

Ελληνικό Μεσογειακό Πανεπιστήμιο

Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών

Ανάλυση και αξιολόγηση συνεισφοράς μονάδων αποθήκευσης ενέργειας με ή χωρίς ΑΠΕ

Φοιτητής: Βασίλης Κωνσταντινίδης, ΤΗ20099

Επιβλέπων: Εμμανουήλ Καραπιδάκης

Ηράκλειο, Φεβρουάριος 2026



Hellenic Mediterranean University

Department of Electrical and Computer Engineering

Analysis and evaluation of the contribution of energy storage units with or without RES

Student: Vasileios Konstantinidis, TH20099

Supervisor: Emmanuel Karapidakis

Heraklion, February 2026

Ευχαριστίες

Με την παρούσα διπλωματική εργασία ολοκληρώνεται ο κύκλος των προπτυχιακών σπουδών στο Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Ελληνικού Μεσογειακού Πανεπιστημίου, κλείνοντας ένα σημαντικό κεφάλαιο της ακαδημαϊκής μου πορείας. Με την ολοκλήρωση αυτής της πολυετούς προσπάθειας, θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου προς όλους όσους με στήριξαν και με βοήθησαν με ποικίλους τρόπους, ώστε να ανταπεξέλθω στις απαιτήσεις των σπουδών μου όλα αυτά τα χρόνια.

Αρχικά, αισθάνομαι την ανάγκη να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή της διπλωματικής μου εργασίας, κ. Εμμανουήλ Καραπιδάκη, για την άριστη συνεργασία, την καθοδήγηση και την πολύτιμη υποστήριξη του καθ' όλη τη διάρκεια της εκπόνησης της εργασίας. Οι συμβουλές του, η διαθεσιμότητά του και η εμπιστοσύνη που έδειξε στις δυνατότητες μου, υπήρξαν καθοριστικές για την ολοκλήρωση της παρούσας μελέτης, ενώ παράλληλα συνέβαλαν σημαντικά στη διεύρυνση των γνώσεων μου.

Επιπλέον, θα ήθελα να εκφράσω την ιδιαίτερη ευγνωμοσύνη μου προς τον Μάριο Νικολογιάννη, για την ουσιαστική βοήθεια και την καθοδήγηση που μου προσέφερε κατά την υλοποίηση της εργασίας. Η άμεση ανταπόκριση, η υπομονή και η προθυμία του να συμβάλλει σε κάθε εμπόδιο της έρευνας αποτέλεσαν σημαντική υποστήριξη.

Θα ήθελα επίσης, να ευχαριστήσω όλους τους διδάσκοντες του Τμήματος, από τους οποίους είχα τη χαρά και τιμή να διδαχθώ κατά τη διάρκεια των σπουδών μου. Οι γνώσεις, οι εμπειρίες και τα εφόδια που μου προσέφεραν θα αποδειχθούν πολύτιμα στην επαγγελματική μου πορεία.

Τέλος, οφείλω ένα μεγάλο ευχαριστώ στην οικογένειά μου, στους φίλους μου και στους ανθρώπους του στενού μου κύκλου, που με στήριξαν με αγάπη, κατανόηση και ενθάρρυνση σε όλη τη διαδρομή αυτή.

Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζει τον πιθανό μελλοντικό ρόλο των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα και τη δυνατότητά τους να επηρεάζουν τη διαμόρφωση της Οριακής Τιμής Συστήματος (MCP). Χρησιμοποιώντας ωριαία δεδομένα από το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (HEnEx) για το 2024, αναλύεται η συσχέτιση της MCP με τις βασικές τεχνολογίες παραγωγής, προκειμένου να ποσοτικοποιηθεί η πιθανή συνεισφορά των μονάδων αποθήκευσης στη σταθεροποίηση της αγοράς. Η εργασία αναπτύσσει ένα μοντέλο υποκατάστασης, στο οποίο η αποθήκευση ενέργειας αναλαμβάνει το 4% της ημερήσιας παραγωγής από φυσικό αέριο, προκειμένου να εκτιμηθεί η επίδραση αυτής της υποκατάστασης στην MCP.

Αρχικά, αναλύεται το ενεργειακό ισοζύγιο της Ελλάδας για το 2024, όπου καταγράφονται οι εγχώριες παραγωγές, η κατανάλωση και οι διασυνοριακές ροές, με συνολικό ενεργειακό μέγεθος 61,56 MWh τόσο για την πλευρά των παραγωγών (Sell) όσο και για την πλευρά των καταναλωτών Buy ηλεκτρικής ενέργειας. Στη συνέχεια, εξετάζονται οι συσχετίσεις Pearson μεταξύ της MCP και των βασικών τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η MCP εμφανίζει τη μεγαλύτερη θετική γραμμική συσχέτιση με το φυσικό αέριο, μέτρια θετική συσχέτιση με τον λιγνίτη και αρνητική συσχέτιση με τις ΑΠΕ, γεγονός που επιβεβαιώνει την τιμοκαθοριστική λειτουργία των θερμικών μονάδων και την καθοδική επίδραση της ανανεώσιμης παραγωγής.

Με βάση τα παραπάνω, αναπτύσσεται ένα μοντέλο υποκατάστασης, στο οποίο η αποθήκευση αναλαμβάνει ένα ποσοστό 4% της ημερήσιας παραγωγής φυσικού αερίου, προκειμένου να εκτιμηθεί η επίδραση που θα είχε η λειτουργία της σε πραγματικές συνθήκες αγοράς. Μέσω της μεθοδολογίας που αναπτύχθηκε, εκτιμάται η αναμενόμενη μεταβολή της MCP, με το μέγεθος D(MCP) να αποτυπώνει τη μείωση της τιμής που προκύπτει για κάθε ημέρα του έτους. Η επιλογή του φυσικού αερίου για την αποκατάσταση είναι επίσης άμεσα συνδεδεμένη με την τιμοκαθοριστική του λειτουργία και την επιρροή του στην MCP.

Τέλος, υπολογίζεται η απαιτούμενη ισχύς και χωρητικότητα αποθήκευσης για να επιτευχθεί η υποκατάσταση αυτή, με τη μελέτη να δείχνει ότι απαιτείται μεγάλος αριθμός μονάδων αποθήκευσης, ώστε να υποκατασταθεί ένα μικρό αλλά κρίσιμο ποσοστό της παραγωγής φυσικού αερίου. Συνολικά, τα ευρήματα αναδεικνύουν ότι η αποθήκευση ενέργειας μπορεί να λειτουργήσει ως κεντρικός μηχανισμός σταθεροποίησης της αγοράς, συμβάλλοντας στη μείωση του κόστους, στη μείωση των εκπομπών και στη μείωση της MCP για το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα.

Λέξεις-Κλειδιά: Ενεργειακό Ισοζύγιο, MCP, Αποθήκευση Ενέργειας, Φυσικό Αέριο, ΑΠΕ, HEnEx, Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις, Pearson, Γραμμική Συσχέτιση, Αγορές Επόμενης Ημέρας, Αγορές Ενέργειας.

Abstract

This thesis examines the potential future role of energy storage units in the Greek power system and their ability to influence the formation of the System Marginal Price (MCP). Using hourly data from the Hellenic Energy Exchange (HEnEx) for 2024, the correlation between the MCP and the main generation technologies is analyzed, in order to quantify the potential contribution of storage units to market stabilization. The thesis develops a substitution model in which energy storage assumes 4% of daily natural gas generation, to estimate the impact of this substitution on the MCP.

First, Greece's energy balance for 2024 is analyzed, recording domestic generation, consumption, and cross-border flows, with a total energy supply and demand volume of 61,56 MWh for both the producers' side (Sell) and the electricity consumers' side (Buy). Next, Pearson correlations between the MCP and the main electricity generation technologies are examined. The results show that the MCP exhibits the highest positive linear correlation with natural gas, a moderate positive correlation with lignite, and a negative correlation with renewable energy sources, confirming the price-setting role to thermal units and the downward effect of renewable generation.

Based on these findings, a substitution model is developed in which storage takes on 4% of daily natural gas generation, to estimate the impact its operation would have under real market conditions. Through the proposed methodology, the expected change in the MCP is estimated, with the quantity D(MCP) capturing the price reduction obtained for each day of the year. The selection of natural gas for substitution is also directly linked to its price-setting role and its influence on the MCP.

Finally, the required storage power and capacity to achieve this substitution are calculated. The study shows that a large number of storage units are needed to substitute a small but critical share of natural gas generation. Overall, the findings highlight that energy storage can function as a central market-stabilization mechanism, contributing to cost reduction, emissions reduction and a decrease in the MCP for the Greek power system

Περιεχόμενα

Ενότητα 1

1. Εισαγωγή 10

1.1 Εισαγωγή στην Ενεργειακή Μετάβαση και τις ΑΠΕ. 10

1.1.2 Μηχανισμοί Αξιοποίησης και Διαχείρισης Ενέργειας από ΑΠΕ. 13

1.1.3 Εθνικοί Ενεργειακοί Στόχοι και η Πορεία Ανάπτυξης των ΑΠΕ 16

1.2 Αποθήκευση Ενέργειας και Μορφές Αποθήκευσης Ενέργειας. 21

2.1 Ανάλυση Συστημάτων Παραγωγής Διανομής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. 23

2.2 Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής 25

3.1 Ανάλυση της ελληνικής ηλεκτρικής ενέργειας. 27

3.2 Η Σημασία της Ηλεκτρικής Διασύνδεσης της Ελλάδας με Γειτονικές Χώρες 41

4.1 Ανάλυση Αναγκών Αποθήκευσης για Υποκατάσταση Παραγωγής από Φυσικό Αέριο. 46

4.2 Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP και Buy της Ελλάδας. 47

4.3 Σημαντικότητα και αποτύπωση των συσχετίσεων MCP για το 2024. 53

4.4 Ποσοτική αποτίμηση της επίδρασης του φυσικού αερίου στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. 54

4.5 Ημερήσια αποτύπωση της MCP στο ελληνικό σύστημα για το 2024. 57

4.6 Ένταξη συστήματος αποθήκευσης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. 58

4.7 Ανάλυση Τυπικής Απόκλισης και Γραμμικής Συσχέτισης MCP με το Φυσικό Αέριο. 60

4.8 Τελική εκτίμηση ημερήσιας και ετήσιας MCP για το 2024. 63

4.9 Οικονομική αποτίμηση αποθήκευσης και κλιμάκωση υλοποίησης. 67

5. Συμπεράσματα 67

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1:Κατάταξη Χωρών στην Παραγωγή Ηλιακής Ενέργειας στην Ε.Ε για το 2024. 11
Εικόνα 2:Σύγκριση Ισχύος Ανά Τεχνολογία από το 2024-2030.....17
Εικόνα 3: Χάρτης της Ελλάδος.....19
Εικόνα 4: Μορφές Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας.....21
Εικόνα 5 :Απεικόνιση Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας 23
Εικόνα 6: Απεικόνιση Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής σε Δίκτυο ΣΗΕ στην Ελλάδα.....25
Εικόνα 7 : Διάγραμμα HEnEx για Πώληση στις 28/05/2025.....29
Εικόνα 8: Διάγραμμα Πίτας για την Πώληση στις 28/05/2025 30
Εικόνα 9: Διάγραμμα HEnEx για Αγορά στις 28/05/2025.....30
Εικόνα 10: Διάγραμμα Πίτας για την Πώληση στις 28/05/2025 31
Εικόνα 11: Διάγραμμα HEnEx για την Αγορά στις 29/05/2025 32
Εικόνα 12: Διάγραμμα Πίτας για την Πώληση στις 29/05/2025.....33
Εικόνα 13: Διάγραμμα HEnEx για την Αγορά στις 29/05/2025 33
Εικόνα 14: Διάγραμμα Πίτας για την Αγορά στις 29/05/2025.....34
Εικόνα 15: Διάγραμμα HEnEx για την Πώληση στις 30/05/2025 35
Εικόνα 16: Διάγραμμα Πίτας για την Πώληση στις 30/05/2025 36
Εικόνα 17:Διάγραμμα HEnEx για την Αγορά στις 30/05/2025 37
Εικόνα 18: Διάγραμμα Πίτας για την Αγορά στις 30/05/2025.....38
Εικόνα 19:Απεικόνιση Συσχέτισης των ΑΠΕ με την MCP.....38
Εικόνα 20: Διάγραμμα Τιμής της MCP ανά ώρα για το 2024 40
Εικόνα 21: Διάγραμμα Πίτας για την Συνολική Εισαγωγή Ενέργειας από τις Γειτονικές Χώρες του έτους 2024 42
Εικόνα 22 : Ραβδόγραμμα Εισαγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά χώρα 2024.....43
Εικόνα 23: Διάγραμμα Πίτας για την Συνολική Εξαγωγή Ενέργειας από τις Γειτονικές Χώρες του έτους 2024.....43
Εικόνα 24: Ραβδόγραμμα Εξαγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά χώρα 2024 44
Εικόνα 25: Ποσοτική Κατανομή της Προσφερόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας για το 2024 45
Εικόνα 26: Ποσοτική Κατανομή της Κατανάλωσης της Ηλεκτρικής Ενέργειας για το 2024 46
Εικόνα 27: Συνάρτηση Pearson της MCP-HV για το 2024 48
Εικόνα 28: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-MV για το 2024.....49
Εικόνα 29:Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-LV για το 2024 49
Εικόνα 30: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-LOSSES για το 2024.....50
Εικόνα 31: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-CRETE LOAD για το 2024 50
Εικόνα 32: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-ΑΠΕ για το 2024.....52
Εικόνα 33: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-Φυσικό Αέριο για το 2024. 53
Εικόνα 34: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-Λιγνίτη για το 2024.....53

Εικόνα 35: Ημερήσια παραγωγή Φυσικού Αερίου για το 2024 55
Εικόνα 36: Γράφημα Σύγκρισης Φυσικού Αερίου και ΑΠΕ 56
Εικόνα 37: Ημερήσια Μέση Τιμή της MCP για το 2024 57
Εικόνα 38: Οι ημερήσιες τιμές του φυσικού αερίου για το 2024 πολλαπλασιασμένες με το 4% 59
Εικόνα 39: Γράφημα D(MCP) για το 2024.....62
Εικόνα 40: Γράφημα Τελικής Ημερήσιας Μέσης Τιμής της MCP για το 2024.....64
Εικόνα 41: Γράφημα Αρχικής-Τελικής Ημερήσιας Μέσης Τιμής της MCP για το 2024.64
Εικόνα 42: Γράφημα Αρνητικών Τιμών της Τελικής MCP για το 2024 66

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Εγκατεστημένη Ισχύς Φωτοβολταϊκών Πάρκων ανά Περιοχή στην Ελλάδα για το 2022. 12
Πίνακας 2: Πίνακας για την Ενεργειακή Μετάβαση της Ελλάδας από το 2024-2030 (ΕΣΕΚ). 17
Πίνακας 3: Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς στην Ελλάδα ανά Περιοχή για το Έτος 2024 20
Πίνακας 4: Θερμικές Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε λειτουργία στην Ελλάδα.....24
Πίνακας 5: Οι αρνητικές τιμές της MCP για το 2024 41
Πίνακας 6: Οι τιμές συσχέτισης Pearson – Sell για το έτος 2024. 50
Πίνακας 7: Τιμές συσχέτισης Pearson-Buy για το έτος 2024.....52
Πίνακας 8: Ποσοστά Συσχετίσεων Μεταβλητών Ελληνικού Χρηματιστηρίου ενέργειας με MCP 54

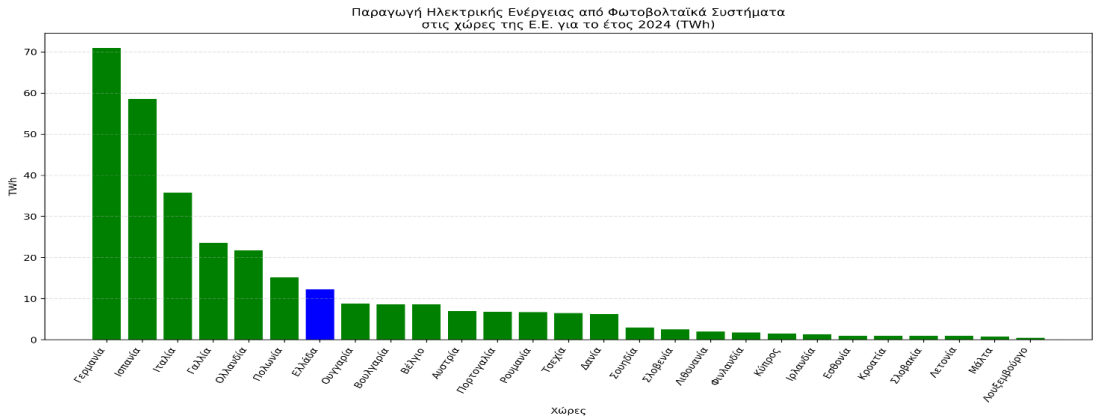

ENERGY
STORAGE

1. Εισαγωγή

1.1 Εισαγωγή στην Ενεργειακή Μετάβαση και τις ΑΠΕ.

Ο διαρκώς αυξανόμενος πληθυσμός ,η εξέλιξη της βιομηχανίας καθώς και ο τομέας της οικονομίας έχουν συμβάλλει στην ταχεία άνοδο της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια. Η ραγδαία ανάπτυξη των ΑΠΕ τις τελευταίες δεκαετίες αποτελεί άμεση συνέπεια των αυξανόμενων ενεργειακών απαιτήσεων της σύγχρονης κοινωνίας, καθώς και της εξέλιξης της τεχνολογίας υλικών και ηλεκτρονικών που έχει αυξήσει την αποδοτικότητά τους. Παράλληλά, η αυξανόμενη περιβαλλοντική ευαισθητοποίηση και η ανάγκη για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου έχουν στρέψει το παγκόσμιο ενδιαφέρον σε πιο βιώσιμες και καθαρές ενεργειακές λύσεις. Τα ορυκτά καύσιμα όπως το πετρέλαιο, ο άνθρακας και το φυσικό αέριο είναι αναλώσιμα και εξαντλούνται ,καθώς αυξάνεται συνεχώς η κατανάλωση ενέργειας ,το κόστος ενέργειας θα αυξάνεται συνεχώς εξαιτίας της σχέσης προσφορά-ζήτησης.

Η ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα τα τελευταία χρόνια είναι ραγδαία, καθιστώντας την μια από τις ταχύτερες αναπτυσσόμενες χώρες στον τομέα της ηλιακής ενέργειας στην Ευρώπη. Η γεωγραφική της θέση, με υψηλά επίπεδα ηλιοφάνειας, σε συνδυασμό με ευνοϊκές πολιτικές και επενδυτικά κίνητρα, συνέβαλαν καθοριστικά σε αυτή την πρόοδο. Σύμφωνα με στοιχεία του Συνδέσμου Εταιρειών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ) [1], το 2023 η Ελλάδα εγκατέστησε 1,6 GW νέας φωτοβολταϊκής ισχύος, ενώ το 2024 σημειώθηκε νέο ρεκόρ με 2,57 GW, ανεβάζοντας τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ στα 9,6 GW μέχρι το τέλους του έτους. Η Γερμανία κατέχει σταθερά την πρώτη θέση με 71 TWh, ενώ ακολουθούν η Ισπανία με 58,6 TWh, η Ιταλία με 35,8 TWh, η Γαλλία με 23,6 TWh, η Ολλανδία με 21,7 TWh, η Πολωνία με 15,2 TWh και η Ελλάδα με 12,3 TWh. Ακολουθούν η Ουγγαρία και το Βέλγιο με κοντά στις 9 TWh, ενώ οι υπόλοιπες Ευρωπαϊκές Χώρες βρίσκονται κάτω από τις 7 TWh [2]. Στην Εικόνα 1 παρουσιάζεται η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταικά συστήματα στις χώρες Ευρωπαϊκής Ένωσης για το έτος 2024, μετρώντας την απόδοση σε τεραβατώρες (TWh).



***Εικόνα 1**:Κατάταξη Χωρών στην Παραγωγή Ηλιακής Ενέργειας στην Ε.Ε για το 2024*

Ακόμα, το γράφημα αποτυπώνει συγκριτικά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταικά ανά κράτος της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το έτος 2024. Η Ελλάδα εμφανίζεται στην έβδομη θέση, με ετήσια παραγωγή που ξεπερνά τις 12 TWh. Αν και η θέση αυτή μπορεί να φαίνεται χαμηλή σε σύγκριση με τις πρώτες χώρες, στην πραγματικότητα δείχνει μία πολύ σημαντική πρόοδο, αν λάβει κανείς υπόψη τόσο το μικρότερο πληθυσμιακό και οικονομικό μέγεθος της Ελλάδας όσο και τις χρονικές καθυστερήσεις που παρατηρήθηκαν τα προηγούμενα έτη σε επίπεδα αδειοδοτήσεων και υποδομών. Η θέση της χώρας στη λίστα αυτή επιβεβαιώνει πως τα τελευταία χρόνια η ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα έχει επιταχυνθεί σημαντικά. Αυτό είναι αποτέλεσμα τόσο της αυξημένης επενδυτικής δραστηριότητας όσο και της διείσδυσης νέων σχημάτων, όπως η αυτοπαραγωγή και οι ενεργειακές κοινότητες, τα οποία έχουν ενισχύσει τη συμμετοχή μικρών και μεσαίων παραγωγών στο δίκτυο. Το γεγονός ότι η χώρα ξεπερνά σε παραγωγή κράτη όπως η Σουηδία ή το Βέλγιο, χώρες με μεγαλύτερες οικονομικές ή βιομηχανικές ανάγκες, υποδηλώνει τη δυναμική της ηλιακής ενέργειας στο ελληνικό ενεργειακό μείγμα.

Η επιτάχυνση αυτή αποτυπώνεται ξεκάθαρα και στα δεδομένα της εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών συστημάτων στην Ελλάδα. Σύμφωνα με επίσημες εκτιμήσεις , η συνολική ισχύς έφτασε σχεδόν τα 9,6 MW μέχρι το τέλος του 2024, σχεδόν τριπλασιάζοντας τα επίπεδα του 2022. Αν και τα πιο πρόσφατα στοιχεία δεν περιλαμβάνουν αναλυτική κατανομή ανά περιφέρεια για το έτος 2024, τα διαθέσιμα δεδομένα της περιόδου 2022 παρέχουν ενδεικτική εικόνα της ραγδαίας ανάπτυξης. Στον Πίνακα 1 παρουσιάζονται συνοπτικά τα εγκατεστημένα φωτοβολταϊκά πάρκα στην Ελλάδα ανά περιοχή.

Πίνακας 1: Εγκατεστημένη Ισχύς Φωτοβολταϊκών Πάρκων ανά Περιοχή στην Ελλάδα για το 2022.

Περιοχή	Εγκατεστημένης Ισχύς (MW)
Κεντρική Μακεδονία	606.08
Θεσσαλία	508.96
Στερεά Ελλάδα	442.83
Ανατολική Μακεδονία και Θράκη	328.21
Δυτική Ελλάδα	310.35
Πελοπόννησος	309.59
Αττική	198.84
Δυτική Μακεδονία	163.91
Κρήτη	160
Ήπειρος	159.6
Ιόνια Νησιά	27.57
Νότιο Αιγαίο	8.57

Ενδεικτικά, δύο παραδείγματα επιβεβαιώνουν την ένταση αυτής της ανάπτυξης , η Κρήτη και η Δυτική Μακεδονία. Η Κρήτη διέθετε 160 MW φωτοβολταϊκής ισχύος στο τέλος του 2022 και εκτιμάται ότι έφτασε τα 185 MW [3] έως το τέλος του 2024, παρά τα εμπόδια που σχετίζονται με τη νησιωτική περιοχή και την περιορισμένη χωρητικότητα του δικτύου. Σημαντικό τεχνικό ορόσημο, αποτέλεσε η πρώτη διασύνδεση Κρήτης- Πελοποννήσου το 2021, η οποία ενίσχυσε τη λειτουργική ευελιξία του συστήματος και βελτίωσε σταδιακά τις δυνατότητες απορρόφησης νέας παραγωγής. Η διασύνδεση αυτή, με χαρακτηριστικά τάξης 150 kV και ικανότητα μεταφοράς που συχνά αναφέρεται γύρω από τα 150 MW, συνέβαλε στη μείωση της απομόνωσης του νησιωτικού συστήματος και δημιούργησε ευνοϊκότερες συνθήκες για την περαιτέρω ανάπτυξη έργων ΑΠΕ, σε σύγκριση με την προγενέστερη περίοδο [4]. Από την άλλη πλευρά, η Δυτική Μακεδονία, αποτελεί ίσως το πιο εντυπωσιακό παράδειγμα ενεργειακής μετάβασης, με την εγκατεστημένη ισχύ να ανέρχεται στα 163.91 MW το 2022 και μέχρι το 2025 αναμένεται να ανέβει κατά πολύ, λόγω της δημιουργίας δύο φωτοβολταϊκών πάρκων συνολικής ισχύος άνω των 1 GW [5].Μάλιστα, ήδη έχουν ηλεκτριστεί 367 MW [6],ενώ το υπόλοιπο βρίσκεται σε φάση ολοκλήρωσης. Αυτά τα δύο παραδείγματα ενισχύουν την εικόνα μιας συνολικής, εθνικής προσπάθειας προς τη μαζική ενσωμάτωση της ηλιακής ενέργειας στο δίκτυο.

Ωστόσο, η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ χαρακτηρίζεται από στοχαστικότητα, καθώς εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες και τη γεωγραφική τοποθεσία. Αυτή η εγγενής μεταβλητότητα οδηγεί σε διακυμάνσεις στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα να μην υπάρχει σταθερή ροή και συχνά να παρατηρείται αναντιστοιχία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Η στοχαστικότητα των ΑΠΕ δημιουργεί προκλήσεις για τη διαχείριση του ενεργειακού συστήματος, καθώς απαιτούνται μηχανισμοί

εξισορρόπησης και ευέλικτες λύσεις για τη διατήρηση της σταθερότητας του δικτύου. Σε αυτό το πλαίσιο, η αποθήκευση ενέργειας καθίσταται αναγκαία, καθώς επιτρέπει τη συσσώρευση της πλεονάζουσας παραγωγής σε περιόδους υψηλής παραγωγής και τη διοχέτευσή της στο σύστημα, όταν η παραγωγή από ΑΠΕ είναι χαμηλή. Με αυτόν τον τρόπο, η αποθήκευση λειτουργεί ως βασικός μηχανισμός αντιστάθμισης της στοχαστικότητας, συμβάλλοντας στην ασφάλεια εφοδιασμού και την ομαλή ενσωμάτωση των ΑΠΕ στο ενεργειακό δίκτυο.

Η Ελλάδα χάρη στο ιδιαίτερα ευνοϊκό γεωγραφικό και κλιματικό της περιβάλλον, διαθέτει σημαντικό δυναμικό στην εκμετάλλευση των ΑΠΕ .Τα τελευταία χρόνια, έχει σημειώσει σημαντική πρόοδο στην ανάπτυξη της αιολικής και ηλιακής ενέργειας, με την εγκατεστημένη ισχύ των ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών να αυξάνεται διαρκώς. Το 2023, η Ελλάδα κατέγραψε επενδύσεις της τάξης των 1,11 δισεκατομμυρίων ευρώ σε νέα φωτοβολταϊκά συστήματα, καθιστώντας την πρώτη στην Ευρώπη σε νέες εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών εκείνη την χρονιά [7].

1.1.2 Μηχανισμοί Αξιοποίησης και Διαχείρισης Ενέργειας από ΑΠΕ.

Ο όρος arbitrage στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αναφέρεται στην εκμετάλλευση της διαφοράς τιμών μεταξύ διαφορετικών χρονικών περιόδων. Πιο συγκεκριμένα, ένα σύστημα αποθήκευσης (όπως μια μπαταρία) μπορεί να αγοράζει και να αποθηκεύει ενέργεια όταν οι τιμές στην αγορά είναι χαμηλές (π.χ. τις μεσημβρινές ώρες όταν υπάρχει υπερπαραγωγή από φωτοβολταικά) και στη συνέχεια να την επαναπωλεί όταν οι τιμές είναι υψηλές, όπως τις βραδινές ώρες ή σε περιόδους αιχμής-ζήτησης. Η λειτουργία αυτή επιτρέπει τη χρονική μετατόπιση της ενέργειας με στόχο το οικονομικό όφελος, αλλά ταυτόχρονα συμβάλλει και στην εξισορρόπηση του συστήματος, μειώνοντας τις διακυμάνσεις και τις ανάγκες για ευέλικτες μονάδες.

