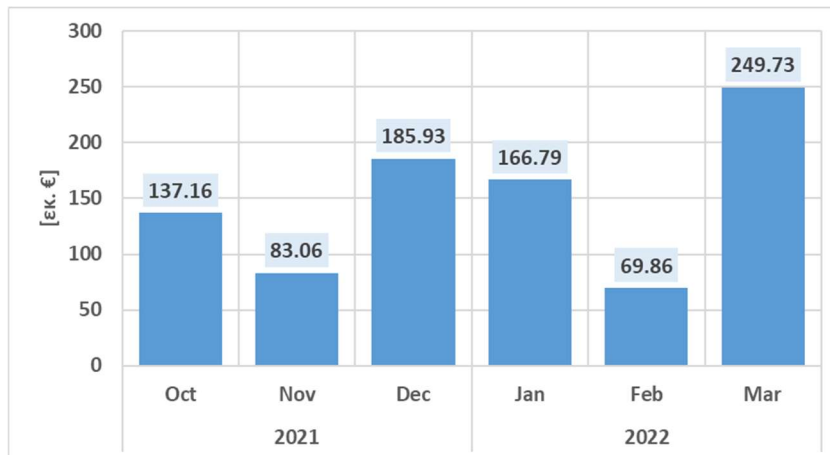
Τύπος	Μονάδα	202110	202111	202112	202201	202202	202203	Q4-2021	Q1-2022	Σύνολο
ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ	Άγιος Δημήτριος 1	1.94	0.00	4.94	1.33	0.00	4.28	6.87	5.61	12.48
	Άγιος Δημήτριος 2	2.86	0.00	3.48	3.35	0.21	5.13	6.33	8.69	15.02
	Άγιος Δημήτριος 3	4.21	9.82	10.51	6.05	2.66	4.41	24.54	13.12	37.66
	Άγιος Δημήτριος 4	5.77	7.64	9.43	5.21	2.44	7.04	22.85	14.69	37.54
	Άγιος Δημήτριος 5	0.00	0.37	0.00	0.00	1.28	10.01	0.37	11.29	11.67
	Καρδιά 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Καρδιά 4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Μεγαλόπολη 3*	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Μεγαλόπολη 4*	1.90	7.80	11.74	8.97	4.88	10.18	21.44	24.03	45.47
	Μελίτη**	0.88	1.86	3.45	9.88	4.68	8.34	6.19	22.90	29.10
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	Αλιβέρι 5	3.55	1.13	6.97	0.00	0.00	8.36	11.65	8.36	20.01
	ΣΗΘ Αγ. Νικολάου	0.03	0.00	4.48	0.70	0.16	0.00	4.51	0.86	5.37
	Ενεργειακή Θεσσαλονίκης	8.84	4.30	9.44	0.42	1.36	3.51	22.57	5.29	27.87
	Elredison Θίεσβη	3.34	1.87	5.99	0.00	0.00	6.50	11.20	6.50	17.70
	ΗΡΩΝ II Βοιωτίας	6.77	2.69	10.43	0.00	4.46	15.05	19.89	19.51	39.40
	ΗΡΩΝ I	0.52	0.23	0.77	0.20	0.03	0.53	1.51	0.75	2.27
	ΗΡΩΝ II	0.45	0.22	0.50	0.16	0.00	0.14	1.18	0.31	1.49
	ΗΡΩΝ III	0.12	0.10	0.73	0.16	0.00	0.34	0.95	0.50	1.45
	Κομοτηνή	4.86	2.65	7.02	0.00	0.00	14.58	14.54	14.58	29.12
	ΘΗΣ Αγίων Θεοδώρων	7.56	0.68	7.39	0.92	0.00	9.31	15.63	10.23	25.86
	Λαύριο 4	0.00	0.00	5.60	0.00	0.56	8.92	5.60	9.47	15.08
	Λαύριο 5	5.74	3.76	6.67	0.00	0.00	6.68	16.17	6.68	22.85
	Μεγαλόπολη 5	0.00	0.00	9.29	0.00	0.27	16.65	9.29	16.91	26.20
	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου	8.41	0.00	2.82	0.42	0.00	9.39	11.23	9.81	21.04
ΥΗΣ	Άγρας	0.46	0.37	0.42	0.56	0.41	0.61	1.25	1.58	2.83
	Ασώματα	1.34	0.67	2.52	3.94	1.08	2.89	4.54	7.91	12.45
	Εδεσσαίος	0.08	0.19	0.09	0.29	0.16	0.58	0.36	1.03	1.39
	Ιλαρίωνας	3.20	0.68	0.00	7.08	2.44	9.59	3.88	19.12	23.00
	Καστράκι	10.97	5.76	1.70	21.98	6.92	14.19	18.43	43.09	61.52
	Κρεμαστά	14.46	8.81	8.86	33.96	9.23	16.71	32.13	59.89	92.02
	Λάδωνας	1.15	2.60	4.35	4.14	1.94	3.69	8.10	9.77	17.87
	Πηγών Αώου	5.52	0.94	3.88	2.33	1.97	4.93	10.34	9.24	19.58
	Ν. Πλαστήρα	0.39	0.45	0.71	0.81	0.43	0.71	1.55	1.96	3.51
	Πλατανόβρυση	3.75	1.74	3.34	3.37	1.41	2.14	8.83	6.92	15.75
	Πολύφυτο	4.91	1.30	0.00	13.14	3.41	7.70	6.22	24.26	30.47
	Πουρνάρι 1	0.77	2.55	10.18	7.27	3.38	7.55	13.50	18.21	31.70
	Πουρνάρι 2	0.03	0.34	1.79	0.91	0.49	1.03	2.16	2.43	4.59
	Σφηκιά	3.08	1.64	6.30	5.88	2.75	5.19	11.02	13.82	24.84
	Στράτος 1	4.09	2.80	4.31	10.22	3.07	6.56	11.20	19.85	31.04
	Θησαυρός 1	3.03	0.00	2.90	3.01	0.91	2.12	5.93	6.04	11.97
	Θησαυρός 2	3.98	0.50	5.43	2.31	0.12	2.24	9.91	4.67	14.58
	Θησαυρός 3	3.31	0.00	0.85	2.41	1.37	0.91	4.16	4.70	8.86
ΑΠΕ	ENEL	0.00	0.00	0.36	0.30	0.22	0.72	0.36	1.24	1.61
	FORENA ENERGY	0.19	0.22	0.48	0.50	0.45	0.57	0.89	1.52	2.41
	OPTIMUS ENERGY	4.71	6.37	5.80	4.59	4.70	9.73	16.88	19.02	35.90
		<b>137.16</b>	<b>83.06</b>	<b>185.93</b>	<b>166.79</b>	<b>69.86</b>	<b>249.73</b>	<b>406.15</b>	<b>486.38</b>	<b>892.52</b>



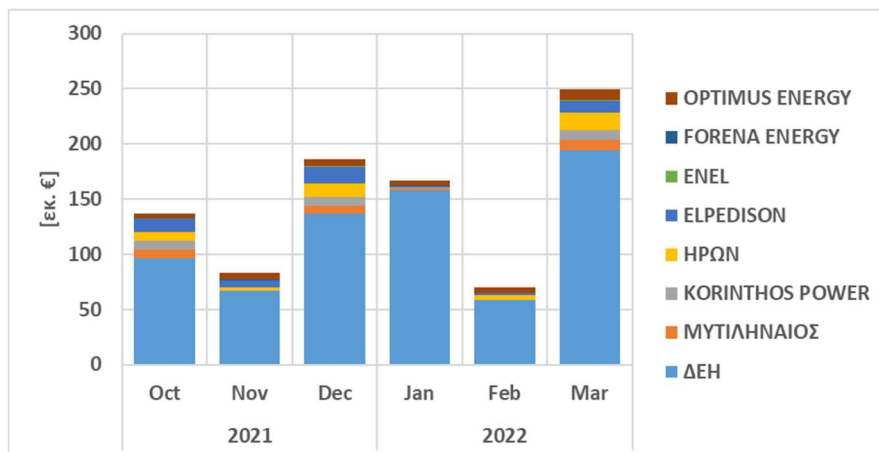
Γράφημα 4. Αναλυτικά αποτελέσματα ανά μονάδα και τετράμηνο



Γράφημα 5. Συνολικό ποσό ανά τετράμηνο (σε εκατ. €)



Γράφημα 6. Συνολικό ποσό ανά μήνα

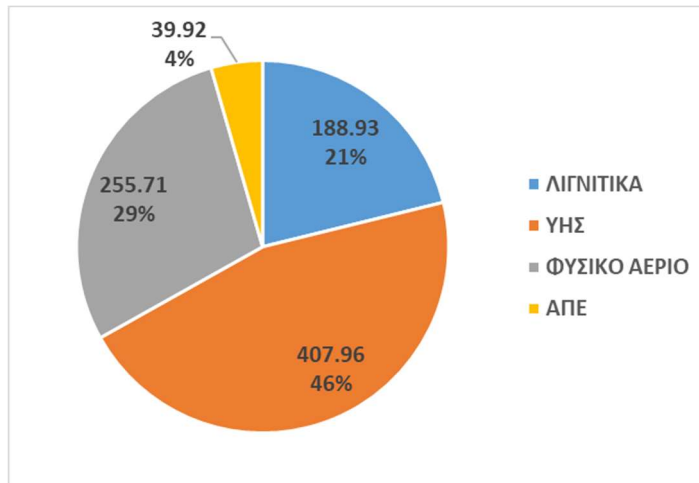


Γράφημα 7. Συνολικό ποσό ανά μήνα και Συμμετέχοντα

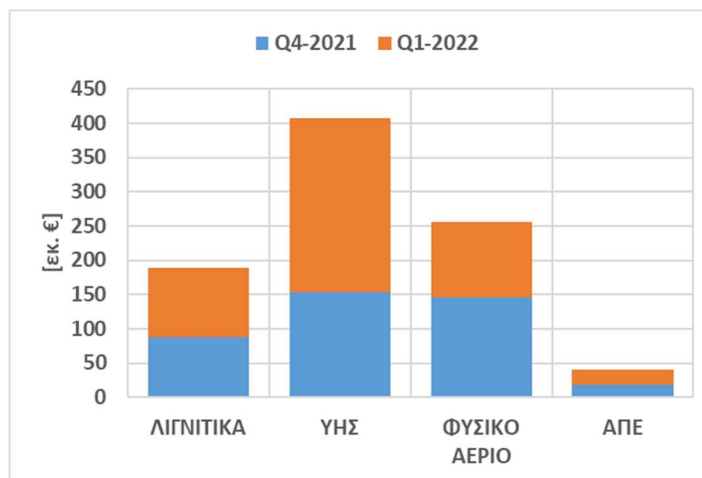


Πίνακας 3. Αποτελέσματα ανά τεχνολογία και μήνα (σε εκατ. €)

	202110	2020211	2020212	202101	202102	202103	Q4-2021	Q1-2022	Σύνολο
<b>ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ</b>	17.55	27.50	43.54	34.79	16.15	49.39	<b>88.60</b>	<b>100.33</b>	<b>188.93</b>
<b>ΥΗΣ</b>	64.53	31.34	57.63	123.62	41.51	89.34	<b>153.49</b>	<b>254.47</b>	<b>407.96</b>
<b>ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ</b>	50.17	17.63	78.11	2.99	6.83	99.97	<b>145.92</b>	<b>109.79</b>	<b>255.71</b>
<b>ΑΠΕ</b>	4.90	6.58	6.65	5.39	5.37	11.03	<b>18.13</b>	<b>21.78</b>	<b>39.92</b>
<b>Σύνολο</b>	<b>137.16</b>	<b>83.06</b>	<b>185.93</b>	<b>166.79</b>	<b>69.86</b>	<b>249.73</b>	<b>406.15</b>	<b>486.38</b>	<b>892.52</b>



Γράφημα 8. Συνολικά αποτελέσματα ανά τεχνολογία (σε εκατ. €)



Γράφημα 9. Συνολικά αποτελέσματα ανά τεχνολογία και τετράμηνο

Πίνακας 4. Αποτελέσματα ανά Συμμετέχοντα (σε εκατ. €)

	202110	202011	202012	202101	202102	202103	Q4-2021	Q1-2022	Σύνολο
ΔΕΗ	96.23	66.39	136.72	158.41	58.48	193.92	299.34	410.82	710.16
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	8.43	0.00	7.31	1.12	0.16	9.39	15.74	10.67	26.41
KORINTHOS POWER	7.56	0.68	7.39	0.92	0.00	9.31	15.63	10.23	25.86
ΗΡΩΝ	7.86	3.24	12.43	0.52	4.48	16.07	23.54	21.07	44.61
ELPEDISON	12.18	6.17	15.43	0.42	1.36	10.01	33.77	11.79	45.57
ENEL	0.00	0.00	0.36	0.30	0.22	0.72	0.36	1.24	1.61
FORENA ENERGY	0.19	0.22	0.48	0.50	0.45	0.57	0.89	1.52	2.41
OPTIMUS ENERGY	4.71	6.37	5.80	4.59	4.70	9.73	16.88	19.02	35.90
<b>Σύνολο</b>	<b>137.16</b>	<b>83.06</b>	<b>185.93</b>	<b>166.79</b>	<b>69.86</b>	<b>249.73</b>	<b>406.15</b>	<b>486.38</b>	<b>892.52</b>

Πίνακας 5. Αποτελέσματα ανά κατηγορία Συμμετεχόντων (σε εκατ. €)

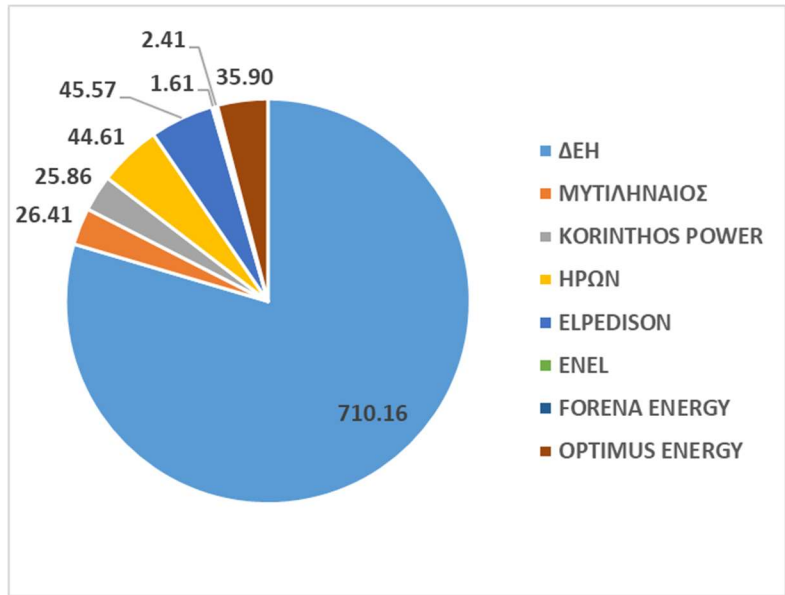
	202110	202011	202012	202101	202102	202103	Q4-2021	Q1-2022	Σύνολο
ΔΕΗ	96.23	66.39	136.72	158.41	58.48	193.92	299.34	410.82	710.16
Ιδιώτες Ηλεκτροπαραγωγοί	36.03	10.09	42.56	2.99	6.01	44.78	88.67	53.77	142.45
ΑΠΕ χωρίς κρατική ενίσχυση	4.90	6.58	6.65	5.39	5.37	11.03	18.13	21.78	39.92
<b>Σύνολο</b>	<b>137.16</b>	<b>83.06</b>	<b>185.93</b>	<b>166.79</b>	<b>69.86</b>	<b>249.73</b>	<b>406.15</b>	<b>486.38</b>	<b>892.52</b>

Πίνακας 6. Μεταβατικός Μηχανισμός Αποζημίωσης Ευελιξίας Ισχύος (ΜΜΑΕΙ – ΤFRM) (σε εκατ. €)

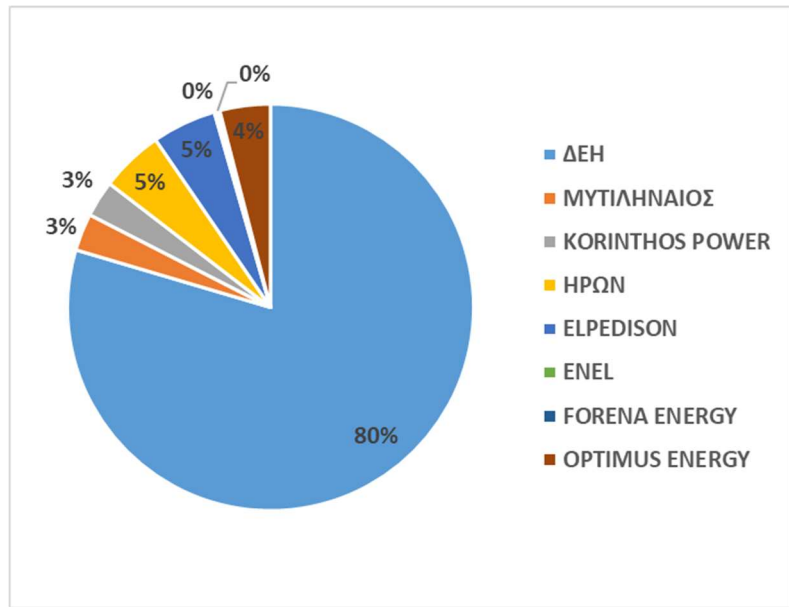
	Χρέωση	Πίστωση
ΔΕΗ	12.16	13.17
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	1.72	1.49
KORINTHOS POWER	1.22	0.00
ΗΡΩΝ	2.01	1.26
ELPEDISON	2.57	0.93
<b>Σύνολο</b>	<b>19.69</b>	<b>16.84</b>

Επιστροφή στο TEM  
Επιστροφή στο TEM  
Επιστροφή στο TEM  
Επιστροφή στο TEM

ΔΕΗ	12.16	13.17
Ιδιώτες Ηλεκτροπαραγωγοί	7.53	3.68
<b>Σύνολο</b>	<b>19.69</b>	<b>16.84</b>



Γράφημα 10. Κατανομή ποσών ανά Συμμετέχοντα (σε εκατ. €)