Σε αυτό το πλαίσιο, έχουν αναπτυχθεί και εφαρμοστεί διάφορα μοντέλα συμψηφισμού και διάθεσης της παραγόμενης ενέργειας στο δίκτυο, τα οποία ρυθμίζουν τη σχέση μεταξύ παραγωγού και καταναλωτή. Τα κυριότερα από αυτά είναι:

- NET METERING (αυτοπαραγωγή με ενεργειακό συμψηφισμό)

Το σύστημα net metering επιτρέπει στους καταναλωτές-παραγωγούς να εγκαθιστούν μονάδες ΑΠΕ και να καταναλώνουν την παραγόμενη ενέργεια για τις ίδιες τους τις ανάγκες . Η πλεονάζουσα ενέργεια διοχετεύεται στο δίκτυο και συμψηφίζεται ενεργειακά με την ενέργεια που καταναλώνεται . Ο συμψηφισμός γίνεται σε επίπεδο kWh και όχι χρηματικά. Αν στο τέλος του ετήσιου κύκλου υπάρχει πλεόνασμα, αυτό δεν αποζημιώνεται αλλά μηδενίζεται. Το μοντέλο αυτό ισχύει ευρέως στην Ελλάδα για οικιακές και μικρές επαγγελματικές εγκαταστάσεις.

- VIRTUAL NET METERING (εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός)

Αποτελεί επέκταση του net metering, με τη διαφορά ότι ο σταθμός ΑΠΕ δεν χρειάζεται να είναι εγκατεστημένος στο ίδιο σημείο με τον τόπο κατανάλωσης. Ο συμψηφισμός γίνεται μεταξύ του σταθμού και ενός ή περισσότερων μετρητών κατανάλωσης που ανήκουν στον ίδιο φορέα (π.χ. ένας δήμος ή ένας αγροτικός συνεταιρισμός). Αυτό δίνει μεγάλη ευελιξία σε καταναλωτές που δεν μπορούν να εγκαταστήσουν μονάδα ΑΠΕ στο ακίνητό τους και ενισχύει τη συμμετοχή στην αποκεντρωμένη παραγωγή.

- NET BILLING (χρηματικός συμψηφισμός)

Σε αντίθεση με το net metering , το net billing δεν βασίζεται στον ενεργειακό αλλά στον χρηματικό συμψηφισμό. Η ενέργεια που καταναλώνεται και εκείνη που διοχετεύεται στο δίκτυο αποτιμώνται σε διαφορετικές τιμές και η διαφορά οδηγεί σε πίστωση ή χρέωση. Ο παραγωγός πληρώνει κανονικά για την ενέργεια που λαμβάνει από το δίκτυο, αλλά αποζημιώνεται για την ενέργεια που πουλά πίσω. Το μοντέλο αυτό αναμένεται να αντικαταστήσει προοδευτικά το net metering, καθώς επιτρέπει καλύτερη τιμολόγηση και ενίσχυση της αποδοτικότητας μέσω αποθήκευσης.

- Virtual Net Billing (εικονικός χρηματικός συμψηφισμός)

Στην ηλιακή ενέργεια και την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας, το Virtual Net Billing επιτρέπει σε χρήστες (συνήθως καταναλωτές ή επιχειρήσεις) να χρεώνουν την παραγόμενη ενέργεια τους στο δίκτυο και να την μετράνε σε πραγματικό χρόνο χωρίς να είναι απαραίτητο να καταναλώνουν την ενέργεια άμεσα εκεί που παράγεται. Η διαδικασία αυτή επιτρέπει την αντιστάθμιση ή την πίστωση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με την κατανάλωση σε άλλες τοποθεσίες ή την κάλυψη εξόδων για ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο. Συνοπτικά, το Virtual Net Billing επιτρέπει την αντιστάθμιση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μέσω εικονικών (ή απομακρυσμένων) συμφωνιών και πιστώσεων, προσφέροντας μεγαλύτερη ευελιξία σε χρήστες που δεν βρίσκονται στον ίδιο τόπο παραγωγής και κατανάλωσης της ενέργειας.

- ZERO FEED -IN (μηδενική έγχυση στο δίκτυο)

Σε αυτό το μοντέλο, ο παραγωγός υποχρεώνεται να μην δίνει καθόλου ενέργεια στο δίκτυο, αλλά όλη η παραγόμενη ενέργεια πρέπει να καταναλώνεται επιτόπου ή να αποθηκεύεται. Απαιτείται σύστημα ελέγχου και συνήθως συνοδεύεται από συστήματα αποθήκευσης (μπαταρίες). Εφαρμόζεται κυρίως σε περιπτώσεις όπου δεν επιτρέπεται έγχυση στο δίκτυο λόγω κορεσμού ή περιορισμών στον διαχειριστή δικτύου. Αν και περιοριστικό, το zero feed-in αποτελεί λύση για αυτοπαραγωγή σε κορεσμένες περιοχές.

- Power Purchase Agreement (Συμφωνία Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας)

Ένα PPA είναι μια σύμβαση μεταξύ ενός παραγωγού ηλεκτρικής ενέργειας (συνήθως από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας) και ενός αγοραστή (κατανάλωση ,εταιρείας ή παρόχου ενέργειας), στην οποία καθορίζεται η τιμή, η ποσότητα και η διάρκεια πώλησης της παραγόμενης ενέργειας. Τα PPAs αποτελούν βασικό εργαλείο για τη χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ, εξασφαλίζοντας σταθερότητα εσόδων και προστασία από τη μεταβλητότητα των αγορών.

- Green Certificates (Πράσινες Πιστοποιήσεις)

Οι Πράσινες Πιστοποιήσεις και ειδικότερα οι Εγγυήσεις Προέλευσης (GOs) είναι ψηφιακά πιστοποιητικά που αποδεικνύουν ότι μία συγκεκριμένη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας έχει παραχθεί από Ανανεώσιμες Πηγές. Εκδίδονται από αρμόδιες αρχές και μπορούν να πωλούνται ή να μεταβιβάζονται ανεξάρτητα από την ίδια την ενέργεια. Αυτό σημαίνει ότι το πιστοποιητικό λειτουργεί ξεχωριστά από το φυσικό ηλεκτρικό ρεύμα. Ο παραγωγός μπορεί να πουλήσει την ενέργεια που παράγει στο δίκτυο και επιπλέον να διαθέσει χωριστά το πιστοποιητικό που αποδεικνύει ότι η συγκεκριμένη ενέργεια προήλθε από ΑΠΕ. Με αυτό τον τρόπο, μια επιχείρηση μπορεί να αγοράζει ρεύμα από το δίκτυο, αλλά παράλληλα να προμηθεύεται Εγγυήσεις Προέλευσης, ώστε να αποδεικνύει ότι στηρίζει ή αντιστοιχίζει την κατανάλωσή της με καθαρή, πράσινη ενέργεια. Οι Πράσινες Πιστοποιήσεις χρησιμοποιούνται από επιχειρήσεις και οργανισμούς για την τεκμηρίωση της χρήσης καθαρής ενέργειας, κυρίως για λόγους βιωσιμότητας.

- Feed-in Tariff (Σταθερή Τιμή Απορρόφησης Ενέργειας)

Το Feed -in Tariff είναι ένα κρατικά καθορισμένο τιμολόγιο που εγγυάται σταθερή τιμή για την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στο δίκτυο για προκαθορισμένη χρονική περίοδο. Στόχος των FiTs ήταν να ενθαρρύνουν την ανάπτυξη έργων ΑΠΕ προσφέροντας προβλεψιμότητα εσόδων και περιορίζοντας το οικονομικό ρίσκο για επενδυτές. Χρησιμοποιήθηκαν ευρέως στην Ελλάδα για την

ανάπτυξη των πρώτων φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων μέχρι το 2015 [. Πλέον τα Feed -in Tariffs (FiTs), έχουν αντικατασταθεί από τα Feed-in Premiums (Πριμ Ενίσχυσης Τιμής Αγοράς Ενέργειας). Τα FiPs είναι ένα σχήμα στήριξης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο οποίο, ο παραγωγός δεν λαμβάνει σταθερή τιμή για την παραγόμενη ενέργεια (όπως στο Feed-in Tariff), αλλά πουλάει την ενέργεια απευθείας στην αγορά και επιπλέον λαμβάνει μια πριμοδότηση πάνω από την τιμή αγοράς. Η πριμοδότηση αυτή μπορεί να είναι είτε σταθερή (fixed premium), είτε μεταβλητή (sliding premium), με σκοπό να εξασφαλίζεται ένα ελάχιστο αποδεκτό έσοδο για τον παραγωγό. Το FiP ενθαρρύνει τη μεγαλύτερη συμμετοχή των παραγωγών ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αυξάνοντας την ευθύνη τους για προβλέψεις, εξισορρόπηση και εμπορία της παραγόμενης ενέργειας [8].

Τα παραπάνω συνθέτουν ένα πολυδιάστατο ενεργειακό περιβάλλον στο οποίο καλούνται να λειτουργήσουν και να βελτιστοποιηθούν οι σύγχρονοι σταθμοί ΑΠΕ με αποθήκευση, καλύπτοντας τόσο τεχνικές ανάγκες του συστήματος όσο και στρατηγικούς στόχους πολιτικής.

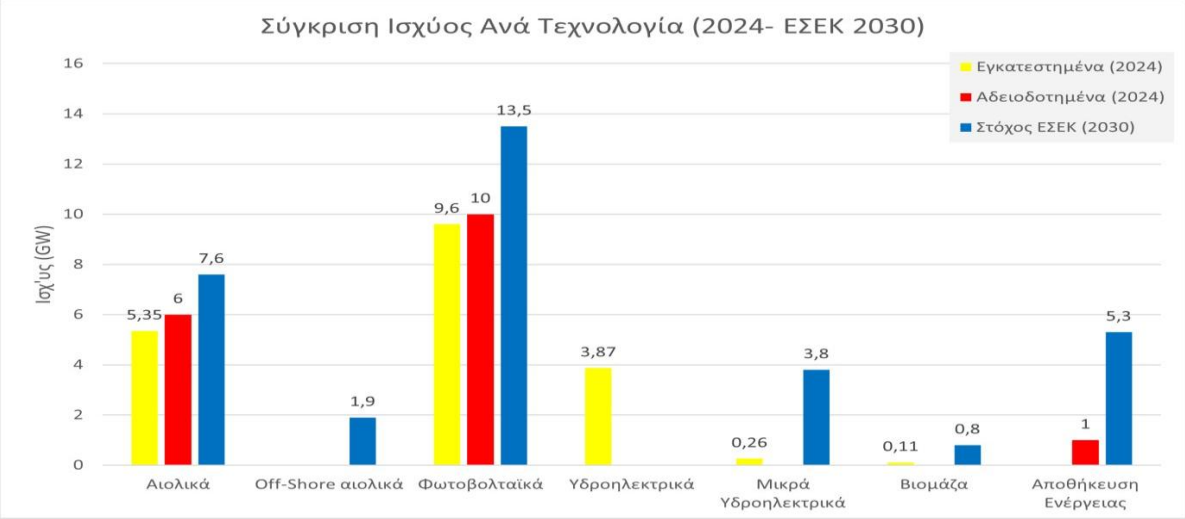
1.1.3 Εθνικοί Ενεργειακοί Στόχοι και η Πορεία Ανάπτυξης των ΑΠΕ

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή το 2020 υπέβαλε πρόταση τροποποίησης του ευρωπαϊκού νόμου για την ενέργεια και το κλίμα, με σκοπό να συμπεριληφθεί ο στόχος μείωσης των εκπομπών κατά τουλάχιστον 55% έως το 2030 [8].

Το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) της Ελλάδας για το 2030 προβλέπει σημαντική ενίσχυση των ΑΠΕ, με στόχο η διείσδυσή τους στην ηλεκτροπαραγωγή να φτάσει το 80% και στην τελική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας το 44%. Για την επίτευξη αυτών των στόχων, προβλέπεται αύξηση της συνολικής ισχύος των ΑΠΕ από 19,2 GW το 2024 σε 23,7 GW το 2030. Τα φωτοβολταϊκά (PV) θα αναπτυχθούν από 9,6 GW σε 13,4 GW, τα αιολικά (WT) από 5,35 GW σε 7,6 GW, ενώ σημαντική είναι και η στόχευση στην ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών (offshore WT) ισχύος 1,9 GW, όπου σήμερα δεν υπάρχει καθόλου εγκατεστημένη ισχύς. Στον Πίνακα 2 όπως και στην εικόνα 2 παρουσιάζονται συνοπτικά τα παραπάνω δεδομένα [9].

***Πίνακας 2**: Πίνακας για την Ενεργειακή Μετάβαση της Ελλάδας από το 2024-2030 (ΕΣΕΚ).*

Category	Installed (2024)	Planned (2024)	Licensed (2024)	New Target (2030)	Need	Budget
RES	19,2 GW	12,0 GW	12,0 GW	23,7 GW	10,8 GW	6.500.400€
RES(WT)	5,35 GW	6,0 GW	6,0 GW	7,6 GW	3,174 GW	
RES (off-shore WT)	0,00 GW			1,9 GW	1,90 GW	
RES(PV)	9,6 GW	10,0 GW	6,0 GW	13,4 GW	9,20 GW	
RES (Hydro)	3,87 GW					
RES (Small Hydro)	0,26 GW			3,8 GW		
RES (Bio)	0,11 GW			0,8 GW		
Storage	0,00 GW	1,00 GW	5,0 GW	5,3 GW	5,3 GW	5.300.000€
Storage (Batteries)	0,00 GW	1,00 GW	5,0 GW	3,1 GW	3,1 GW	
Storage (Pump-Hydro)	0,00 GW	1,0 GW	5,0 GW	2,2 GW	2,2 GW	
Penetration In Electricity Production	30 %			80 %	50%	
Penetration In Primary Energy	30%			44%	14%	
CONV (Natural Gas)	5,34 GW	5,2 GW		7,7 GW		
CONV(Lignite)	2,25 GW	0,7 GW		0,0 GW		



***Εικόνα 2**:Σύγκριση Ισχύος Ανά Τεχνολογία από το 2024 -2030*

Τα ενεργειακά συστήματα απασχολούν ιδιαίτερα την ελληνική κοινωνία, καθώς καλούνται να καλύψουν τις ολοένα αυξανόμενες ενεργειακές ανάγκες με τρόπο που να διασφαλίζει την μείωση της χρήσης ορυκτών καυσίμων και την προστασία του περιβάλλοντος. Παράλληλα, οι παγκόσμιοι ενεργειακοί οργανισμοί και οι κυβερνήσεις υιοθετούν πολιτικές που ευνοούν την ανάπτυξη και την εγκατάσταση ΑΠΕ, ενισχύοντας τη μετάβαση προς ένα πιο βιώσιμο ενεργειακό μέλλον [10].

Ακόμα, η τεχνολογική εξέλιξη, έχει βοηθήσει στην σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, κάνοντάς τες πιο ανταγωνιστικές και προσιτές σε σχέση με τις συμβατικές μορφές ενέργειας.

Συμφώνα με την Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ), η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ελλάδα το έτος του 2024, ανήλθε σε 5.355 MW. Η εγκατάσταση 40 νέων ανεμογεννητριών, επένδυση της τάξης των 150 εκατομμυρίων ευρώ, οι οποίες συνδέθηκαν με το δίκτυο σε περιοχές όπως τη Δυτική Μακεδονία, τη Πελοπόννησος και τη Στερεά Ελλάδα, αποτέλεσε γεγονός της αύξησης της ισχύος κατά 125,5 MW σε σχέση με τον προηγούμενο έτος [11]. Στην Εικόνα 3 απεικονίζονται οι περιοχές με τα αιολικά πάρκα στην Ελλάδα και στον ακόλουθο Πίνακα 3 παρουσιάζονται συνοπτικά η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων στην Ελλάδα για το έτος 2024.



Εικόνα 3: Χάρτης της Ελλάδος

Πίνακας 3: Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς στην Ελλάδα ανά Περιοχή για το Έτος 2024

Περιοχές της Ελλάδας με αιολική ισχύ άνω των 400 MW

Περιοχές	Αιολική Ισχύς
Στερεά Ελλάδα	2.349 MW
Πελοπόννησος	667 MW
Ανατολική Μακεδονία και Θράκη	535 MW
Δυτική Ελλάδα	417 MW
Δυτική Μακεδονία	414 MW

Περιοχές της Ελλάδας με αιολική ισχύ από 150-250 MW

Περιοχή	Αιολική Ισχύς
Κρήτη	203 MW
Κεντρική Μακεδονία	158 MW
Αττική	152 MW

Περιοχές της Ελλάδας με αιολική ισχύς μικρότερη των 150 MW

Περιοχή	Αιολική Ισχύς
Ιόνιο Πέλαγος	122 MW
Νότιο Αιγαίο	112 MW
Ήπειρος	110 MW
Θεσσαλία	43 MW
Βόρειο Αιγαίο	41 MW
Νότια Εύβοια	35 MW

Συνολική Αιολική Ισχύς : 5.355 MW

1.2 Αποθήκευση Ενέργειας και Μορφές Αποθήκευσης Ενέργειας.



***Εικόνα 4**: Μορφές Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας*

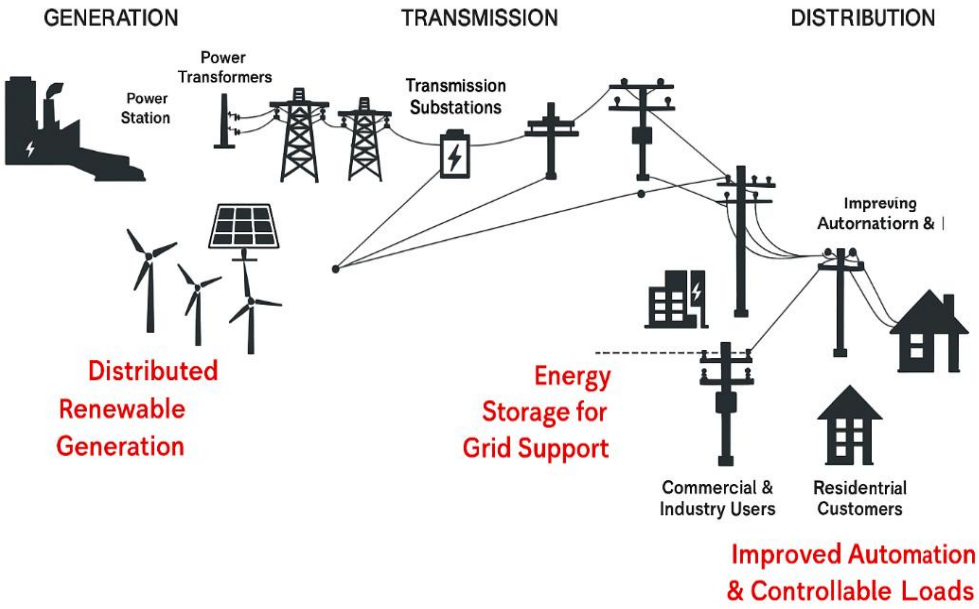
Με την αυξανόμενη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και ειδικότερα των φωτοβολταϊκών και των αιολικών συστημάτων, το ζήτημα της διαχείρισης της στοχαστικότητας τους αναδεικνύεται ως κομβικό πρόβλημα. Επειδή η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ εξαρτάται από φυσικούς παράγοντες, όπως ο ήλιος και ο άνεμος, οι οποίοι δεν ευθυγραμμίζονται πάντα με τις ώρες αιχμής της ζήτησης, δημιουργούνται χρονικά κενά μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης. Η αποθήκευση ενέργειας αποτελεί σήμερα έναν από τους πιο κρίσιμους άξονες για τη μετάβαση προς ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Σε αυτό το πλαίσιο, επιτρέπει τη συσσώρευση πλεονάζουσας ενέργειας κατά τις περιόδους υψηλής παραγωγής ή συμφόρησης και τη διάθεσή της στο δίκτυο όταν η παραγωγή είναι χαμηλή ή η ζήτηση αυξημένη, συμβάλλοντας καθοριστικά στη σταθερότητα, την ευελιξία και την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος.

Οι βασικές μορφές αποθήκευσης ενέργειας διακρίνονται σε τέσσερις κατηγορίες, την ηλεκτροχημική, την μηχανική την θερμική και την χημική. Η **ηλεκτροχημική αποθήκευση** περιλαμβάνει τις μπαταρίες ιόντων -λιθίου (Li-ion) και τις κυψέλες καυσίμου (fuel cells), οι οποίες είναι ευρέως διαδεδομένες τόσο σε μικρής όσο και σε μεγάλης κλίμακας εφαρμογές λόγω της ταχείας απόκρισης και της υψηλής ενεργειακής πυκνότητας. **Η μηχανική αποθήκευση** περιλαμβάνει την αντλησιοταμίευση, με χαρακτηριστικό παράδειγμα το έργο αντλησιοταμίευσης στην Αμφιλοχία ισχύος 680 (παραγωγή) και 730 MW (άντλησης), με ετήσια παραγωγή που εκτιμάται σε 816 GWh [12]. Το έργο αυτό βρίσκεται υπό κατασκευή από την ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή και αποτελεί τη μεγαλύτερη μονάδα αποθήκευσης της χώρας, με προβλεπόμενη λειτουργία το 2025 [13]. Αναμένεται να συμβάλει καθοριστικά στην σταθερότητα του δικτύου και στη

διευκόλυνση της περαιτέρω διείσδυσης ΑΠΕ, ειδικά σε περιόδους υψηλής παραγωγής και χαμηλής ζήτησης. Παράλληλα, στη μηχανική αποθήκευση εντάσσονται και τα συστήματα σφονδύλων (flywheels), τα οποία χαρακτηρίζονται από υψηλή ταχύτητα απόκρισης και μπορούν να υποστηρίξουν την ευστάθεια και τη ρύθμιση συχνότητας σε βραχυχρόνιες χρονικές κλίμακες. Ωστόσο, η αξιοποίησή τους στην Ελλάδα σε επίπεδο ηλεκτρικού συστήματος εμφανίζεται μέχρι σήμερα περιορισμένη. Η θερμική αποθήκευση αφορά κυρίως τη συσσώρευση θερμότητας σε υλικά υψηλής θερμοχωρητικότητας, όπως το λιωμένο αλάτι και εφαρμόζεται κυρίως σε ηλιοθερμικά εργοστάσια και βιομηχανικές μονάδες. Τέλος , η χημική αποθήκευση περιλαμβάνει τεχνολογίες όπως το πράσινο υδρογόνο, την πράσινη αμμωνία και άλλα συνθετικά καύσιμα, που μετατρέπουν την ηλεκτρική ενέργεια σε μόρια για μακροχρόνια αποθήκευση και μεταφορά.

Στην Ελλάδα, τα τελευταία χρόνια καταγράφεται έντονο ενδιαφέρον για την ανάπτυξη μονάδων αποθήκευσης με μπαταρίες, κυρίως μέσω επενδύσεων που χρηματοδοτούνται από το Ταμείο Ανάκαμψης και τα Προγράμματα ΕΣΠΑ. Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι το έργο της MYTILINEOS στη Βοιωτία, ισχύος 100 MW και χωρητικότητας 200 MWh, ενώ παράλληλα έχουν εγκριθεί έργα αποθήκευσης με ισχύ άνω των 1 GW [14]. Παράλληλα, έχουν ξεκινήσει και συνδυασμένα έργα ΑΠΕ και αποθήκευσης, που θα επιτρέπουν σε σταθμούς παραγωγής να παρέχουν σταθερή και προγραμματισμένη ισχύ στο δίκτυο. Η ανάπτυξη και εμπορική ωρίμανση όλων αυτών των τεχνολογιών δεν είναι απλώς υποστηρικτική, αλλά καθίσταται απαραίτητη για τη συνολική επιτυχία της ενεργειακής μετάβασης.

2.1 Ανάλυση Συστημάτων Παραγωγής Διανομής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.



Εικόνα 5 *:Απεικόνιση Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*

Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα παραγωγής και μεταφοράς ενέργειας αποτελείται από ένα σύνολο υποδομών και τεχνολογιών που συνεργάζονται ώστε να εξασφαλίσουν τη συνεχή και αξιόπιστη τροφοδοσία των καταναλωτών με ηλεκτρική ενέργεια. Βασίζεται σε ένα ενεργειακό μείγμα που περιλαμβάνει τόσο συμβατικές μονάδες παραγωγής, όσο και ΑΠΕ, ενώ πλέον ενσωματώνει όλο και περισσότερο διεσπαρμένες μορφές παραγωγής, όπως η αυτοπαραγωγή και οι ενεργειακές κοινότητες. Η κατανόηση της δομής του ενεργειακού συστήματος και της λειτουργίας των επιμέρους μονάδων παραγωγής είναι απαραίτητη για την αξιολόγηση της ενεργειακής πολιτικής και την ορθή ενσωμάτωση τεχνολογιών αποθήκευσης και διαχείρισης ζήτησης.

Οι θερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν ένα σημαντικό κεφάλαιο για το εγχώριο ενεργειακό σύστημα. Η πιο σύγχρονη λιγνιτική μονάδα είναι η Πτολεμαΐδα V, η οποία βρίσκεται στην Πτολεμαΐδα της Δυτικής Μακεδονίας. Ξεκίνησε τη λειτουργία της το 2022 και διαθέτει ισχύ 660 MW [15]. Χρησιμοποιεί προηγμένες τεχνολογίες καύσης και ελέγχου εκπομπών και αναμένεται να μετατραπεί σε μονάδα φυσικού αερίου στο άμεσο μέλλον. Ο ΑΗΣ Αγίου Δημητρίου , που βρίσκεται στην Κοζάνη, αποτελεί το μεγαλύτερο λιγνιτικό συγκρότημα της χώρας, με πέντε μονάδες συνολικής ισχύος 1.595 MW [16]. Ξεκίνησε τη λειτουργία του το 1984 και αποτέλεσε για δεκαετίες πυλώνας του ελληνικού συστήματος. Η μονάδα Μεγαλούπολη IV, στην Πελοπόννησο, τέθηκε σε λειτουργία το 1991 και διαθέτει ισχύ 300 MW [17], εξυπηρετώντας κυρίως το νότιο τμήμα της χώρας.

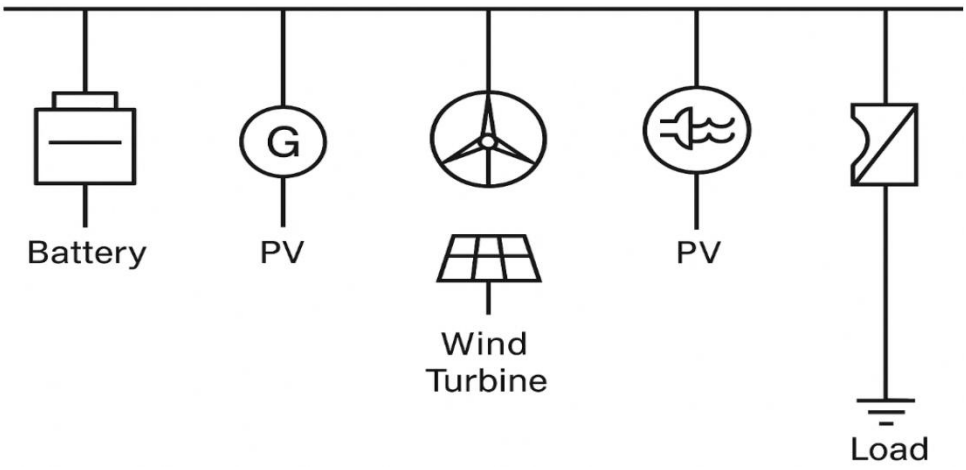
Στον τομέα του φυσικού αερίου, ξεχωρίζει η μονάδα MYTILINEOS στον Άγιο Νικόλαο Βοιωτίας. Πρόκειται για μια σύγχρονη μονάδα συνδυασμένου κύκλου με ισχύ 826 MW, που ξεκίνησε εμπορική λειτουργία το 2022 και αποτελεί πρότυπο υψηλής ενεργειακής απόδοσης, ξεπερνώντας το 63% [18]. Η μονάδα της Κόρινθος Power, η οποία ανήκει στον όμιλο Motor Oil, βρίσκεται στην Κόρινθο και λειτουργεί από το 2012 με ισχύ 436 MW [19], προσφέροντας σημαντική υποστήριξη στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Νότιας Ελλάδας. Η μονάδα της ΕΛΠΕ στη Θίσβη Βοιωτίας λειτουργεί από το 2011 με ισχύ 430 MW [20] και αποτελεί σταθερό σημείο ενίσχυσης της παραγωγής στην Κεντρική Ελλάδα. Εξίσου σημαντική είναι η μονάδα του εργοστασίου Αλουμίνιον της Ελλάδος στην Αντίκυρα Βοιωτίας, που ξεκίνησε τη λειτουργία της το 2001 και διαθέτει ισχύ 334 MW [21]. Η μονάδα αυτή καλύπτει ενεργειακά τις βιομηχανικές ανάγκες της επιχείρησης και τροφοδοτεί ταυτόχρονα το δίκτυο. Η Μεγαλούπολη V, που τέθηκε σε λειτουργία το 2016, έχει ισχύ 811 MW και λειτουργεί με φυσικό αέριο, προσφέροντας κρίσιμη υποστήριξη στο Νότιο Σύστημα [22]. Ο ΑΗΣ Λαυρίου και ειδικότερα, η Μονάδα IV Συνδυασμένου Κύκλου, διαθέτει εγκατεστημένη ισχύ 550 MW και αποτελεί μία από τις σημαντικότερες μονάδες φυσικού αερίου του συστήματος, συμβάλλοντας ευέλικτα στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, ανάλογα με τις διακυμάνσεις της ζήτησης [23]. Αντίστοιχα, ο ΑΗΣ Κομοτηνής, επίσης μονάδα φυσικού αερίου, διαθέτει εγκατεστημένη ισχύ 484,6 MW, καλύπτοντας ενεργειακές ανάγκες του βόρειου συστήματος και συμμετέχοντας στην ομαλή λειτουργία του διασυνδεδεμένου δικτύου [24]. Στον ακόλουθο Πίνακα 4 παρουσιάζονται συνοπτικά τα ανωτέρω στοιχεία.

***Πίνακας 4**: Θερμικές Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε λειτουργία στην Ελλάδα*

Μονάδα	Τύπος Καυσίμου	Ισχύς (MW)	Περιοχή	Έτος Έναρξης
ΑΗΣ Άγιου Δημητρίου	Λιγνίτης	1.595	Κοζάνη	1984
Άγιος Νικόλαος (MYTILINEOS)	Φυσικό Αέριο	826	Βοιωτία	2022
Μεγαλούπολη V	Φυσικό Αέριο	811	Μεγαλόπολη	2016
Πτολεμαΐδα	Λιγνίτης	660	Πτολεμαΐδα	2022
Λαύριο	Φυσικό Αέριο	550	Αττική	1999
Κομοτηνή	Φυσικό Αέριο	484,6	Θράκη	2000

Κόρινθος Power	Φυσικό Αέριο	436	Κόρινθος	2012
Θίσβη (ΕΛΠΕ)	Φυσικό Αέριο	430	Βοιωτία	2011
Αλουμίνιον της Ελλάδας	Φυσικό Αέριο	334	Αντίκυρα	2001
Μεγαλόπολη IV	Λιγνίτης	300	Μεγαλόπολη	1991

2.2 Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής



***Εικόνα 6**: Απεικόνιση Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής σε Δίκτυο ΣΗΕ στην Ελλάδα*

Πέρα από τις συγκεντρωμένες θερμικές μονάδες, σημαντικό ρόλο έχει η διεσπαρμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα από ΑΠΕ. Στην κατηγορία αυτή ανήκουν τα φωτοβολταϊκά συστήματα επί στεγών και επί εδάφους, τα μικρά και μεγάλα αιολικά πάρκα, καθώς και μονάδες βιομάζας και βιοαερίου. Οι εγκαταστάσεις αυτές βρίσκονται διάσπαρτες σε ολόκληρη την επικράτεια και συνδέονται είτε στο δίκτυο μέσης είτε χαμηλής τάσης, ανάλογα με την ισχύ τους. Ο ρόλος τους είναι καθοριστικός, καθώς αυξάνουν τη συμμετοχή της τοπικής παραγωγής, μειώνουν τις απώλειες μεταφοράς και συμβάλλουν στην αποκέντρωση του ενεργειακού μοντέλου. Η διεσπαρμένη παραγωγή, σε αντίθεση με τις μεγάλες κεντρικές μονάδες, εγκαθίσταται κοντά των σημείων κατανάλωσης, με αποτέλεσμα να μειώνει τις ανάγκες για μεταφορά και να ενισχύει την ενεργειακή αυτογονία των τοπικών κοινοτήτων.

Χαρακτηριστικά παραδείγματα διεσπαρμένης παραγωγής αποτελούν οι οικιακές και εμπορικές εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών συστημάτων, που ενσωματώνονται μέσω του μηχανισμού net metering, επιτρέποντας στους χρήστες να συμψηφίζουν την παραγόμενη με την απαιτούμενη ενέργεια. Στην ηπειρωτική χώρα και σε νησιά,

ενεργειακές κοινότητες έχουν αρχίσει να αναπτύσσονται, προωθώντας την ενεργειακή ανάπτυξη της περιοχής. Τα μικρά αιολικά πάρκα, ιδίως σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό όπως οι Κυκλάδες και τα Δωδεκάνησα, ενισχύουν σημαντικά την αυτάρκεια των νησιών, ενώ εγκαταστάσεις βιομάζας και βιοαερίου λειτουργούν κυρίως σε αγροτικές περιοχές, προσφέροντας λύσεις διαχείρισης αποβλήτων και παράλληλη παραγωγή ενέργειας. Η διεσπαρμένη παραγωγή έχει τη δυνατότητα να μετασχηματίσει το ενεργειακό τοπίο, ιδίως εφόσον συνδυαστεί με υποδομές αποθήκευσης και έξυπνης διαχείρισης φορτίου, ώστε να καταστεί δυνατή η ομαλή ενσωμάτωση των ΑΠΕ στο δίκτυο.

Ένα πολύ σημαντικό πλεονέκτημα τους είναι η ανθεκτικότητα σε διαταραχές και βλάβες. Σε περιπτώσεις φυσικών καταστροφών ή τεχνικών αστοχιών, η δυνατότητα ενός τοπικού μικροδικτύου (microgrid) να απομονώνεται από το κεντρικό σύστημα και να λειτουργεί αυτόνομα, εξασφαλίζει την ενεργειακή τροφοδοσία βασικών υπηρεσιών, όπως τα νοσοκομεία, δημοτικές υποδομές πανεπιστήμια και δίκτυα ύδρευσης, ιδιαίτερα σε απομακρυσμένες περιοχές της χώρας, όπου η πρόσβαση στο κεντρικό δίκτυο είναι περιορισμένη ή ευάλωτη. Η διεσπαρμένη παραγωγή μπορεί να προσφέρει ενεργειακή ασφάλεια, μειώνοντας την ανάγκη για ενεργοβόρες και ρυπογόνες πετρελαϊκές μονάδες.

Επιπλέον, αποτελεί καθοριστικό ρόλο στη σταθερότητα του ηλεκτρικού δικτύου ενισχύοντας την ευστάθεια και την λειτουργική του επάρκεια. Σε αντίθεση, με τις κεντρικές μονάδες παραγωγής που βρίσκονται σε απομακρυσμένες περιοχές και απαιτούν εκτεταμένη μεταφορά ισχύος, η διεσπαρμένη παραγωγή παρέχει ηλεκτρική ενέργεια τοπικά, περιορίζοντας τις διακυμάνσεις τάσης και τα φαινόμενα συμφόρησης του δικτύου. Σε περιπτώσεις υψηλής ζήτησης, όπως οι καλοκαιρινές περίοδοι με έντονη χρήση κλιματιστικών ή οι χειμερινές περίοδοι με αυξημένο φορτίο θέρμανσης, οι διεσπαρμένες μονάδες επιτρέπουν την απορρόφηση του φορτίου τοπικά, χωρίς να επιβαρύνουν το σύστημα μεταφοράς. Επιπρόσθετα, προσφέρουν ένα σημαντικό επίπεδο ευελιξίας, καθώς μπορούν να τίθενται σε λειτουργία ή να απομονώνονται γρήγορα ανάλογα με τις ανάγκες του δικτύου, συμβάλλοντας έτσι στην ισορροπία παραγωγής-κατανάλωσης.

Η διεσπαρμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, και ειδικότερα η τοπική αξιοποίηση ΑΠΕ, όπως τα φωτοβολταϊκά συστήματα με ή χωρίς αποθήκευση, προσφέρει σημαντικά λειτουργικά και τεχνικά πλεονεκτήματα για το ηλεκτρικό σύστημα. Ένα από τα πλέον κρίσιμα των θετικών στοιχείων είναι η μείωση των ενεργειακών απωλειών. Σύμφωνα με τα στοιχεία της World Bank για την Ελλάδα, οι απώλειες στο σύστημα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχονται σε περίπου 12% της παραγόμενης ενέργειας. Η διεσπαρμένη παραγωγή επιτρέπει την παραγωγή ενέργειας κοντά στο σημείο κατανάλωσης, μειώνοντας δραστικά τις απώλειες αυτές και βελτιώνοντας την ενεργειακή απόδοση του συνολικού συστήματος. Παράλληλα, η

τοπική παραγωγή συμβάλλει στην αποσυμφόρηση των υφιστάμενων δικτύων μεταφοράς και διανομής. Αυτό, είναι ιδιαίτερα σημαντικό για περιοχές με υψηλά εποχικά φορτία, όπως τα νησιά με τουριστική δραστηριότητα, όπου η μεταφορά ισχύος από την ηπειρωτική χώρα ή από κεντρικούς σταθμούς μπορεί να προκαλέσει προβλήματα σταθερότητας ή να απαιτήσει υψηλότερες επενδύσεις σε υποδομές [25].

Μέχρι τα τέλη του 2023, σύμφωνα με τα στοιχεία του HELAPCO, η εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών συστημάτων αυτοπαραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό (net metering) στην Ελλάδα είχε φθάσει περίπου τα 0,47 GW, εκ των οποίων περίπου τα 257 MW εγκαταστάθηκαν μόνο στα μέσα του 2023, που αποτέλεσε τη χρονιά με τη μεγαλύτερη ετήσια αύξηση του προγράμματος από την έναρξή του [26]. Ο αριθμός των ενεργειακών κοινοτήτων στην Ελλάδα παρουσιάζει σταθερή αύξηση τα τελευταία χρόνια. Σύμφωνα με στοιχεία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας και ευρωπαϊκών φορέων, περισσότερες από 1.400 ενεργειακές κοινότητες είχαν εγγραφεί έως το 2023, ενώ νεότερα δεδομένα ανεβάζουν τον συνολικό αριθμό σε πάνω από 1.700 σε εθνικό επίπεδο [27]. Το ενδιαφέρον είναι ιδιαίτερα έντονο σε αγροτικές περιοχές μικρούς δήμους, όπου οι ενεργειακές κοινότητες αποτελούν μέσο ενίσχυσης της ενεργειακής αυτάρκειας και μείωσης του κόστους ηλεκτροδότησης.

Παράλληλα, η ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής έχει αναδείξει νέες τεχνικές προκλήσεις. Σε περιοχές όπως η Πελοπόννησος, η Κρήτη και αρκετά νησιά του Αιγαίου, παρατηρείται κορεσμός των δικτύων διανομής, γεγονός που δυσχεραίνει τη σύνδεση νέων σταθμών ΑΠΕ. Η περιορισμένη δυνατότητα απορρόφησης ισχύος απαιτεί στοχευμένες επενδύσεις για την ενίσχυση των υποδομών, την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών και την περαιτέρω ψηφιοποίηση του συστήματος διαχείρισης του δικτύου [28].

3.1 Ανάλυση της ελληνικής ηλεκτρικής ενέργειας.

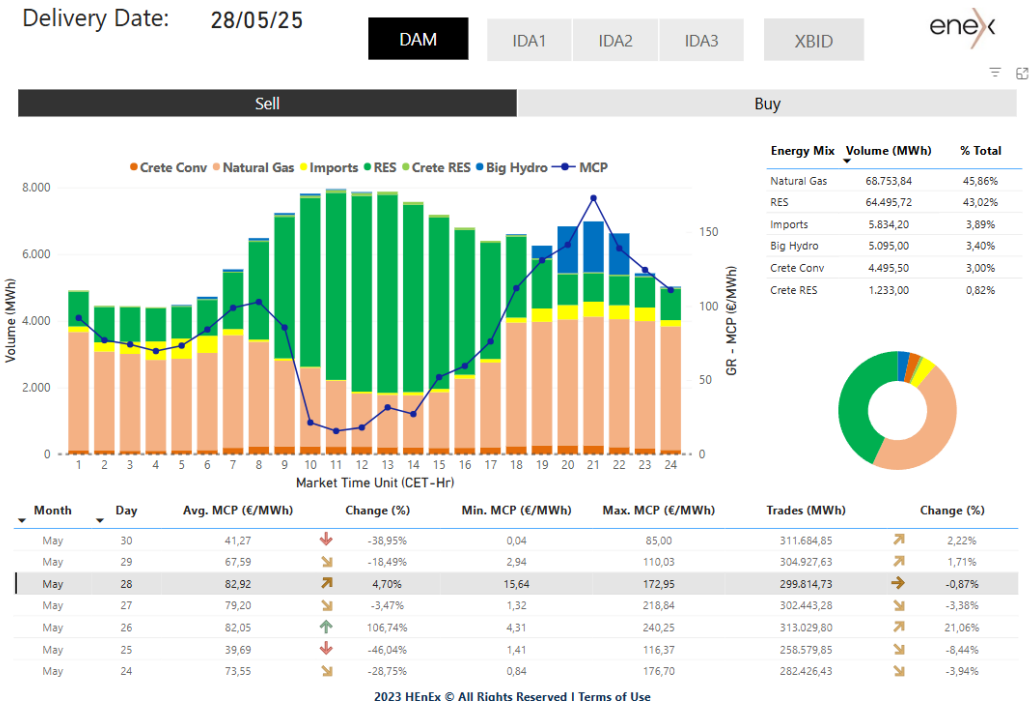
Το χρηματιστήριο Ενέργειας (Hellenic Energy Exchange- HEnEx) αποτελεί τον επίσημο μηχανισμό μέσω του οποίου πραγματοποιείται η αγοροπωλησία ηλεκτρικής ενέργειας στην ελληνική αγορά. Η λειτουργία του εντάσσεται στο ευρύτερο πλαίσιο της ευρωπαϊκής ενοποίησης των αγορών ενέργειας (Target Model), με στόχο την ελεύθερη διαμόρφωση τιμών βάσει προσφοράς και ζήτησης και την ενίσχυση του ανταγωνισμού.

Μέσω του Χρηματιστηρίου Ενέργειας πραγματοποιούνται καθημερινά συναλλαγές τόσο στην προημερήσια αγορά όσο και στην ενδοημερήσια, όπου παραγωγοί, προμηθευτές και εισαγωγείς/εξαγωγείς ενέργειας συμμετέχουν υποβάλλοντας προσφορές τιμής και ποσότητας. Η τιμή εκκαθάρισης που διαμορφώνεται καθημερινά στην προημερήσια αγορά αποτελεί την επίσημη τιμή αγοράς και πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη μέρα και επηρεάζει άμεσα το κόστος ηλεκτροδότησης για τους προμηθευτές και τους καταναλωτές.

Η τιμή αυτή, γνωστή ως και Οριακή Τιμή Συστήματος (MCP), επηρεάζεται από πολλούς παράγοντες όπως την ζήτηση φορτίου, τη διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής, τη συμμετοχή των ΑΠΕ, το κόστος των καυσίμων και τις διασυνοριακές ροές. Σε περιόδους υψηλής ζήτησης ή μειωμένης παραγωγής από ΑΠΕ, η τιμή εκτοξεύεται, ενώ όταν υπάρχει αυξημένη παραγωγή ή εισαγωγές φθηνής ενέργειας από άλλες χώρες, μειώνεται. Έτσι ,το Χρηματιστήριο Ενέργειας λειτουργεί ως μηχανισμός εξισορρόπησης, αλλά και ως δείκτης των τάσεων που επικρατεί στην αγορά [29].

Οι γραφικές αναπαραστάσεις "Sell" και "Buy" που δημοσιεύονται καθημερινά από το HEnEx αποτυπώνουν τη λειτουργία αυτής της αγοράς σε πραγματικό χρόνο. Ο όρος "Sell" αναφέρεται στην ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που προσφέρεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα από τους παραγωγούς και τους εισαγωγείς, άρα περιλαμβάνει τόσο την εγχώρια παραγωγή όσο και τις εισαγωγές imports. Αντίστοιχα, ο όρος "Buy" αναφέρεται στην ποσότητα ενέργειας που απορροφάται από τους προμηθευτές ή το δίκτυο για να καλύψει τη ζήτηση των καταναλωτών, ενώ περιλαμβάνει και τις εξαγωγές (exports) προς τα γειτονικά συστήματα. Μέσω ανάλυσης αυτών των δεδομένων, μπορεί να διαπιστωθεί ποια τεχνολογική κατηγορία συμμετέχει στην κάλυψη της ζήτησης, πως διαμορφώνονται οι τιμές σε κάθε ώρα της ημέρας, ποιο είναι το ισοζύγιο ενέργειας μεταξύ Ελλάδας και των γειτονικών χωρών και πως επηρεάζονται οι τελικές χρεώσεις στους προμηθευτές και έμμεσα στους καταναλωτές. Η αξιολόγηση αυτών των δεδομένων για συνεχόμενες ημέρες προσφέρει ουσιαστική εικόνα για τη στοχαστικότητα των ΑΠΕ, την εξάρτηση από το φυσικό αέριο, καθώς και για την ενεργειακή ευελιξία ή αδυναμία του ελληνικού συστήματος. Στο πλαίσιο της πρώτης ανάλυσης της ελληνικής ηλεκτρικής οικονομίας, έχουν επιλεχθεί ως μελέτη περίπτωσης οι ημερομηνίες 28,29 και 30 Μαΐου του 2025, βασιζόμενοι στα στοιχεία του HEnEx.

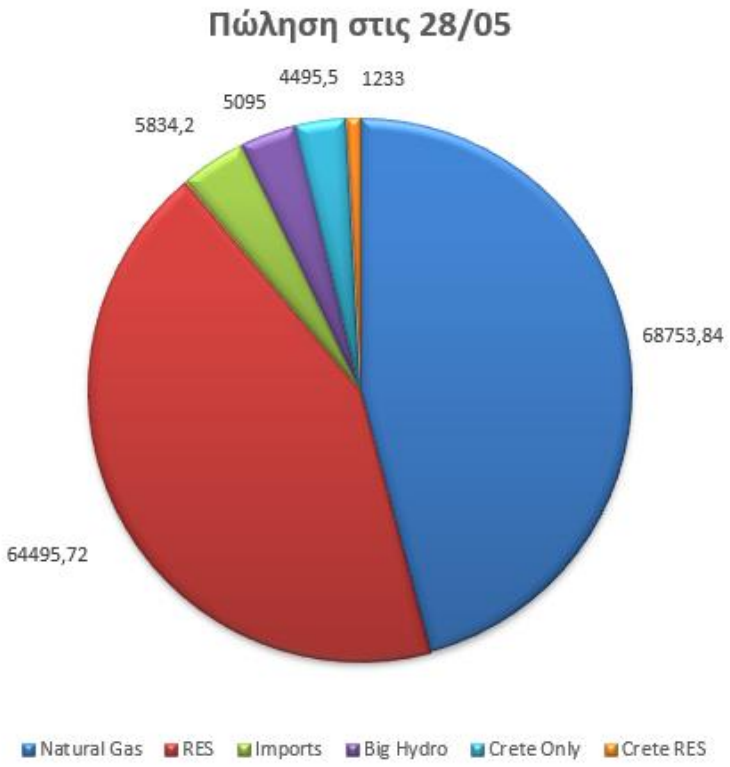
Γραφική παράσταση Sell από HEnEx για τις 28/05/2025



Εικόνα 7 *: Διάγραμμα HEnEx για Πώληση στις 28/05/2025*

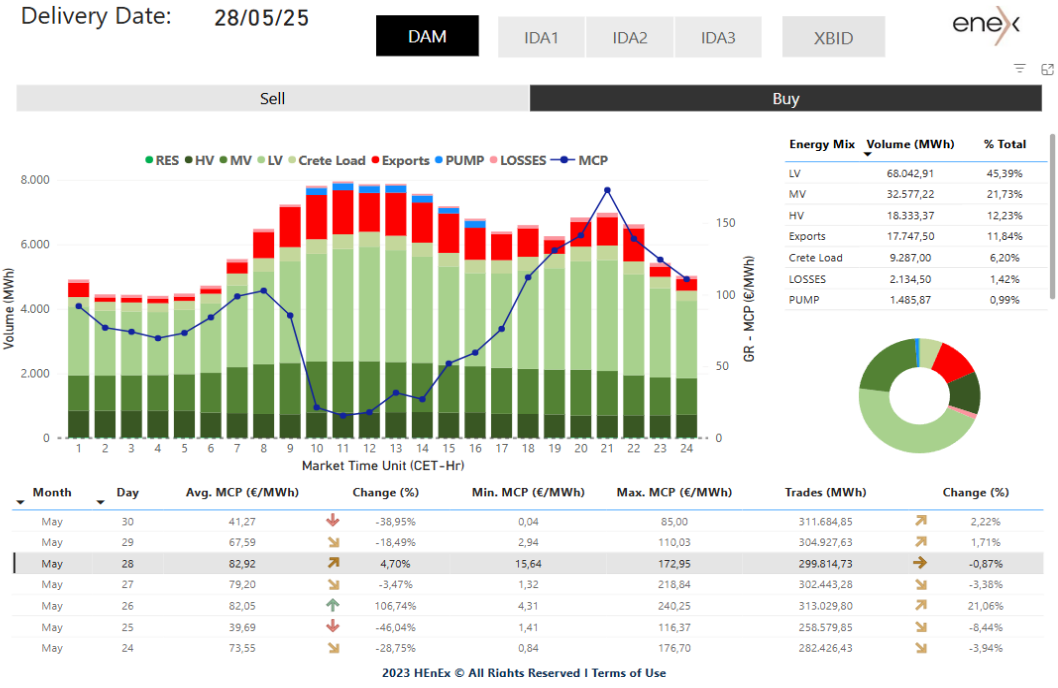
Για την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας για τις 28/05/2025 η κύρια προσφερόμενη ενέργεια προήλθε από μονάδες φυσικού αερίου (45,86 %) και ΑΠΕ (43,02 %). Η παρουσία των εισαγωγών (3,89 %)και των υδροηλεκτρικών (3,40 %) υπήρξε υποστηρικτική, ενώ λιγότερη συμμετοχή είχαν οι μονάδες Κρήτης (3,00 %) και τα ΑΠΕ της Κρήτης (0,82 %). Η συνολική συμμετοχή των ΑΠΕ αυξάνεται κατά τις ώρες ηλιακής αιχμής (10:00 – 16:00), οδηγώντας σε πτώση της τιμής MCP στα 15,64 € /MWh, γεγονός που δείχνει την αποδοτικότητα του συστήματος όταν υπάρχει υψηλή ηλιακή παραγωγή [30].

Η μέγιστη τιμή της ημέρας έφτασε τα 172,95 €/ MWh, στις 21 :00, αντανακλώντας τη μετάβαση από τις ΑΠΕ προς τις θερμικές μονάδες και εισαγωγές, ενώ η μέση MCP διαμορφώθηκε στα 82,92 €/ MWh. Στην Εικόνα 8 παρουσιάζονται σε μορφή διαγράμματος πίτας τα παραπάνω δεδομένα.



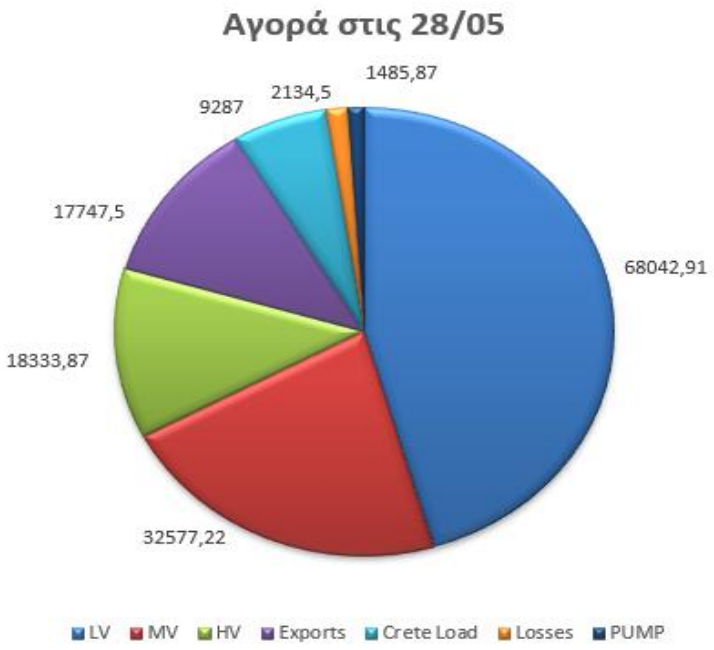
***Εικόνα 8**: Διάγραμμα Πίτας για την Πώληση στις 28/05/2025*

<u>Γραφική παράσταση Buy από HEnEx για τις 28/05/2025.</u>



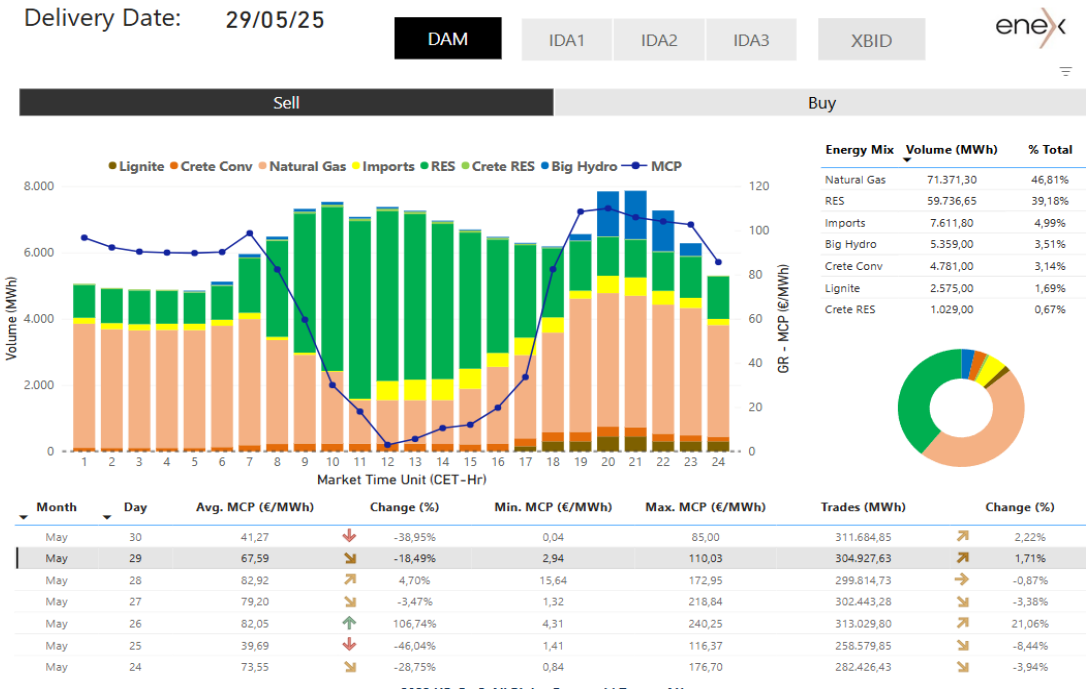
***Εικόνα 9**: Διάγραμμα HEnEx για Αγορά στις 28/05/2025*

Για την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας, το σύνολο των ενεργειακών ροών διαμορφώθηκε κυρίως από τα δίκτυα χαμηλής (LV) και μέσης τάσης (MV) με 45,39% και 21,73% αντίστοιχα, τα οποία καλύπτουν τις ανάγκες των οικιακών και εμπορικών καταναλωτών. Η υψηλή τάση (HV) που αφορά κυρίως βιομηχανικές εγκαταστάσεις, συμμετείχε με 12,23 %. Εντυπωσιακή είναι η συμμετοχή των εξαγωγών, οι οποίες ανήλθαν στο 11,84 % της συνολικής κατανάλωσης (17.747,5 MWh), στοιχείο που καταδεικνύει τον ενεργό ρόλο της Ελλάδας στις διεθνείς αγορές ενέργειας. Οι απώλειες δικτύου (1,42%) και η ενέργεια για άντληση (0,99%) συνεισφέρουν μικρότερα ποσά. Στην Εικόνα 10 παρουσιάζονται σε μορφή διαγράμματος πίτας τα παραπάνω δεδομένα.