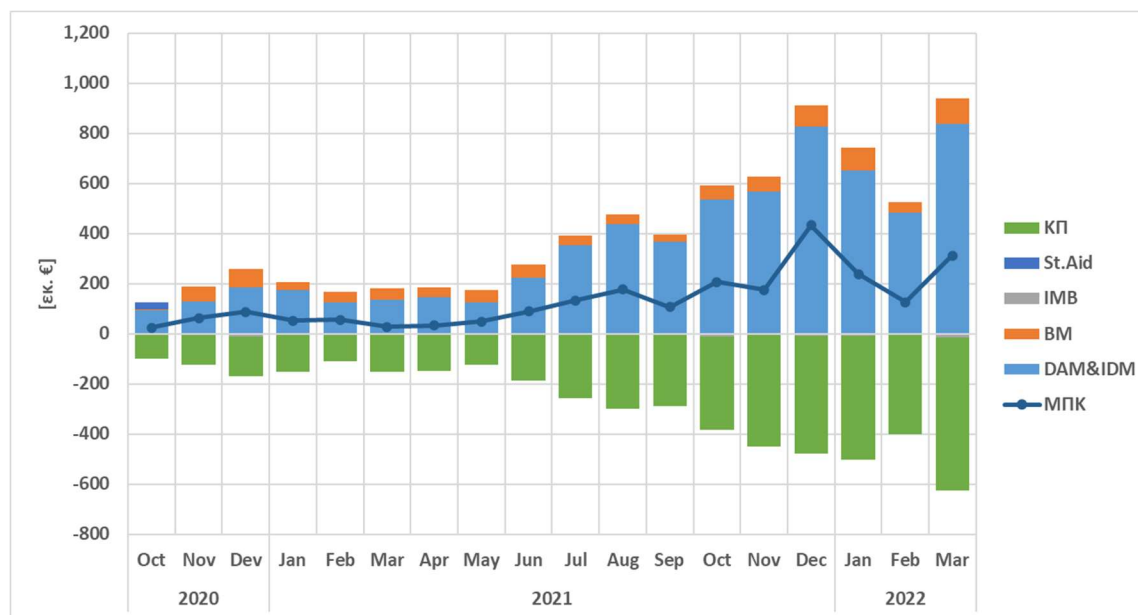


Γράφημα 11. Ποσοστιαία κατανομή ανά Συμμετέχοντα

## Σενάριο 2 - (με πρόβλεψη clawback)

Πίνακας 7. Μεικτό Περιθώριο Κέρδους ανά μήνα (σε εκατ. €)

	2020			2021												2022		
	Oct <sup>20</sup>	Nov	Dev	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar
DAM&IDM	94	128	183	173	124	136	146	126	225	352	436	366	536	567	826	653	482	839
BM	4	59	75	32	43	45	37	48	51	40	40	31	54	60	84	89	44	102
IMB	-6	-6	-10	-5	-5	-4	-3	-2	-3	-1	-4	-3	-11	-5	-10	-10	-4	-17
St.Aid	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΚΠ	-94	-118	-161	-147	-106	-150	-148	-123	-183	-258	-294	-286	-372	-446	-468	-493	-396	-611
<b>ΜΠΚ</b>	<b>23</b>	<b>62</b>	<b>87</b>	<b>52</b>	<b>57</b>	<b>27</b>	<b>33</b>	<b>48</b>	<b>90</b>	<b>132</b>	<b>178</b>	<b>107</b>	<b>207</b>	<b>176</b>	<b>432</b>	<b>239</b>	<b>125</b>	<b>313</b>

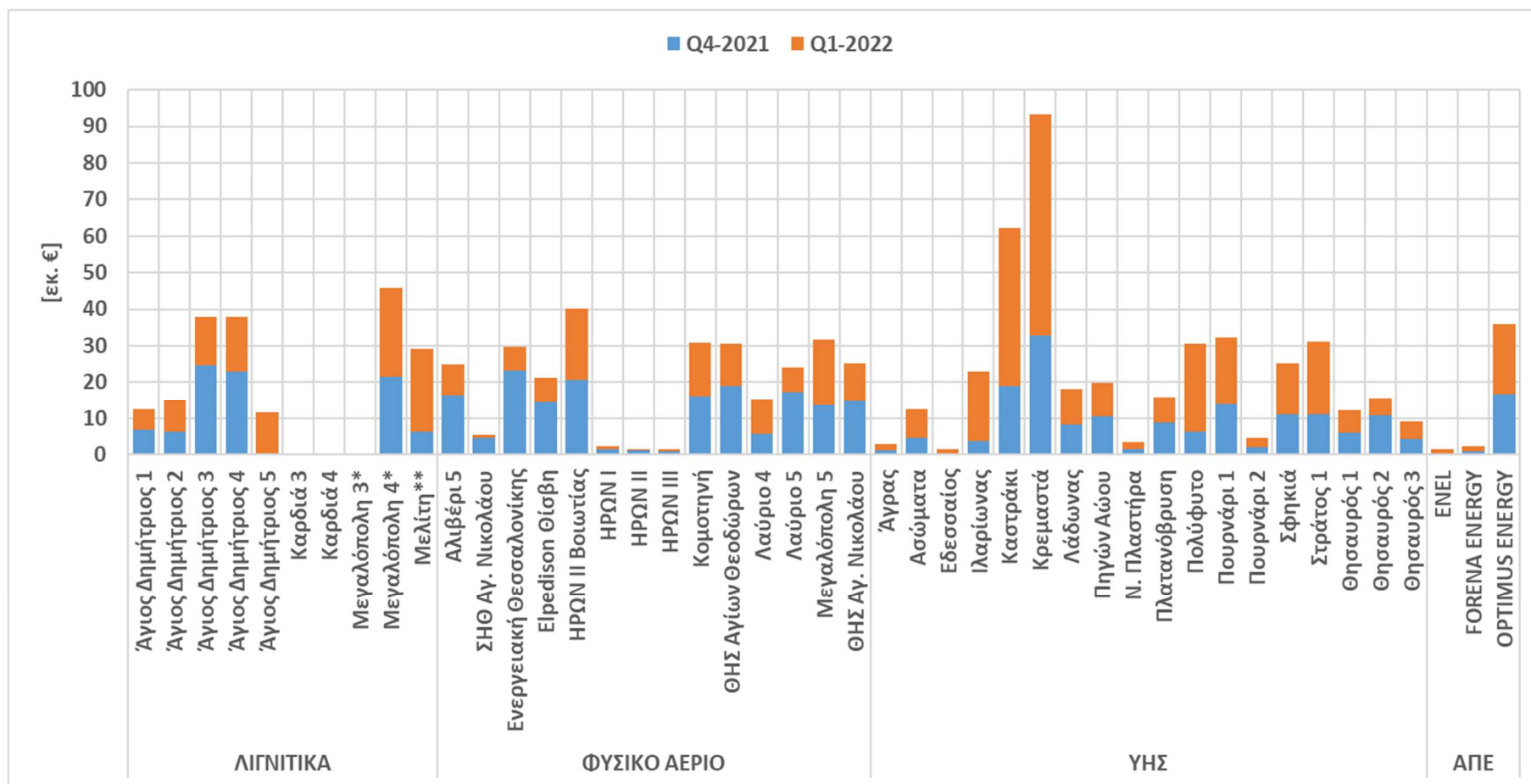


Γράφημα 12. Μεικτό Περιθώριο Κέρδους

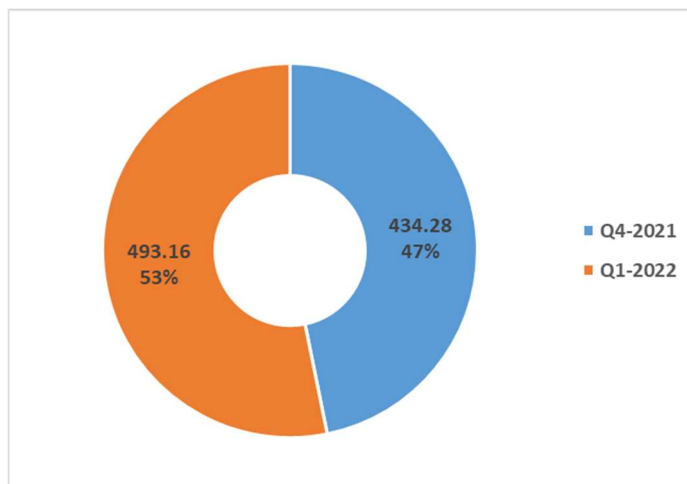
<sup>20</sup> Αναφορικά με τις εγγραφές του Οκτωβρίου 2020 διευκρινίζεται πως στη συνιστώσα της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς «DAM&IDM», αποτυπώνεται το αποτέλεσμα συμμετοχής στον ΗΕΠ, στη συνιστώσα η οποία αφορά στην Αγορά Εξισορρόπησης «BM» αθροίζεται η αποζημίωση για πρωτεύουσα & δευτερεύουσα εφεδρεία καθώς και για το κόστος αποσυγχρονισμού. Τέλος, στη συνιστώσα η οποία αφορά σε ποσά κρατικών ενισχύσεων αντιστοιχούν 12,5εκ.€ για το Μηχανισμό Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους (ΜΑΜΚ) και 13,7εκ.€ για τον Μεταβατικό Μηχανισμό Αποζημίωσης Ευελιξίας Ισχύος (ΜΜΑΕΙ-ΤFRM).

Πίνακας 8. Αναλυτικά Αποτελέσματα (σε εκατ. €)

Τύπος	Μονάδα	202110	202111	202112	202201	202202	202203	Q4-2021	Q1-2022	Σύνολο	
ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ	Άγιος Δημήτριος 1	1.96	0.00	4.96	1.34	0.00	4.31	6.92	5.65	12.56	
	Άγιος Δημήτριος 2	2.89	0.00	3.49	3.37	0.21	5.16	6.38	8.75	15.13	
	Άγιος Δημήτριος 3	4.24	9.87	10.56	6.10	2.69	4.45	24.68	13.23	37.92	
	Άγιος Δημήτριος 4	5.82	7.68	9.49	5.27	2.49	7.09	22.99	14.84	37.83	
	Άγιος Δημήτριος 5	0.00	0.37	0.00	0.00	1.30	10.06	0.37	11.36	11.74	
	Καρδιά 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Καρδιά 4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Μεγαλόπολη 3*	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Μεγαλόπολη 4*	1.90	7.83	11.87	8.96	5.03	10.23	21.59	24.22	45.81	
	Μελίτη**	0.88	1.89	3.47	9.92	4.71	8.37	6.25	23.00	29.25	
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	Αλιβέρι 5	3.55	4.69	8.36	0.00	0.00	8.36	16.59	8.36	24.95	
	ΣΗΘ Αγ. Νικολάου	0.03	0.00	4.54	0.73	0.16	0.00	4.57	0.90	5.46	
	Ενεργειακή Θεσσαλονίκης	9.14	4.57	9.44	1.24	1.72	3.51	23.14	6.46	29.61	
	Εlredison Θιάβη	3.34	3.56	7.62	0.00	0.30	6.50	14.52	6.80	21.32	
	ΗΡΩΝ ΙΙ Βοιωτίας	7.08	2.86	10.76	0.00	4.46	15.05	20.70	19.51	40.21	
	ΗΡΩΝ Ι	0.52	0.23	0.78	0.20	0.03	0.53	1.52	0.76	2.27	
	ΗΡΩΝ ΙΙ	0.45	0.23	0.51	0.16	0.00	0.14	1.19	0.31	1.49	
	ΗΡΩΝ ΙΙΙ	0.12	0.10	0.74	0.16	0.00	0.34	0.96	0.50	1.46	
	Κομοτηνή	5.20	3.41	7.61	0.00	0.00	14.58	16.22	14.58	30.81	
	ΘΗΣ Αγίων Θεοδώρων	7.56	2.59	8.77	2.14	0.00	9.60	18.92	11.74	30.66	
	Λαύριο 4	0.00	0.00	5.78	0.00	0.58	8.92	5.78	9.49	15.27	
	Λαύριο 5	5.74	4.10	7.49	0.00	0.00	6.68	17.33	6.68	24.02	
	Μεγαλόπολη 5	0.00	1.52	12.02	0.00	1.51	16.65	13.54	18.16	31.70	
	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου	8.41	2.93	3.38	1.03	0.00	9.39	14.71	10.42	25.13	
	ΥΗΣ	Άγρας	0.46	0.38	0.42	0.57	0.41	0.61	1.26	1.59	2.85
Ασώματα		1.34	0.67	2.54	3.95	1.08	2.89	4.55	7.93	12.48	
Εδεσσαίος		0.08	0.19	0.09	0.29	0.16	0.58	0.37	1.03	1.40	
Ιλαρίωνας		3.20	0.68	0.00	7.09	2.46	9.59	3.88	19.15	23.03	
Καστράκι		10.97	6.07	1.98	22.08	6.94	14.19	19.02	43.22	62.24	
Κρεμαστά		14.46	9.05	9.39	34.31	9.30	16.71	32.90	60.32	93.22	
Λάδωνας		1.15	2.65	4.44	4.22	1.94	3.69	8.23	9.85	18.08	
Πηγών Αώου		5.52	0.96	3.99	2.35	2.00	4.93	10.47	9.28	19.76	
Ν. Πλαστήρα		0.39	0.45	0.71	0.81	0.43	0.71	1.55	1.96	3.51	
Πλατανόβρυση		3.75	1.78	3.40	3.37	1.41	2.14	8.93	6.92	15.85	
Πολύφυτο		4.91	1.31	0.00	13.24	3.43	7.70	6.23	24.36	30.59	
Πουρνάρι 1		0.77	2.57	10.59	7.30	3.44	7.55	13.93	18.30	32.23	
Πουρνάρι 2		0.03	0.34	1.80	0.91	0.49	1.03	2.16	2.43	4.59	
Σφηκιά		3.08	1.68	6.38	6.00	2.75	5.19	11.14	13.95	25.09	
Στράτος 1		4.09	2.82	4.32	10.27	3.09	6.56	11.23	19.91	31.14	
Θησαυρός 1		3.03	0.00	3.09	3.01	0.91	2.12	6.12	6.05	12.16	
Θησαυρός 2		3.98	0.56	6.38	2.33	0.12	2.24	10.92	4.69	15.61	
Θησαυρός 3		3.31	0.00	1.08	2.43	1.38	0.91	4.39	4.72	9.11	
ΑΠΕ		ENEL	0.00	0.00	0.36	0.30	0.22	0.72	0.36	1.24	1.61
		FORENA ENERGY	0.19	0.22	0.48	0.50	0.45	0.57	0.89	1.52	2.41
	OPTIMUS ENERGY	4.71	6.37	5.80	4.59	4.70	9.73	16.88	19.02	35.90	
		<b>138.24</b>	<b>97.16</b>	<b>198.88</b>	<b>170.57</b>	<b>72.29</b>	<b>250.30</b>	<b>434.28</b>	<b>493.16</b>	<b>927.44</b>	



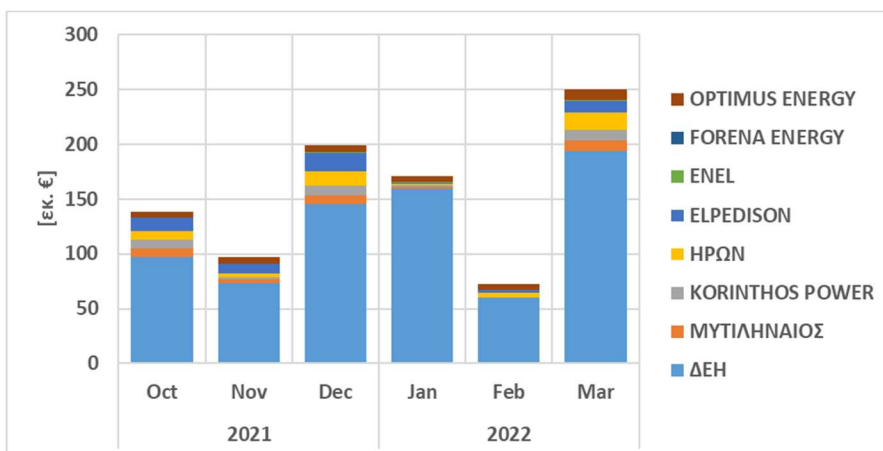
Γράφημα 13. Αναλυτικά Αποτελέσματα ανά μονάδα και τετράμηνο



Γράφημα 14. Συνολικά Αποτελέσματα ανά τετράμηνο (σε εκατ. €)



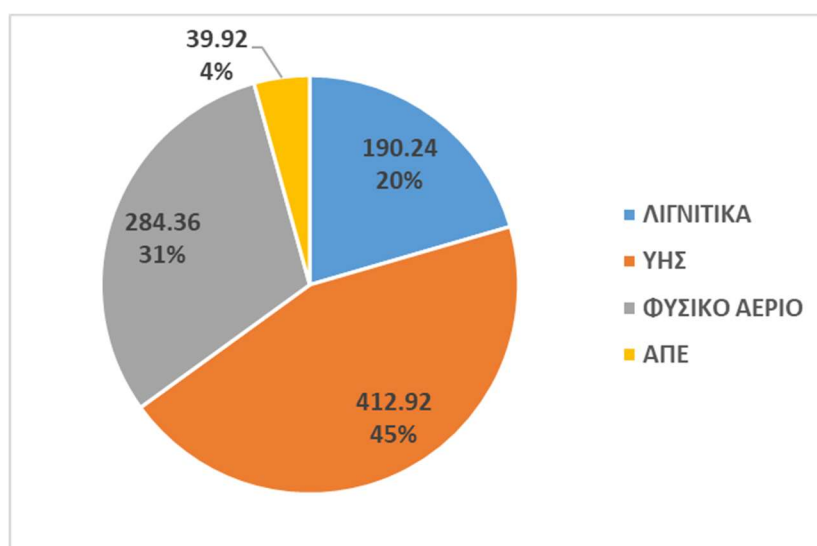
Γράφημα 15. Συνολικά αποτελέσματα ανά μήνα



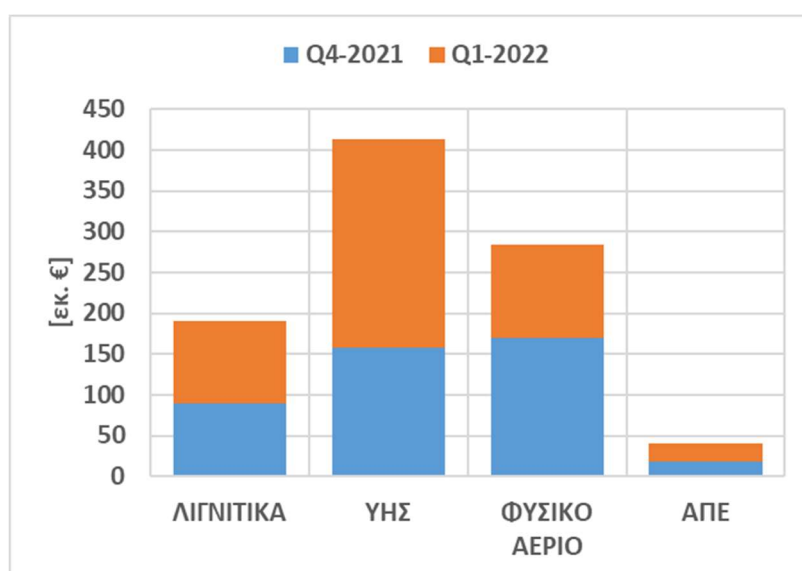
Γράφημα 16. Συνολικό ποσό ανά μήνα και Συμμετέχοντα

Πίνακας 9. Αποτελέσματα ανά τεχνολογία και μήνα (σε εκατ. €)