***Εικόνα 10**: Διάγραμμα Πίτας για την Πώληση στις 28/05/2025*

Γραφική παράσταση Sell από HEnEx για τις 29/05/2025

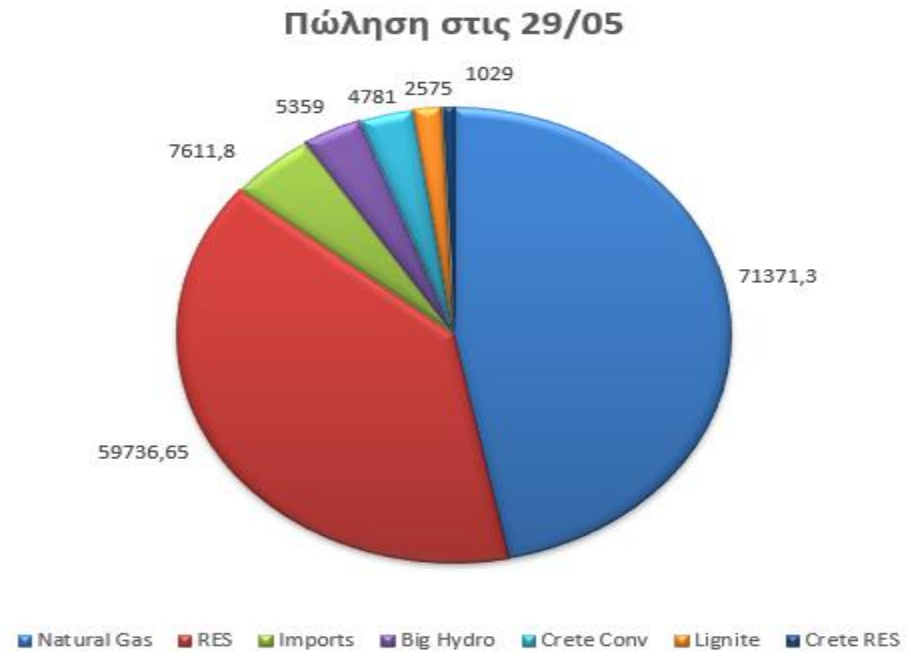


***Εικόνα 11**: Διάγραμμα HEnEx για την Αγορά στις 29/05/2025*

Στις 29 Μαΐου 2025, η εικόνα της προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην προημερήσια αγορά χαρακτηρίστηκε από έντονη εξάρτηση από μονάδες φυσικού αερίου και ισχυρή συνεισφορά των ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, η κυρίαρχη τεχνολογία παραγωγής ήταν το φυσικό αέριο με 71.371,30 MWh (46,81 %). Η συμμετοχή των ΑΠΕ ακολούθησε την αναμενόμενη ημερήσια καμπύλη, με αποκορύφωμα τις ώρες 10:00 έως 16:00. Η παραγωγή από ΑΠΕ διαμορφώθηκε στις 59.736,65 MWh (39,18 %), αποδεικνύοντας ότι συνιστούν ήδη βασικό πυλώνα στο ενεργειακό μείγμα, τουλάχιστον για τις ηλιόλουστες ώρες της ημέρας. Η καμπύλη MCP αντικατοπτρίζει το φαινόμενο αυτό, καθώς η τιμή της ενέργειας φτάνει στο ελάχιστο επίπεδο των 2,94 €/MWh λίγο μετά τις 12:00, όταν η διείσδυση των ΑΠΕ είναι στο μέγιστο.

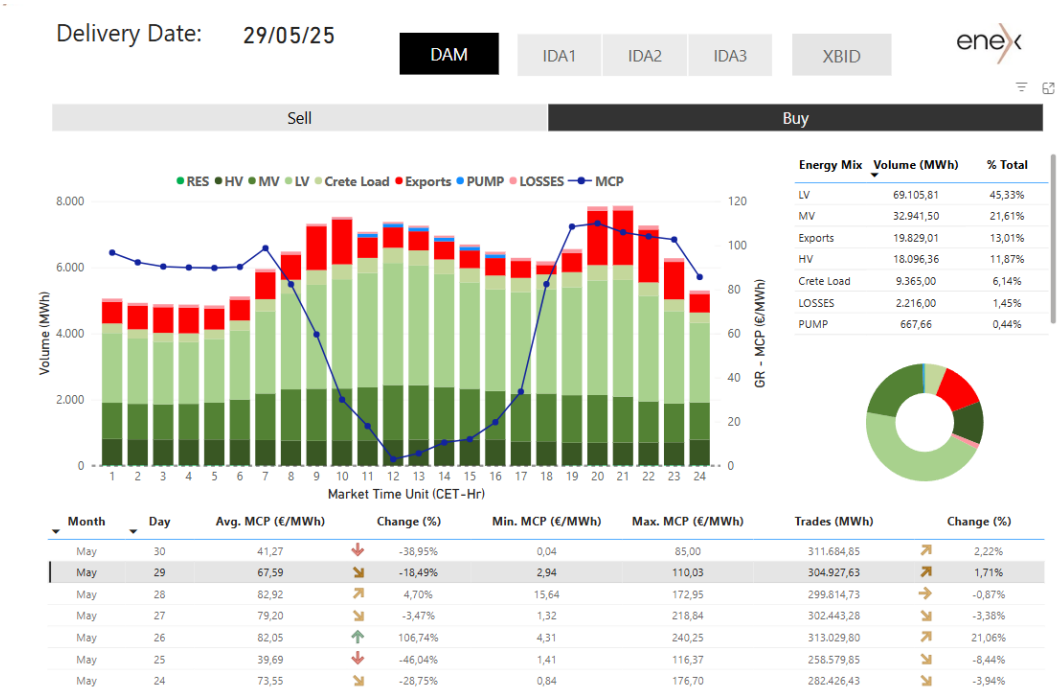
Οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας αντιπροσωπεύουν το 4,99 % της προσφοράς, με όγκο 7.611,80 MWh, προσθέτοντας ευελιξία στο σύστημα, ιδιαίτερα κατά τις νυχτερινές ώρες. Τα υδροηλεκτρικά με 5.359,00 MWh (3,51%) συνέλαβαν στην σταθεροποίηση του συστήματος, καθώς πρόκειται για μονάδες υψηλής ευελιξίας και άμεσης ενεργοποίησης.

Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής στην Κρήτη συνέχισαν να στηρίζουν την τοπική ενεργειακή επάρκεια, συνεισφέροντας 4.781,00 MWh (3,14 %). Στην ίδια περιοχή, η παραγωγή από ΑΠΕ διαμορφώθηκε σε μόλις 1.029,00 MWh(0,67 %), ένδειξη του περιορισμένου δυναμικού σε σχέση με την ηπειρωτική Ελλάδα. Τέλος παραγωγή από λιγνίτη ανήλθε σε 2.575,00 MWh (1,69 %). Στην Εικόνα 12 παρουσιάζονται σε μορφή διαγράμματος πίτας τα παραπάνω δεδομένα.



***Εικόνα 12**: Διάγραμμα Πίτας για την Πώληση στις 29/05/2025*

Γραφική παράσταση Buy από HEnEx για τις 29/05/2025

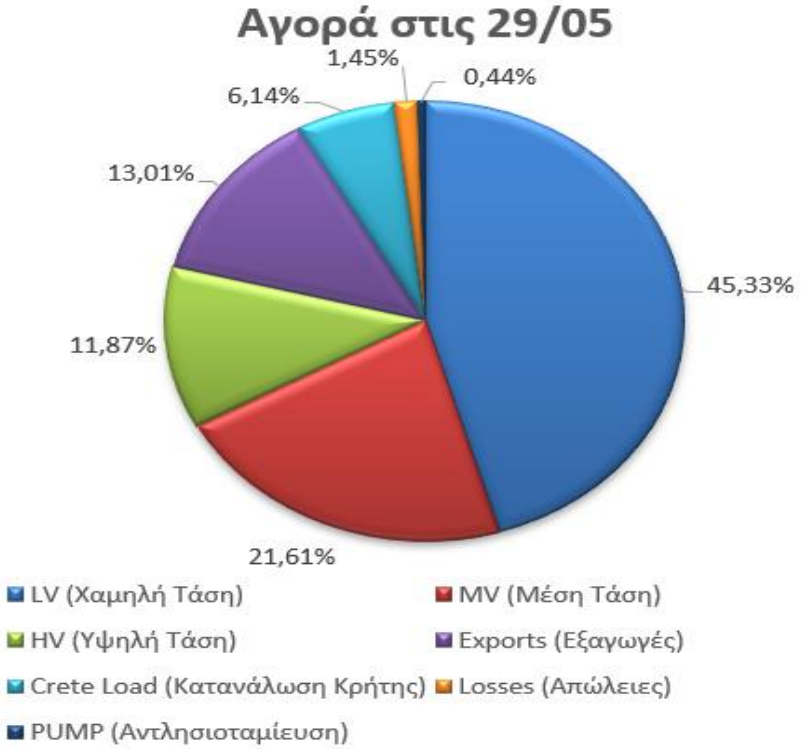


***Εικόνα 13**: Διάγραμμα HEnEx για την Αγορά στις 29/05/2025*

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στις 29 Μαΐου 2025 χαρακτηρίστηκε από σχετικά υψηλό και σταθερό φορτίο σε όλη τη διάρκεια της ημέρας, με κορυφώσεις κυρίως στις ώρες αιχμής της πρωινής και της βραδινής περιόδου. Η συνολική κατανάλωση ανήλθε

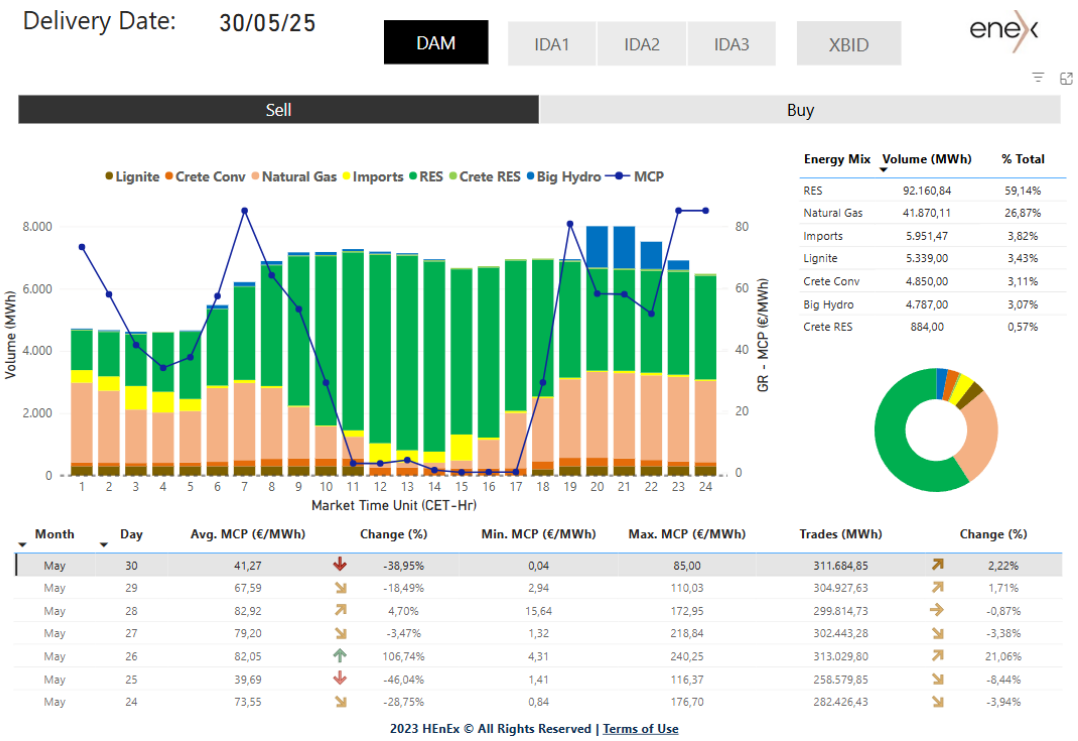
σε περίπου 152.221 MWh, με τον μεγαλύτερο παράγοντα είναι οι καταναλωτές χαμηλής τάσης (LV), δηλαδή οικιακές και μικρές εμπορικές καταναλώσεις, οι οποίοι απορρόφησαν 69.105,81 MWh (45,33%) του συνολικού φορτίου. Η μέση τάση (MV), αφορά τις μικρομεσαίες βιομηχανίες, κάλυψε 32.941,50 MWh (21,61%), με αρκετά σταθερή καμπύλη ζήτησης και τις εργάσιμες ώρες της ημέρας. Η υψηλή τάση (HV) απορρόφησε 18.096,36 MWh (11,87%), προερχόμενη από μεγάλες βιομηχανικές εγκαταστάσεις. Σημαντική συμμετοχή είχαν οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι έφτασαν τις 19.829,01 MWh (13,01 %). Η κατανάλωση στην Κρήτη (Crete Conv) ανήλθε στις 9.365,00 MWh (6,14 %), ενώ οι απώλειες του συστήματος (Losses) ήταν 2.216,00 MWh (1,45%). Τέλος, η ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση (PUMP), ήταν 667,66 MWh (0,44 %).

Η μέση τιμή εκκαθάρισης της αγοράς (MCP) διαμορφώθηκε στα 67,59 €/ MWh, παρουσιάζοντας μείωση 18,49 % σε σχέση με την προηγούμενη μέρα, γεγονός που αποδίδεται κυρίως στην αυξημένη παραγωγή από ΑΠΕ κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης. Η καμπύλη της τιμής εμφανίζει έντονη πτώση κατά τις μεσημεριανές ώρες, όταν η διείσδυση των ΑΠΕ είναι στο μέγιστο και επανέρχεται σε υψηλότερα επίπεδα μετά τις 18:00, φτάνοντας τοπικά τη μέγιστη τιμή των 110 €/MWh. Στην Εικόνα 14 παρουσιάζονται σε μορφή διαγράμματος πίτας τα παραπάνω δεδομένα.



***Εικόνα 14**: Διάγραμμα Πίτας για την Αγορά στις 29/05/2025*

Γραφική παράσταση Sell από HEnEx για τις 30/05/2025

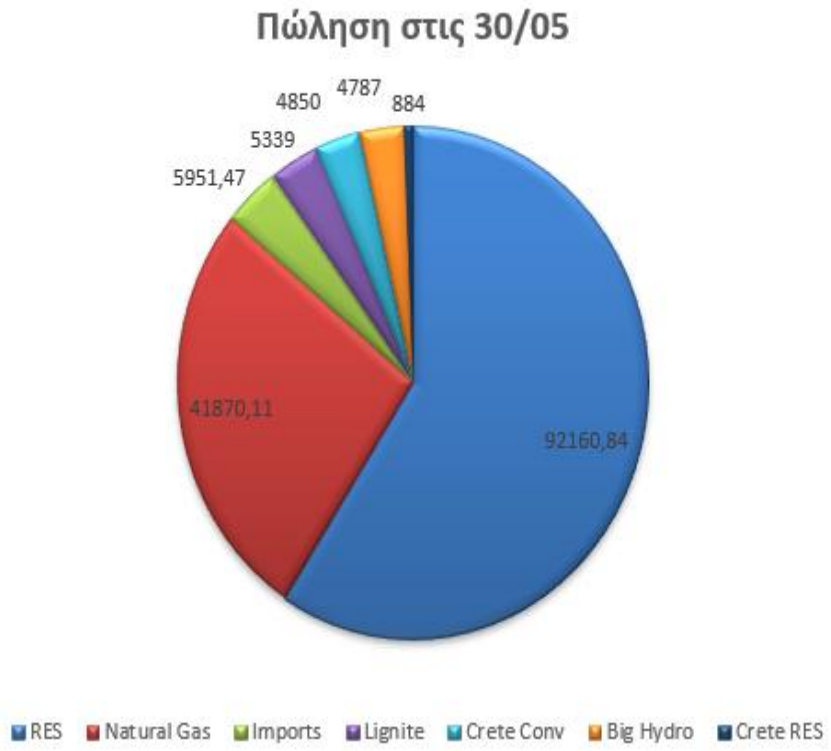


***Εικόνα 15**: Διάγραμμα HEnEx για την Πώληση στις 30/05/2025*

Στις 30 Μαΐου 2025, η γραφική παράσταση του HEnEx, αποτυπώνει μια ημέρα κυριαρχίας των ΑΠΕ, οι οποίες αποτελούν τη βασική πηγή παραγωγής για το ηλεκτρικό σύστημα της χώρας. Συγκεκριμένα, οι ΑΠΕ παρείχαν 92.160,84 MWh (59,41 %) του συνολικού ενεργειακού μείγματος. Το γεγονός αυτό αποδεικνύει τη σημαντική διείσδυση που έχουν πλέον αποκτήσει οι ανανεώσιμες τεχνολογίες στην ελληνική ηλεκτροπαραγωγή. Στην συνεισφορά ακολούθησε το φυσικό αέριο με 41.870,11 MWh (26,87 %),το οποίο παραμένει η βασική συμβατική τεχνολογία που χρησιμοποιείται για την κάλυψη των αναγκών, κυρίως κατά τις ώρες όπου η παραγωγή από ΑΠΕ δεν επαρκεί. Οι εισαγωγές ενέργειας από διασυνδεμένες χώρες ανήλθαν σε 5.951,47 MWh (3,82 %) και οι μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες ήταν σχεδόν παρόμοια με 4.787,00 MWh (3,07 %). Τέλος οι συμμετοχή του λιγνίτη 5.339,00 MWh (3,43%) και των συμβατικών μονάδων παραγωγής της Κρήτης 4.850,00 MWh (3,11 %) ήταν περιορισμένη, καθώς και οι ΑΠΕ της Κρήτης συνέβαλαν μόλις σε 884,00 MWh (0,57 %) .

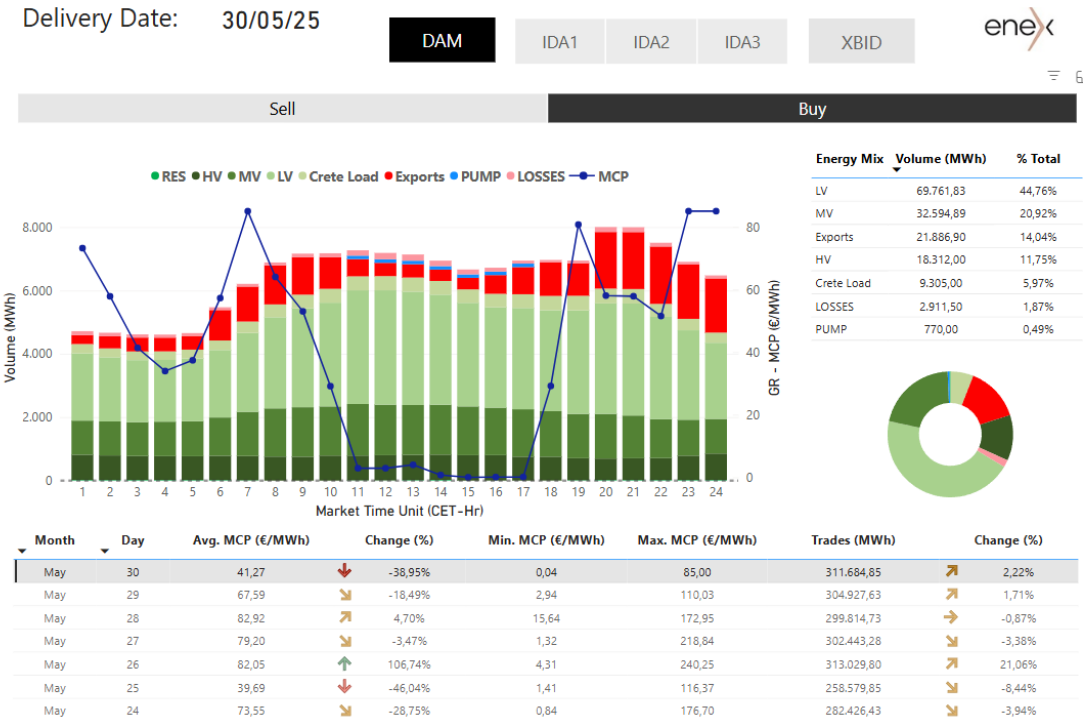
Η εξέλιξη της τιμής της αγοράς (MCP) δείχνει έντονα το φαινόμενο της υπερπροσφοράς ενέργειας, καθώς η μέση τιμή ανήλθε μόλις στα 41,27 €/MWh ,η χαμηλότερη ήταν σχεδόν μηδενική 0,04 €/MWh και η μέγιστη μόλις 85,00 €/MWh. Σε όλη τη διάρκεια της ημέρας και ιδιαίτερα μεταξύ 9:00 και 17:00, παρατηρείται κατακόρυφη πτώση της τιμής, που συμπίπτει με την αιχμή της παραγωγής από ΑΠΕ, κυρίως τα φωτοβολταϊκά. Αντίθετα, τις απογευματινές και βραδινές ώρες, όπου η συνεισφορά των ΑΠΕ μειώνεται και αυξάνεται η ανάγκη για πιο ευέλικτες μονάδες

όπως το φυσικό αέριο και τα υδροηλεκτρικά, παρατηρείται σχετική ανάκαμψη της τιμής. Το γεγονός αυτό υπογραμμίζει τη σημασία της συνδυασμένης λειτουργίας ΑΠΕ με εφεδρικές και ευέλικτες μορφές παραγωγής, καθώς και την ανάγκη για αποθήκευση ενέργειας προκειμένου να εξομαλυνθούν οι διακυμάνσεις στην αγορά. Στην Εικόνα 16 παρουσιάζονται σε μορφή διαγράμματος πίτας τα παραπάνω δεδομένα.



***Εικόνα 16**: Διάγραμμα Πίτας για την Πώληση στις 30/05/2025*

Γραφική παράσταση Buy από HEnEx για τις 30/05/2025



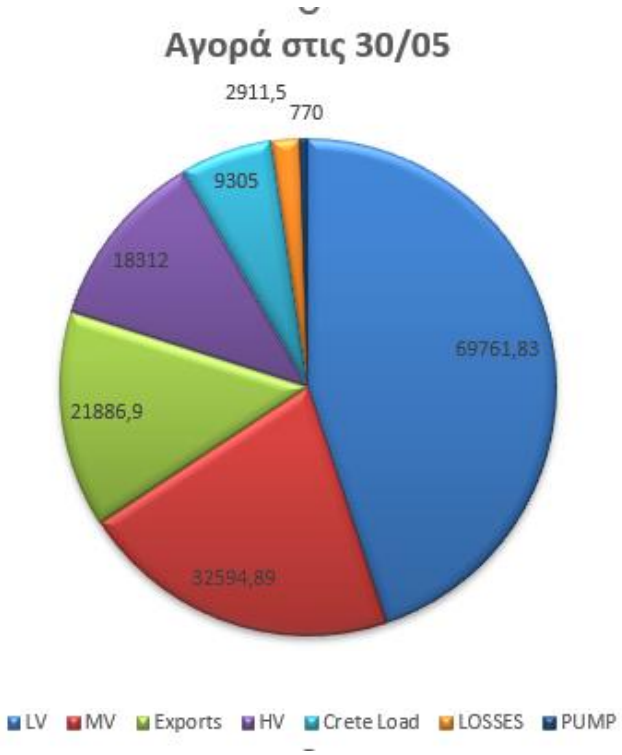
***Εικόνα 17**:Διάγραμμα HEnEx για την Αγορά στις 30/05/2025*

Το γράφημα του HEnEx που αφορά το Buy της ηλεκτρικής ενέργειας για τις 30/05/2025 παρουσιάζει ένα ιδιαίτερα χαρακτηριστικό ενεργειακό προφίλ που αντικατοπτρίζει τις συνθήκες κατανάλωσης και τη συμπεριφορά της τιμής MCP σε ένα σύστημα με αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ.

Αναφορικά με το ενεργειακό μίγμα της κατανάλωσης, η χαμηλή τάση (LV) κατέχει το μεγαλύτερο ποσοστό 69.761,83 MWh (44,76 %), αντανακλώντας κυρίως την κατανάλωση των οικιακών καταναλωτών και μικρών επιχειρήσεων. Ακολουθεί η μέση τάση (MV) ΜΕ 32.594,89 MWh (20,92 %), η οποία αφορά βιομηχανικές και εμπορικές χρήσεις και η υψηλή τάση (HV) ΜΕ 18.312,00 (11,75 %) για τις μεγαλύτερες βιομηχανίες. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η πολύ υψηλή τιμή των εξαγωγών, οι οποίες ανήλθαν σε 21.886,90 MWh (14,04%), της συνολικής ζήτησης. Αυτό δείχνει ότι κατά τη διάρκεια της ημέρας υπήρξε σημαντικό πλεόνασμα ενέργειας, το οποίο διοχετεύτηκε σε γειτονικές χώρες μέσω των ηλεκτρικών διασυνδέσεων. Επιπλέον, η ζήτηση της Κρήτης καταγράφηκε στις 9.305,00 MWh (5,97 %), ενώ οι απώλειες (Losses) ανήλθαν σε 2.911,50 MWh (1,87 %) και η κατανάλωση για σκοπούς άντλησης σε 770,00 MWh (0,49%).

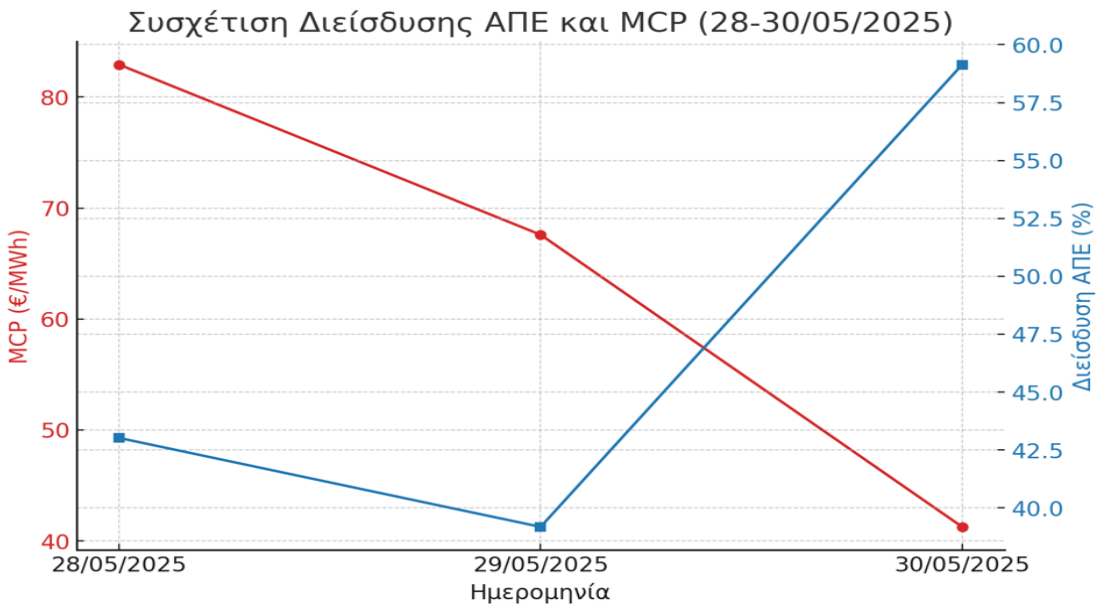
Κατά τη διάρκεια της ημέρας, η μέση τιμή MCP διαμορφώνεται μόλις στα 41,27 €/MWh, η χαμηλότερη τιμή της εβδομάδας, ενώ η ελάχιστη τιμή φτάνει τα 0,04 €/MWh, καταγράφοντας σχεδόν μηδενικό κόστος αγοράς για αρκετές συνεχόμενες ώρες. Η μέγιστη τιμή, ωστόσο, δεν ξεπερνά τα 85,00 €/MWh, επιβεβαιώνοντας τις

σχετικά ήπιες διακυμάνσεις κατά τη συγκεκριμένη ημέρα. Στην Εικόνα 18 παρουσιάζονται σε μορφή διαγράμματος πίτας τα παραπάνω δεδομένα.