	202110	202011	202012	202101	202102	202103	Q4-2021	Q1-2022	Σύνολο
<b>ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ</b>	17.70	27.65	43.84	34.96	16.43	49.67	<b>89.19</b>	<b>101.06</b>	<b>190.24</b>
<b>ΥΗΣ</b>	64.53	32.15	60.60	124.56	41.75	89.34	<b>157.28</b>	<b>255.64</b>	<b>412.92</b>
<b>ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ</b>	51.12	30.77	87.79	5.66	8.75	100.27	<b>169.68</b>	<b>114.68</b>	<b>284.36</b>
<b>ΑΠΕ</b>	4.90	6.58	6.65	5.39	5.37	11.03	<b>18.13</b>	<b>21.78</b>	<b>39.92</b>
<b>Σύνολο</b>	<b>138.24</b>	<b>97.16</b>	<b>198.88</b>	<b>170.57</b>	<b>72.29</b>	<b>250.30</b>	<b>434.28</b>	<b>493.16</b>	<b>927.44</b>



Γράφημα 17. Συνολικά αποτελέσματα ανά τεχνολογία (σε εκατ. €)



Γράφημα 18. Συνολικά αποτελέσματα ανά τεχνολογία και τετράμηνο



Πίνακας 10. Αποτελέσματα ανά Συμμετέχοντα (σε εκατ. €)

	202110	202011	202012	202101	202102	202103	Q4-2021	Q1-2022	Σύνολο
ΔΕΗ	96.71	73.52	145.70	159.52	60.27	194.20	315.93	413.98	729.91
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	8.43	2.93	7.91	1.76	0.16	9.39	19.28	11.32	30.60
KORINTHOS POWER	7.56	2.59	8.77	2.14	0.00	9.60	18.92	11.74	30.66
ΗΡΩΝ	8.17	3.41	12.79	0.52	4.48	16.07	24.36	21.07	45.44
ELPEDISON	12.47	8.13	17.06	1.24	2.01	10.01	37.66	13.26	50.92
ENEL	0.00	0.00	0.36	0.30	0.22	0.72	0.36	1.24	1.61
FORENA ENERGY	0.19	0.22	0.48	0.50	0.45	0.57	0.89	1.52	2.41
OPTIMUS ENERGY	4.71	6.37	5.80	4.59	4.70	9.73	16.88	19.02	35.90
<b>Σύνολο</b>	<b>138.24</b>	<b>97.16</b>	<b>198.88</b>	<b>170.57</b>	<b>72.29</b>	<b>250.30</b>	<b>434.28</b>	<b>493.16</b>	<b>927.44</b>

Πίνακας 11. Αποτελέσματα ανά κατηγορία Συμμετεχόντων (σε εκατ. €)

	202110	202011	202012	202101	202102	202103	Q4-2021	Q1-2022	Σύνολο
ΔΕΗ	96.71	73.52	145.70	159.52	60.27	194.20	315.93	413.98	729.91
Ιδιώτες Ηλεκτροπαραγωγοί	36.63	17.06	46.53	5.66	6.66	45.07	100.22	57.39	157.61
ΑΠΕ χωρίς κρατική ενίσχυση	4.90	6.58	6.65	5.39	5.37	11.03	18.13	21.78	39.92
<b>Σύνολο</b>	<b>138.24</b>	<b>97.16</b>	<b>198.88</b>	<b>170.57</b>	<b>72.29</b>	<b>250.30</b>	<b>434.28</b>	<b>493.16</b>	<b>927.44</b>

Πίνακας 12. Χρεώσεις (αριστερά) και Πιστώσεις (δεξιά) λόγω clawback (σε εκατ. €)

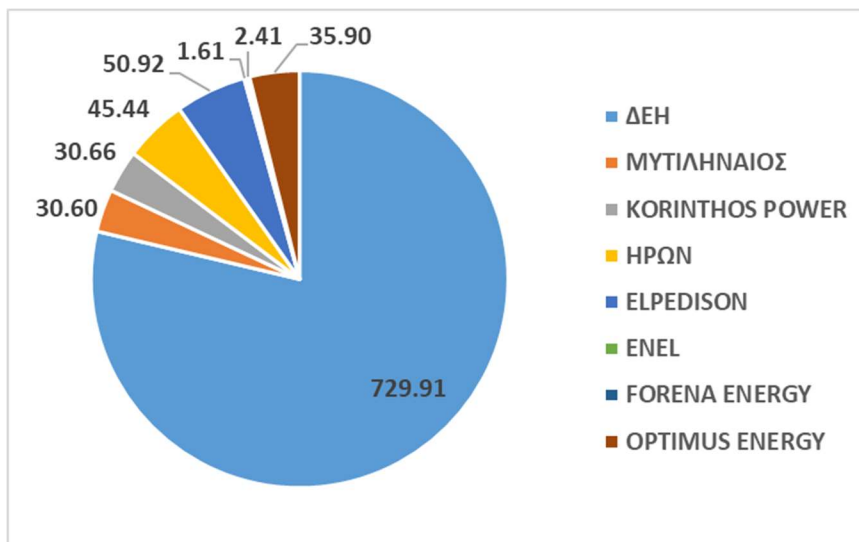
	BM	TFRM	Σύνολο
ΔΕΗ	29.52	12.16	41.68
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	5.25	1.72	6.97
KORINTHOS POWER	5.18	1.22	6.40
ΗΡΩΝ	0.65	2.01	2.66
ELPEDISON	7.14	2.57	9.72
<b>Σύνολο</b>	<b>47.74</b>	<b>19.69</b>	<b>67.42</b>

	BM	TFRM	Σύνολο
ΔΕΗ	32.08	13.17	45.24
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	3.69	1.49	5.17
KORINTHOS POWER	0.00	0.00	0.01
ΗΡΩΝ	2.96	1.26	4.22
ELPEDISON	2.19	0.93	3.12
<b>Σύνολο</b>	<b>40.93</b>	<b>16.84</b>	<b>57.77</b>

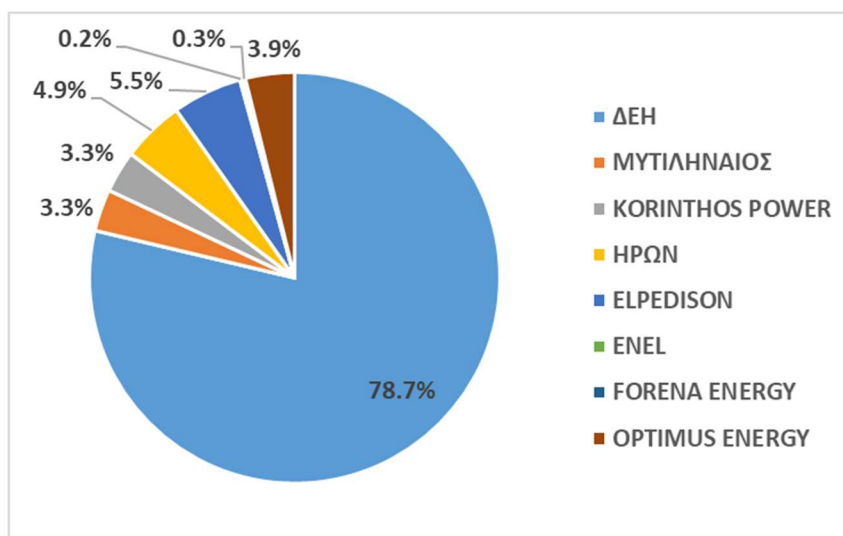
TEM  
TEM  
TEM  
TEM

	BM	TFRM	Σύνολο
ΔΕΗ	29.52	12.16	41.68
Ιδιώτες Ηλεκτροπαραγωγοί	18.22	7.53	25.75
<b>Σύνολο</b>	<b>47.74</b>	<b>19.69</b>	<b>67.42</b>

	BM	TFRM	Σύνολο
ΔΕΗ	32.08	13.17	45.24
Ιδιώτες Ηλεκτροπαραγωγοί	8.85	3.68	12.53
<b>Σύνολο</b>	<b>40.93</b>	<b>16.84</b>	<b>57.77</b>



Γράφημα 19. Κατανομή ποσών ανά Συμμετέχοντα (σε εκατ. €)



Γράφημα 20. Ποσοστιαία κατανομή ανά Συμμετέχοντα

## 6. Αποτύπωση οικονομικών αποτελεσμάτων παραγωγών

Για λόγους πληρότητας και προς επιβεβαίωση των ως άνω υπολογισμών (μέγεθος αγοράς, μεταβλητό κόστος μονάδων, έσοδα από την αγορά), αποτυπώνονται επίσης συνοπτικά τα οικονομικά αποτελέσματα των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας (εξαιρούνται τα χαρτοφυλάκια ΑΠΕ), όπως προκύπτουν από τις οικονομικές τους καταστάσεις<sup>21</sup>.

Σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν.4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179, άρθρα 22, 89 και 141), οι εταιρείες αυτές, ούσες καθετοποιημένες επιχειρήσεις, οφείλουν να δημοσιεύουν λογιστικά διαχωρισμένες οικονομικές καταστάσεις βάσει εγκεκριμένης από τη ΡΑΕ μεθοδολογίας Λογιστικού Διαχωρισμού. Συγκεκριμένα, κατά τα οριζόμενα στην παρ. 2 του άρθρου 141: *«Οι Ολοκληρωμένες Επιχειρήσεις τηρούν χωριστούς λογαριασμούς για καθεμία από τις δραστηριότητες παραγωγής, μεταφοράς, διανομής, προμήθειας σε Επιλέγοντες Πελάτες και προμήθειας σε Μη Επιλέγοντες Πελάτες, καθώς και παροχής υπηρεσιών κοινής ωφέλειας, όπως ακριβώς θα ήταν υποχρεωμένες να πράξουν αν οι δραστηριότητες αυτές ασκούσαν από διαφορετικές επιχειρήσεις, προκειμένου να αποφεύγονται οι διακρίσεις, οι σταυροειδείς επιδοτήσεις και οι στρεβλώσεις του ανταγωνισμού. Στους λογαριασμούς αυτούς πρέπει να αποσαφηνίζονται τα έσοδα που προέρχονται από το ιδιοκτησιακό καθεστώς Συστήματος Μεταφοράς και Δικτύου Διανομής. Οι επιχειρήσεις αυτές τηρούν ενοποιημένους λογαριασμούς για άλλες δραστηριότητες, που δεν εμπίπτουν στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι λογαριασμοί περιλαμβάνουν ισολογισμό και λογαριασμό αποτελεσμάτων χρήσεως, για κάθε χωριστή δραστηριότητα.»*

Συνεπώς, τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στην επόμενη ενότητα αφορούν διακριτά την δραστηριότητα της παραγωγής. Όπως προαναφέρθηκε και κατά τα ως άνω, η ΡΑΕ προκρίνει ως πλέον ρυθμιστικά ορθό οι δραστηριότητες των εταιρειών να λαμβάνονται υπόψη διακριτά. Αυτό άλλωστε επιβάλλει η θεμελιώδης διάκριση των αγορών (χονδρική – λιανική) ώστε να αποφεύγονται στρεβλώσεις μέσω της υιοθέτησης στρατηγικών συμπεριφορών από τους καθετοποιημένους συμμετέχοντες, οι οποίοι επιχειρούν να διασφαλίσουν θέση ισχύος και στις δύο αγορές, «αξιοποιώντας» κατά περίπτωση το ανταγωνιστικό πλεονέκτημα της δραστηριοποίησής τους. Σε περίπτωση δε απόφασης επιστροφής χρημάτων από τη χονδρεμπορική αγορά μέσω επιπλέον φορολόγησης, αυτή δέον εφεξής να λαμβάνει χώρα μέσω του Ταμείου Ενεργειακής Μετάβασης και όχι με απευθείας παροχή εκπτώσεων από τις καθετοποιημένες εταιρείες αποκλειστικά προς τους δικούς τους πελάτες. Σε κάθε περίπτωση, η εξέταση της συμβατότητας με τους κανόνες του υγιούς ανταγωνισμού (άρθρα 101 και 102 ΣΛΕΕ) της πρακτικής ορισμένων Παραγωγών που χρηματοδότησαν ειδικές επιδοτήσεις στη λιανική αγορά μέσω των κερδών τους

<sup>21</sup> Για τις εταιρείες που δεν έχουν δημοσιεύσει ακόμη επίσημες οικονομικές καταστάσεις για το έτος 2021, χρησιμοποιούνται στοιχεία που έχει συλλέξει η Αρχή. Σε όλες τις άλλες περιπτώσεις, έχει γίνει επαλήθευση των στοιχείων που υποβάλλονται στη ΡΑΕ με τις επίσημες οικονομικές καταστάσεις. Μικρές αποκλίσεις από τα επίσημα οικονομικά αποτελέσματα (συγκεντρωτικά για όλες τις μονάδες παραγωγής) είναι μη σημαντικές.

εκ της χονδρικής πρόκειται να εξεταστεί από την Επιτροπή Ανταγωνισμού, κατόπιν παραπομπής του εν λόγω ζητήματος από τη ΡΑΕ. Σε κάθε περίπτωση, στο Παράρτημα 5 αποτυπώνονται - ως τετελεσμένο – οι εκπτώσεις που παρείχε η ΔΕΗ Α.Ε. στους καταναλωτές Μέσης και Χαμηλής Τάσης. Οι καθετοποιημένοι Προμηθευτές παρέχουν σταθερά τιμολόγια σε πελάτες ΧΤ, ΜΤ και ΥΤ, όπως υποχρεούνται όλοι οι Προμηθευτές λόγω της Απόφασης ΡΑΕ 409/2020 για τους Πελάτες ΧΤ<sup>22</sup>. Τα σταθερά τιμολόγια, που υπήρχαν προ της ενεργειακής κρίσης και δεν μεταβλήθηκαν από τους Προμηθευτές κατά τη διάρκεια της κρίσης, αποτελούν περίπου το 5-20% των ποσοτήτων που εκπροσωπούν οι καθετοποιημένοι Προμηθευτές. Τα εν λόγω τιμολόγια, όπως αποτυπώνεται από τις οικονομικές καταστάσεις τους, οδήγησαν κατά τη διάρκεια της κρίσης σε ζημιές τους Προμηθευτές, το οποίο ερμηνεύεται από τους Προμηθευτές ως έμμεσες εκπτώσεις.

Στις εν λόγω επίσης καταστάσεις, το Μεικτό περιθώριο κέρδος στη χονδρεμπορική αγορά από τη δραστηριότητα της Παραγωγής, απομειώνεται ανάλογα με τα χρηματοοικονομικό κόστος, τα επιμερισθέντα έξοδα Διοίκησης, τις λοιπές κατηγορίες εξόδων, τις αποσβέσεις, τις συναλλαγματικές διαφορές και τα λοιπά έξοδα.

Τονίζεται ότι η ΡΑΕ δεν έχει την αρμοδιότητα (ούτε την επιστημονική εξειδίκευση) ορκωτού λογιστή ώστε να σχολιάσει το ορθό και το εύλογο όλων των εγγραφών των οικονομικών καταστάσεων. Συνεπώς, η Αρχή εστιάζει ιδίως:

- α) στα έσοδα της ηλεκτροπαραγωγής ανά μονάδα παραγωγής
- β) στα κόστη που απαρτίζουν το μεταβλητό κόστος κάθε μονάδας
- γ) στα κόστη προμήθειας φυσικού αερίου

τα οποία δύναται και οφείλει να αντιπαραβάλει με τους ανωτέρω υπολογισμούς και τα στοιχεία που παγίως συλλέγει.

Τέλος, διευκρινίζεται ότι οι οικονομικές καταστάσεις αφορούν την παραγωγή στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, καθώς στόχος αποτελεί η σύγκριση με την χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Σε κάθε περίπτωση, στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ), ο παραγωγός αποζημιώνεται για το πλήρες κόστος παραγωγής του συν ένα εύλογο κέρδος, στη βάση μεθοδολογίας του Κώδικα ΜΔΝ που έχει εγκριθεί ειδικά από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή (SA 32060, C (2014) 6436 final/16.9.2014).

Τα οικονομικά αποτελέσματα, όπως δηλώθηκαν στη ΡΑΕ από τους παραγωγούς, ανά μονάδα/τεχνολογία για το έτος 2021, αποτυπώνονται στον επόμενο Πίνακα. Επίσης, στο Παράρτημα 6 συνοψίζονται τα οικονομικά αποτελέσματα των εταιρειών διακριτά ανά δραστηριότητα (παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, προμήθεια φυσικού αερίου) για τα έτη 2019-2021.