***Εικόνα 18**: Διάγραμμα Πίτας για την Αγορά στις 30/05/2025*

<u>Συμπέρασμα και Σύγκριση των Ημερών από το Διάγραμμα HEnEx</u>



***Εικόνα 19**:Απεικόνιση Συσχέτισης των ΑΠΕ με την MCP*

Το παραπάνω γράφημα προέκυψε από την ανάλυση των ημερομηνιών 28,29 και 30 Μαΐου 2025, αναδεικνύει με σαφήνεια τη δυναμική σχέση που συνδέει τη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) με την Οριακή Τιμή Συστήματος (Market Clearing Price -MCP). Οι τρεις διαδοχικές ημέρες παρέχουν ένα χαρακτηριστικό στιγμιότυπο της αγοράς ενέργειας, αποκαλύπτοντας την επίδραση που έχει η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ στη διαμόρφωση των τιμών.

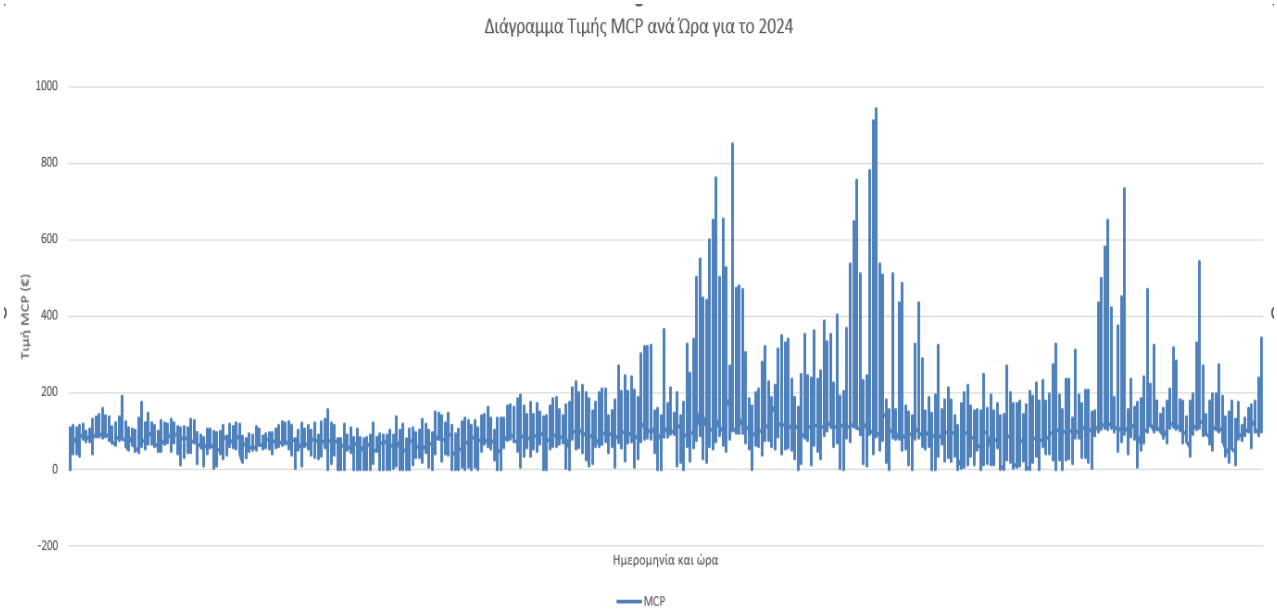
Συγκεκριμένα, στις 28/05 η συμμετοχή των ΑΠΕ στην αγορά ενέργειας ανήλθε στο 43,02 %, με την MCP να διαμορφώνεται στα 82,92 €/MWh. Την επόμενη ημέρα , στις 29/05, η διείσδυση των ΑΠΕ μειώθηκε στο 39,18% και αυτό συνοδεύτηκε από μια αισθητή πτώση της MCP στις 67,59 €/MWh. Παρά το γεγονός ότι οι ΑΠΕ κάλυψαν μικρότερο ποσοστό της συνολικής παραγωγής, η μείωση της MCP πιθανόν να οφείλεται και σε άλλους συντελεστές, όπως η πτώση της ζήτησης ή η αύξηση των φθηνότερων εισαγωγών. Στις 30/05, ωστόσο, σημειώθηκε η υψηλότερη συμμετοχή των ΑΠΕ, αγγίζοντας το 59,14 % και η MCP κατέγραψε το χαμηλότερο επίπεδο των τριών ημερών, μόλις 41,27 €/MWh. Το γεγονός αυτό αποτυπώνει τον καθοριστικό ρόλο των ΑΠΕ στη μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας.

Η παραπάνω συσχέτιση είναι απόλυτα σύμφωνη με τη θεωρητική προσέγγιση σύμφωνα με την οποία οι ΑΠΕ, λόγω του μηδενικού ή σχεδόν μηδενικού οριακού κόστους παραγωγής, οδηγούν σε μείωση της τιμής εκκαθάρισης όταν ενσωματώνονται σε υψηλά ποσοστά στο ενεργειακό μείγμα. Με άλλα λόγια, όσο αυξάνεται η προσφορά ενέργειας χαμηλού κόστους μέσω των ΑΠΕ, τόσο περιορίζεται η ανάγκη για ενεργοποίηση πιο ακριβών θερμικών ή εισαγόμενων μονάδων, με άμεσο αποτέλεσμα να μειώνονται οι τιμές στην αγορά.

Επιπλέον, η τάση αυτή υποδεικνύει τη στρατηγική σημασία που έχουν οι ΑΠΕ όχι μόνο για την ενεργειακή μετάβαση και τη μείωση των εκπομπών, αλλά και για την ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας της αγοράς ενέργειας. Ωστόσο, η αυξημένη διείσδυση προϋποθέτει την ύπαρξη υποστηρικτικών μηχανισμών, όπως η αποθήκευση ενέργειας και η ευέλικτη διαχείριση φορτίου, προκειμένου να διατηρηθεί η αξιοπιστία και η σταθερότητα του ηλεκτρικού συστήματος.

Συμπληρώνοντας την επιμέρους ανάλυση των ημερών 28-30 Μάιου 2025, είναι σημαντικό να εξεταστεί η συνολική διακύμανση της Μοναδιαίας Τιμής Εκκαθάρισης (MCP) κατά το προηγούμενο έτος. Η μέση τιμή της MCP για το 2024 διαμορφώθηκε στα 100,88 €/MWh, αντανακλώντας τη συνολική ισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης στην προηγούμενη αγορά. Οι τιμές επηρεάστηκαν από έναν συνδυασμό παραγόντων, όπως η μεταβλητότητα της ζήτησης, η συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα, το κόστος των καυσίμων, καθώς και οι σταθερές εισαγωγές και εξαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων μεταξύ των γειτονικών χωρών.

Ενδεικτική της έντονης δυναμικής της αγοράς είναι η μέγιστη τιμή της MCP, η οποία έφτασε τα 942,00 €/ MWh στις 4 Σεπτέμβριου 2024 και ώρα 17 : 59, τιμή που συνδέεται πιθανόν με αιχμές ζήτησης και περιορισμένη διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής. Αντίθετα, η χαμηλότερη τιμή της MCP για το έτος καταγράφηκε στις 28 Απριλίου 2024 και ώρα 07:59 ,φθάνοντας τα-1,02 €/MWh. Η Εικόνα 20 παρουσιάζει το διάγραμμα της εξέλιξης της MCP για το έτος 2024.



***Εικόνα 20**: Διάγραμμα Τιμής της MCP ανά ώρα για το 2024*

Συνολικά, καταγράφηκαν 11 περιπτώσεις αρνητικής τιμής της MCP για το 2024, φαινόμενο που συνδέεται κυρίως με περιόδους υπερπαραγωγής από ΑΠΕ σε ώρες χαμηλής κατανάλωσης, σε συνδυασμό με περιορισμένη δυνατότητα αποθήκευσης ή εξαγωγών. Οι ακραίες αυτές τιμές καταδεικνύουν τις λειτουργικές προκλήσεις του υφιστάμενου συστήματος και επισημαίνουν την ανάγκη ενίσχυσης της ευελιξίας, μέσω τεχνολογιών αποθήκευσης, διαχείρισης φορτίου και βελτιωμένων μηχανισμών εξισορρόπησης, στο πλαίσιο της ενεργειακής μετάβασης. Στον πίνακα 5 αναγράφονται αναλυτικά οι 11 περιπτώσεις όπου η MCP είχε αρνητική τιμή.

Πίνακας 5: Οι αρνητικές τιμές της MCP για το 2024

Ημερομηνία και ώρα		MCP (€/MWh)
07/04/2024	12:59	-0,01
13/04/2024	11:59	-0,01
14/04/2024	11:59	-0,01
14/04/2024	12:59	-0,01
28/04/2024	06:59	-0,07
28/04/2024	07:59	-1,02
28/04/2024	08:59	-0,20
28/04/2024	09:59	-0,01
28/04/2024	10:59	-0,01
28/04/2024	11:59	-0,5
28/04/2024	12:59	-0,5

3.2 Η Σημασία της Ηλεκτρικής Διασύνδεσης της Ελλάδας με Γειτονικές Χώρες

Η λειτουργία ενός σύγχρονου και αποδοτικού ηλεκτρικού συστήματος προϋποθέτει την ύπαρξη διασυνοριακής συνεργασίας και ενεργειακής ολοκλήρωσης. Η Ελλάδα, αξιοποιώντας τη γεωστρατηγική της θέση και την ευρωπαϊκή της ταυτότητα, έχει πραγματοποιήσει κρίσιμες ηλεκτρικές διασυνδέσεις με πέντε γειτονικές χώρες, την Τουρκία, την Ιταλία, την Βόρεια Μακεδονία, την Βουλγαρία και την Αλβανία. Οι διασυνδέσεις αυτές, επιτρέποντας την αμφίδρομη ροή ενέργειας, αποτελούν πυλώνα για την εξισορρόπηση του ηλεκτρικού συστήματος για τη μεγιστοποίηση της αξιοποίησης των διαθέσιμων πόρων.

Η δυνατότητα εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους υψηλής ζήτησης ή μειωμένης εγχώριας παραγωγής αυξάνει την ενεργειακή επάρκεια και μειώνει την ανάγκη για ενεργοβόρες και δαπανηρές θερμικές μονάδες. Αντίστοιχα, η εξαγωγή πλεονάζουσας ενέργειας, ιδιαίτερα από ΑΠΕ, σε ώρες χαμηλής κατανάλωσης, περιορίζει την απόρριψη της παραγωγής και ενισχύει την οικονομική βιωσιμότητα του συστήματος.

Αξίζει ιδιαίτερα να σημειωθεί ότι οι ενεργειακές διασυνδέσεις επιδρούν άμεσα και στην MCP. Η εισροή φθηνότερης ενέργειας από γειτονικές χώρες μπορεί να μειώσει την MCP, κυρίως όταν η εγχώρια παραγωγή προέρχεται από ακριβότερες μονάδες όπως το φυσικό αέριο. Αντίθετα, οι εξαγωγές κατά τις ώρες χαμηλής εγχώριας ζήτησης συντελούν στην αύξηση της MCP, προσφέροντας διέξοδο σε παραγωγούς με χαμηλό μεταβλητό κόστος. Τα δεδομένα του Χρηματιστηρίου Ενέργειας (HEnEx), για τις

ημερομηνίες που αναλύθηκαν, αποτελούν καθοριστικό παράδειγμα στην καθημερινή διαμόρφωση της ηλεκτρικής αγοράς.

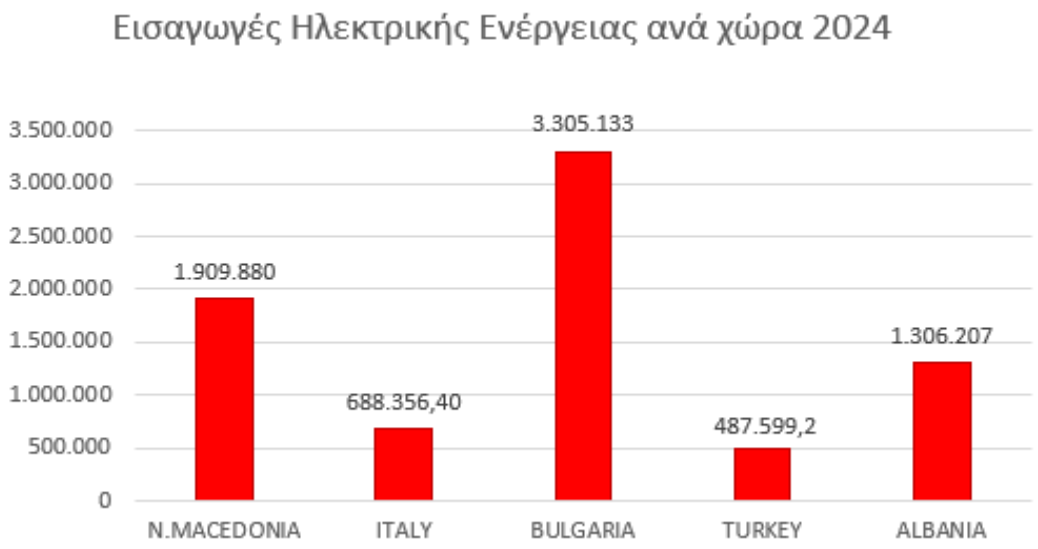
Τέλος, οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις δεν είναι μόνο εργαλείο για τη φυσική εξισορρόπηση της προσφοράς και της ζήτησης, αλλά και καταλύτης για την οικονομική σταθεροποίηση της αγοράς, ενισχύοντας τον ανταγωνισμό και την αποδοτικότητα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας.

Οι θεωρητικές διαπιστώσεις που αφορούν τη σημασία των ηλεκτρικών διασυνδέσεων επιβεβαιώνονται και από τα ποσοτικά δεδομένα που καταγράφονται για το έτος 2024. Στα παρακάτω διαγράμματα πίτας παρουσιάζεται συγκεντρωτικά ο όγκος εισαγωγών και εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας από τις πέντε διασυνδεδεμένες χώρες ,την Ιταλία , την Τουρκία, την Αλβανία και την Βόρεια Μακεδονία.

Η πρώτη πίτα (Εικόνα 21) αποτυπώνει τη συνολική ενέργεια που εισήγαγε η Ελλάδα από τις χώρες αυτές και στην Εικόνα 22 αποτυπώνεται η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί σε κάθε χώρα, σύμφωνα με τα ετήσια στοιχεία εισαγωγών. Η Βουλγαρία αποτελεί τον κύριο προμηθευτή με πάνω από 3,3 TWh, γεγονός που αντανακλά τη διαθεσιμότητα φθηνής ενέργειας από το γειτονικό σύστημα. Ακολουθούν η Βόρεια Μακεδονία (1,9 TWh), η Ιταλία (1,3 TWh), η Τουρκία (0,69 TWh) και η Αλβανία (0,49 TWh). Η διαφοροποίηση των πηγών εισαγωγών τονίζει την αξία της πολυμερούς διασύνδεσης για την ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας.

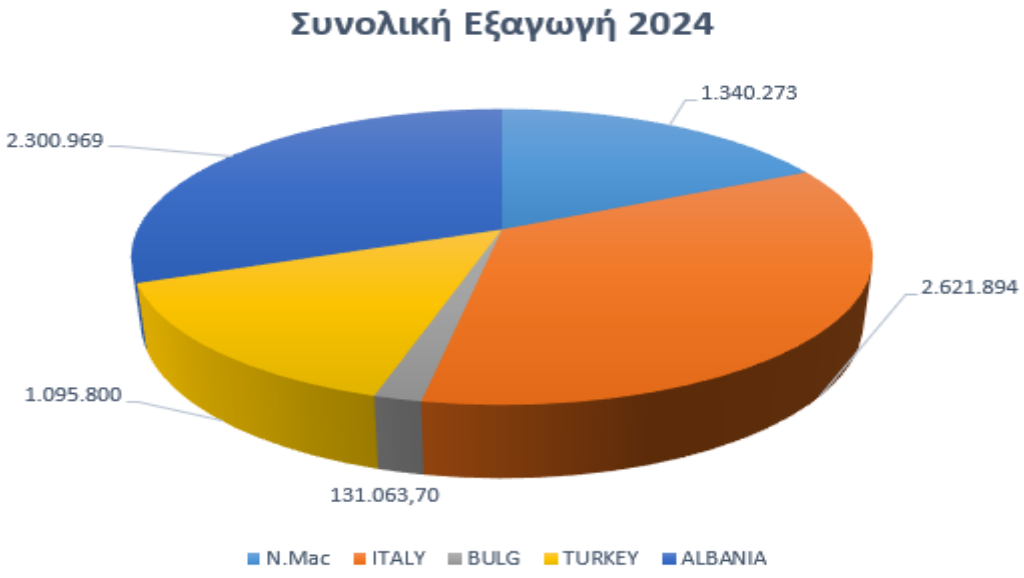


***Εικόνα 21**: Διάγραμμα Πίτας για την Συνολική Εισαγωγή Ενέργειας από τις Γειτονικές Χώρες του έτους 2024*

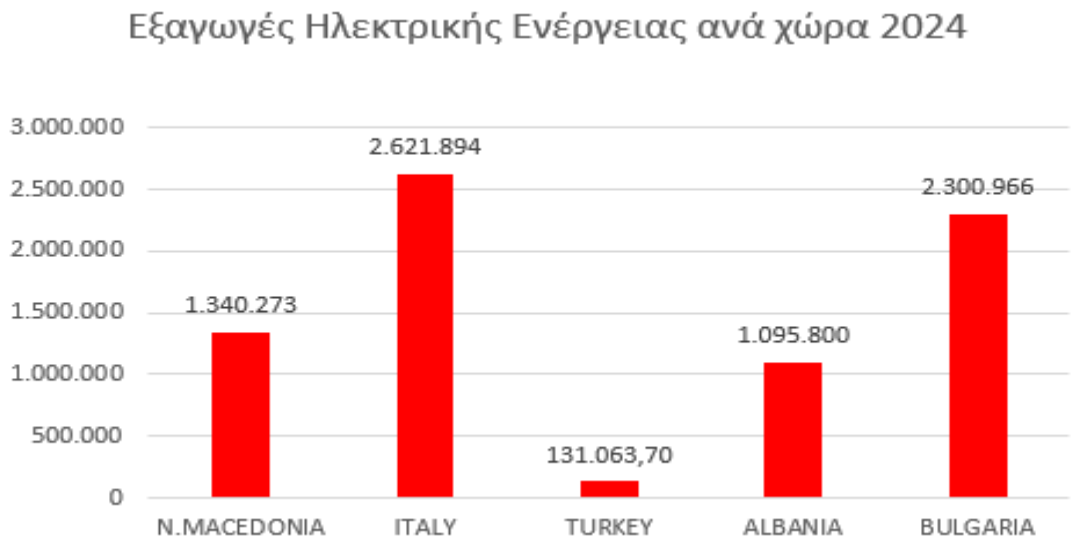


Εικόνα 22 *: Ραβδόγραμμα Εισαγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά χώρα 2024*

Η δεύτερη πίτα (Εικόνα 23) αποτυπώνει τη συνολική ενέργεια που εξήγαγε η Ελλάδα προς τις γειτονικές χώρες και στην Εικόνα 24 αποτυπώνεται η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί σε κάθε χώρα, σύμφωνα με τα ετήσια στοιχεία εξαγωγών. Παρατηρείται έντονη εξαγωγική δραστηριότητα προς την Ιταλία (2,6TWh), τη Αλβανία (2,3 TWh) και την Βόρεια Μακεδονία (1,3 TWh), ενώ μικρότερες ποσότητες διοχετεύθηκαν προς την Τουρκία (1,1 TWh) και την Βουλγαρία (0,13 TWh). Οι εξαγωγές αυτές αφορούν κυρίως περίσσεια παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ κατά περιόδους χαμηλής εγχώριας ζήτησης, προωθώντας τη διασυνοριακή απορρόφηση της πράσινης ενέργειας.



Εικόνα 23*: Διάγραμμα Πίτας για την Συνολική Εξαγωγή Ενέργειας από τις Γειτονικές Χώρες του έτους 2024*

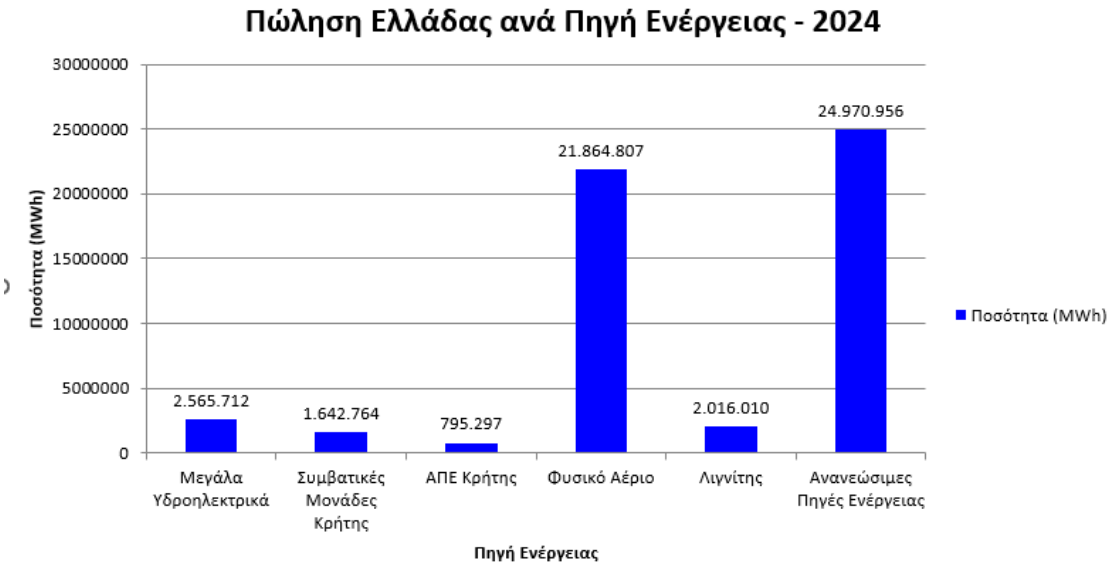


***Εικόνα 24**: Ραβδόγραμμα Εξαγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά χώρα 2024*

Αφού παρουσιάστηκε η συμμετοχή της Ελλάδας στις διασυνοριακές συναλλαγές ενέργειας και η επίδρασή τους στη διαμόρφωση των τιμών αγοράς , αξίζει να αναφερθεί και η εσωτερική δομή του ενεργειακού ισοζυγίου της χώρας. Η Ελλάδα, διατηρεί ενεργές ηλεκτρικές διασυνδέσεις με τις γειτονικές χώρες που αναφέρθηκαν στην προηγούμενη παράγραφο, όμως το μεγαλύτερο μέρος των ενεργειακών της αναγκών καλύπτεται, μέσω της εγχώριας παραγωγής. Η σύνθεση της συνολικής παραγωγής για το 2024 καταδεικνύει την κυριαρχία των ΑΠΕ, όπου αντιπροσωπεύουν σχεδόν το 50% της προσφερόμενης ενέργειας, με το φυσικό αέριο να ακολουθεί, αποτελώντας τον βασικό συμβατικό πυλώνα. Αντίστοιχα, στην πλευρά της παροχής, παρατηρείται πως η ζήτηση προέρχεται κυρίως από καταναλωτές χαμηλής τάσης, ενώ οι καταναλώσεις μέσης και υψηλής τάσης διατηρούν σημαντική συμμετοχή. Παράλληλα, σημαντική είναι και η επιβάρυνση από απώλειες του δικτύου, αλλά και η κατανάλωση στην Κρήτη, η οποία λειτουργεί ως μερικώς ανεξάρτητο ενεργειακό σύστημα. Τα διαγράμματα που ακολουθούν αποτυπώνουν σχηματικά αυτή τη σύνθεση, προσφέροντας μια καθαρή εικόνα των βασικών τάσεων που χαρακτηρίζουν την εγχώρια παραγωγή και κατανάλωση από τις διασυνοριακές ροές.

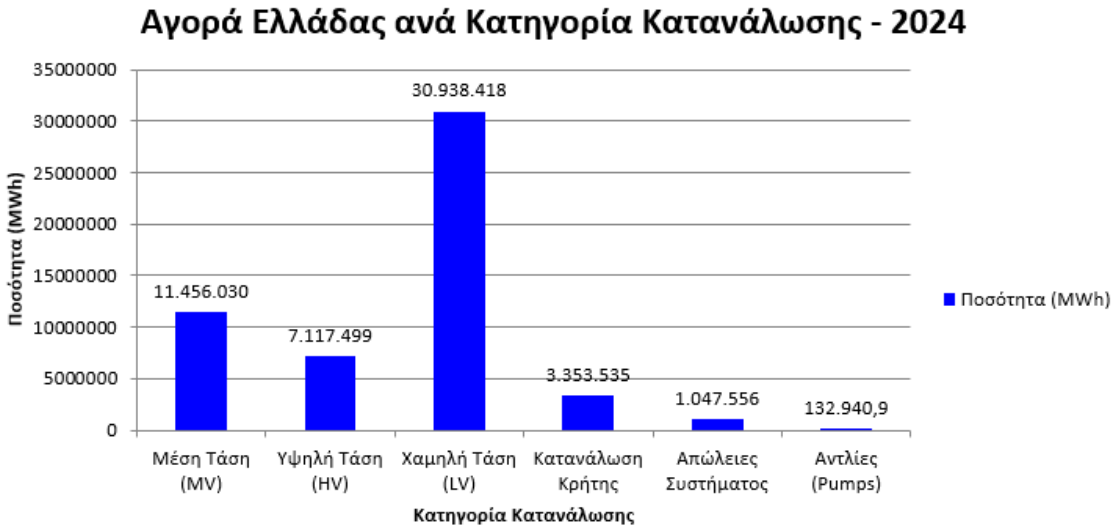
Το παρακάτω διάγραμμα (Εικόνα 25) απεικονίζει την κατανομή της ηλεκτρικής ενέργειας που διατέθηκε στην αγορά (Sell) από εγχώριες πηγές στην Ελλάδα για το έτος 2024, με συνολική ποσότητα που ανήλθε στις 53.855.546 MWh. Οι ΑΠΕ αποτέλεσαν τη σημαντικότερη συνιστώσα του ενεργειακού μίγματος, με 24.864.956 MWh, καλύπτοντας περίπου το 49,4% του συνόλου. Το φυσικό αέριο, ακολουθεί με 21.864.807 MWh (43,3%), επιβεβαιώνοντας τον κρίσιμο ρόλο του ως ευέλικτη και αποδοτική τεχνολογία βάσης, στο πλαίσιο της ενεργειακής μετάβασης. Οι λιγνιτικές μονάδες, με παραγωγή 2.016.010 MWh (3,7%), συνεχίζουν την πτωτική τους πορεία,

σε συμφωνία με την εθνική στρατηγική της απανθρακωποίησης. Η συνεισφορά των μεγάλων υδροηλεκτρικών ανήλθε σε 2.565.712 MWh (4,8%), επιβεβαιώνοντας τον συμπληρωματικό τους ρόλο, ιδιαίτερα σε περιόδους αιχμής ή ζήτησης. Στην περίπτωση της Κρήτης, η παραγωγή κατανέμεται μεταξύ συμβατικών μονάδων 1.642.764 MWh (3,25%) και ΑΠΕ 795.297 MWh (1,57%), με τη συνολική της συμμετοχή να ανέρχεται περίπου στο 5% του εθνικού Sell.



Εικόνα 25: Ποσοτική Κατανομή της Προσφερόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας για το 2024

Το παρακάτω διάγραμμα (Εικόνα 26) παρουσιάζει την κατανομή της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα (Buy) για το έτος 2024, συνολικού ύψους 54.045.978,9 MWh. Η χαμηλή τάση (LV) καταλαμβάνει την συντριπτική πλειονότητα της κατανάλωσης με 30.938.418 MWh, ποσοστό που αντιστοιχεί περίπου στο 57,24% του συνολικού φορτίου, επιβεβαιώνοντας την έντονη συμμετοχή του οικιακού και μικρομεσαίου εμπορικού τομέα. Η μέση τάση (MV), ανέρχεται δεύτερη με 11.456.030 MWh (21,19%), ενώ η υψηλή τάση (HV), στην οποία εντάσσονται μεγάλες βιομηχανίες και ενεργοβόρες επιχειρήσεις, καταγράφει 7.117.499 MWh, δηλαδή περίπου το 13,16% της συνολικής κατανάλωσης. Σημαντική επίσης είναι η κατανάλωση στην Κρήτη, η οποία φθάνει τις 3.353.535 MWh, αντιπροσωπεύοντας περίπου το 6,2%, γεγονός που αντανακλά τις ανάγκες ενός μερικώς απομονωμένου συστήματος. Οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς και διανομής (Losses) καταγράφονται στις 1.047.556 MWh (1,93%), ενώ μικρότερο μερίδιο καταλαμβάνει η κατανάλωση από αντλίες (PUMPS) με 132.940,9 MWh (0,24%).



***Εικόνα 26**: Ποσοτική Κατανομή της Κατανάλωσης της Ηλεκτρικής Ενέργειας για το 2024*

Στο πλαίσιο του ενεργειακού ισοζυγίου, ιδιαίτερη σημασία έχει η σύγκλιση των συνολικών μεγεθών μεταξύ της πλευράς του Sell και της πλευράς του Buy. Από τη μία πλευρά, η εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία για το 2024 ανέρχεται σε 53.855.546 MWh, σε συνδυασμό με τις εισαγωγές από τις διασυνοριακές διασυνδέσεις 7.697.275,6 MWh, διαμορφώνεται ένα συνολικό ενεργειακό μέγεθος 61,56 MWh. Από την άλλη πλευρά, το αντίστοιχο ενεργειακό σύνολο στην πλευρά του Buy προκύπτει από την εγχώρια κατανάλωση των επιμέρους δικτύων, η οποία ανέρχεται σε 54.045.978,9 MWh, σε συνδυασμό με τις εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας προς τις γειτονικές χώρες 7.489.996,7 MWh. Το άθροισμα των δύο μεγεθών οδηγεί επίσης στην τιμή των 61,56 MWh, επιβεβαιώνοντας ότι η συνολική διαθέσιμη ενέργεια του συστήματος ισούται με τη συνολική απορρόφηση. Η σύμπτωση αυτή των δύο πλευρών, αναδεικνύει την ομαλή και ισορροπημένη λειτουργία της αγοράς, καθώς και τον ουσιαστικό ρόλο των διασυνοριακών διασυνδέσεων στη διασφάλιση της ενεργειακής επαρκείας και της σταθερότητας του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος.

4.1 Ανάλυση Αναγκών Αποθήκευσης για Υποκατάσταση Παραγωγής από Φυσικό Αέριο.

Η υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα, παρότι συμβάλλει καθοριστικά στη μείωση των εκπομπών και στην επίτευξη των εθνικών και ευρωπαϊκών στόχων απανθρακοποίησης, συνοδεύεται από ένα θεμελιώδες τεχνικό χαρακτηριστικό, το οποίο είναι η στοχαστικότητα της παραγωγής. Η μεταβλητότητα της ηλιακής και αιολικής ισχύος, όπως παρουσιάστηκε στις προηγούμενες ενότητες, οδηγεί σε περιόδους πλεονάζουσας παραγωγής που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο, αλλά και σε περιόδους ελλείματος που καλύπτονται με τη λειτουργία μονάδων φυσικού αερίου. Το φαινόμενο αυτό όχι μόνο περιορίζει την αποδοτικότητα της

εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, αλλά επιβαρύνει και το συνολικό ενεργειακό κόστος, επηρεάζοντας άμεσα την MCP. Στο πλαίσιο αυτό, η ενσωμάτωση συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, όπως οι μπαταρίες ιόντων λιθίου, προκύπτει ως καίριο μέσο για την εξομάλυνση των διακυμάνσεων και τη μέγιστη αξιοποίηση του ανανεώσιμου δυναμικού.

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται η ανάπτυξη μοντέλου της μελέτης με στόχο την ακριβή εκτίμηση του απαιτούμενου αποθηκευτικού χώρου σε μπαταρίες προκειμένου να υποκαθίσταται στοχευμένα η ηλεκτροπαραγωγή από φυσικό αέριο στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα με τρόπο επιχειρησιακά ρεαλιστικό και οικονομικά τεκμηριωμένο. Η ανάλυση αξιοποιεί ωριαία δεδομένα λειτουργίας για το 2024 και οργανώνεται γύρω από έναν κανόνα λειτουργίας που προκύπτει από τη συσχέτιση μεταξύ MCP και ποσοτήτων αγοράς ώστε ο χρονισμός φόρτισης και εκφόρτισης να ευθυγραμμίζεται με τα σήματα της αγοράς και να ενισχύεται η απορρόφηση της ανανεώσιμης παραγωγής. Η διαστασιολόγηση ακολουθεί προσέγγιση από κάτω προς τα πάνω με ενσωμάτωση ρεαλιστικών τεχνικών περιορισμών φόρτισης και απόδοσης και με υλοποίηση σε μια ανώνυμη πλατφόρμα, η οποία χάρη στη δομοστοιχειωτή αρχιτεκτονική της επιτρέπει ελεγχόμενη κλιμάκωση ισχύος και χωρητικότητας και συνεπή εφαρμογή του κανόνα λειτουργίας. Στις επόμενες υποενότητες αναπτύσσονται αναλυτικά τα βήματα της μεθοδολογίας τα κριτήρια διαστασιολόγησης και οι έλεγχοι συνέπειας, ενώ παρατίθενται οι σχετικοί πίνακες και διαγράμματα από το συνοδευτικό υπολογιστικό φύλλο, ώστε η διαδικασία να παραμένει πλήρως αναπαραγωγική.

4.2 Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP και Buy της Ελλάδας.

Στο πρώτο βήμα της ανάλυσης εξετάζεται η γραμμική συσχέτιση ανάμεσα στην MCP και στις ωριαίες ποσότητες αγοράς, χρησιμοποιώντας τον συντελεστή Pearson. Ο δείκτης Pearson μετρά τον βαθμό, στον οποίο δύο μεταβλητές μεταβάλλονται μαζί και λαμβάνει τιμές από -1 έως +1. Τιμές κοντά στο +1 υποδεικνύουν ισχυρή θετική γραμμική συσχέτιση, όπου υψηλότερες τιμές MCP τείνουν να συνυπάρχουν με υψηλότερες ποσότητες της κατηγορίας Buy, ενώ τιμές κοντά στο -1 υποδηλώνουν ισχυρή αρνητική γραμμική συσχέτιση, δηλαδή όταν αυξάνεται η μία ποσότητα παρατηρείται μείωση της άλλης. Αδύναμη γραμμική συσχέτιση παρατηρείται όταν οι τιμές συσχέτισης είναι μηδενικές ή πολύ κοντά στο 0. Στο πλαίσιο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας η θετική συσχέτιση τιμής και ζήτησης είναι αναμενόμενη, καθώς οι ώρες αυξημένης ζήτησης προκαλούν μεγαλύτερη πίεση στο σύστημα και συχνότερη κλήση θερμικών μονάδων με αποτέλεσμα υψηλότερες οριακές τιμές.

Η εξίσωση Pearson:

$$rx,y = \frac{\sum_{i=1}^{n}(xi-\bar{x})(yi-\bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(xi-\bar{x})^2}\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(yi-\bar{y})^2}} \quad (1)$$

Όπου:

$r_{x,y}$: είναι ο συντελεστής συσχέτισης Pearson μεταξύ των μεταβλητών x και y

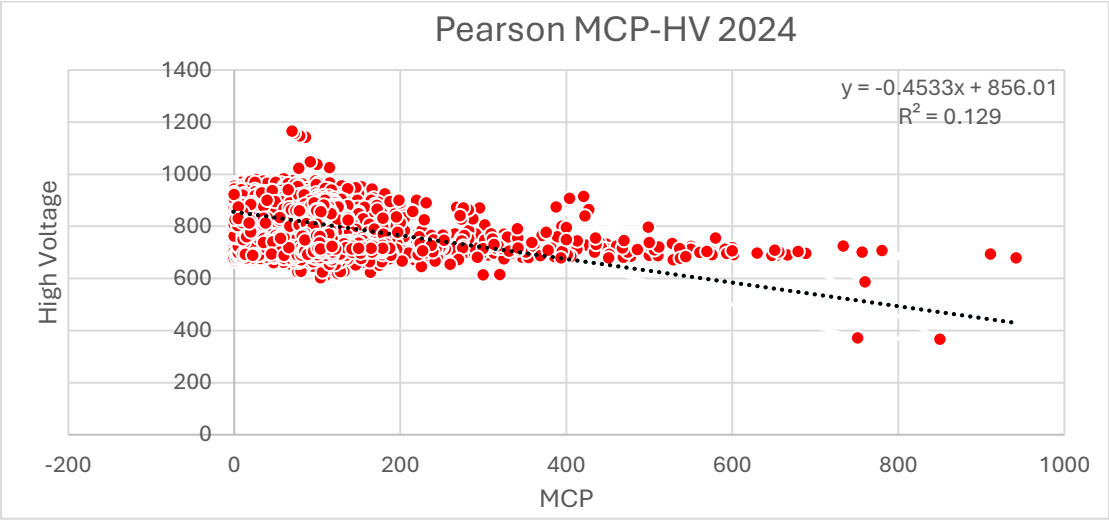
x_i : οι ωριαίες τιμές της MCP

y_i: οι αντίστοιχες ωριαίες τιμές της εξεταζόμενης μεταβλητής (π.χ. παραγωγή από φυσικό αέριο, ΑΠΕ, λιγνίτη)

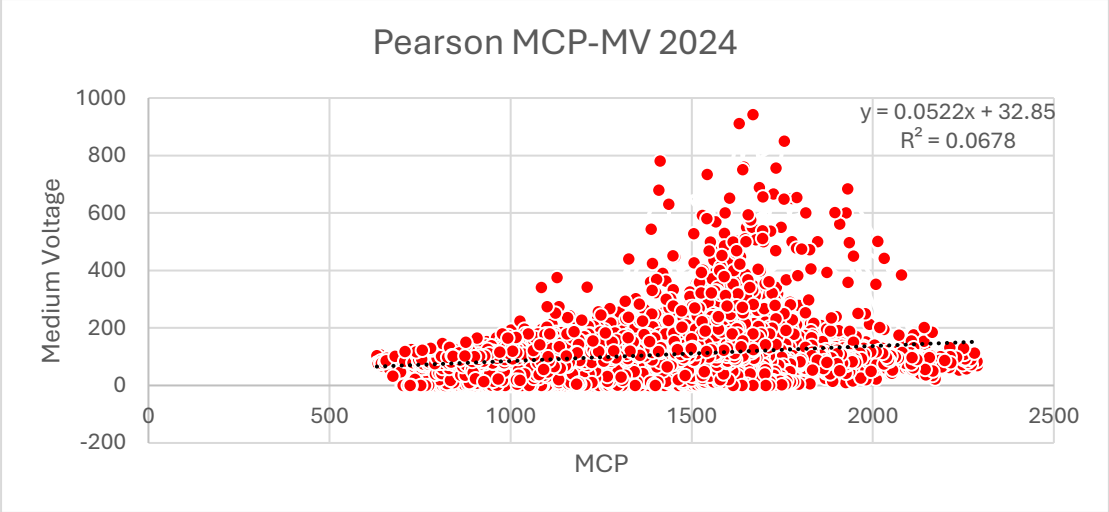
$\bar{x}, \bar{y}$: οι μέσες τιμές των μεταβλητών

n : το πλήθος των μεταβλητών

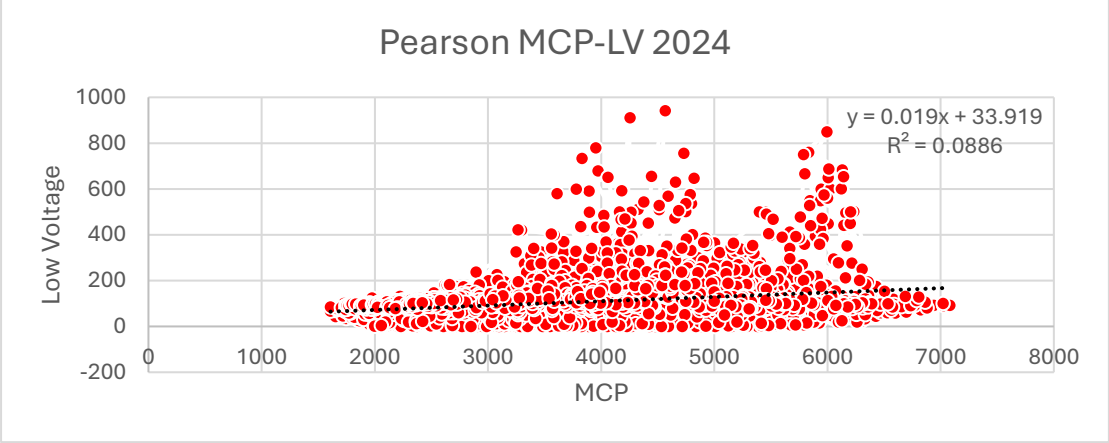
Μέσω ανάλυσης των ετήσιων χρονοσειρών προκύπτουν οι ακόλουθες ετήσιες τιμές Pearson για το 2024, οι οποίες τεκμηριώνουν τον λειτουργικό κανόνα φόρτισης και εκφόρτισης. Η σχέση MCP-HV εμφανίζεται με αρνητική τιμή με r=-0,359 γεγονός που υποδηλώνει ότι οι αυξήσεις στην υψηλή τάση δεν συμβαδίζουν γραμμικά με αυξήσεις στην τιμή, κάτι που μπορεί να αποδοθεί στη στοχευμένη κάλυψη μεγάλων φορτίων με συμβάσεις ή σε διαφορετικό χρονισμό αιχμών. Η σχέση MCP-MV είναι θετική με r=0,260 και αποτυπώνει πιο προβλέψιμο ημερήσιο κύκλο εμπορικών και βιομηχανικών φορτίων που τείνουν να συμπίπτουν με υψηλότερες τιμές. Η σχέση MCP-LV είναι επίσης θετική με r=0,298 αν και μετριοπαθής, καθώς το οικιακό προφίλ και η δέσμευση φωτοβολταϊκών στις στέγες εισάγουν διακυμάνσεις που αδυνατίζουν τον γραμμικό δεσμό.



***Εικόνα 27**: Συνάρτηση Pearson της MCP-HV για το 2024*



***Εικόνα 28**: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-MV για το 2024*

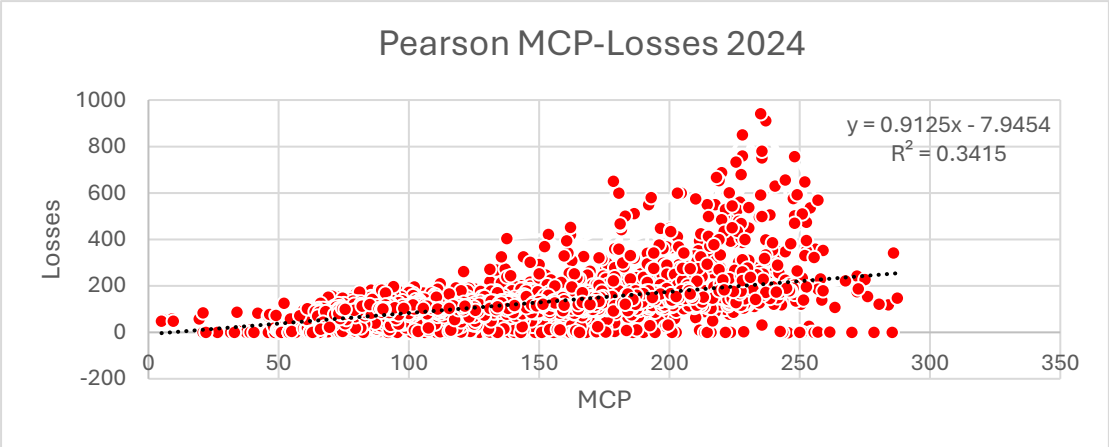


***Εικόνα 29**:Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-LV για το 2024*

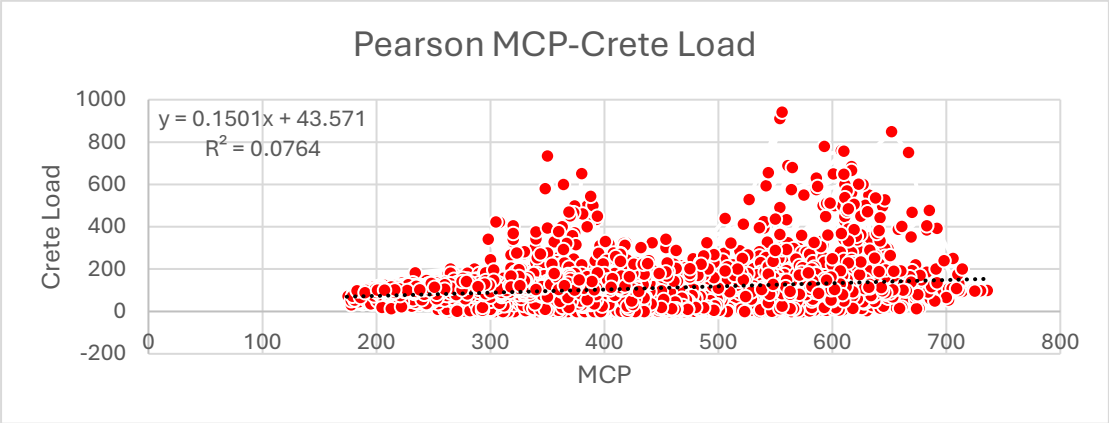
Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η σχέση MCP-LOSSES, όπου η συσχέτιση είναι η ισχυρότερη με r=0,584. Η αύξηση των απωλειών ακολουθεί τη συνολική ένταση ροών στο σύστημα και έτσι συνδέεται στενότερα με περιόδους υψηλής ζήτησης και περιορισμένης διαθεσιμότητας ΑΠΕ που ωθούν την Οριακή Τιμή προς τα πάνω. Τέλος, η σχέση MCP-CRETE LOAD είναι θετική με r=0,276 αλλά ηπιότερη, λόγω της ιδιαιτερότητας του νησιωτικού συστήματος και της μεταβλητότητας της τοπικής παραγωγής από ΑΠΕ.

Η ερμηνεία συμπληρώνεται από το R^2 που αντιστοιχεί στον συντελεστή προσδιορισμού για δύο μεταβλητές και αποτυπώνει το ποσοστό της διακύμανσης της Οριακής Τιμής που εξηγείται γραμμικά από κάθε δείκτη. Για τις παραπάνω σχέσεις προκύπτει για την υψηλή τάση, R^2=0,129. Για την μέση τάση το R^2=0,0678 και για τη χαμηλή τάση το R^2=0,0886 για τις απώλειες του δικτύου R^2=0,3415 και για το φορτίο της Κρήτης R^2=0,076. Οι τιμές αυτές τεκμηριώνουν ότι ο ισχυρότερος γραμμικός δεσμός στο δείγμα αφορά την Οριακή Τιμή και τις απώλειες, ενώ οι δεσμοί με τα

επίπεδα τάσης και το φορτίο της Κρήτης είναι μέτριοι ή ασθενείς και συνεπώς λειτουργούν επικουρικά στον καθορισμό του κανόνα χρονισμού της αποθήκευσης. Τα παραπάνω στοιχεία μπορούν να τεκμηριωθούν σύμφωνα με τις Εικόνες που αφορούν την MCP με το Buy της Ελλάδας για το 2024.



***Εικόνα 30**: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-LOSSES για το 2024*



***Εικόνα 31**: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-CRETE LOAD για το 2024*

Στον Πίνακα 6 αναγράφονται αναλυτικά οι τιμές Pearson που αναφέρθηκαν παραπάνω και υπολογίστηκαν με την βοήθεια της εξίσωσης Pearson για το 2024, ώστε να παρουσιαστούν με ενιαίο και συγκριτικό τρόπο

***Πίνακας 6**: Οι τιμές συσχέτισης Pearson – Sell για το έτος 2024.*

MCP-LOSSES	0,5844
MCP-LV	0,2976
MCP-CRETE LOAD	0,2763
MCP-MV	0,2603
MCP-HV	-0,3591

Οι παραπάνω εκτιμήσεις συσχέτισης παρέχουν το επιχειρησιακό σήμα για τον χρονισμό φόρτισης και εκφόρτισης, χωρίς όμως να επαρκούν από μόνες τους για να εξηγήσουν τη διαμόρφωση της τιμής. Για τον σκοπό αυτό, η ανάλυση εστιάζει στο φυσικό αέριο ως τεχνολογία που καθορίζει την τιμή στις κρίσιμες ώρες, ώστε η αξιολόγηση της αποθήκευσης να συνδεθεί άμεσα με τον μηχανισμό σχηματισμού της MCP.

Η επιλογή της παραγωγής από φυσικό αέριο ως τη μεταβλητή υποκατάστασης στο προτεινόμενο μοντέλο, βασίζεται στα σαφή στατιστικά ευρήματα της ανάλυσης. Σύμφωνα με τα δεδομένα του 2024, το φυσικό αέριο παρουσιάζει τη μεγαλύτερη θετική συσχέτιση με την MCP (r=0,663), γεγονός που αποδεικνύει ότι αποτελεί την τεχνολογία με τη μεγαλύτερη επιρροή στη διαμόρφωση της MCP κατά τις κρίσιμες ώρες του έτους. Αντίθετα, οι ΑΠΕ εμφανίζουν αρνητική συσχέτιση (r=-0,369), επιβεβαιώνοντας ότι η αυξημένη παραγωγή τους όχι μόνο δεν αυξάνει την τιμή, αλλά ασκεί καθοδική πίεση στο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας. Ο λιγνίτης, παρότι παρουσιάζει μέτρια θετική συσχέτιση (r=0,499), δεν μπορεί να λειτουργήσει ως κατάλληλη βάση για υποκατάσταση, καθώς συνοδεύεται από περιορισμένη ευελιξία και μικρότερη συμμετοχή στο ενεργειακό μείγμα.

Αντίστοιχα, οι ΑΠΕ διαθέτουν μηδενικό ή σχεδόν μηδενικό οριακό κόστος και πολύ χαμηλές εκπομπές, επομένως η υποκατάσταση τους θα ήταν ενεργειακά, οικονομικά και περιβαλλοντικά λανθασμένη. Το φυσικό αέριο, αν και ηπιότερο σε εκπομπές σε σχέση με τον λιγνίτη, παραμένει ορυκτό καύσιμο με σημαντικές εκπομπές CO_2 και κόστος που επηρεάζεται από διεθνείς αγορές και δικαιώματα ρύπων. Για τους λόγους αυτούς, η αποθήκευση ενέργειας ενσωματώνεται στο μοντέλο ως στοχευμένη παρέμβαση στη συγκεκριμένη τεχνολογία, καθώς η υποκατάσταση ακόμη και μικρού ποσοστού της παραγωγής φυσικού αερίου επιφέρει μετρήσιμη, προβλέψιμη και ουσιαστική μείωση της MCP, συμβάλλοντας ταυτόχρονα στη μείωση των εκπομπών και στη βελτιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ.

Συνεπώς, η παραμετροποίηση με άξονα το φυσικό αέριο συνδέει ευθέως τον μηχανισμό λειτουργίας της αποθήκευσης με τον σχηματισμό τιμής στην αγορά. Η μείωση της κλήσης των μονάδων φυσικού μέσω εκφόρτισης και η επιπλέον απορρόφηση ΑΠΕ μέσω φόρτισης σε ώρες χαμηλής τιμής οδηγούν σε συμπίεση των αιχμών της Οριακής Τιμής και σε περιορισμό της μεταβλητότητας. Με αυτόν τον τρόπο η αποθήκευση επηρεάζει ακριβώς τον κρίσιμο σύνδεσμο μεταξύ ζήτησης και τιμής και παρέχει αξιόπιστη βάση για να αποτιμηθεί το όφελος σε επίπεδο κόστους ενέργειας και λειτουργίας του συστήματος.

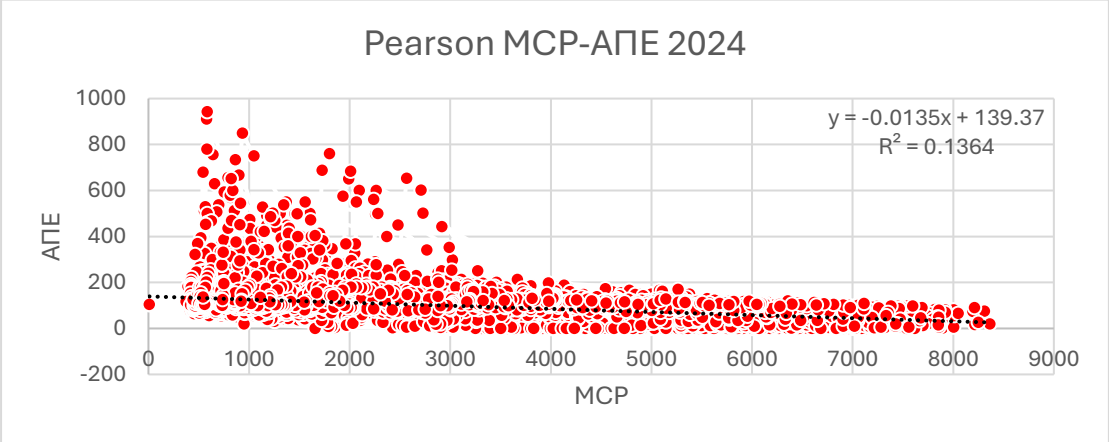
Η προηγούμενη διερεύνηση της σχέσης της MCP με τη ζήτηση ανέδειξε ότι το προφίλ κατανάλωσης επηρεάζει καθοριστικά τη διαμόρφωση της τιμής ιδίως στις ώρες αιχμής.

Ωστόσο, η τιμή δεν καθορίζεται μόνο από την πλευρά της ζήτησης αλλά και από το ποια τεχνολογία βρίσκεται οριακά στην καμπύλη προσφοράς. Για τον λόγο αυτό επεκτάθηκε η ανάλυση σε συσχετίσεις Pearson μεταξύ MCP και παραγωγής ανά τεχνολογία ώστε να απομονωθεί ο ρόλος των ΑΠΕ, του λιγνίτη και του φυσικού αερίου στη διακύμανση της Οριακής Τιμής. Η χρήση Pearson προσφέρει ένα καθαρό μέτρο γραμμικής συσχέτισης επιτρέποντας να εκτιμήσουμε αν και πόσο η μεταβολή της παραγωγής κάθε τεχνολογίας συσχετίζεται με μεταβολές σε ωριαίο επίπεδο. Στον πίνακα 7 αναγράφονται αναλυτικά οι τιμές Pearson που αναφέρθηκαν παραπάνω και υπολογίστηκαν με την βοήθεια του Excel για το 2024, ώστε να παρουσιαστούν με ενιαίο και συγκριτικό τρόπο.