---

<sup>22</sup> <https://www.rae.gr/apofaseis/6633/>

ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η.Ε. ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΕΤΟΥΣ 2021														
(χιλιάδες €)	ΔΕΗ Α.Ε.				ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ				ELPEDISON			ΗΡΩΝ		
	Λιγνιτικά*	ΦΑ	ΥΗΣ	Σύνολο	Άγ. Νικόλαος Βοιωτίας	Korinthos Power	Αλουμίνιο ΣΗΘΥΑ	Σύνολο	ΕΝΘΕΣ	Θίσβη	Σύνολο	ΗΡΩΝ I	ΗΡΩΝ II	Σύνολο
Έσοδα	472.651	1.638.206	621.131	2.731.988	325.751	269.923	149.913	745.587	248.936	225.389	474.325	23.346	288.231	311.577
Έσοδα Ενέργειας	460.874	1.633.232	618.482	2.712.588	325.642	269.850	149.913	745.405	248.936	225.389	474.325	23.030	274.032	297.063
DAM και IDM	426.792	1.622.847	542.842	2.592.482	265.194	230.995	144.981	641.170	191.100	204.202	395.302	17.372	263.792	281.164
Εξισορρόπηση και Αποκλίσεις	34.081	67.878	266.340	368.299	60.448	38.855	4.932	104.235	57.836	21.187	79.023	5.659	10.240	15.898
Ενδοεταιφικές συναλλαγές αντιστάθμισης	0	-57.493	-	-248.193	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Λοιπά Έσοδα	11.777	4.974	2.649	19.400	109	73	-	182	-	-	-	316	14.198	14.514
Λειτουργικό Κόστος (πλην Αποσβέσεων)	-629.721	-	-	-	-233.189	-200.828	-128.130	-	-	-	-	-	-	-
		1.333.819	114.878	2.078.418				562.147	195.022	181.929	376.951	19.118	231.559	250.677
Κόστος Καυσίμου (Supply Cost)	-451.781	-	329	-	-174.765	-154.331	-97.647	-	-	-	-	-9.704	-	-
		1.102.487		1.553.940				426.743	144.416	132.439	276.856		162.779	172.482
Λιγνίτης	-179.386	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Λιγνίτης Τρίτων	-1.189	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ειδικό Τέλος Λιγνίτη	0	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Υγρά Καύσιμα	0	-270	329	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Φυσικό Αέριο	-12.184	-908.496	0	-	-174.765	-154.331	-97.647	-	144.416	132.439	276.856	-9.704	-	-
Κόστος Μεταφοράς ΦΑ	-	-	-	-	-4.507	-4.651	-3.797	-12.955	0	0	0	-3.558	-7.747	-11.305
Κόστος Πρώτων Υλών εκτός Καυσίμου	-	-	-	-	-1.317	-2.437	-213	-3.967	-188	-78	-266	-	-	-
Κόστος Συντήρησης λόγω Λειτουργίας	-	-	-	-	-4.922	-3.286	-2.337	-10.545	-1.863	-4.039	-5.902	-	-3.687	-3.687
Κόστος Εκπομπών CO2	-259.022	-193.722	0	-452.744	-38.396	-29.325	-19.324	-87.045	-34.604	-31.845	-66.450	-3.259	-38.019	-41.279
Αμοιβές και Έξοδα Προσωπικού	-52.024	-37.525	-30.733	-120.282	-3.328	-1.952	-1.360	-6.640	-2.295	-2.545	-4.840	-200	-2.285	-2.485
Αμοιβές Τρίτων	-2.015	-2.239	-1.108	-5.362	-2.044	-1.415	0	-3.459	0	0	0	-53	-4.031	-4.084
Παροχές Τρίτων	-1.373	-414	-2.837	-4.624	-124	-52	-262	-438	0	0	0	-	-592	-592
Ασφάλιστρα	-	-	-	-	-1.737	-1.859	-607	-4.203	0	0	0	-57	-3.041	-3.098
Έξοδα Συντήρησης	-6.317	-10.554	-819	-17.690	-27	-66	0	-93	-5.325	-4.652	-9.977	-386	-3.442	-3.828
Προβλέψεις	10.779	-3.160	374	7.993	0	0	0	0	0	0	0	-	-1.565	-1.565
Επιμερισθέντα Έξοδα Διοίκησης	-27.699	-38.046	-26.006	-91.751	-563	-1.027	0	-1.590	-3.312	-3.312	-6.625	-100	-1.517	-1.617
Έσοδα/Έξοδα Προηγούμενων Χρήσεων	11	-216	35	-170	0	0	0	0	-3.018	-3.018	-6.036	-33	-	-33
Λοιπά Έξοδα	-99.302	-139.177	-54.113	-292.592	-1.459	-427	-2.583	-4.469	0	0	0	-1.767	-2.853	-4.620

ΕΒΙΤΔΑ (€)	-157.070	304.387	506.252	653.569	92.562	69.095	21.783	183.440	53.914	43.460	97.374	4.229	56.672	60.900
ΕΒΙΤΔΑ %	-33,23%	18,58%	81,50%	23,92%	28,41%	25,60%	14,53%	24,60%	21,66%	19,28%	20,53%	18,11%	19,66%	19,55%
Αποσβέσεις	-65.775	-64.984	-53.645	-184.404	-9.119	-8.078	-7.982	-25.179	-6.323	-15.255	-21.578	-2.503	-10.595	-13.098
Κέρδη προ Τόκων και φόρων (ΕΒΙΤ) (€)	-222.845	239.403	452.608	469.165	83.443	61.017	13.801	158.261	47.591	28.205	75.796	1.726	46.077	47.803
Κέρδη προ Τόκων και φόρων (ΕΒΙΤ) (%)	-47,15%	14,61%	72,87%	17,17%	25,62%	22,61%	9,21%	151,83%	19,12%	12,51%	15,98%	7,39%	15,99%	15,34%
Συναλλαγματικές Διαφορές	-52	247	-18	178	258	-244	0	14						
Λοιπά Χρημ/κά Έσοδα/ (Εξοδα)	-6.663	-5.465	-27.665	-39.792	-232	-4.583	0	-4.815		0			-6.642	-6.642
Λοιπά Έσοδα	3.592	3.834	13.452	20.877										
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ)	-225.969	238.019	438.378	450.428	83.469	56.190	13.801	153.460	43.443	24.057	67.500	1.726	39.435	41.161
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ) (%)	-47,81%	14,53%	70,58%	16,49%	25,62%	20,82%	9,21%	20,58%	17,45%	10,67%	14,23%	7,39%	13,68%	13,21%

\*Δεν περιλαμβάνονται οι μονάδες Λιγνιτική Μεγαλόπολης και Λιγνιτική Μελίτης που αποτελούν διακριτές εταιρείες του ομίλου

\*\*Συγκεντρωτικές επίσημες οικ. καταστάσεις ΔΕΗ: Κέρδη προ φόρων 442,2εκ.€

\*\*Συγκεντρωτικές επίσημες οικ. καταστάσεις ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ: Κέρδη προ φόρων 149.6εκ.€

## 7. Αναφορές

[1] European Commission, “*Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support*”, [COM\(2021\) 660 final](#), 13.10.2021.

[2] ACER Report, “*High energy prices*”, October 2021.

[3] ACER Report, “*ACER’s Preliminary Assessment of Europe’s high energy prices and the current wholesale electricity market design - Main energy price drivers, outlook and key market characteristics*”, November 2021.

[4] European Commission, “*Communication from the Commission to the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy*”, COM(2022) 108 final, 8.3.2022.

[5] Δημοσιευμένες οικονομικές καταστάσεις της ΔΕΗ Α.Ε. ετών [2021](#), 2020 και 2019.

[6] Δημοσιευμένες οικονομικές καταστάσεις της Μυτιληναίος Α.Ε. ετών [2021](#), 2020 και 2019

[6] Δημοσιευμένες οικονομικές καταστάσεις της Elpedison Α.Ε. ετών [2020](#) και 2019.

[6] Δημοσιευμένες οικονομικές καταστάσεις της ΗΡΩΝ Α.Ε. ετών [2020](#) και 2019.

[7] Κανονισμός (ΕΕ) αριθ. 1227/2011 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 25ης Οκτωβρίου 2011 για την ακεραιότητα και τη διαφάνεια στη χονδρική αγορά ενέργειας (Κανονισμός REMIT)

## 8. Ακρωνύμια

<b>ACER</b>	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
<b>BM</b>	Balancing Market (Αγορά Εξισορρόπησης)
<b>DAM</b>	Day-Ahead Market (Αγορά Επόμενης Ημέρας)
<b>EBIDTA</b>	Κέρδη προ τόκων, φόρων και αποσβέσεων
<b>EBIT</b>	Κέρδη προ τόκων και φόρων
<b>IDM</b>	Intra-Day Market (Ενδοημερήσια Αγορά)
<b>IMB</b>	Imbalances (Αποκλίσεις)
<b>P&amp;L</b>	Profits & Losses
<b>TTF</b>	Title Transfer Facility
<b>ΑΔΜΗΕ</b>	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
<b>ΔΜΠΚ</b>	Διαφορά Μικτού Περιθωρίου Κέρδους
<b>ΕΧΕ</b>	Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας
<b>ΗΕΠ</b>	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
<b>ΚΠ</b>	Κόστος Παραγωγής
<b>ΚΠΦ</b>	Κέρδη προ φόρων
<b>ΜΜΠΚ</b>	Μοναδιαίο Μικτό Περιθώριο Κέρδους
<b>ΜΠΚ</b>	Μικτό Περιθώριο Κέρδους
<b>ΣΗΘΥΑ</b>	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
<b>ΥΗΣ</b>	Υδροηλεκτρικός σταθμός



## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1

### Κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής

Τεχνολογία		Παραγωγός	Μονάδα
Λιγνιτικές Μονάδες		ΔΕΗ Α.Ε.	Άγιος Δημήτριος 1
		ΔΕΗ Α.Ε.	Άγιος Δημήτριος 2
		ΔΕΗ Α.Ε.	Άγιος Δημήτριος 3
		ΔΕΗ Α.Ε.	Άγιος Δημήτριος 4
		ΔΕΗ Α.Ε.	Άγιος Δημήτριος 5
		ΔΕΗ Α.Ε.	Καρδιά 3
		ΔΕΗ Α.Ε.	Καρδιά 4
		ΔΕΗ Α.Ε.	Μεγαλόπολη 3*
		ΔΕΗ Α.Ε.	Μεγαλόπολη 4*
		ΔΕΗ Α.Ε.	Μελίτη**
Υδροηλεκτρικές Μονάδες		ΔΕΗ Α.Ε.	Άγρας
		ΔΕΗ Α.Ε.	Ασώματα
		ΔΕΗ Α.Ε.	Εδεσσαίος
		ΔΕΗ Α.Ε.	Ιλαρίωνας
		ΔΕΗ Α.Ε.	Καστράκι
		ΔΕΗ Α.Ε.	Κρεμαστά
		ΔΕΗ Α.Ε.	Λάδωνας
		ΔΕΗ Α.Ε.	Πηγών Αώου
		ΔΕΗ Α.Ε.	Ν. Πλαστήρα
		ΔΕΗ Α.Ε.	Πλατανόβρυση
		ΔΕΗ Α.Ε.	Πολύφυτο
		ΔΕΗ Α.Ε.	Πουρνάρι 1
		ΔΕΗ Α.Ε.	Πουρνάρι 2
		ΔΕΗ Α.Ε.	Σφηκιά
		ΔΕΗ Α.Ε.	Στράτος 1
		ΔΕΗ Α.Ε.	Θησαυρός 1
		ΔΕΗ Α.Ε.	Θησαυρός 2
	ΔΕΗ Α.Ε.	Θησαυρός 3	
Μονάδες Φυσικού Αερίου	Συνδυασμένου κύκλου	ΔΕΗ Α.Ε.	Αλιβέρι 5
		ELPEDISON A.E.	Ενεργειακή Θεσσαλονίκης
		ELPEDISON A.E.	Elpedison Θίβη
		ΗΡΩΝ ΙΙ Α.Ε.	ΗΡΩΝ ΙΙ Βοιωτίας
		ΔΕΗ Α.Ε.	Κομοτηνή
		KORINTHOS POWER A.E.	ΘΗΣ Αγίων Θεοδώρων
		ΔΕΗ Α.Ε.	Λαύριο 4
		ΔΕΗ Α.Ε.	Λαύριο 5
		ΔΕΗ Α.Ε.	Μεγαλόπολη 5
		ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε.	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου
	Ανοιχτού κύκλου	ΗΡΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	ΗΡΩΝ Ι
		ΗΡΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	ΗΡΩΝ ΙΙ
		ΗΡΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	ΗΡΩΝ ΙΙΙ
Συμπαγωγής	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε.	ΣΗΘ Αγ. Νικολάου	
Χαρτοφ υλάκια ΑΠΕ		FORENA ENERGY A.E.	
		ENEL A.E.	
		OPTIMUS ENERGY A.E.	

\* Ανήκει στην εταιρεία ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ Α.Ε. η οποία ανήκει στον Όμιλο ΔΕΗ

\*\* Ανήκει στην εταιρεία ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΜΕΛΙΤΗΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ Α.Ε. η οποία ανήκει στον Όμιλο ΔΕΗ

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2

### Εκτίμηση μεταβλητού κόστους υδροηλεκτρικών σταθμών

Το μεταβλητό κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων έχει εκτιμηθεί στις Κοινές Υπουργικές Αποφάσεις για τον προσδιορισμό της κατώτατης τιμής προσφοράς των δημοπρατούμενων προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας (ΝΟΜΕ). Συγκεκριμένα ορίζεται ότι:

*«Μεταβλητά κόστη λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε.: Ως μεταβλητές δαπάνες χαρακτηρίζονται όσες, κατ' αναλογία με τις προβλέψεις της παρ. 4 του άρθρου 139 του ν. 4389/2016 μεταβάλλονται με το επίπεδο παραγωγής και αφορούν συγκεκριμένα: α) αμοιβές προσωπικού, μόνο εφόσον αφορούν αμοιβές υπερωριακής απασχόλησης και λοιπές έκτακτες αμοιβές, β) υλικά και αναλώσιμα, γ) αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, δ) συντηρήσεις και παροχές τρίτων και ε) αμοιβές τρίτων. Το μοναδιαίο μεταβλητό κόστος των υδροηλεκτρικών σταθμών προκύπτει από το λόγο του συνολικού μεταβλητού κόστους υδροηλεκτρικών σταθμών προς τη συνολική υδροηλεκτρική παραγωγή κατά το αντίστοιχο έτος.»*

Βάσει αυτού, το μέσο μεταβλητό κόστος εκτιμήθηκε ως ακολούθως:

Έτος	ΚΥΑ	Κόστος υδροηλεκτρικών, εκατ. €	Μεταβλητού Κόστους Υδροηλεκτρικών Σταθμών, €/MWh
2016	ΚΥΑ ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ.182348/24.08.2016 «Καθορισμός της μεθοδολογίας προσδιορισμού κατώτατης τιμής προσφοράς δημοπρατούμενων προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας και της εξ αυτής προκύπτουσας τιμής για την πρώτη περίοδο εφαρμογής του μηχανισμού» (ΦΕΚ Β' 2848/07.09.2016)	11,4	2,12
2017	ΚΥΑ ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ.178634/03.07.2017 «Προσδιορισμός κατώτατης τιμής προσφοράς δημοπρατούμενων προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2017» (ΦΕΚ Β' 2278/4.7.2017)	9,9	2,05
2018	ΚΥΑ ΗΛ/Α/Φ1/οικ.176185/15.6.2018 «Προσδιορισμός κατώτατης τιμής προσφοράς δημοπρατούμενων προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2018» (ΦΕΚ Β' 2386/21.06.2018)	17	4,92
2019	ΚΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/58239/1169/26.06.2019 «Προσδιορισμός κατώτατης τιμής προσφοράς δημοπρατούμενων προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2019» (ΦΕΚ Β' 2618/28.06.2019)	11	2,19

Δεδομένων των ανωτέρω, λαμβάνεται ως κόστος παραγωγής των υδροηλεκτρικών σταθμών το σταθμισμένο μεταβλητό κόστος σύμφωνα με τις μοναδιαίες τιμές που αποτυπώνονται και την πιστοποιημένη ποσότητα της συνολικής υδροηλεκτρικής παραγωγής κατά τα αντίστοιχα έτη.

Συνεπώς, το μεσοσταθμικό μεταβλητό κόστος των υδροηλεκτρικών σταθμών προκύπτει ίσο με 2,97€/MWh.

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3

### Αναδρομική επιστροφή ποσών από τους παραγωγούς στην αγορά εξισορρόπησης

Η ΡΑΕ έχει εκτιμήσει ότι κατά το διάστημα Νοεμβρίου 2020 – Φεβρουαρίου 2021 οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας εισέπραξαν ποσά συνολικού ύψους περίπου 67 εκατ. €, τα οποία δεν αντικατοπτρίζουν εύλογες ανάγκες και αποδοτική λειτουργία της αγοράς και τα οποία, δεδομένης και της πολύ δύσκολης συγκυρίας, πρέπει να επιστραφούν στην αγορά λιανικής ή/και στους καταναλωτές.

Τα έσοδα αυτά προέρχονται από δύο συνιστώσες:

α) Η έναρξη λειτουργίας των νέων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας υπό το Μοντέλο Στόχο (Target Model), την 1η Νοεμβρίου 2020, χαρακτηρίστηκε από τη διαμόρφωση του κόστους της Αγοράς Εξισορρόπησης σε αδόκητα υψηλά επίπεδα, και ιδίως του Λογαριασμού Προσαυξήσεων Οικονομικής Ουδετερότητας (ΛΠ-3). Η ΡΑΕ εγκαίρως αναγνώρισε ανεπάρκειες σε σχέση με: i. τη στρατηγική υποβολής από τους Παρόχους Υπηρεσιών Εξισορρόπησης Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης με αρνητικές τιμές, ιδίως λόγω συμφόρησης στο Σύστημα της Πελοποννήσου και ii. την υποβολή πολυβηματικών προσφορών (ανοδικών και καθοδικών) ενέργειας εξισορρόπησης χωρίς την τήρηση του περιορισμού της Τεχνικά Ελάχιστης Παραγωγής. Οι εν λόγω οικονομικές επιπτώσεις αμβλύθηκαν με τη θέση σε εφαρμογή των μεταβατικών μέτρων που ορίστηκαν με την υπ' αρ. 54/2021 Απόφαση της ΡΑΕ (ΦΕΚ Β' 531/10.2.2021), με την οποία επέβαλε ρυθμιστικά μέτρα εξορθολογισμού της λειτουργίας της Αγοράς Εξισορρόπησης. Ωστόσο, κρίνεται επιβεβλημένη η επιστροφή από τις Οντότητες Υπηρεσιών Εξισορρόπησης της ωφέλειας που αποκόμισαν, στον βαθμό που αυτή δεν συνιστά «δίκαιη» αντιστάθμιση για πραγματικά παρασχεθείσα υπηρεσία. Η ανωτέρω αντιστάθμιση θα πρέπει να επιστραφεί στους Εκπροσώπους Φορτίου και κατ' επέκταση στους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας, αναλόγως του βαθμού έκθεσής τους στη διακύμανση των τιμών της Αγοράς Εξισορρόπησης. Στον επόμενο πίνακα αναγράφονται, συγκεντρωτικά ανά τεχνολογία, τα πλεονάζοντα έσοδα των παραγωγών.

Τεχνολογία	Νοε 2020	Δεκ 2020	Ιαν 2021	Φεβ 2021	Total
Λιγνιτικά	1.193.226 €	579.681 €	722.980 €	332.948 €	2.828.835 €
Φυσικού αερίου	16.751.705 €	10.372.509 €	9.513.987 €	4.643.351 €	41.281.552 €
Υδροηλεκτρικά	783.035 €	917.182 €	887.798 €	1.038.336 €	3.626.351 €
<b>Σύνολο</b>	<b>18.727.966 €</b>	<b>11.869.372 €</b>	<b>11.124.766 €</b>	<b>6.014.635 €</b>	<b>47.736.738 €</b>

β) Κατόπιν έγκρισης της Επιτροπής (Απόφαση (C (2020)6659 final cor./29.9.2020) ως συμβατής με το ενωσιακό δίκαιο κρατικής ενίσχυσης, θεσπίσθηκε ο Νέος Μεταβατικός Μηχανισμός

Αποζημίωσης Ευελιξίας (ΜΜΑΕ) με το άρθρο 143Δ του ν. 4001/2011, την Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/66754/810/9.7.2020 (ΦΕΚ Β 2852/13.7.2020) και την Απόφαση ΡΑΕ 1171/2020 (ΦΕΚ Β΄ 3388/ 13.8.2020). Σε αυτόν προβλέπεται Μηχανισμός Ανάκτησης (claw-back mechanism) για την αποφυγή απροσδόκητων κερδών. Ο εν λόγω Μηχανισμός ενεργοποιείται εφόσον τα έσοδα των Παρόχων Υπηρεσιών Εξισορρόπησης από την Αγορά Εξισορρόπησης, κατά το χρονικό διάστημα Νοεμβρίου – Δεκεμβρίου 2020, υπερβαίνουν τις αποζημιώσεις για την παροχή της υπηρεσίας ευελιξίας που είχαν εισπράξει στο πλαίσιο του ανωτέρω Μεταβατικού Μηχανισμού Αποζημίωσης Ευελιξίας (ΜΜΑΕ) για την ίδια ως άνω περίοδο. Εκ παραδρομής στην απόφαση και στα απορρέοντα κείμενα, ο Μηχανισμός Ανάκτησης κάνει αναφορά στα έσοδα μόνον από την Αγορά Ισχύος Εξισορρόπησης, γεγονός που δεν συνάδει με το γενικότερο πλαίσιο και το πνεύμα της Απόφασης της Επιτροπής. Δεδομένου ότι τα έσοδα από την Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης είναι πολλαπλάσια των εσόδων ΜΜΑΕ, η Αρχή εκτιμά ότι τα έσοδα των παραγωγών από το ΜΜΑΕ πρέπει να επιστραφούν. Η Γενική Διεύθυνση Ανταγωνισμού συμφωνεί με τη θέση της Αρχής.

	Παραγωγή (MWh)	ΜΜΑΕ (€)	Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης (€)	Αγορά Ισχύος Εξισορρόπησης (€)
Νοε 2020	1.681.904,71	9.905.995,93	55.972.677,77	5.823.644,18
Δεκ 2020	2.000.024,81	9.780.029,45	64.354.730,51	8.284.812,33

Κατά τα ανωτέρω, σύμφωνα με τους υπολογισμούς της Αρχής, τα ποσά που πρέπει να επιστραφούν ανά μονάδα παραγωγής είναι τα ακόλουθα:

	Νοε 2020	Δεκ 2020	Ιαν 2021	Φεβ 2021	Σύνολο
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 1	175.000	8.139	-	-	183.139
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 2	-	3.616	-	-	3.616
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 3	98.302	84.326	55.102	69.544	307.273
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 4	132.113	95.611	58.472	74.901	361.097
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 5	-	-	-	-	-
ΑΜΥΝΤΑΙΟ 1	-	-	-	-	-
ΑΜΥΝΤΑΙΟ 2	-	-	-	-	-
ΚΑΡΔΙΑ 1	-	-	-	-	-
ΚΑΡΔΙΑ 2	-	-	-	-	-
ΚΑΡΔΙΑ 3	79.262	93.457	37.943	74.976	285.638
ΚΑΡΔΙΑ 4	277.663	104.838	22.967	20.496	425.965
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 3	95.767	-	-	-	95.767
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 4	158.037	118.805	454.877	93.032	824.751
ΜΕΛΙΤΗ	177.081	70.888	93.620	-	341.589
ΑΓΡΑΣ	10.951	6.378	2.765	1.471	21.565
ΑΣΩΜΑΤΑ	67.658	76.564	3.599	2.760	150.581
ΕΔΕΣΣΑΙΟΣ	3.758	8.924	1.835	-	14.517
ΙΛΑΡΙΩΝΑΣ	86.511	87.243	13.709	45.186	232.649
ΚΑΣΤΡΑΚΙ	250.246	108.208	103.869	101.736	564.059
ΚΡΕΜΑΣΤΑ	226.070	135.374	254.515	400.385	1.016.344

ΛΑΔΩΝΑΣ	92.230	40.783	61.830	2	194.846
ΠΗΓΕΣ ΑΩΟΥ	60.001	89.014	56.000	92.024	297.039
Ν. ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ	14.796	15.629	6.088	2.751	39.264
ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ	32.273	10.818	2.718	-	45.808
ΠΟΛΥΦΥΤΟ	148.492	319.076	22.811	30.914	521.293
ΠΟΥΡΝΑΡΙ 1	25.542	93.854	133.012	225.605	478.012
ΠΟΥΡΝΑΡΙ 2	105.610	81.525	6.906	2.230	196.270
ΣΦΗΚΙΑ	136.811	210.766	41.908	7.896	397.381
ΣΤΡΑΤΟΣ 1	77.222	84.343	58.869	52.098	272.533
ΘΗΣΑΥΡΟΣ	283.128	490.742	117.365	73.278	964.514
ΑΛΙΒΕΡΙ 5	3.809.803	2.153.600	1.501.394	534.612	7.999.409
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟ	307.309	374.214	16.887	1.847	700.256
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣ/ΝΙΚΗΣ	734.055	765.255	1.008.835	247.035	2.755.179
ELPEDISON ΘΙΣΒΗ	2.458.907	2.487.584	771.050	1.243.394	6.960.935
ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΙΑΣ	804.575	840.370	-	-	1.644.945
ΗΡΩΝ Ι	77.988	94.390	115.832	9.781	297.992
ΗΡΩΝ ΙΙ	83.935	111.247	145.323	120.157	460.661
ΗΡΩΝ ΙΙΙ	78.671	95.356	66.993	16.992	258.012
ΚΟΜΟΤΗΝΗ	1.870.238	1.771.298	599.227	121.235	4.361.998
KORINTHOS POWER	2.349.290	2.215.377	1.315.127	516.810	6.396.605
ΛΑΥΡΙΟ 4	2.762.589	1.697.940	347.822	12.770	4.821.121
ΛΑΥΡΙΟ 5	1.012.657	1.341.248	902.626	297.958	3.554.488
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 5	5.496.111	4.264.907	2.106.240	836.159	12.703.417
PROTERGIA	3.973.310	997.692	616.631	684.600	6.272.233
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>28.633.962</b>	<b>21.649.401</b>	<b>11.124.766</b>	<b>6.014.635</b>	<b>67.422.764</b>

και συνολικά ανά παραγωγή:

Συμμετέχων	Νοε 2020	Δεκ 2020	Ιαν 2021	Φεβ 2021	Σύνολο
ΔΕΗ Α.Ε.	17.765.922 €	13.667.915 €	7.068.088 €	3.174.020 €	41.675.945 €
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	4.280.619 €	1.371.906 €	633.518 €	686.446 €	6.972.489 €
ELPEDISON	3.192.962 €	3.252.839 €	1.779.884 €	1.490.429 €	9.716.114 €
ΗΡΩΝ	1.045.169 €	1.141.364 €	328.148 €	146.929 €	2.661.611 €
KORINTHOS POWER	2.349.290 €	2.215.377 €	1.315.127 €	516.810 €	6.396.605 €
<b>Σύνολο</b>	<b>28.633.962 €</b>	<b>21.649.401 €</b>	<b>11.124.766 €</b>	<b>6.014.635 €</b>	<b>67.422.764 €</b>

Το ανωτέρω ποσό έχει καταβληθεί από τους εκπροσώπους φορτίου, αναλόγως του μεριδίου αγοράς και των πιστώσεών τους κατά την ως άνω περίοδο:

Εκπρόσωπος Φορτίου	Νοε 2020Σ	Δεκ 2020	Ιαν 2021	Φεβ 2021	Σύνολο
ΔΕΗ Α.Ε.	19.022.927	14.609.635	7.565.127	3.947.652	45.145.341
ΟΜΙΛΟΣ ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΥ Α.Ε.	2.262.816	1.581.543	840.540	489.490	5.174.388
ΗΡΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	1.877.944	1.312.263	638.085	388.400	4.216.693
ELPEDISON Α. Ε.	1.322.790	1.005.205	508.384	287.840	3.124.218
NRG TRADING HOUSE S.A.	995.122	742.634	390.595	240.510	2.368.862
WATT AND VOLT Α.Ε.	757.472	595.368	295.329	157.014	1.805.182
VOLTERRA Α.Ε.	660.333	449.518	201.968	118.295	1.430.114
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ - ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	464.350	359.322	174.884	103.361	1.101.917
ZENITH GAS & LIGHT	351.770	286.790	147.037	80.550	866.146

VOLTON A.E.	311.172	271.942	146.032	78.268	807.415
ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΤΑΧΥΔΡΟΜΕΙΑ Α.Ε	193.486	142.322	68.509	39.013	443.330
ΚΕΝ Α.Ε.	162.598	127.307	62.233	32.894	385.032
ΒΙΕΝΕΡ Α.Ε.	55.580	33.984	19.065	12.588	121.219
ΕΛΙΝΟΙΛ Α.Ε	41.878	30.396	15.823	8.866	96.964
ΠΕΤΡΟΓΚΑΖ Α.Ε.	32.252	25.531	10.873	5.018	73.674
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ Α.Ε.	31.247	17.796	12.591	7.251	68.884
EUNICE TRADING A.E	25.000	18.854	6.722	3.365	53.941
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΜΕΛΙΤΗΣ Α.Ε.	9.783	7.356	6.099	5.945	29.183
ΟΤΕ ΑΚΙΝΗΤΑ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ	10.253	7.798	3.886	2.037	23.974
GREEK ENVIRONMENTAL & ENERGY NETWORK A.E.	9.629	7.123	3.285	1.617	21.654
ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΣ Β. ΜΑΡΚΟΥ Α.Β.Ε.Ε.	15.728	3.829	1.654	1.173	22.384
SOLAR ENERGY	8.309	5.481	2.612	1.466	17.869
ΒΙΟΛΑΡ Α.Ε.	8.108	2.304	971	457	11.841
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER Α.Ε.	1.681	2.457	834	468	5.440
ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε.	702	1.634	1.169	914	4.419
ENEL GREEN POWER Α.Ε.	1.030	1.008	460	184	2.682
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>28.633.962</b>	<b>21.649.401</b>	<b>11.124.766</b>	<b>6.014.635</b>	<b>67.422.764</b>

Η Αρχή προτείνει η επιστροφή των ανωτέρω ποσών να γίνει ως εξής:

- στους εκπροσώπους φορτίου οι οποίοι δε μετακύλησαν το κόστος αυτό (πχ. μέσω ρήτρας αναπροσαρμογής συνδεδεμένης με σχετικούς λογαριασμούς προσαυξήσεων ΛΠ-2, ΛΠ-3 και/ή χρέωσης που απορρέει από τον ΜΜΑΕΙ)
- στο Ταμείο Ενεργειακής Μετάβασης (ΤΕΜ) για τις λοιπές περιπτώσεις

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 4

### Πρόταση συνοδευτικής νομοθετικής ρύθμισης αναδρομικής επιστροφής στην αγορά εξισορρόπησης

#### **Αιτιολογική Έκθεση**

Η έναρξη λειτουργίας των νέων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας υπό το Μοντέλο Στόχο (Target Model), την 1<sup>η</sup> Νοεμβρίου 2020, χαρακτηρίστηκε από τη διαμόρφωση του κόστους της Αγοράς Εξισορρόπησης σε αδόκητα υψηλά επίπεδα. Ειδικότερα, οι χρεώσεις του Λογαριασμού Προσαυξήσεων Οικονομικής Ουδετερότητας (ΛΠ-3) ανήλθαν σε επίπεδα που δεν αντικατοπτρίζουν εύλογες ανάγκες και αποδοτική λειτουργία της αγοράς. Οι εν λόγω οικονομικές επιπτώσεις αμβλύθηκαν με τη θέση σε εφαρμογή των μεταβατικών μέτρων που ορίστηκαν με την υπ' αρ. 54/2021 Απόφαση της ΡΑΕ (ΦΕΚ Β' 531/10.2.2021). Με την εν λόγω απόφαση αντιμετωπίστηκαν επιτυχώς οι ανεπάρκειες που παρατηρήθηκαν σε σχέση με τη στρατηγική υποβολής στην Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης «Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης» με αρνητικές τιμές, καθώς και η μη τήρηση του περιορισμού της Τεχνικά Ελάχιστης Παραγωγής, κατά την υποβολή πολυβηματικών προσφορών (ανοδικών και καθοδικών) ενέργειας εξισορρόπησης. Συγκεκριμένα, η ΡΑΕ (α) ανέστειλε την υποβολή, από τους Παρόχους Υπηρεσιών Εξισορρόπησης, Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης με αρνητικές τιμές μέχρι την άρση του υφιστάμενου περιορισμού, λόγω συμφόρησης, στο Σύστημα της Πελοποννήσου, ενώ επιπλέον (β) επέβαλε την υποβολή ενιαίου βήματος για την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή, τόσο στις ανοδικές, όσο και στις καθοδικές προσφορές ενέργειας εξισορρόπησης. Συνεπώς, με τα εν λόγω διορθωτικά μέτρα εξορθολογίστηκε η λειτουργία της Αγοράς Εξισορρόπησης. Κρίνεται, ωστόσο, επιβεβλημένο η ανωτέρω αποκατάσταση να συμπληρωθεί με την υποχρέωση επιστροφής από τις Οντότητες Υπηρεσιών Εξισορρόπησης της ωφέλειας που αποκόμισαν, στον βαθμό που αυτή δεν συνιστά «δίκαιη» αντιστάθμιση για πραγματικά παρασχεθείσα υπηρεσία, που δικαιολογείται βάσει της λειτουργίας της αγοράς υπό όρους τεχνοκρατικά βέλτιστους και σε πλαίσιο υγιούς ανταγωνισμού.

Επιπροσθέτως, σε συμμόρφωση με την απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (C (2020)6659 final cor./29.9.2020 Απόφασης της Ευρωπαϊκής Επιτροπής) για την έγκριση του Νέου Μεταβατικού Μηχανισμού Αποζημίωσης Ευελιξίας ως συμβατού με το ενωσιακό δίκαιο κρατικής ενίσχυσης και σε τήρηση της δέσμευσης για την αποφυγή απροσδόκητων κερδών, τίθεται σε ισχύ Μηχανισμός Ανάκτησης (claw-back mechanism). Ο εν λόγω Μηχανισμός ενεργοποιείται εφόσον τα έσοδα των Παρόχων Υπηρεσιών Εξισορρόπησης από την Αγορά Εξισορρόπησης, κατά το χρονικό διάστημα Νοεμβρίου – Δεκεμβρίου 2020, υπερβαίνουν τις αποζημιώσεις για την



παροχή της υπηρεσίας ευελιξίας που είχαν εισπράξει στο πλαίσιο του ανωτέρω Μεταβατικού Μηχανισμού Αποζημίωσης Ευελιξίας για την ίδια ως άνω περίοδο.

Τα ποσά που πρέπει να επιστραφούν από τους παραγωγούς, λόγω της διορθωτικής εκκαθάρισης της Αγοράς Εξισορρόπησης και της ενεργοποίησης μηχανισμού “claw-back”, αποδίδονται στους Εκπροσώπους Φορτίου, στον βαθμό και στην έκταση που οι ισχύουσες κατά το κρίσιμο χρονικό διάστημα συμβάσεις προμήθειας δεν περιείχαν ρήτρα για την αναπροσαρμογή της Χρέωσης Προμήθειας βάσει των λογαριασμών προσαυξήσεων και του ΜΜΑΕΙ (Μεταβατικός Μηχανισμός Αποζημίωσης Ευέλικτης Ισχύος) και, συνεπώς, έφεραν οι ίδιοι το σχετικό οικονομικό βάρος. Ωστόσο, στην περίπτωση που τα εν λόγω κόστη μετακυλίστηκαν από τους Προμηθευτές στους Πελάτες τους, σύμφωνα με τους συμβατικούς όρους (Ρήτρα Αναπροσαρμογής), τα επιστρεπτά από τους Παραγωγούς ποσά αποδίδονται στο Ταμείο Ενεργειακής Μετάβασης, προκειμένου να υποστηριχθούν εν γένει οι καταναλωτές.

Η εφαρμογή των ανωτέρω καθορίζεται με απόφαση της ΡΑΕ.

### **Προτεινόμενη Διάταξη**

#### **Διατάξεις για την αγορά εξισορρόπησης**

(1) Εντός ενός (1) μηνός από τη θέση σε ισχύ της παρούσας διάταξης, ο Διαχειριστής της Αγοράς Εξισορρόπησης «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» υποβάλλει στη ΡΑΕ, σύμφωνα με τις κατευθύνσεις της τελευταίας, αναλυτικό και τεκμηριωμένο υπολογισμό της οικονομικής επίπτωσης, που επήλθε στην Αγορά Εξισορρόπησης κατά το χρονικό διάστημα από 1.11.2020 έως και 13.02.2021, λόγω (i) της υποβολής από τους Παρόχους Υπηρεσιών Εξισορρόπησης «Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης» με αρνητικές τιμές αλλά και (ii) του μη-εφικτού βήματος Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης ΔΕΠ σε MW, λαμβάνοντας υπόψη την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή, σύμφωνα με τα Τεχνικά Χαρακτηριστικά της Κατανεμόμενης Μονάδας Παραγωγής.

(2)

(Επιπροσθέτως, εντός ενός (1) μηνός από τη δημοσίευση του παρόντος, ο Διαχειριστής της Αγοράς Εξισορρόπησης εφαρμόζει Μηχανισμό Ανάκτησης των απροσδόκητων κερδών που απέκτησαν οι Πάροχοι Υπηρεσιών Εξισορρόπησης, οι οποίοι μετείχαν στον νέο Μεταβατικό Μηχανισμό Αποζημίωσης Ευελιξίας. Για την εφαρμογή του Μηχανισμού Ανάκτησης, ο Διαχειριστής υπολογίζει τα έσοδα από την Αγορά Εξισορρόπησης κατά τους μήνες Νοέμβριο και

Δεκέμβριο 2020 και ανακτά το μέρος αυτών που υπερβαίνει την Αποζημίωση Παρόχων Υπηρεσίας Ευελιξίας για τους ανωτέρω μήνες, σύμφωνα με την κατωτέρω σχέση:

If  $RTFRM,m \leq RBCM,m$ , then  $RT,m = RBCM,m$ , else  $RT,m = RTFRM,m$ .

όπου

$RTFRM,m$ : Αποζημίωση Υπηρεσίας Ευελιξίας, που καταβλήθηκε στους Παρόχους Υπηρεσιών Ευελιξίας, στο πλαίσιο του νέου Μεταβατικού Μηχανισμού Αποζημίωσης Ευελιξίας

$RBM,m$ : Έσοδα των Παρόχων Υπηρεσιών Εξισορρόπησης από τη συμμετοχή τους στην Αγορά Εξισορρόπησης.

$RT,m$ : Συνολικά έσοδα στο πλαίσιο του νέου Μεταβατικού Μηχανισμού Αποζημίωσης Ευελιξίας και της Αγοράς Εξισορρόπησης.

(3) Σε εφαρμογή των προβλεπομένων στις παραγράφους (1) και (2) του παρόντος άρθρου, με απόφαση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας προσδιορίζονται τα επιστρεπτέα ποσά από κάθε έναν από τους Παραγωγούς Ηλεκτρικής Ενέργειας - Παρόχους Υπηρεσιών Εξισορρόπησης, καθώς και η διαδικασία εκκαθάρισης των σχετικών χρεοπιστώσεων. Με την ολοκλήρωση των ανωτέρω υπολογισμών, ο Διαχειριστής της Αγοράς Εξισορρόπησης αποστέλλει στους Παρόχους Υπηρεσιών Εξισορρόπησης τα σχετικά παραστατικά. Οι Πάροχοι αποδίδουν στον Διαχειριστή τα αναφερόμενα ποσά εντός επτά (7) ημερών, ανεξαρτήτως τυχόν αντιρρήσεών τους.