Πίνακας 7: Τιμές συσχέτισης Pearson-Buy για το έτος 2024

MCP-ΑΠΕ	-0,369
MCP- Φυσικό Αέριο	0,663
MCP- Λιγνίτης	0,499

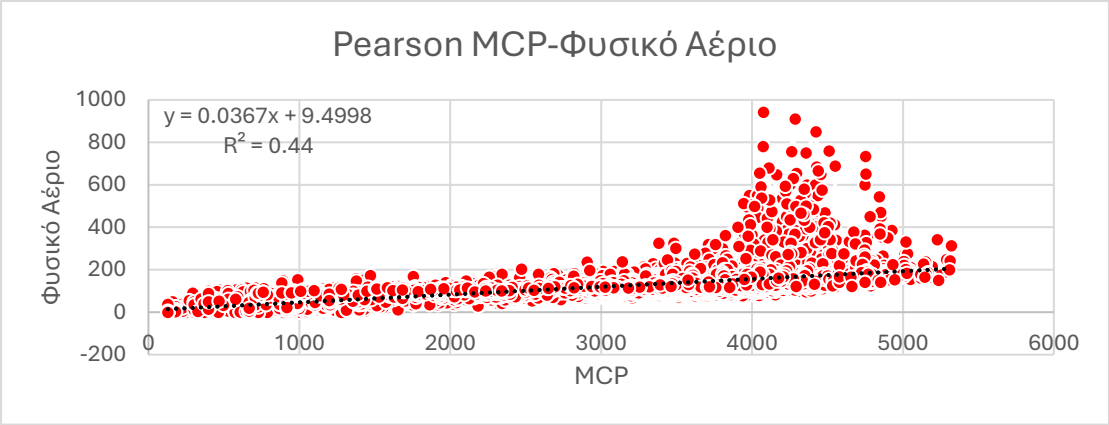
Ολοκληρώνοντας την ανάλυση της σχέσης MCP-Sell και προκειμένου να αναδειχθεί ο ρόλος της πλευράς προσφοράς στη διαμόρφωση της τιμής, παρουσιάζονται στη συνέχεια τα διαγράμματα διασποράς που συνδέουν την Οριακή Τιμή Συστήματος με την ωριαία παραγωγή από ΑΠΕ, φυσικό αέριο και λιγνίτη.



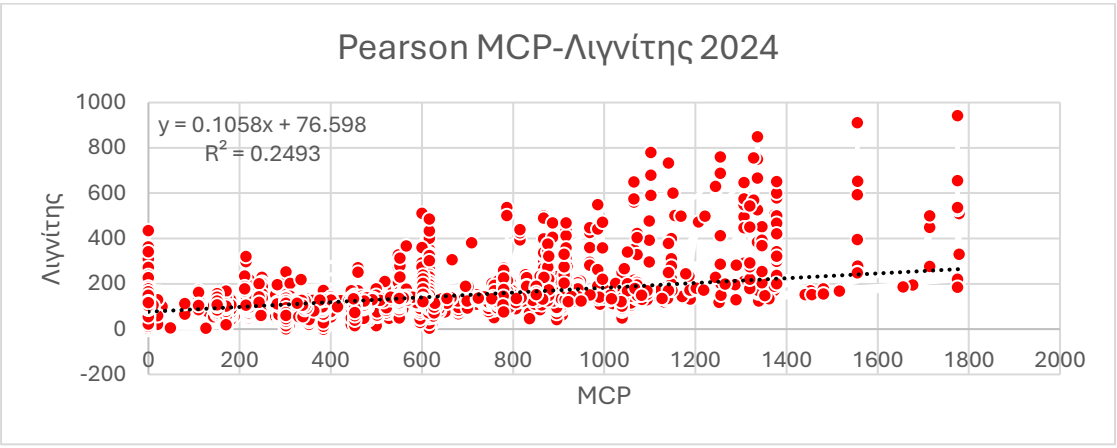
Εικόνα 32: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-ΑΠΕ για το 2024.

Τα ευρήματα των συντελεστών Pearson που υπολογίστηκαν στο υπολογιστικό φύλλο Excel τεκμηριώνουν αρνητική συνάφεια της MCP με τις ΑΠΕ, ισχυρότερη θετική συνάφεια με το φυσικό αέριο και μέτρια θετική συνάφεια με τον λιγνίτη, προσφέροντας μια συμπληρωματική οπτική σε σχέση με τα συμπεράσματα της ζήτησης. Επίσης, στις παραπάνω εικόνες αποτυπώνεται η γραμμική τάση κάθε ζεύγους και η τιμή R^2 επάνω στο γράφημα, ώστε ο αναγνώστης να επιβεβαιώνει οπτικά το πρόσημο και την ένταση της συνάφειας και να αντιλαμβάνεται άμεσα τον βαθμό στον

οποίο οι μεταβλητές της παραγωγής ανά τεχνολογία σχετίζονται με τις διακυμάνσεις της MCP.



***Εικόνα 33**: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-Φυσικό Αέριο για το 2024.*



***Εικόνα 34**: Συνάρτηση Pearson μεταξύ MCP-Λιγνίτη για το 2024*

4.3 Σημαντικότητα και αποτύπωση των συσχετίσεων MCP για το 2024.

Η διερεύνηση της συσχέτισης της MCP με τις κρίσιμες μεταβλητές του συστήματος είναι ουσιώδης, καθώς η MCP είναι το κεντρικό σήμα τιμής της αγοράς και επηρεάζει την κατανομή μονάδων, το κόστος για τους καταναλωτές και τα σήματα επένδυσης σε ευέλικτες υποδομές, όπως η αποθήκευση. Η ανάλυση των συσχετίσεων επιτρέπει ποσοτική αποτίμηση των παραγόντων που συνδέονται με τις διακυμάνσεις της τιμής, ιεράρχηση παρεμβάσεων και τεκμηρίωση συμπερασμάτων με διαφάνεια και επαναληψιμότητα. Στον πίνακα 8, παρουσιάζονται οι σχέσεις της MCP με όλες τις μεταβλητές του ελληνικού χρηματιστηρίου ενέργειας για το 2024, ώστε να αναδεικνύονται σαφώς οι ισχυρότερες θετικές και αρνητικές επιδράσεις.

Πίνακας 8: Ποσοστά Συσχετίσεων Μεταβλητών Ελληνικού Χρηματιστηρίου ενέργειας με MCP

Μεταβλητές	Συσχέτιση
BIG HYDRO	51%
CRETE CONV	31%
CRETE RES	-18%
NG	66%
LIGNITE	51%
RES	-37%
IMPORTS N. MACEDONIA	-17%
IMPORTS ITALY	55%
IMPORTS BULGARIA	-28%
IMPORTS TURKEY	28%
IMPORTS ALBANIA	7%
CRETE LOAD	29%
MV	27%
HV	-35%
LV	29%
LOSSES	58%
IMPORTS N. MACEDONIA	20%
EXPORTS ITALY	-35%
EXPORTS TURKEY	-39%
EXPORTS ALBANIA	-18%
EXPORTS BULGARIA	37%
PUMPS	-23%

Οι τιμές αποδίδονται ως ποσοστιαίες συσχετίσεις και αποτυπώνουν τόσο το πρόσημο όσο και την ένταση της σχέσης. Η ερμηνεία απαιτεί προσοχή, καθώς πρόκειται για συσχετίσεις και όχι για αιτιότητα. Παρόλα αυτά, το μοτίβο των τιμών παρέχει σαφή ένδειξη για τις μεταβλητές που σχετίζονται εντονότερα με το επίπεδο και τη μεταβλητότητα της τιμής.

Με βάση τα ετήσια δεδομένα, η μεγαλύτερη θετική συσχέτιση της MCP καταγράφεται με την παραγωγή από φυσικό αέριο, ενώ ακολουθούν οι απώλειες του συστήματος και ο λιγνίτης, επιβεβαιώνοντας τον οριακό ρόλο των θερμικών τεχνολογιών στις ώρες αιχμής. Η σημαντικότερη αρνητική συσχέτιση εμφανίζεται με τις ΑΠΕ, γεγονός που αποτυπώνει τη συμπιεστική επίδραση της υψηλής ανανεώσιμης παραγωγής στην τιμή. Το φορτίο της Κρήτης παρουσιάζει συσχέτιση μεσαίου μεγέθους.

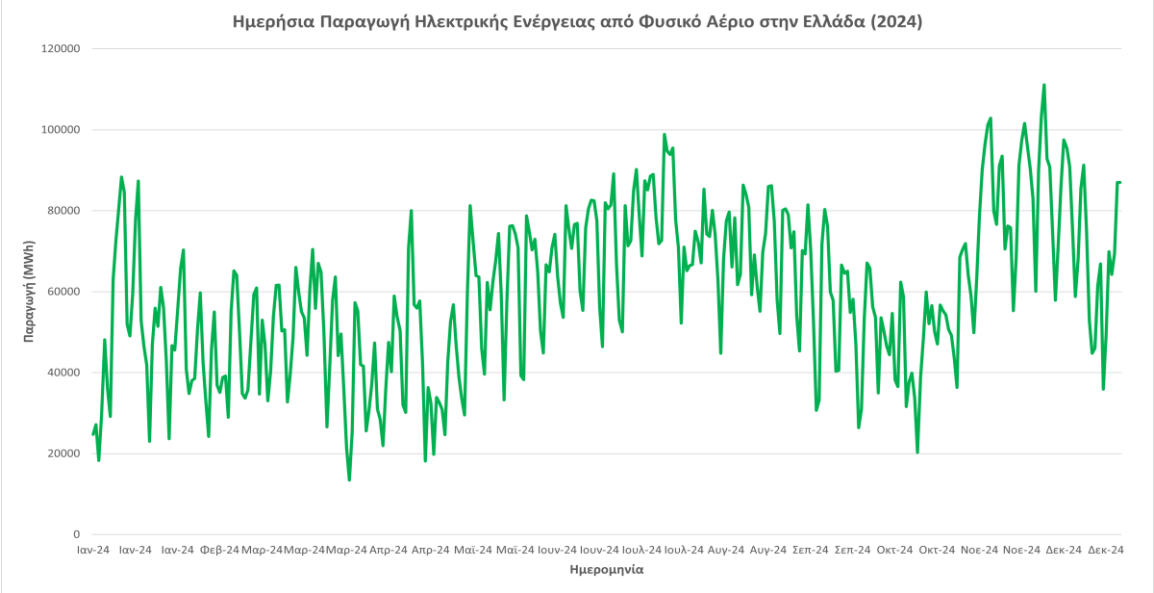
4.4 Ποσοτική αποτίμηση της επίδρασης του φυσικού αερίου στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ανάλυση συσχετίσεων που προηγήθηκε ανέδειξε τους παράγοντες που συνδέονται ισχυρότερα με τη διαμόρφωση της MCP και έθεσε το πλαίσιο για μια πιο λεπτομερή προσέγγιση. Ως επόμενο βήμα εξετάζονται οι ημερήσιες τιμές παραγωγής από φυσικό αέριο, ώστε να διατυπωθεί ξεκάθαρα η εποχικότητα στο ημερήσιο ή ωριαίο προφίλ

εντολών φυσικού αερίου. Η σύγκλιση των δύο προσεγγίσεων επιτρέπει να συνδεθούν τα στατιστικά ευρήματα με συγκεκριμένες χρονικές περιόδους μέσα στο έτος και να τεκμηριωθεί πότε και υπό ποιες συνθήκες το φυσικό αέριο καθίσταται τιμοκαθοριστικό.

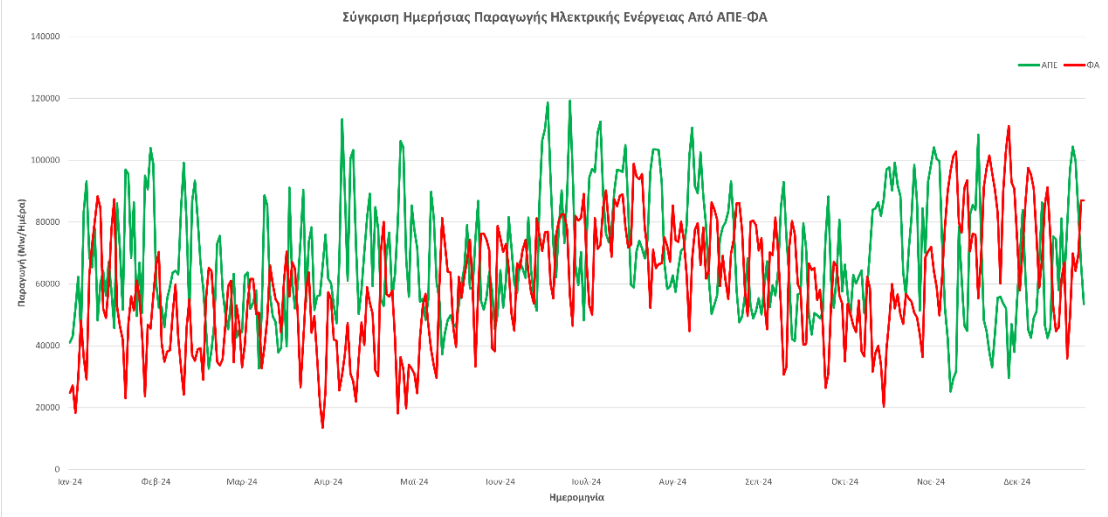
Η μετατροπή των ωριαίων μετρήσεων σε ημερήσιες αθροίσεις κρίθηκε απαραίτητη, διότι μειώνει τον βραχυχρόνιο θόρυβο, καθιστά άμεση τη σύγκριση με άλλους ημερήσιους δείκτες και αναδεικνύει την εποχικότητα της ζήτησης και της προσφοράς. Σε αυτή την κλίμακα ανάλυσης προκύπτει καθαρότερο σήμα για τις περιόδους αυξημένης κλήσης θερμικών μονάδων καθώς και για τις περιόδους αποσυμπίεσης της αγοράς, όταν η ανανεώσιμη παραγωγή είναι ενισχυμένη. Με αυτόν τον τρόπο οι ημερήσιες τιμές λειτουργούν ως γέφυρα ανάμεσα στη στατιστική διερεύνηση των συσχετίσεων και στη δυναμική του συστήματος μέσα στο έτος.

Το ημερήσιο προφίλ του 2024 εμφανίζει σαφή εποχικότητα με κορυφώσεις στις αρχές Δεκεμβρίου και χαμηλά εντός της άνοιξης. Οι δύο υψηλότερες ημερήσιες τιμές παραγωγής από φυσικό αέριο καταγράφηκαν στις 3 Δεκεμβρίου 2024 με 103.394,216 MWh και στις 4 Δεκεμβρίου 2024 με 111.102,963 MWh, ένδειξη αυξημένων θερμικών αναγκών και περιορισμένης ηλιακής συνεισφοράς κατά τις μικρές ημέρες του χειμώνα. Στον αντίποδα, οι δύο χαμηλότερες τιμές σημειώθηκαν στη 1 Απριλίου 2024 με 13.448,727 MWh και την 28 Απριλίου 2024 με 18.140,053 MWh, περίοδο όπου η ζήτηση είναι ηπιότερη και η διαθέσιμη παραγωγή από φωτοβολταϊκά τείνει να είναι αυξημένη. Η μεγάλη απόσταση ανάμεσα στα άκρα καταδεικνύει υψηλή μεταβλητότητα μέσα στο έτος και ευθυγραμμίζεται με τα ευρήματα συσχετίσεων, όπου η ενισχυμένη συμμετοχή ΑΠΕ, ασκεί καθοδική πίεση. Με την ημερήσια ανάλυση καθίσταται εφικτή η ακριβέστερη χαρτογράφηση του πότε εκδηλώνονται αυτές οι καταστάσεις και ποιο είναι το λειτουργικό τους αποτύπωμα στην αγορά.



***Εικόνα 35**: Ημερήσια παραγωγή Φυσικού Αερίου για το 2024*

Το παραπάνω γράφημα αποτυπώνει μια καθαρή ετήσια τροχιά με τρία διακριτά τμήματα. Στους πρώτους μήνες καταγράφεται έντονη ημερήσια μεταβλητότητα με συχνές αιχμές και υποχωρήσεις μεταξύ περίπου 20 και 90 GWh, στοιχείο που παραπέμπει σε ισχυρή εξάρτηση από βραχυπρόθεσμες συνθήκες φορτίου και διαθεσιμότητας ΑΠΕ. Από τα τέλη άνοιξης έως τα μέσα καλοκαιριού εμφανίζεται ομαλή ανοδική πορεία και διαμορφώνεται ένα υψηλότερο δάπεδο κατανάλωσης, με τιμές που κινούνται κυρίως στη ζώνη 60-90 GWh και περιοδικό οδοντωτό μοτίβο. Το φθινόπωρο παρατηρούνται δύο χαρακτηριστικά γνωρίσματα ταυτόχρονα, μία πρόσκαιρη αποσυμπίεση τον Οκτώβρη και αμέσως μετά μια απότομη κλιμάκωση τον Νοέμβριο, η οποία κορυφώνεται στις αρχές Δεκεμβρίου με τα μέγιστα του έτους. Τα ακραία σημεία είναι συμμετρικά ως προς την εποχικότητα, χαμηλά στις αρχές Απριλίου και υψηλά στις αρχές Δεκεμβρίου, ενώ το πλάτος των διακυμάνσεων μεγαλώνει στο δεύτερο μισό του έτους, υποδηλώνοντας ότι όσο αυξάνει η βασική θερμική συνιστώσα τόσο εντονότερες γίνονται και οι ημερήσιες αποκλίσεις.

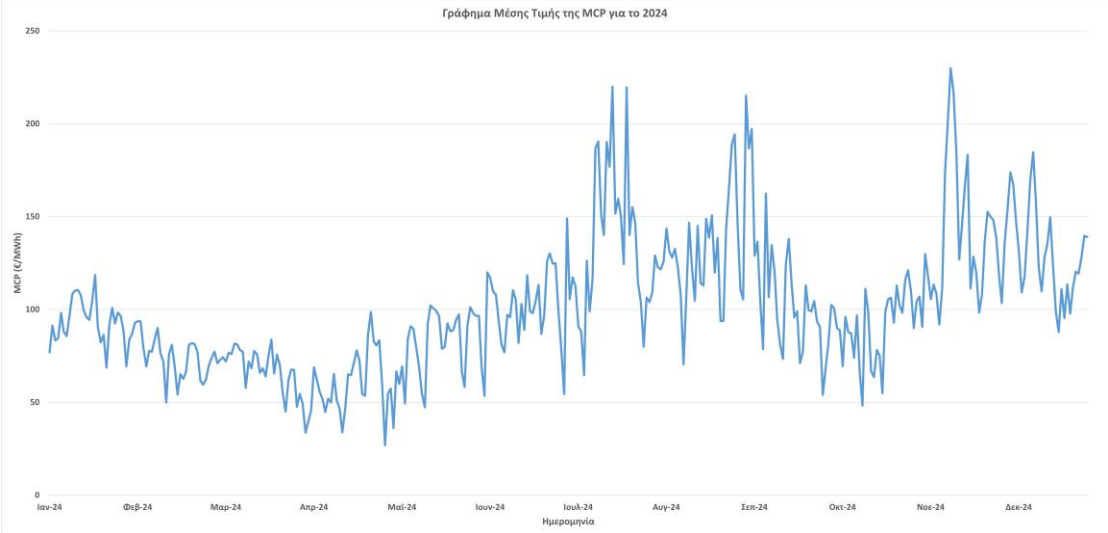


***Εικόνα 36**: Γράφημα Σύγκρισης Φυσικού Αερίου και ΑΠΕ*

Το παραπάνω γράφημα αποτυπώνει την ημερήσια παραγωγή φυσικού αερίου και ΑΠΕ για το 2024 και αναδεικνύει με σαφήνεια τη διαφορετική συμπεριφορά των δύο τεχνολογιών στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα. Η καμπύλη των ΑΠΕ παρουσιάζει έντονη στοχαστικότητα, με συχνές και απότομες μεταβολές που οφείλονται στις μεταβαλλόμενες καιρικές συνθήκες, ενώ η καμπύλη του φυσικού αερίου εμφανίζει πιο ομαλή και λειτουργικά προβλέψιμη πορεία, καθώς οι μονάδες φυσικού αερίου ενεργοποιούνται από τον διαχειριστή του συστήματος όταν μειώνεται η παραγωγή των ΑΠΕ ή όταν αυξάνεται η ζήτηση. Η συμπληρωματική αυτή σχέση φαίνεται καθαρά στο γράφημα, δηλαδή όταν σε περιόδους χαμηλής παραγωγής ΑΠΕ, η συμμετοχή του φυσικού αερίου αυξάνεται σημαντικά για να καλύψει το έλλειμα ισχύος. Η αλληλεπίδραση αυτή επιβεβαιώνει τον καθοριστικό ρόλο του φυσικού αερίου στη

διαμόρφωση της MCP, όπως φαίνεται και από τη συσχέτιση Pearson, καθιστώντας το την τεχνολογία με τη μεγαλύτερη τιμολογιακή επιρροή. Ο λόγος που δημιουργήθηκε το διάγραμμα είναι ακριβώς η οπτική τεκμηρίωση αυτού του φαινομένου, ώστε να αναδειχθεί γιατί το μοντέλο υποκατάστασης της διπλωματικής, επικεντρώνεται στο φυσικό αέριο και όχι σε άλλες τεχνολογίες.

4.5 Ημερήσια αποτύπωση της MCP στο ελληνικό σύστημα για το 2024.



***Εικόνα 37**: Ημερήσια Μέση Τιμή της MCP για το 2024*

Στο παραπάνω γράφημα απεικονίζεται η ημερήσια μέση τιμή της MCP για το 2024. Η καμπύλη εμφανίζει σαφή εποχικότητα, καθώς στο πρώτο τρίμηνο οι περισσότερες ημέρες κινούνται γύρω στα 90-110 €/MWh. Από τα μέσα Φεβρουαρίου έως τα τέλη Απριλίου καταγράφεται ομαλή αποκλιμάκωση και το χαμηλότερο επίπεδο του έτους, με τυπικές τιμές στα 60-85 €/MWh και κατώτατα κοντά στα 45-55€/MWh στις αρχές Απριλίου. Τον Μάιο αυξάνεται ελαφρά η μεταβλητότητα, ενώ το δάπεδο παραμένει σχετικά χαμηλό στα 70-110 €/MWh, στοιχείο συμβατό με ενισχυμένη ηλιακή παραγωγή και ηπιότερη ζήτηση.

Από τον Ιούνιο, η καμπύλη ανασηκώνεται και σταθεροποιείται σε υψηλότερη ζώνη 90-120 €/MWh. Η πιο έντονη κλιμάκωση εκδηλώνεται τον Ιούλιο και τον Αύγουστο, όπου η πλειονότητα των ημερών βρίσκεται στις 120-160 €/MWh, με διακριτές αιχμές που φθάνουν περίπου τα 200-220 €/MWh. Τον Σεπτέμβριο παρατηρούνται δύο καθαρές κορυφώσεις γύρω στα 200-210 €/MWh με ενδιάμεσες υποχωρήσεις προς τα 80-90€/MWh, ένδειξη αυξημένης ημερήσιας μεταβλητότητας. Τον Οκτώβριο σημειώνεται πρόσκαιρη αποσυμπίεση με εύρος 85-115 €/MWh, για να ακολουθήσει νέα άνοδος

τον Νοέμβριο και τις αρχές Δεκεμβρίου, όπου συναντώνται οι υψηλότερες τιμές της περιόδου 110-180 €/MWh και μεμονωμένες κορυφές κοντά στα 220-230 €/MWh. Η χρονιά κλείνει με επίπεδα γύρω στα 130-140 €/MWh.

Συνολικά, η άνοιξη συγκεντρώνει τις χαμηλότερες ημερήσιες μέσες τιμές, ενώ η περίοδος Ιούλιος έως αρχές Δεκεμβρίου εμφανίζει την ισχυρότερη ανοδική πίεση και τη μεγαλύτερη διακύμανση. Η εικόνα αυτή είναι συμβατή με τη λειτουργική πραγματικότητα του μίγματος παραγωγής και υποδεικνύει ότι οι παρεμβάσεις αποθήκευσης στοχεύουν αποτελεσματικότερα στις καλοκαιρινές και πρώιμες χειμερινές αιχμές, ενώ οι ανοιξιάτικες ημέρες προφέρουν χαμηλότερου κόστους περιθώριο φόρτισης.

4.6 Ένταξη συστήματος αποθήκευσης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

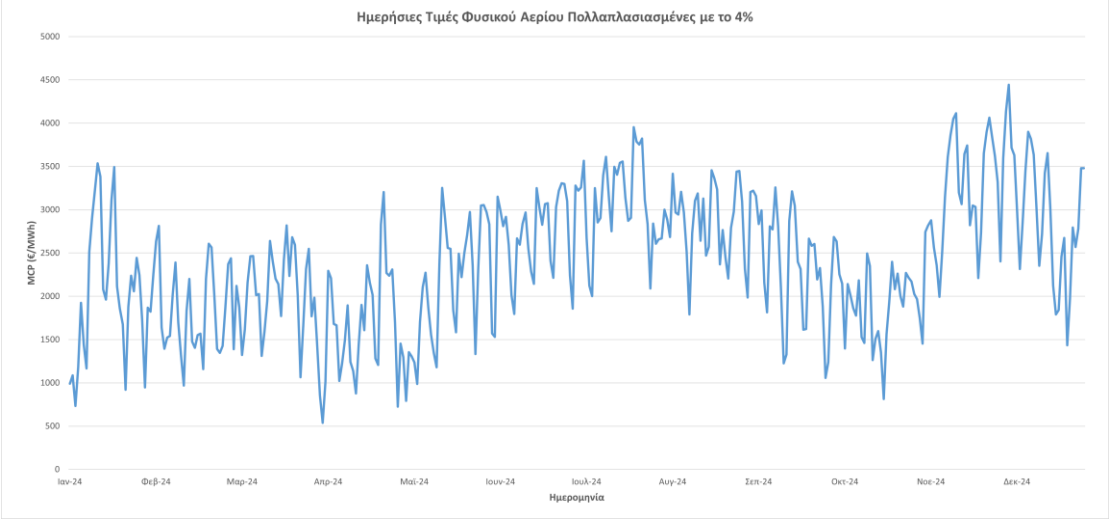
Στην παρούσα ανάλυση εξετάζεται η ένταξη ενδεικτικής εμπορικής μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, ισχύος 25 kVA. Η ονομαστική χωρητικότητα της μονάδας μπαταρίας είναι 154 kWh και απόδοσης α=90%. Επομένως, η ωφέλιμη χωρητικότητα της μπαταρίας, λαμβάνοντας υπόψη την απόδοση, είναι 138,6 kWh. Η τιμή του 4% επιλέγεται ως ποσοστό που δεν είναι υπερβολικά μικρό ούτε υπερβολικά μεγάλο σε σχέση με το κομμάτι της πίτας που κατέχει το φυσικό αέριο στην αγορά, αλλά επαρκές για να αποτυπωθεί η συμμετοχή της μονάδας αποθήκευσης στην κάλυψη της ημερήσιας ενέργειας που προέρχεται από το φυσικό αέριο με σκοπό να εξασφαλιστεί μια ρεαλιστική και ισχυρή αναπαράσταση της επίδρασης της αποθήκευσης ενέργειας.

Η λειτουργική παραδοχή είναι ότι, η ελαφρά μείωση της συμμετοχής του φυσικού αερίου οδηγεί, σε πρώτη προσέγγιση σε σχεδόν γραμμική μείωση της MCP. Με βάση αυτή την παραδοχή, το αποθηκευτικό σύστημα καλείται να υποκαθιστά καθημερινά το 4% της αντίστοιχης ημερήσιας ενέργειας φυσικού αερίου, προσφέροντας ισοδύναμη καθαρή ενέργεια μετά την απόδοση κύκλου.

Η παραπάνω διατύπωση παρέχει ένα διαφανές πλαίσιο ένταξης αποθήκευσης στην αγορά, επιτρέποντας τη συστηματική εκτίμηση της επίδρασης στη διαμόρφωση της τιμής και τη δυνατότητα κλιμάκωσης του ποσοστού κάλυψης, πέραν του 4% όπου απαιτείται από τα σενάρια της μελέτης.