(4) Τα επιστραφέντα ως άνω ποσά αποδίδονται από τον Διαχειριστή στους Εκπροσώπους Φορτίου, στον βαθμό και στην έκταση που δεν τιμολόγησαν τους Πελάτες τους, για τις καταναλώσεις της περιόδου Νοεμβρίου 2020 – Φεβρουαρίου 2021, στη βάση κυμαινόμενου τιμολογίου με Ρήτρα Αναπροσαρμογής, που λάμβανε υπόψη τις διακυμάνσεις των τιμών των Λογαριασμών Προσαυξήσεων 2 και 3 (ΛΠ-2 και ΛΠ-3) ή/και τη χρέωση εκ του Μεταβατικού Μηχανισμού Αποζημίωσης Ευέλικτης Ισχύος. Σε διαφορετική περίπτωση, τα εν λόγω ποσά αποδίδονται στο Ταμείο Ενεργειακής Μετάβασης. Οι σχετικές συναλλαγές εκκαθαρίζονται εντός τριών (3) μηνών από την καταβολή στον Διαχειριστή των κατά την παρ. 3 ποσών. Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας εποπτεύει την ορθή εφαρμογή του Μηχανισμού Ανάκτησης μέχρι τη διευθέτηση της επιστροφής των ποσών στους ως άνω τελικούς δικαιούχους τους.

(5) Με απόφαση της ΡΑΕ καθορίζεται κάθε θέμα σχετικό με την εφαρμογή του παρόντος άρθρου.

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 5

Ποσά εκπτώσεων που παρείχε η ΔΕΗ Α.Ε. σε καταναλωτές Μέσης και Χαμηλής Τάσης κατά το διάστημα Αυγούστου 2021 έως και Μαρτίου 2022

Τιμολόγιο	ΜΕΣΗ ΤΑΣΗ									
	Αυγ.	Σεπ.	Οκτ.	Νοε.	Δεκ.	Σύνολο 2021	Ιαν.2022	Φεβ.2022	Μαρ.2022*	
ΒΓ	0	0	0	-2.075.457	-2.237.784	-4.313.241	-2.259.151	-2.089.844	-2.303.817	
ΒΧ	0	0	0	-42.726	-39.588	-82.314	-38.624	-40.800	-48.781	
ΒΥ	0	0	0	-500.478	-518.649	-1.019.127	-513.704	-545.766	-553.176	
ΒΜ1	0	0	0	-50.638	-53.976	-104.615	-52.917	-48.863	-55.992	
ΒΜ2	0	0	0	-342.222	-307.441	-649.663	-295.792	-493.751	-378.995	
Εταιρικό ΒΕ	0	0	0	-129.851	-166.030	-295.881	-177.818	-138.097	-152.155	
Εταιρικό ΒΜ1	0	0	0	-44.843	-46.935	-91.778	0	0	0	
Εταιρικό ΒΜ2	0	0	0	-702.186	-320.720	-1.022.906	-714.165	-660.378	-751.533	
Αγροτικά	0	0	0	-99.743	-111.441	-211.183	-99.411	-80.780	-98.668	
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>				<b>-3.988.145</b>	<b>-3.802.565</b>	<b>-7.790.709</b>	<b>-4.151.583</b>	<b>-4.098.279</b>	<b>-4.343.118</b>	
	ΧΑΜΗΛΗ ΤΑΣΗ									
	Αυγ.	Σεπ.	Οκτ.	Νοε.	Δεκ.	Σύνολο 2021	Ιαν.2022	Φεβ.2022	Μαρ.2022*	
Γ1	-1.149.629	-5.636.162	-8.287.448	-12.295.558	-15.815.270	-43.184.067	-14.932.773	-16.941.755	-22.789.634	
Γ1 ΚΟΤ	-210.752	-1.023.342	-1.648.799	-2.601.050	-3.080.660	-8.564.602	-2.695.774	-3.330.275	-4.800.629	
Γ1Ν	-552.268	-2.581.039	-3.882.007	-5.582.279	-7.514.501	-20.112.094	-6.840.489	-9.056.307	-11.701.301	
Γ1Ν ΚΟΤ	-74.987	-331.840	-570.720	-870.395	-1.048.774	-2.896.716	-860.415	-1.235.860	-1.748.511	
Γ21	-542.224	-2.841.642	-4.447.073	-6.787.483	-8.109.045	-22.727.466	-6.783.769	-7.678.114	-10.520.695	
Γ22	-1.538.279	-9.819.136	-8.452.306	-7.453.618	-7.483.949	-34.747.288	-7.394.994	-7.578.416	-7.208.830	
Γ23	-86.230	-385.926	-408.632	-436.523	-500.086	-1.817.397	-492.160	-478.752	-533.629	
ΜΑΤ	-397.606	-6.373.318	-7.704.147	-7.060.027	-1.938.175	-23.473.273	-1.325.165	-1.394.261	-1.279.929	
ΦΟΠ	-76.582	-317.927	-706.344	-889.110	-2.391.967	-4.381.930	-1.215.212	-1.263.743	-1.621.391	
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>-4.628.557</b>	<b>-29.310.333</b>	<b>-36.107.476</b>	<b>-43.976.041</b>	<b>-47.882.426</b>	<b>-161.904.834</b>	<b>-42.540.751</b>	<b>-48.957.483</b>	<b>-62.204.549</b>	
* Εκτίμηση										

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 6

### Οικονομικά αποτελέσματα των εταιρειών διακριτά ανά δραστηριότητα (2019-2021)

Συγκεντρωτικά P&L καθετοποιημένων εταιρειών 2019-2021 - Κέρδη προ φόρων και ως ποσοστό επί του κύκλου εργασιών τους										
(χιλ. €)		Παραγωγή Η.Ε.			Προμήθεια Η.Ε.			Προμήθεια Φ.Α.		
		2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
ΔΕΗ	EBIDTA	<b>653,569</b>	<b>139,600</b>	<b>-1,311,000</b>	<b>-209,600</b>	<b>486,600</b>	<b>327,400</b>	<b>-1,808</b>		
	EBIT	469,165	-83,700	-1,502,600	-212,400	479,600	311,200	-1,808		
	Κέρδη προ φόρων	<b>450,428</b>	<b>-127,800</b>	<b>-1,580,500</b>	<b>-229,400</b>	<b>530,800</b>	<b>377,900</b>	<b>-1,808</b>		
	Κέρδη προ φόρων %	16.49%	-12.02%	-139.55%	-3.91%	10.72%	6.99%	-150.14%		
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	EBIDTA	<b>183,440</b>	<b>159,837</b>	<b>81,758</b>	<b>-60,902</b>	<b>-4,061</b>	<b>776</b>	<b>5,910</b>	<b>6,910</b>	<b>13,532</b>
	EBIT	158,261	116,635	35,104	-66,597	-10,942	-3,983	4,973	6,635	13,191
	Κέρδη προ φόρων	<b>153,460</b>	<b>108,719</b>	<b>29,245</b>	<b>-68,700</b>	<b>-11,516</b>	<b>-4,274</b>	<b>4,973</b>	<b>-25,462</b>	<b>13,191</b>
	Κέρδη προ φόρων %	20.58%	30.90%	7.06%	-9.14%	-2.61%	-1.07%	1.24%	-10.76%	3.54%
ELPEDISON	EBIDTA	<b>97,374</b>	<b>51,870</b>	<b>21,070</b>	<b>-10,004</b>	<b>-10,458</b>	<b>-5,251</b>	<b>-637</b>	<b>2,796</b>	<b>0</b>
	EBIT	75,796	24,195	-6,602	-10,734	-11,168	-5,894	-695	2,795	5,220
	Κέρδη προ φόρων	<b>67,500</b>	<b>16,458</b>	<b>-14,556</b>	<b>-12,054</b>	<b>-11,478</b>	<b>-6,214</b>	<b>-1,107</b>	<b>2,638</b>	<b>5,220</b>
	Κέρδη προ φόρων %	14.23%	7.19%	-6.24%	-2.08%	-3.15%	-1.87%	-2.02%	2.86%	8.65%
ΗΡΩΝ	EBIDTA	<b>60,900</b>	<b>28,658</b>	<b>11,577</b>	<b>-27,132</b>	<b>-10,436</b>	<b>-123</b>	<b>-665</b>	<b>-665</b>	<b>2,771</b>
	EBIT	47,803	16,830	-1,557	-28,322	-11,635	-981	-695	7,788	2,771
	Κέρδη προ φόρων	<b>41,161</b>	<b>7,996</b>	<b>-29,512</b>	<b>-29,712</b>	<b>-12,283</b>	<b>-1,624</b>	<b>-812</b>	<b>7,788</b>	<b>2,771</b>
	Κέρδη προ φόρων %	13.21%	9.48%	-20.19%	-4.11%	-3.27%	-0.45%	-0.30%	12.23%	4.33%

	ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η.Ε. ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ 2020			
(χιλιάδες €)	ΔΕΗ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	ELPEDISON	ΗΡΩΝ
<b>Έσοδα</b>	<b>1.063.300</b>	<b>351.879</b>	<b>229.054</b>	<b>84.375</b>
Έσοδα Ενέργειας	1.004.000	346.295	194.466	73.814
Λοιπά Έσοδα	59.300	5.584	34.588	10.561
<b>Λειτουργικό Κόστος (πλην Αποσβέσεων)</b>	<b>-923.700</b>	<b>-192.042</b>	<b>-177.184</b>	<b>-55.717</b>
Κόστος Καυσίμου (Supply Cost)	-485.400	-130.082	-119.693	-33.482
Λιγνίτης	-200.000			
Λιγνίτης Τρίτων	-1.800			
Ειδικό Τέλος Λιγνίτη				
Υγρά Καύσιμα	14.000			
Φυσικό Αέριο	-297.600	-130.082	-119.693	-33.482
Κόστος Μεταφοράς ΦΑ				
Κόστος Πρώτων Υλών εκτός Καυσίμου	-21.500			-596
Κόστος Συντήρησης λόγω Λειτουργίας				
Κόστος Εκπομπών Διοξειδίου του Άνθρακα	-255.500	-46.570	-31.688	-11.799
Αμοιβές και Έξοδα Προσωπικού	-121.500	-7.072	-5.359	-1.971
Αμοιβές Τρίτων	-2.900	-2.959	-7.935	-63
Παροχές Τρίτων		-3.428		
Ασφάλιστρα				
Έξοδα Συντήρησης	-20.000	-4.973	-11.051	-3.944
Προβλέψεις	-69.000			
Επιμερισθέντα Έξοδα Διοίκησης	-52.600			
Έσοδα/Έξοδα Προηγούμενων Χρήσεων			-1.458	-98
Λοιπά Λειτουργικά Έξοδα, πλην Αποσβέσεων	104.700	3.042		-3.764
<b>Κέρδη προ Τόκων, Φόρων και Αποσβέσεων (EBITDA) (€)</b>	<b>139.600</b>	<b>159.837</b>	<b>51.870</b>	<b>28.658</b>
Κέρδη προ Τόκων, Φόρων και Αποσβέσεων (EBITDA) (%)	13,13%	45,42%	22,65%	33,97%
Αποσβέσεις	-223.300	-43.202	-27.675	-11.828
Κέρδη προ Τόκων και φόρων (EBIT) (€)	-83.700	116.635	24.195	16.830
Κέρδη προ Τόκων και φόρων (EBIT) (%)	-7,87%	33,15%	10,56%	19,95%
Συναλλαγματικές Διαφορές	-200	59		
Λοιπά Χρηματοοικονομικά Έσοδα/ (Έξοδα)	-43.900	-7.975	-7.737	-8.834
Λοιπά Έσοδα				
<b>Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ)</b>	<b>-127.800</b>	<b>108.719</b>	<b>16.458</b>	<b>7.996</b>
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ) (%)	-12,02%	30,90%	7,19%	9,48%

	ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η.Ε. ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ 2019			
(χιλιάδες €)	ΔΕΗ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	ELPEDISON	ΗΡΩΝ
<b>Έσοδα</b>	<b>1.132.600</b>	<b>413.981</b>	<b>233.311</b>	<b>146.193</b>
<b>Έσοδα Ενέργειας</b>	1.107.700	413.977	226.698	131.283
DAM και IDM	1.082.900	383.536		
Εξισορρόπηση και Αποκλίσεις	24.800	30.441		
Λοιπά Έσοδα	24.900	4	6.613	14.910
<b>Λειτουργικό Κόστος (πλην Αποσβέσεων)</b>	<b>-2.443.600</b>	<b>-332.223</b>	<b>-212.241</b>	<b>-134.616</b>
Κόστος Καυσίμου (Supply Cost)	-731.200	-260.535	-164.939	-103.646
Λιγνίτης	-272.000			
Λιγνίτης Τρίτων	-3.800			
Ειδικό Τέλος Λιγνίτη				
Υγρά Καύσιμα	-24.400			
Φυσικό Αέριο	-431.000	-260.535	-164.939	-103.646
Κόστος Μεταφοράς ΦΑ				
Κόστος Πρώτων Υλών εκτός Καυσίμου	-27.200			
Κόστος Συντήρησης λόγω Λειτουργίας				
Κόστος Εκπομπών Διοξειδίου του Άνθρακα	-330.900	-46.517	-27.271	-17.634
Αμοιβές και Έξοδα Προσωπικού	-80.300	-6.590	-4.835	-1.798
Αμοιβές Τρίτων	-5.900	-3.914	-7.510	-137
Παροχές Τρίτων		-2.741		
Ασφάλιστρα				
Έξοδα Συντήρησης	-30.400	-4.799	-7.383	-3.851
Προβλέψεις	-80.100			
Επιμερισθέντα Έξοδα Διοίκησης	-35.500			
Έσοδα/Έξοδα Προηγούμενων Χρήσεων			-303	-73
Λοιπά Λειτουργικά Έξοδα, πλην Αποσβέσεων	-1.122.100	-7.127		-7.477
<b>Κέρδη προ Τόκων, Φόρων και Αποσβέσεων (EBITDA) (€)</b>	<b>-1.311.000</b>	<b>81.758</b>	<b>21.070</b>	<b>11.577</b>
Κέρδη προ Τόκων, Φόρων και Αποσβέσεων (EBITDA) (%)	-115,75%	19,75%	9,03%	7,92%
Αποσβέσεις	-191.600	-46654	-27672	-13134
Κέρδη προ Τόκων και φόρων (EBIT) (€)	-1.502.600	35104	-6602	-1557
Κέρδη προ Τόκων και φόρων (EBIT) (%)	-132,67%	8,48%	-2,83%	-1,07%
Συναλλαγματικές Διαφορές	-800	-359		
Λοιπά Χρηματοοικονομικά Έσοδα/ (Έξοδα)	-78.700	-6218	-7954	-7456
Λοιπά Έσοδα				-20499
<b>Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ)</b>	<b>-1580500</b>	<b>29245</b>	<b>-14556</b>	<b>-29512</b>
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ) (%)	-139,55%	7,06%	-6,24%	-20,19%

ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ Η.Ε. 2021				
(χιλιάδες €)	ΔΕΗ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ (Protergia)	ELPEDISON	ΗΡΩΝ
<b>Έσοδα</b>	<b>5.873.400</b>	<b>751.421</b>	<b>579.162</b>	<b>722.564</b>
<b>Πωλήσεις ΗΕ</b>	<b>4.618.400</b>	<b>751.421</b>	<b>579.162</b>	<b>722.564</b>
Λοιπά έσοδα	1.255.000			
<b>Κόστος Αγοράς ΗΕ</b>	<b>4.655.600</b>	<b>-776.364</b>	<b>-566.582</b>	<b>713.896</b>
	-			-
Κόστος Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Χονδρ. Αγορά	3.990.300		557.118	
Κόστος Εισαγωγών	-54.900		9.464	
Κόστος Αγορών από Τρίτους (Δευτερογενή Αγορά)	-610.400		0	
<b>Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ)</b>	<b>1.217.800</b>	<b>-24.943</b>	<b>12.580</b>	<b>8.668</b>
Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ) (%)				1,2%
	-			
Λειτουργικά Έξοδα πλην Αποσβέσεων	1.427.400	-35.959	-22.585	-35.800
<b>Κέρδη προ Φόρων, Χ/κών, Επενδ. Αποτ/των &amp; Συν. Αποσβ. (EBITDA)</b>	<b>-209.600</b>	<b>-60.902</b>	<b>-10.004</b>	<b>-27.132</b>
EBITDA (%)	-3,6%	-8,1%	-1,7%	-3,8%
Αποσβέσεις	-2.800	-5.695	729	-1.190
Λειτουργικό Κέρδος (EBIT)	-212.400	-66.597	-10.734	<b>-28.322</b>
Λειτουργικό Περιθώριο Κέρδους (EBIT Margin) (%)		-8,9%	-1,9%	-1,9%
Χρηματοοικονομικά Έξοδα	-63.600	633		
Χρηματοοικονομικά Έξοδα	46.600	-2.737	1.320	-1.390
<b>Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ)</b>	<b>-229.400</b>	<b>-68.700</b>	<b>-12.054</b>	<b>-29.712</b>
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ) (%)	-3,91%	-9,1%	-2,1%	-4,1%

**ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ Η.Ε. 2020**

<i>(χιλιάδες €)</i>	<b>ΔΕΗ</b>	<b>ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ (Protergia)</b>	<b>ELPEDISON</b>	<b>ΗΡΩΝ</b>
<b>Έσοδα</b>	<b>4.950.900</b>	<b>441.300</b>	<b>364.646</b>	<b>375.416</b>
Πωλήσεις ΗΕ	<b>3.511.700</b>	<b>439.443</b>	<b>284.195</b>	<b>337.463</b>
Λοιπά έσοδα	1.439.200	1.857	80.451	37.953
<b>Κόστος Αγοράς ΗΕ</b>	<b>2.813.100</b>	<b>-274.630</b>	<b>-231.328</b>	<b>232.507</b>
	-			-
Κόστος Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Χονδρ. Αγορά	2.000.800	-226.081	-224.244	221.632
Κόστος Εισαγωγών	-129.700	-36.923	-7.084	-10.875
Κόστος Αγορών από Τρίτους (Δευτερογενή Αγορά)	-682.600	-11.626		
<b>Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ)</b>	<b>2.137.800</b>	<b>166.670</b>	<b>133.318</b>	<b>142.909</b>
Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ) (%)	43,2%	37,8%		42,3%
	-			-
Λειτουργικά Έξοδα πλην Αποσβέσεων	1.651.200	-170.731	-143.776	153.345
<b>Κέρδη προ Φόρων, Χ/κών, Επενδ. Αποτ/των &amp; Συν. Αποσβ. (ΕΒΙΤΔΑ)</b>	<b>486.600</b>	<b>-4.061</b>	<b>-10.458</b>	<b>-10.436</b>
ΕΒΙΤΔΑ (%)	9,8%	-0,9%	-2,9%	-2,8%
Αποσβέσεις	-7.000	-6.881	-710	-1.199
Λειτουργικό Κέρδος (ΕΒΙΤ)	<b>479.600</b>	<b>-10.942</b>	<b>-11.168</b>	<b>-11.635</b>
Λειτουργικό Περιθώριο Κέρδους (ΕΒΙΤ Margin) (%)	9,7%	-2,5%	-3,1%	-3,1%
Χρηματοοικονομικά Έξοδα	-1.600	-574	-768	-657
Χρηματοοικονομικά Έσοδα	52.800		458	9
<b>Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ)</b>	<b>530.800</b>	<b>-11.516</b>	<b>-11.478</b>	<b>-12.283</b>
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ) (%)	10,7%	-2,6%	-3,1%	-3,3%



(χιλιάδες €)	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ Η.Ε. 2019			
	ΔΕΗ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ (Protergia)	ELPEDISON	ΗΡΩΝ
<b>Έσοδα</b>	<b>5.403.000</b>	<b>400.148</b>	<b>332.790</b>	<b>357.640</b>
<b>Πωλήσεις ΗΕ</b>	<b>3.793.700</b>	<b>394.437</b>	<b>231.161</b>	307.774
Λοιπά έσοδα	1.609.300	5.711	101.629	49.866
<b>Κόστος Αγοράς ΗΕ</b>	<b>-3.572.200</b>	<b>-266.782</b>	<b>-221.772</b>	<b>-226.916</b>
Κόστος Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Χονδρ. Αγορά	-2.535.200	-179.689	-205.741	-208.524
Κόστος Εισαγωγών	-146.500	-69.955	-16.031	-18.392
Κόστος Αγορών από Τρίτους (Δευτερογενή Αγορά)	-890.500	-17.138		
<b>Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ)</b>	<b>1.830.800</b>	<b>133.366</b>	<b>111.018</b>	<b>130.724</b>
Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ) (%)	33,9%	33,3%	33,4%	
Λειτουργικά Έξοδα πλην Αποσβέσεων	-1.503.400	-132.590	-116.269	-130.847
<b>Κέρδη προ Φόρων, Χ/κών, Επενδ. Αποτ/των &amp; Συν. Αποσβ. (EBITDA)</b>	<b>327.400</b>	<b>776</b>	<b>-5.251</b>	<b>-123</b>
EBITDA (%)	6,1%	0,2%	-1,6%	
Αποσβέσεις	-16.200	-4.759	-643	-858
Λειτουργικό Κέρδος (EBIT)	<b>311.200</b>	<b>-3.983</b>	<b>-5.894</b>	<b>-981</b>
Λειτουργικό Περιθώριο Κέρδους (EBIT Margin) (%)	5,8%	-1,0%	-1,8%	
Χρηματοοικονομικά Έσοδα	69.900		364	11
Χρηματοοικονομικά Έξοδα	-3.200	-291	-684	-654
<b>Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ)</b>	<b>377.900</b>	<b>-4.274</b>	<b>-6.214</b>	<b>-1.624</b>
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ) (%)	7,0%	-1,1%	-1,9%	-0,5%

(χιλ. €)	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ Φ.Α. 2021			
	ΔΕΗ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	ELPEDISON	ΗΡΩΝ
<b>Έσοδα</b>	<b>1.204</b>	<b>401.835</b>	<b>54.758</b>	<b>267.774</b>
<b>Πωλήσεις Φ.Α.</b>	<b>1.204</b>	<b>397.283</b>	<b>54.758</b>	<b>267.774</b>
Λοιπά έσοδα		4.552		
<b>Κόστος Αγοράς Φ.Α. / Άμεσο Κόστος</b>	<b>-2.713</b>	<b>-360.069</b>	<b>-53.687</b>	<b>-265.141</b>
<b>Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ)</b>	<b>-1.509</b>	<b>41.766</b>	<b>1.070</b>	<b>2.633</b>
Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ) (%)		10,39%	1,95%	0,98%
<b>Λειτουργικά Έξοδα, πλην Αποσβέσεων</b>	<b>-298</b>	<b>-35.856</b>	<b>-1.707</b>	<b>-3.298</b>
<b>EBITDA</b>	<b>-1.808</b>	<b>5.910</b>	<b>-637</b>	<b>-665</b>
EBITDA (%)	-150,1%	1,5%	-1,2%	-0,2%
Αποσβέσεις		-937	-49	-30
<b>Λειτουργικό Κέρδος (EBIT)</b>	<b>-1.808</b>	<b>4.973</b>	<b>-686</b>	<b>-695</b>
Λειτουργικό Περιθώριο Κέρδους (EBIT Margin) (%)	-150,1%	1,2%	-1,3%	-0,3%
Χρηματοοικονομικά Έσοδα			8	
Χρηματοοικονομικά Έξοδα			-429	-117
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ)	-1.808	4.973	-1.107	-812
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ) (%)	-150,1%	1,2%	-2,0%	-0,3%

(χιλ. €)	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ Φ.Α. 2020			
	ΔΕΗ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	ELPEDISON	ΗΡΩΝ
<b>Έσοδα</b>		<b>236.534</b>	<b>92.152</b>	<b>63.690</b>
<b>Πωλήσεις Φ.Α.</b>		<b>231.072</b>	<b>89.271</b>	<b>63296</b>
<b>Λοιπά έσοδα</b>		5.462	2.881	394
<b>Κόστος Αγοράς Φ.Α. / Άμεσο Κόστος</b>		<b>-176487</b>	<b>-79.159</b>	<b>-54519</b>
<b>Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ)</b>		60.047	12.993	9.171
Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ) (%)		25,39%	14,10%	14,40%
<b>Λειτουργικά Έξοδα, πλην Αποσβέσεων</b>		<b>-53.137</b>	<b>-10.197</b>	<b>-1.383</b>
<b>EBITDA</b>		6.910	2.796	7.788
EBITDA (%)		2,92%	3,03%	12,23%
Αποσβέσεις		-275	-1	
<b>Λειτουργικό Κέρδος (EBIT)</b>		6.635	2.795	7.788
Λειτουργικό Περιθώριο Κέρδους (EBIT Margin) (%)		2,81%	3,03%	12,23%
Χρηματοοικονομικά Έξοδα		-32.097	-170	
Χρηματοοικονομικά Έσοδα			<b>13</b>	
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ)		-25.462	2.638	7.788
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ) (%)		-10,76%	2,86%	12,23%

(χιλ. €)	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ Φ.Α. 2019			
	ΔΕΗ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	ELPEDISON	ΗΡΩΝ
Έσοδα		372.814	60.375	63.921
Πωλήσεις Φ.Α.		370.522	60.375	63.921
Λοιπά έσοδα		2.292		
<b>Κόστος Αγοράς Φ.Α. / Άμεσο Κόστος</b>		<b>-292.973</b>	<b>-55.149</b>	<b>-60.908</b>
<b>Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ)</b>		<b>79.841</b>	<b>5.226</b>	<b>3.012</b>
Περιθώριο Συνεισφοράς (ΠΣ) (%)		21,42%	8,66%	4,71%
Λειτουργικά Έξοδα, πλην Αποσβέσεων		-66309	-6,00	-241
<b>EBITDA</b>		<b>13.532</b>	<b>5.220</b>	<b>2.771</b>
EBITDA (%)		3,63%	8,65%	4,33%
Αποσβέσεις		-341		
<b>Λειτουργικό Κέρδος (EBIT)</b>		<b>13.191</b>	<b>5.220</b>	<b>2.771</b>
Λειτουργικό Περιθώριο Κέρδους (EBIT Margin) (%)		3,54%	8,65%	4,33%
Χρηματοοικονομικά Έσοδα				
Χρηματοοικονομικά Έξοδα				
<b>Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ)</b>		<b>13.191</b>	<b>5.220</b>	<b>2.771</b>
Κέρδη Προ Φόρων (ΚΠΦ) (%)		3,54%	8,65%	4,33%

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 7

### Παράθεση επιμέρους υπολογισμών της Μεθοδολογίας υπολογισμού Μεικτού Περιθωρίου Κέρδους Παραγωγής στη χονδρεμπορική αγορά ανά τεχνολογία

Στο παρόν παράρτημα παρατίθενται τα στοιχεία χρεοπιστώσεων τα οποία προκύπτουν από τη συμμετοχή στη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε τεχνολογία από την έναρξη λειτουργίας της αγοράς υπό το πλαίσιο του Μοντέλου Στόχου. Ακόμα, παρατίθενται οι όγκοι συναλλαγών οι οποίοι διαμορφώνουν το πρόγραμμα αγοράς καθώς και οι απολογιστικοί όγκοι παραγόμενης ενέργειας ανά τεχνολογία. Τέλος παρατίθεται η διαμόρφωση του κόστους παραγωγής σύμφωνα με το πραγματικό επίπεδο φόρτισης των μονάδων και τα δηλωθέντα στοιχεία κόστους των συμμετεχόντων, τα οποία εμπεριέχουν τις συνιστώσες του κόστους καυσίμου και των λοιπών μεταβλητών κοστών.

Πίνακας 13. Αποτελέσματα χρεοπιστώσεων DAM & IDM ανά τεχνολογία (σε εκατ. €)

	202011	202012	202101	202102	202103	202104	202105	202106	202107	202108	202109	202110	202111	202112	202201	202202	202203
ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ	30.70	51.51	32.15	24.40	36.07	22.90	11.89	20.93	47.60	82.15	52.46	80.75	75.02	122.57	129.74	94.50	191.26
ΥΗΣ	6.65	8.37	37.48	42.57	12.63	13.91	18.63	26.77	43.12	54.29	23.49	36.20	32.73	177.42	140.33	33.14	52.07
Φ.Α.	89.60	122.59	102.39	56.40	86.30	108.93	94.72	176.76	258.96	297.47	286.46	412.42	450.52	516.40	375.42	347.27	581.93
ΑΠΕ	0.61	0.98	0.94	0.67	0.68	0.61	0.59	0.41	2.12	2.47	3.36	6.63	8.31	9.19	7.25	7.13	13.25
Σύνολο	127.56	183.45	172.96	124.04	135.67	146.34	125.83	224.87	351.80	436.39	365.77	536.00	566.58	825.59	652.74	482.04	838.51

Πίνακας 14. Αποτελέσματα όγκων συναλλαγών στις αγορές DAM & IDM -Διαμόρφωση Προγράμματος Αγοράς- ανά τεχνολογία (σε GWh)

	202011	202012	202101	202102	202103	202104	202105	202106	202107	202108	202109	202110	202111	202112	202201	202202	202203
ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ	548	808	599	473	619	355	182	213	437	622	367	399	318	492	543	438	674
ΥΗΣ	100	113	658	799	197	192	264	294	397	386	152	151	121	700	612	135	159
Φ.Α.	1,570	1,910	1,820	989	1,424	1,622	1,417	2,011	2,470	2,373	2,070	1,981	1,848	1,932	1,520	1,550	2,026
ΑΠΕ	13	18	19	15	12	10	10	5	21	22	26	34	37	43	33	34	50
Σύνολο	2,231	2,848	3,097	2,276	2,253	2,180	1,873	2,522	3,324	3,403	2,615	2,565	2,325	3,167	2,709	2,158	2,909

Πίνακας 15. Αποτελέσματα χρεοπιστώσεων ΒΜ ανά τεχνολογία (σε εκατ. €)

	202011	202012	202101	202102	202103	202104	202105	202106	202107	202108	202109	202110	202111	202112	202201	202202	202203
ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ	15.73	13.20	3.48	8.40	5.11	5.97	20.34	7.30	4.71	5.36	1.14	0.75	0.35	4.10	2.58	0.16	6.36
ΥΗΣ	27.55	34.52	13.91	13.38	13.09	7.44	12.67	14.64	20.12	21.98	19.16	35.88	36.82	48.23	34.01	23.40	69.64
Φ.Α.	34.54	38.67	25.46	27.73	26.92	23.95	15.14	29.13	14.70	12.58	10.45	17.62	22.46	31.78	51.93	19.97	25.76
ΑΠΕ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Σύνολο	77.82	86.38	42.85	49.50	45.11	37.36	48.15	51.07	39.53	39.91	30.75	54.24	59.63	84.11	88.52	43.53	101.77

Πίνακας 16. Αποτελέσματα χρεοπιστώσεων κατά την εκκαθάριση αποκλίσεων ανά τεχνολογία (σε εκατ. €)

	202011	202012	202101	202102	202103	202104	202105	202106	202107	202108	202109	202110	202111	202112	202201	202202	202203
ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ	-1.82	-3.16	-0.71	-0.98	-0.81	-0.14	0.50	-0.64	0.59	-2.88	-1.91	-6.26	-4.35	-7.92	-6.48	-2.30	-13.30
ΥΗΣ	-1.57	-2.83	-2.66	-0.21	0.31	0.24	-0.54	-0.43	-0.25	-0.19	-0.10	-0.08	-0.28	0.36	-0.62	-0.23	0.27
Φ.Α.	-2.88	-4.08	-2.11	-3.33	-3.30	-2.63	-2.16	-2.28	-1.59	-1.43	-1.30	-4.18	0.09	-1.97	-2.52	-1.61	-3.78
ΑΠΕ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Σύνολο	-6.28	-10.08	-5.48	-4.52	-3.80	-2.54	-2.21	-3.35	-1.25	-4.50	-3.31	-10.52	-4.53	-9.54	-9.62	-4.14	-16.81

Πίνακας 17. Συνολικά Αποτελέσματα χρεοπιστώσεων ανά τεχνολογία (σε εκατ. €)

	202011	202012	202101	202102	202103	202104	202105	202106	202107	202108	202109	202110	202111	202112	202201	202202	202203
ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ	44.60	61.55	34.92	31.81	40.36	28.72	32.73	27.59	52.90	84.63	51.68	75.23	71.02	118.76	125.84	92.35	184.33
ΥΗΣ	32.64	40.05	48.73	55.73	26.03	21.59	30.76	40.98	62.99	76.08	42.56	71.99	69.27	226.01	173.72	56.31	121.97
Φ.Α.	121.26	157.18	125.75	80.80	109.92	130.25	107.69	203.62	272.08	308.62	295.61	425.86	473.07	546.21	424.83	365.64	603.91
ΑΠΕ	0.61	0.98	0.94	0.67	0.68	0.61	0.59	0.41	2.12	2.47	3.36	6.63	8.31	9.19	7.25	7.13	13.25
Σύνολο	199.11	259.76	210.33	169.01	176.99	181.17	171.77	272.59	390.09	471.81	393.21	579.71	621.67	900.17	731.64	521.42	923.46

Πίνακας 18. Απολογιστικό μεταβλητό κόστος παραγωγής ανά τεχνολογία (σε εκατ. €)

	202011	202012	202101	202102	202103	202104	202105	202106	202107	202108	202109	202110	202111	202112	202201	202202	202203
ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ	49.85	70.65	55.16	50.68	66.11	43.10	38.16	31.08	53.35	76.94	48.84	53.78	40.18	69.68	85.47	70.57	127.53
ΥΗΣ	0.61	0.59	2.21	2.56	0.82	0.65	0.97	1.09	1.49	1.36	0.71	0.75	0.69	2.42	2.03	0.61	1.00
Φ.Α.	63.88	85.88	86.47	50.59	78.84	99.87	82.13	144.58	197.23	208.12	227.94	307.22	392.58	381.68	384.47	313.72	463.59
ΑΠΕ	0.63	0.66	0.71	0.55	0.53	0.48	0.42	0.29	0.78	0.87	1.02	1.32	1.32	1.72	1.39	1.43	1.73
Σύνολο	114.97	157.77	144.54	104.38	146.29	144.10	121.67	177.04	252.84	287.30	278.52	363.07	434.77	455.50	473.36	386.33	593.86

Πίνακας 19. Απολογιστικοί όγκοι παραγωγής ανά τεχνολογία (σε GWh)

	202011	202012	202101	202102	202103	202104	202105	202106	202107	202108	202109	202110	202111	202112	202201	202202	202203
ΛΙΓΝΙΤΙΚΑ	619	829	582	518	644	411	363	254	459	622	358	361	297	471	509	413	672
ΥΗΣ	206	197	743	864	275	218	328	367	500	459	240	253	234	815	682	206	338
Φ.Α.	1,392	1,840	1,658	838	1,380	1,655	1,274	1,936	2,383	2,233	1,974	1,871	1,881	1,882	1,553	1,464	2,149
ΑΠΕ	17	17	19	15	14	13	11	8	21	23	27	35	35	46	37	38	46
Σύνολο	2,233	2,883	3,003	2,234	2,313	2,297	1,976	2,565	3,363	3,337	2,598	2,521	2,446	3,213	2,782	2,121	3,204

## Ενότητα II: Προτάσεις της ΡΑΕ προς τον ACER

### στο πλαίσιο του ACER's Assessment Report of the EU Wholesale Electricity Market Design

Οι θέσεις έχουν κοινοποιηθεί στο Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ) και στη Μόνιμη Ελληνική Αντιπροσωπεία (ΜΕΑ) στις Βρυξέλλες τον Απρίλιο 2022

## **General Comments**

RAE strongly supports an active role and leadership from European Energy Regulators, through harmonized and ambitious regulatory actions.

To our opinion, the EC as well as the European citizens are challenging the existing market design, requesting also for ex-ante regulation and radical actions. ACER's report seems to consider the ongoing excessive wholesale spot prices as extreme shocks that may require temporary emergency measures.

Although we strongly agree that there already exist tools for hedging and support schemes for the energy transition, as described in section 3.2, the report undermines the fact that remaining spot electricity and gas prices affect forward markets, hedging tools and confidence for energy investments.

The report does not seem to tackle in a permanent manner the prevailing scenario as shaped by recent conditions. If spot prices remain high for 2022 and most probably for 2023, then forward products, hedging tools and retail prices will be affected in all MS. At the same time, those exceptional prices do not seem to create confidence for new investments (scarcity/exceptional price signals), as investors see those excess revenues -if finally not taxed- as exceptional windfall profits and not as a price signal to invest.

We consider that ex-ante regulation and radical actions on wholesale spot prices is needed towards eliminating excessive prices and profits, enhancing affordability of prices and not endangering public support for the energy transition.

We think that experience from mature American markets, such as PJM, as well as experience from the ongoing energy crisis in Europe and the recent in Texas, require thorough consideration, without challenging the main focus of European market design i.e. market coupling and cross-border electricity trade.

We suggest ACER to consider:

- **Ex-ante dynamic revenue clawback mechanism on excess profits from the wholesale markets (Annex I & II)**



- **Ex-ante power market mitigation rules that permanently eliminate price spikes (Annex I)**
- **CfDs (“Contracts for Differences”), possibly combined with aggregator (single buyer) model, both for attracting new investments as well as ex-ante revenue clawback mechanism (Annex II)**

Moreover, as mentioned in 24/25<sup>th</sup> March Conclusions, “Therefore, the European Council looks forward to the comprehensive and ambitious plan, elaborated in close coordination with Member States, that the Commission will submit to this effect by the end of May 2022. National circumstances and Member States’ energy mix will be taken into account”, MS with high dependence on natural gas in energy mix should be taken into account, supplementary to the interconnection level. **This could mean higher flexibility of NRAs.**

Moreover, we consider that ACER should play an international role, through enhancing cooperation with Regulatory institutions of other countries. We don’t consider that excessive prices in TTF/JKM (compared to domestic prices in Russia and spot prices in Henry Hub) should be considered just as market dynamics. Supplementary to the examination of potential speculation we propose:

- **A mechanism for central negotiation for European Gas (see Annex III)**
- **Enhancement of gas market coupling among regions**

On the latter, we consider that like the consideration of anti-dumping policies within the World Trade Organization, where clauses are incorporated in the GATT agreement to enhance international competition, dual energy pricing and fair energy pricing clauses should also be considered. The legal notice in Annex IV describes actions that EU could take within WTO e.g. against Russia due to its state policy, but this could also be explored through regulatory initiatives e.g. through ACER/FERC (Federal Energy Regulatory Commission) agreements on profit spread monitoring and fair pricing and the proposed mechanism for central negotiation of European gas **(see Annex IV).**

Europe should aim for enhancing its competitiveness, through ensuring low energy prices, supplementary to energy security. We don't solve our competitiveness problem in international arena through only multi-source imports mix.

Ongoing exceptionally high natural gas prices, requires the creation of regulatory sandbox towards tackling exceptional cases through measures such as:

- price caps on gas wholesale markets
- daily price guardrails on gas wholesale prices
- time-limited options to allow trading with only physical delivery, towards eliminating potential speculation.
  - Even LME radically intervened in the Rulebook of nickel prices

If we don't act radically, prevailing energy prices and Ukraine war might trigger other metal and other commodity prices, creating new crises e.g. food chain.

In this light, policy options for the short-term should focus on the following principles:

- intervening on the price formation, rather than only on the quantity
- taking the form of emergency interventions, responding to extraordinary stress in the market under well-defined trigger and exit clauses, and therefore time-limited in nature

**We require actions and leadership.**

## **Specific Comments**

1. **In Section 4** of the Report, we suggest adding the following red-coloured text:

“In particular, this chapter focuses on:

- the need to ensure more affordable, secure and sustainable energy,
- the need to manage uncertainty and enhance social cohesion around the energy transition
- the need to drive substantial investments in renewable generation; and
- the challenges in complementing increasing shares of intermittent renewable electricity, not least tackling rising volatility and enhancing flexibility of the power system.”

2. **In Section 5** of the Report, we suggest adding the following text as last paragraph of the section: “Taking into account the specific condition of each MS, especially with high dependence on natural gas in power energy mix supplementary to the interconnection level, MS (through NRAs) should have the necessary flexibility to design a proper action against the extra-ordinary prices, subject to consultation with ACER and neighboring countries.”

3. **In Section 8** of the Report, we believe that “Increasing the flexibility of the power system” can not be achieved through only preserving the wholesale price signal, as investors e.g. in storage systems, hybrid systems and demand side assets seem unwilling to invest with scarcity and exceptional high price signals. This is the reason that MSs are submitting State Aid policies for approvals by the DG Competition on CfDs and CRMs or implement national policies towards enhancing demand side energy efficiency and flexibility.

- i. Therefore, we suggest adding a new sub-measure (in Measure 5) mentioning that Flexibility can also be implemented through CfDs (“Contracts for Differences”), possibly combined with aggregator (single buyer) model (see Annex II), well-designed Capacity Remuneration Mechanisms and policies that enhance demand-side, flexibility and energy efficiency

- i. we understand that the comments by several NRAs in draft ACER Report on CRM was not to exclude it, but to adjust it to **well-designed CRM so as to concern flexibility resources.**

**4. In Section 8 of the Report, we strongly support the measure of a “relief valve” in case of excessive and sustaining high wholesale prices.**

- i. **We suggest ACER to consider examining power mitigation measures**, as done in mature wholesale electricity markets in USA, Canada and Australia (IESO in Canada<sup>23</sup> and the Australian Competition and Consumer Authority<sup>24</sup> and considering the long-standing experience in USA markets<sup>25</sup>).
- ii. We suggest moving towards ex-ante regulation and power mitigation options (supplementary to the comprehensive ex-post REMIT framework), that would ex-ante eliminate sustaining excessive profits and wholesale prices. As this is a challenging task, we suggest that a **new sub-measure to be added in Measure 9**, “Consider ex-ante regulation and power mitigation options towards offsetting sustaining excessive prices and profits, based on mature wholesale energy markets in USA, Australia and Canada”. We make specific proposal (see **Annex I**), that could be examined by ACER.

**5. In Section 8 of the Report, we suggest adding the following, red-coloured text:**

- i. “for efficient and accelerated roll-out of low-carbon generation and grid infrastructure and coordination on security of supply”.
- ii. RAE proposes “An EU Energy Purchase Platform to secure supply of gas, LNG and hydrogen” (see Annex III), to be included in ACER Report as distinct sub-measure

---

<sup>23</sup> [https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP\\_Market-Power-Mitigation\\_Chapter\\_V2.ashx](https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP_Market-Power-Mitigation_Chapter_V2.ashx)

<sup>24</sup> <https://www.accc.gov.au/system/files/Appendix%209%20-%20HoustonKemp%20-%20International%20review%20of%20market%20power%20mitigati....pdf>

<sup>25</sup>

[https://www.ceer.eu/documents/104400/6533384/Session+4+Market+Monitoring\\_CHATTEJEE\\_N\\_FERC.pdf/d111e7d7-00c7-acfa-571c-5a2583c60aaf](https://www.ceer.eu/documents/104400/6533384/Session+4+Market+Monitoring_CHATTEJEE_N_FERC.pdf/d111e7d7-00c7-acfa-571c-5a2583c60aaf)

(in Measure 8) or new Measure 9 in “Tackling non-market barriers and political stumbling blocks” category.

- i. EC already hosted its first meeting of EU Energy Purchase Platform to secure supply of gas, LNG and hydrogen, Mentioning “It will make use of existing coordination structures for security of supply (Gas Coordination Group, including network of gas operators ENTSO-G)”. Once ENTSO-G is involved, ACER should be present with specific proposal [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_2387](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_2387)

**6. In Section 8** of the Report, we suggest adding a **new sub-measure (in Measure 9)** “Creating a regulatory sandbox towards tackling sustaining high prices in natural gas markets”

- time-limited options to allow trading with only physical delivery, towards eliminating potential speculation.
- price caps on gas wholesale markets
- daily price guardrails on gas wholesale prices
  - Even LME radically intervened in the Trading Rulebook of nickel prices

**7. In Section 8** of the Report, we suggest adding a **new sub-measure (in Measure 9)** “International initiatives towards enhancing market coupling among regions in the world and ensuring fair competition within the World Trade Organization (WTO) members”

Like the consideration of anti-dumping policies within the World Trade Organization, where clauses are incorporated in the GATT agreement to enhance international competition, dual energy pricing and fair energy pricing clauses could also be considered. The legal notice in Annex IV describes actions that EU could take within WTO e.g. against Russia due to its state policy, but this could be explored through specific clauses within WTO agreements as well as through regulatory initiatives e.g. through ACER/FERC (Federal Energy Regulatory Commission) agreements on profit spread monitoring and fair pricing (**Annex IV**).

## Annex I. Ex-ante regulation in wholesale electricity markets

We suggest that there is a need to consider moving from ex-post conduct analysis towards ex-ante regulation in some cases.

This raises from the following fact: in case a systematic bidding strategy is considered as market manipulation (according to REMIT) and/or even in case of legal bidding (according to REMIT), then we either have a market distortion and/or excessive profits.

Instead of complex and long-lasting ex-post procedures, towards implementing conduct analysis and imposing a charge/fine and/or revenue clawback, we consider that ex-ante regulation could be more effective. This could take place through ex-ante regulation in the form of non-compliance charges for market manipulation and/or excessive profits. Inevitably ex-post analysis will always be in place, but ex-ante regulation will act pro-actively in avoiding potential future market abuse, eliminating market concentration and excess profits. A coherent and stable legal environment would welcome approaches that could ex-ante identify such rules.

### Annex I.1 Ex-ante power mitigation for smoothing sustaining excessive prices

**Case B.** Ex-ante power market mitigation leads to mitigation of excessive spot prices and market concentration, without distorting cross-border trade if harmonized it is implemented among MS in a harmonized manner.

Indicative ex-ante regulation (in case of either portfolio or unit-based design) is the following:

- In case of excessive prices and energy bids, the Market Monitoring team implements conduct investigation and the consequences of this bidding behavior, towards identifying ex-ante rules, such as the imposition of a penalty/fine, incorporated as permanent ex-ante regulation
- Indicative ex-ante rules of power mitigation: If (weighted average price level) of energy bids are  $\pm X\%$  (in order to cover sustaining low or negative prices) below or above their cost-based Default Energy Bids (DEBs)<sup>26</sup> for more than Y days a month, then a impose a ex-ante fee/penalty

---

<sup>26</sup> Default Energy Bids concern (aggregate) supply curves (in case of portfolio) for each time period (1 hour for DAM/IDM, 15 minutes for Balancing), that could be formed based on the following assumptions:

- short-run variable costs of conventional assets of the portfolio,

- Indicative levels of those thresholds X%, Y are  $\pm 50\%$  (or 25€/MWh as suggested by IESO report in page 31) and 5 days per month, respectively.
- Assets with almost zero variable costs might be tackled differently, as difference in % level for almost zero value has no meaning.
- Indicative ex-ante rules that discourage aggressive bidding could be calculated considering
  - the volume of capacity for each hour that has been bid above the threshold,
  - the running counter of violations within a month, starting from the day where violations are higher than the value of Y.
  - Indicative penalty: each day of violation is penalized by Volume of violation (MWh) \* MCP \* (Count of days within month with violations – 5), of course when count >5 days (if this day limit is accepted)
- Market abuse does not only concern market participants with significant market power, but all market participants.
- This scheme eliminates excessive price spikes (and profits), without imposing price caps.

#### Annex I.2 Ex-ante revenue clawback mechanism on excessive profits and

**Case A.** Ex-ante regulation in the form of dynamic revenue clawback ensures price affordability and social cohesion, without affecting market coupling and cross-border trade.

Indicative ex-ante regulation (in case of either portfolio or unit-based design) is the following:

- If spread (e.g. clean dark, clean spark etc.) is above a threshold e.g. X (euro/MWh) for more than two months within a year,
  - the Monitoring team initiates a conduct investigation for inframarginal assets about the reasons of this deviation and the consequences of this bidding behavior and
  - proposes the imposition of a revenue clawback
  - proposes the imposition of relevant ex-ante regulation

---

• for large hydro, hybrid assets and merchant RES, besides short-run variable costs, opportunity costs and reference costs for LCOE could be used

- The levels of those thresholds depend on the portfolio assets, technology mix, techno-economic parameters (variable/LCOE and date of investment) etc. Forward products, hedging strategies and potential discounts could also be considered.
- Revenue clawback is like the excess profit taxation, with the difference of its early and effective implementation, ensuring pro-active support of consumers.



Annex II: CfDs (“Contracts for Differences”), possibly combined with aggregator (single buyer) model, both for attracting new investments as well as ex-ante revenue clawback mechanism

- CfDs could be used both for long—term **support of investments in new generation**, while CfD “strike” price assumptions could **drive revenue claw back** for existing assets.
- The crucial issue in CfDs is setting **strike prices** per technology type (e.g. natural gas, lignite/coal, nuclear, hydro, wind, PVs).
- These contracts can take the form of “one-way contracts-for-difference”, where the generators pay back the difference between the market price and the “strike” price set in the contract/clawback mechanism (new assets/existing assets), over a given period of time.
- This scheme is already used for supporting renewables’ penetration i.e. through FiP schemes, which however are considered as two-way CfDs, where the generator pays back the difference between the strike price and the market price when this is positive, and receives a payment when the difference is negative.
- **The “strike” price can be established administratively by the NRA** in case of revenue clawback mechanism of retroactive nature for existing assets, while for new investments it can be used as a starting price in competitive processes, usually adopting pay-as-bid rules.

## Annex III: An EU Purchase Platform to secure supply of gas, LNG and hydrogen

The European gas prices do not reflect the commodity cost but are market driven and determined mainly by market expectations. Moreover, the market power of each one of the European supply companies is very small to negotiate a long-term contract with favorable terms. Centrally negotiated contracts for the baseload needs of European customers could help achieving better contract prices and terms.

### Proposed Mechanism

- By June of each year, ENTSO-G, in cooperation with ENTSOE-E and under the supervision of ACER, provides an overall estimate of gas demand evolution e.g. over the next 3 years (expected daily demand).
- ENTSO-G collects the gas demand profiles from all interested countries (where TSOs gather info by wholesale suppliers in each country) to form the aggregate demand curve for the base-load European gas demand.
- By July of each year, all TSOs must call for annual capacities' allocation for pipeline interconnections, according to the ENTSO-G annual calendar.
- By July of each year, all European LNG terminals Operators must call for annual capacities' allocation, irrespective of their operation model (through auctions of slots for ship unloadings, first-come-first-served bookings etc). It is suggested that 5-year ahead bookings are ensured.
- At the same time, all European Storage Operators must also call for bookings for filling their storages, either commercially or according to the relevant obligations set by each Member State. Indicatively 80% by 1<sup>st</sup> November, 50% by 1<sup>st</sup> May.
- Each TSO, LNG Terminal and Storage Operator sends to ENTSO-G the annual profile of the gas capacity that has been booked cumulatively by all suppliers (for the 5-year period). The information sent must make clear the quantities from the LNG Terminal and pipelines that will be directed to the Storages, to avoid double-counting.

- By July of each year, following the above steps, all interested wholesale suppliers inform national RA, national TSO, ENTSO-G and EC Gas Coordination Group on the volumes it plans to ask for central negotiations.
- ENTSO-G creates aggregated demand curves to be used for negotiations over the next e.g. 3 years.
- EC Gas Coordination Group approves the plan and the aggregated curves, where each Member State may decide to propose amendments of the requested profile, if it deems that the suppliers' bookings are not sufficient based on historical data.
  - The EC Gas Coordination Group may amend the plan to ensure Security of Supply.
- In collaboration with EFET, the European Commission negotiates long-term contracts for the requested quantities.
  - The negotiation may include optional LNG cargoes in case peak demand has to be covered for Security of Supply. European Funds may cover the cancellation fees in case those quantities are not actually needed.
- The contracts foresee the delivery of LNG ships to the European LNG Terminals according to the requested profiles and according to the available pipeline routes to reach the storages.
- TSOs shall allow discounts on transportation cost for alterations in pipeline long-term capacity bookings to facilitate the above process, especially the filling of the storages.

## Annex IV: Regulatory/Legal options under international economic law in view of the surge of spot natural gas prices

(requested by RAE from Asst. Professor of International Law Anastasios Gourgourinis)

### 1. Imposition of temporary price controls or an exceptional tax on super profits

In principle, the **imposition of temporary price controls** (in the form of price caps or price limits) for spot natural gas transactions, **as well as the imposition of an exceptional tax on super profits** from spot natural gas transactions, **are legally available options**, especially in view of the recent excessive rise of spot natural gas prices. Both options fall within the scope of the legitimate right to regulate in the public interest enjoyed by the EU and its member states. There does not exist a horizontal, explicit prohibition of the imposition of temporary price controls or exceptional taxes on super profits under international economic law, provided that such imposition is implemented through the adoption of *bona fide* non-discriminatory measures of general application properly designed to achieve legitimate public policy objectives. On the contrary, Article III:9 of GATT 1994 expressly provides for the possibility of internal maximum price control measures, provided that such measures do not discriminate against imported products. The only obligation of a WTO member imposing a price cap is to justify the measure and to show that it has taken the interests of other exporting WTO Members into account.

Even assuming *arguendo* that the imposition of temporary price controls for spot natural gas transactions, as well as the imposition of an exceptional tax on super profits from spot natural gas transactions, were to violate the international obligations of the EU and its Member States (e.g. as a violation of the principle of national treatment under Article III of GATT 1994, or as an illegal expropriation under an international investment treaty which may cover a spot natural gas cargo shipper and trader), these violations could still be legally justified on the basis of the general and security exceptions provided under the various instruments of international economic law and customary international law. By way of illustration, Article XX(j) of GATT 1994 explicitly provides that nothing in the said agreement prevents WTO members from adopting or applying measures which are essential to the acquisition or distribution of products in general or local short supply. Moreover, Article XXI of GATT 1994 provides that nothing in the said agreement

shall be interpreted to prevent a WTO Member from taking any action which it considers necessary for the protection of its essential security interests, inter alia, taken in time of war or other emergency in international relations, and similar is the provision of Article 24 of the 1994 Energy Charter Treaty. In addition, customary international law does provide for the possibility of invoking the state of necessity as a ground for precluding international wrongfulness, if a certain action is the only way for a state to safeguard an essential interest against a grave and imminent peril.

## **2. Actions of the EU institutions against other WTO members/natural gas exporters**

It is a different matter whether and how the EU institutions may take action against other WTO members that are exporters of natural gas to the EU. If it is proven that a gas-exporting WTO member provides sufficient incentives or disincentives for its producers and exporters to export natural gas to the EU at inflated prices, i.e. exerts maximum possible pressure on the private sector to export at prices excessively higher than domestic natural gas prices, this could constitute a violation of Article XI:1 of GATT 1994 that prohibits quantitative export restrictions. Accordingly, the EU may have recourse to the dispute settlement mechanism of the WTO against the said WTO member that exports natural gas.

**In the case of WTO members, such as Russia,** that export natural gas to the EU *and* follow **energy dual pricing policies,** other options perhaps exist. Dual energy pricing is a practice of maintaining a low domestic energy price with a significantly higher energy export price, often through monopolistic state-owned enterprises. Dual pricing provides low-cost energy to domestic industries and potentially distorts competition. It would have been possible for WTO law to regulate or prohibit energy dual pricing, but it does not; this is in contradistinction, for instance, to the 2014 European Union–Ukraine Association Agreement which explicitly prohibits dual pricing of energy goods (Article 270). As a result, the compatibility of dual energy pricing policies with WTO law is debatable.

It could be argued that if state-trading enterprises operate energy dual pricing policies not in accordance with commercial considerations, this may result in discriminatory treatment affecting imports and exports by private traders, hence violating Article XVII of the GATT 1994. In this

scenario, the EU may again have recourse to the WTO dispute settlement mechanism complaining for the violation of Article XVII of the GATT 1994.

Dual pricing of energy could, under certain circumstances, amount to a prohibited export or import substitution subsidy, or an actionable subsidy causing adverse effects to the EU. Under the WTO Agreement on Subsidies and Countervailing Measures the EU may either follow the multilateral track (i.e. launch a challenge before the WTO dispute settlement mechanism), or the unilateral track (i.e. levy countervailing duties to offset the injury to the EU domestic industry caused by the subsidized imports).

Energy dual pricing of energy is also relevant in the context of the EU's anti-dumping investigations. To the extent that dual pricing may be considered as "reversed input dumping", it could be taken into account when the EU applies anti-dumping duties against other WTO members involved in dual pricing. Nevertheless, **it should also be noted that the compatibility of EU's "cost adjustment methodology" involving energy inputs in anti-dumping investigations is currently challenged by Russia before the WTO dispute settlement mechanism (dispute pending, under appeal).**

A final note: on 11 March 2022 Valdis Dombrovskis, Executive Vice President of the European Commission, referring to the Statement of the G7 Leaders, announced that the EU, the G7 and other countries are to **remove MFN tariff treatment to Russia**, as a response to its aggression against Ukraine. The security exception of Article XXI of GATT 1994 (mentioned above) constitutes the legal basis for this removal of MFN tariff treatment.