Στο επόμενο βήμα οι ημερήσιες τιμές ενέργειας από το φυσικό αέριο της Ελλάδας για το 2024 πολλαπλασιάζονται με τον συντελεστή 4%, ώστε να προκύψει για κάθε μέρα ο στόχος καθαρής έγχυσης που αναλαμβάνει το αποθηκευτικό σύστημα. Η επιλογή του σταθερού ποσοστού διασφαλίζει συνεπή σύγκριση εντός του έτους και καθιστά εφικτή την άμεσα αντιστοίχιση των ημερών υψηλής ή χαμηλής θερμικής κλήσης με την αντίστοιχη απαίτηση αποθήκευσης. Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης το 4%

λειτουργεί ως ελεγχόμενη μετατόπιση από τη θερμική παραγωγή, επιτρέποντας να εξεταστεί η σχεδόν γραμμική μεταβολή της MCP, όταν περιορίζεται οριακά η συνεισφορά του φυσικού αερίου. Με αυτό τον τρόπο η ανάλυση παραμένει απλή και αναπαραγωγική, ενώ παρέχει σαφή βάση για τη διαστασιολόγηση και την οικονομική αποτίμηση που ακολουθεί.



***Εικόνα 38**: Οι ημερήσιες τιμές του φυσικού αερίου για το 2024 πολλαπλασιασμένες με το 4%*

Το παραπάνω γράφημα απεικονίζει την ημερήσια ενέργεια από φυσικό αέριο για το 2024 μετά τον μετασχηματισμό της σε σταθερό μερίδιο 4%. Η κλιμάκωση αυτή επιτρέπει να εκτιμηθεί άμεσα το ημερήσιο φορτίο που αναλαμβάνει η αποθήκευση υπό το επιλεγμένο μερίδιο, χωρίς να αλλοιώνεται η εποχική δομή της αρχικής σειράς. Η καμπύλη διατηρεί καθαρά το ετήσιο μοτίβο που έχει ήδη παρατηρηθεί στη συνολική παραγωγή φυσικού αερίου, αλλά σε κλίμακα μεγέθους που αντιστοιχεί στο 4%, γεγονός που διευκολύνει την επιχειρησιακή διαστασιολόγηση.

Η πορεία των τιμών παρουσιάζει χαμηλή βάση και έντονη ημερήσια μεταβλητότητα κατά τους πρώτους μήνες με την άνοιξη να εμφανίζει την πιο έντονη αποσυμπίεση. Ιδίως τον Απρίλιο οι περισσότερες ημέρες κινούνται κοντά στο κατώτερο τμήμα του άξονα, μεταξύ περίπου 600-1.500 MWh, υποδηλώνοντας περιορισμένη κλήση του αερίου, όταν η ηλιακή παραγωγή ενισχύεται. Από τα τέλη Μαΐου έως τα μέσα καλοκαιριού η καμπύλη ανασηκώνει τη βάση της και σταθεροποιείται κυρίως στη ζώνη 2.500-3.500 MWh, με συχνές αιχμές που προσεγγίζουν τις 3.800-4.000 MWh. Στις αρχές φθινοπώρου παρατηρείται πρόσκαιρη μείωση προς τις 2.000 με 3.000 MWh, η οποία ακολουθείται από απότομη κλιμάκωση τον Νοέμβριο και ιδίως στις αρχές Δεκεμβρίου, όπου καταγράφονται τα υψηλότερα ημερήσια επίπεδα πλησίον των 4.000-4.5000 MWh.

Η εικόνα αυτή είναι συνεπής με την εποχικότητα του ελληνικού μίγματος και προσφέρει επιχειρησιακό σήμα για την αποθήκευση. Σε ημέρες χαμηλής τιμής του δείκτη 4%, οι απαιτήσεις κάλυψης από το σύστημα αποθήκευσης είναι μικρές και η

επίδραση στην τιμή εκτιμάται περιορισμένη. Αντίθετα, οι συσσωρευμένες κορυφές προς τα τέλη του έτους, υποδεικνύουν ημέρες στις οποίες μια σταθερή υποκατάσταση 4% είναι ποσοτικά ουσιώδης και υπό την παραδοχή σχεδόν γραμμικής ελαστικότητας, αναμένεται να ασκήσει σημαντικότερη καθοδική πίεση στην ημερήσια τιμή της αγοράς. Με αυτόν τον τρόπο το γράφημα λειτουργεί ως λειτουργικός χάρτης για την εφαρμογή του σεναρίου αποθήκευσης, συνδέοντας ευθέως τις απαιτήσεις ενέργειας με τις περιόδους που έχει πρακτικό νόημα να στοχευθεί η αποσυμπίεση της Οριακής Τιμής του Συστήματος.

4.7 Ανάλυση Τυπικής Απόκλισης και Γραμμικής Συσχέτισης MCP με το Φυσικό Αέριο.

Στο δείγμα των ωριαίων τιμών για το 2024 εξετάζεται η σχέση μεταξύ της MCP και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο. Η τυπική απόκλιση της MCP υπολογίστηκε σε 1.187,3808 MWh. Ο συντελεστής γραμμικής συσχέτισης Pearson μεταξύ των δύο μεγεθών είναι r=0,66334, γεγονός που δείχνει ότι η MCP και η παραγωγή από φυσικό αέριο εμφανίζουν σαφώς θετική συσχέτιση, δηλαδή όταν αυξάνεται η συμμετοχή του φυσικού αερίου, τείνει να αυξάνεται και η MCP.

Η τυπική απόκλιση ενός δείγματος $\{x_1, x_2, \ldots, x_n\}$ δίνεται από τη σχέση:

$$s = \sqrt{((\frac{1}{n-1}) * \sum_{i=1}^{n} (x_i - \bar{x})^2)} \quad (2)$$

όπου το $\bar{x}$ είναι η μέση τιμή του δείγματος. Οι τιμές s χρησιμοποιούνται τόσο για το επίπεδο διακύμανσης της MCP όσο και για το επίπεδο διακύμανσης της παραγωγής από φυσικό αέριο.

Για την εκτίμηση της γραμμικής σχέσης μεταξύ των δύο μεγεθών εφαρμόζεται η μέθοδος ελαχίστων τετραγώνων, δηλαδή προσαρμόζεται η ευθεία της μορφής :

$$MCP = a * (Φυσικό\ Αέριο) + b \quad (3)$$

Όπου a είναι η κλίση και b η σταθερά.

Η κλίση a της ευθείας παλινδρόμησης προκύπτει από τον γνωστό τύπο:

$$\mathrm{a} = \mathrm{r} * (\frac{\mathrm{S_{MCP}}}{S_{Αέριο}}), \quad b = \overline{MCP} - \mathrm{a} * \bar{E}_{ng} \tag{4}$$

όπου r είναι ο συντελεστής συσχέτισης Pearson, s_MCP είναι η τυπική απόκλιση της MCP και s_Αερίου είναι η τυπική απόκλιση της παραγωγής από φυσικό αέριο.

Στην συγκεκριμένη περίπτωση, προκύπτει ότι:

$$\frac{S_{MCP}}{S_{\text{Αέριο}}} = \frac{65{,}711}{1{,}18713808} = 0{,}0553 \tag{5}$$

και με r =0,66334, η κλίση υπολογίστηκε ως :

a= 0,66334*0,0553=0,03671

Η τιμή αυτή της κλίσης a εκφράζει κατά πόσο αυξάνεται, κατά μέσο όρο, η MCP (σε €/MWh), όταν αυξάνεται η παραγωγή από φυσικό αέριο κατά 1 MWh. Όλοι οι παραπάνω υπολογισμοί πραγματοποιηθήκαν σε υπολογιστικό φύλλο Excel.

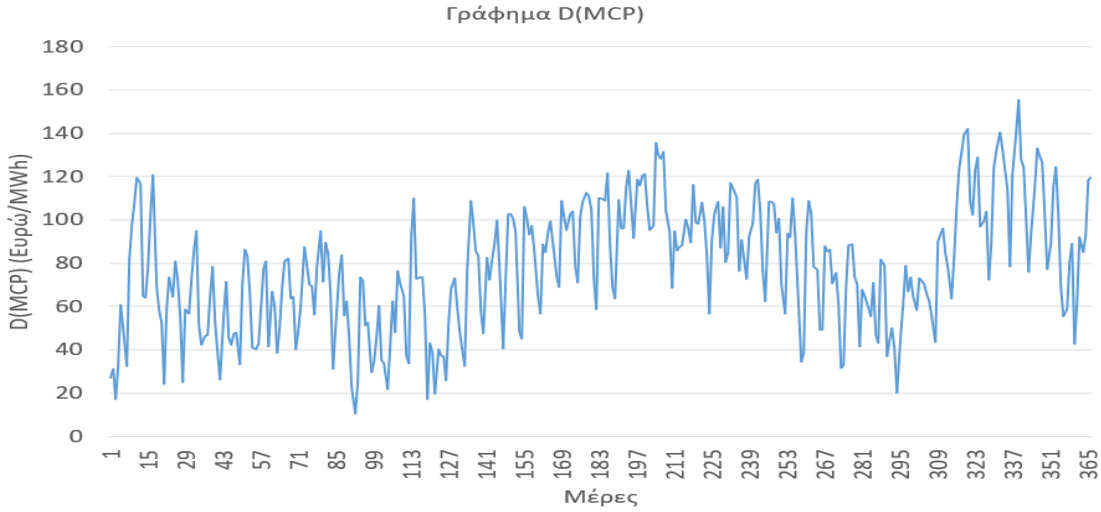
Το θετικό πρόσημο του r και της κλίσης σημαίνει ότι όσο αυξάνεται η ωριαία παραγωγή από φυσικό αέριο τείνει να αυξάνεται και η MCP. Το μέγεθος της κλίσης δείχνει την τάξη μεγέθους της επίδρασης στη μονάδα μέτρησης που χρησιμοποιούμε για το x. Με x σε MWh, μια αύξηση της παραγωγής φυσικού αερίου κατά 1.000 MWh συνδέεται, κατά μέσο όρο, με αύξηση της MCP περίπου κατά 36,7 €/MWh. Η ισχύς της γραμμικής σχέσης αποτυπώνεται και από το r^2=0,44 που σημαίνει ότι περίπου 44% της διακύμανσης της ωριαίας MCP ερμηνεύεται γραμμικά από τη μεταβολή της παραγωγής φυσικού αερίου, ενώ το υπόλοιπο οφείλεται σε άλλους παράγοντες του μίγματος και της αγοράς.

Συνολικά, τα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν την οικονομική διαίσθηση της αγοράς. Όταν αυξάνεται η κλίση θερμικών μονάδων φυσικού αερίου, η Οριακή Τιμή τείνει να ενισχύεται. Αντίστροφα, μικρή μείωση της συμμετοχής του φυσικού αερίου αναμένεται να λειτουργεί αποσυμπιεστικά στη MCP, εύρημα που στηρίζει την ανάλυση των σεναρίων με αποθήκευση ενέργειας.

Ως επόμενο βήμα ορίζεται το μέγεθος D(MCP), το οποίο αποτυπώνει την εκτιμώμενη ημερήσια μεταβολή της τιμής MCP σε €/MWh, όταν υποκαθίσταται σταθερό ποσοστό 4% της ημερήσιας ενέργειας από φυσικό αέριο. Η κατασκευή βασίζεται στην κλίση της ευθείας παλινδρόμησης a, η οποία προέκυψε από τα ωριαία δεδομένα του 2024 για MCP και παραγωγή φυσικού αερίου. Για κάθε μέρα υπολογίστηκε στο Excel η πράξη,

$$D(MCP)(n) = a * (0.04 * E_{ng}(n)) \tag{6}$$

όπου $E_{ng}(n)$ είναι η ημερήσια ενέργεια από φυσικό αέριο σε MWh και το αποτέλεσμα της D(MCP)(n) δίνεται σε €/MWh. Η προσέγγιση αυτή μεταφράζει άμεσα την υποκατάσταση ενέργειας σε αναμενόμενη μεταβολή της τιμής, αξιοποιώντας τη γραμμική σχέση που έχει ήδη διαπιστωθεί μεταξύ MCP και παραγωγής φυσικού αερίου. Με σταθερό συντελεστή 4% διατηρείται η συγκρισιμότητα μεταξύ ημερών και αναδεικνύονται καθαρά οι περίοδοι, όπου η αποθήκευση αναμένεται να ασκήσει εντονότερη επίδραση στην MCP. Η χρονοσειρά της D(MCP) που προκύπτει μπορεί να απεικονιστεί γραφικά και να σχολιαστούν έναντι των αντίστοιχων ημερησίων τιμών φυσικού αερίου, ώστε να τεκμηριωθούν οι χρονικές ζώνες με τη μεγαλύτερη αναμενόμενη ωφέλεια.



***Εικόνα 39**: Γράφημα D(MCP) για το 2024*

Στο γράφημα απεικονίζεται η ημερήσια D(MCP) για το 2024 που εκτιμά τη μεταβολή της Οριακής Τιμής σε ευρώ, όταν υποκαθίσταται το 4% της ημερήσιας ενέργειας από φυσικό αέριο. Το εύρος της σειράς είναι περίπου 20-160 €/MWh, με κατώτατο στις αρχές Απριλίου κοντά στα 20€/MWh και ανώτατες τιμές στα τέλη Νοεμβρίου με αρχές Δεκεμβρίου που φτάνουν περίπου τα 160-165 €/MWh.

Στο πρώτο τρίμηνο οι τιμές κυμαίνονται κυρίως μεταξύ 40-90 €/MWh με έντονες ημερήσιες διακυμάνσεις. Την άνοιξη καταγράφεται η χαμηλότερη περίοδος της χρονιάς, ιδίως από τέλη Μαρτίου μέχρι τέλη Απριλίου, όπου οι περισσότερες ημέρες κινούνται στα 30-70€/MWh. Από τα μέσα Μαΐου το γράφημα ανεβαίνει αισθητά και στο διάστημα Ιουνίου-Σεπτεμβρίου, οι τυπικές τιμές σταθεροποιούνται στα 80-120 €, με επαναλαμβανόμενες κορυφώσεις γύρω στα 120-140 €/MWh.

Από αρχές Οκτωβρίου παρατηρείται πρόσκαιρη υποχώρηση προς τα 70-95 €/MWh, ακολουθούμενη από έντονη κλιμάκωση από τις αρχές Νοεμβρίου. Τον Νοέμβριο και τον Δεκέμβριο συγκεντρώνονται οι υψηλότερες τιμές της χρονιάς, με τιμές στην περιοχή των 120-150€/MWh και κορυφώσεις που αγγίζουν τα 165€. Η μεταβλητότητα

μεγαλώνει στο δεύτερο εξάμηνο, με πιο συχνές και πιο απότομες ανοδικές εξάρσεις σε σχέση με τις καθοδικές.

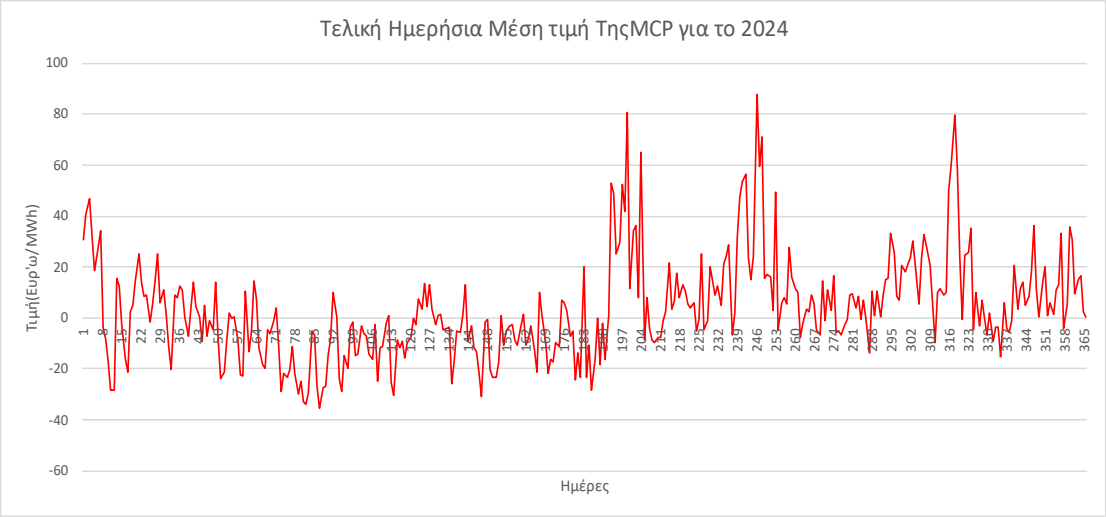
Οι περίοδοι με D(MCP) πάνω από 120€/MWh υποδεικνύουν ότι, η στοχευμένη υποκατάσταση του 4% μέσω αποθήκευσης, αποδίδει τη μεγαλύτερη αναμενόμενη μείωση της τιμής κυρίως τον Νοέμβριο και τον Δεκέμβριο και δευτερεύοντος σε επιλεγμένα κύματα Ιουλίου-Σεπτεμβρίου. Αντίθετα, όταν η D(MCP) βρίσκεται κάτω από 60€/MWh, όπως την άνοιξη το οριακό όφελος στην τιμή είναι μικρότερο. Έτσι το γράφημα λειτουργεί ως πρακτικός χάρτης για το πότε η ενεργοποίηση της αποθήκευσης έχει τη μεγαλύτερη αποδοτικότητα.

4.8 Τελική εκτίμηση ημερήσιας και ετήσιας MCP για το 2024.

Στο τελικό στάδιο της ανάλυσης, υπολογίστηκαν 367 ημερήσιοι μέσοι όροι της MCP για το έτος 2024, με βάση τις αντίστοιχες ωριαίες τιμές. Ο υπολογισμός των ημερήσιων μέσων όρων πραγματοποιήθηκε προκειμένου να υπολογιστεί η απαιτούμενη ημερήσια χωρητικότητα του συστήματος αποθήκευσης. Για κάθε ημερομηνία t υπολογίστηκε η προσαρμοσμένη ημερήσια τιμή ως η διαφορά ανάμεσα στον ημερήσιο μέσο όρο της MCP και στην αντίστοιχη D(MCP)t, η οποία εκφράζει σε €/MWh την εκτιμώμενη μεταβολή τη τιμής. Με αυτό τον ορισμό, η τελική ημερήσια τιμή αγοράς δίνεται από τη σχέση:

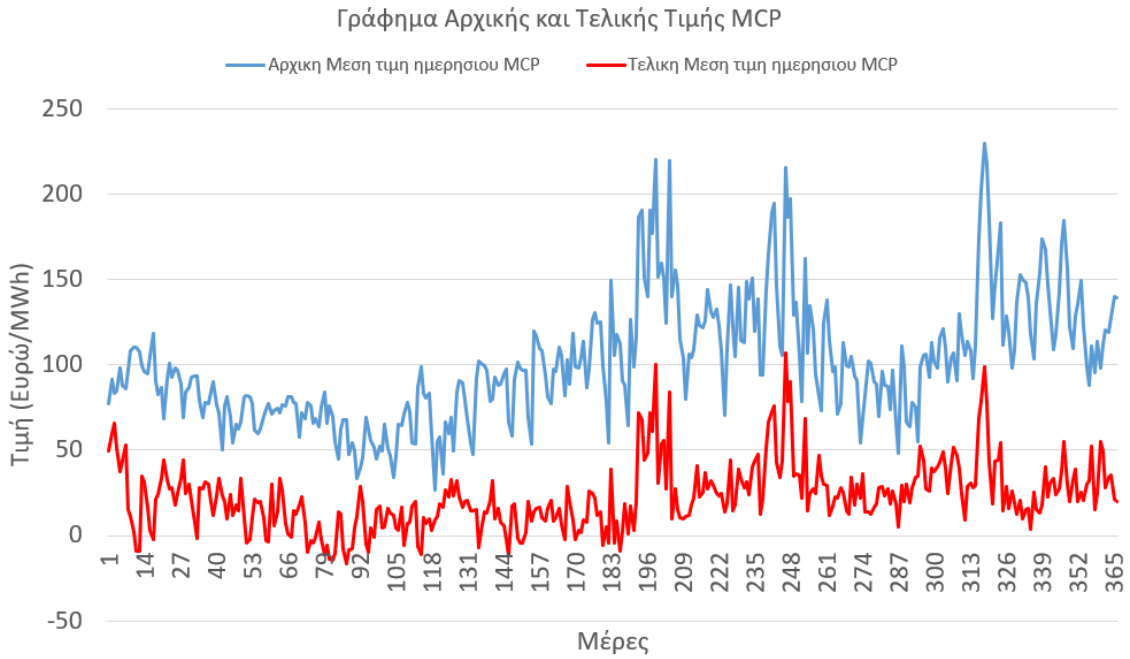
$$MCPt = MCPt - D(MCP)t \quad (7)$$

Η ετήσια σύνοψη της επίδρασης προκύπτει, από τον μέσο όρο των προσαρμοσμένων ημερήσιων τιμών σε όλες τις ημέρες του έτους. Ισοδύναμα, η τελική ετήσια μέση MCP ισούται με τη βασική ετήσια μέση MCP μειωμένη κατά τη μέση ετήσια τιμή της D(MCP). Η σχέση αυτή αποτελεί και έλεγχο συνέπειας των υπολογισμών, καθώς η διαδικασία αυτή διατηρεί την εποχικότητα και τη βραχυχρόνια δυναμική της αγοράς, ενώ μεταφράζει απευθείας το εκτιμώμενο όφελος της υποκατάστασης σε επίπεδο τιμής.



***Εικόνα 40**: Γράφημα Τελικής Ημερήσιας Μέσης Τιμής της MCP για το 2024*

Παρατηρείται ότι η τελική ημερήσια μέση τιμή της MCP μετά την προσαρμογή D(MCP) κυμαίνεται περίπου μεταξύ -30-100 €/MWh μέσα στο 2024, με σαφή εποχικότητα. Στο πρώτο τετράμηνο και ιδίως από Φεβρουάριο έως Απρίλιο εμφανίζονται συχνότερα αρνητικά ημερήσια επίπεδα, ενώ από τα μέσα καλοκαιριού έως τις αρχές φθινοπώρου καταγράφονται οι υψηλότερες θετικές τιμές με βραχείες αιχμές που προσεγγίζουν τα 80-100 €/MWh. Το τελευταίο τρίμηνο η τιμή σταθεροποιείται σε θετικό έδαφος με μέτρια μεταβλητότητα.



***Εικόνα 41**: Γράφημα Αρχικής-Τελικής Ημερήσιας Μέσης Τιμής της MCP για το 2024*

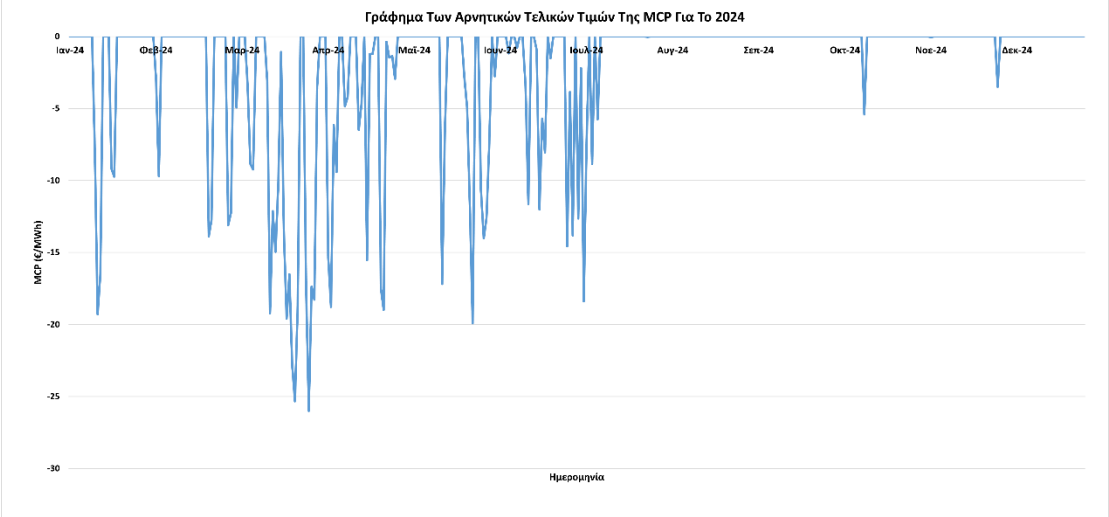
Το παραπάνω γράφημα παρουσιάζει την εξέλιξη της Αρχικής και Τελικής Ημερήσιας Μέσης Τιμής MCP για το 2024. Η αρχική τιμή (γράφημα με μπλε χρώμα) εμφανίζει σχετικά ομαλή μεταβολή, ακολουθώντας κυρίως τις εποχικές αυξομειώσεις της

ζήτησης και την περιοδική ενίσχυση της παραγωγής από φυσικό αέριο, με υψηλότερες τιμές κατά τους θερινούς μήνες. Αντίθετα, η τελική τιμή (γράφημα με κόκκινο χρώμα) παρουσιάζει μεγαλύτερη μεταβλητότητα και σε αρκετές περιπτώσεις χαμηλότερες τιμές, ακόμη και αρνητικές, λόγω των πραγματικών ωριαίων αποκλίσεων του συστήματος και της αυξημένης συμμετοχής των ΑΠΕ. Η εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης ενέργειας συνέλαβε στη μείωση ακραίων αιχμών, καθώς οι μπαταρίες απορροφούν ενέργεια σε περιόδους χαμηλού κόστους και την αποδίδουν σε ώρες αιχμής.

Οι αρνητικές τιμές έχουν ιδιαίτερη σημασία, επειδή δείχνουν ώρες ή ημέρες με υπερβάλλουσα διαθέσιμη παραγωγή σε σχέση με τη ζήτηση και περιορισμούς ευελιξίας στο σύστημα. Σε τέτοιες συνθήκες οι ΑΠΕ αποτιμώνται σε πολύ χαμηλές ή και αρνητικές τιμές για να εκκαθαρίσει η αγορά, κάτι που είναι συμβατό με περιόδους χαμηλού φορτίου και υψηλής ηλιακής παραγωγής την άνοιξη. Από την άλλη πλευρά, οι θετικές αιχμές του Αυγούστου-Σεπτεμβρίου υποδηλώνουν ημέρες με έντονη ζήτηση και περιορισμένη ανανεώσιμη συνεισφορά, όπου η τιμή παραμένει αυξημένη παρά την προσαρμογή.

Πρέπει να αναφερθεί ότι το γράφημα απεικονίζει την τελική τιμή μετά την αφαίρεση της D(MCP) από τον ημερήσιο μέσο όρο της MCP, δηλαδή την εκτιμώμενη τιμή εφόσον ένα μικρό μερίδιο της παραγωγής φυσικού αερίου υποκαθίσταται από αποθήκευση. Το γεγονός ότι στο αποτέλεσμα του μαθηματικού μοντέλου καταγράφονται αρκετές ημέρες με αρνητικές τιμές του D(MCP) υποδεικνύει ότι, στο υποθετικό σενάριο υποκατάστασης, η αποθήκευση οδηγεί σε αποτελεσματικότερη συμπίεση της MCP σε συγκεκριμένες περιόδους του έτους. Η μεταβολή αυτή δεν αποδίδεται σε μεταβολή της συνολικά προσφερόμενης ενέργειας, αλλά στη διαφορετική κατανομή της προσφοράς, καθώς μέρος της ημερήσιας παραγωγής φυσικού αερίου αντικαθίσταται από αποθήκευση. Ταυτόχρονα, οι θερινές αιχμές που εξακολουθούν να εμφανίζονται στο διάγραμμα δείχνουν ότι σε ημέρες υψηλού φορτίου η επίδραση της αποθήκευσης, όπως προκύπτει από το συγκεκριμένο σενάριο και το ποσοστό υποκατάστασης που εξετάζεται, παραμένει μεν αισθητή αλλά δεν αρκεί για να εξαλείψει πλήρως τις ανοδικές πιέσεις στην τιμή. Το εύρημα αυτό αναδεικνύει, στο πλαίσιο του μοντέλου, την ανάγκη για συμπληρωματικά μέτρα ευελιξίας ή και μεγαλύτερη διαθεσιμότητα αποθεμάτων ισχύος σε περιόδους αυξημένης ζήτησης.

Στο 2024 παρατηρούνται 82 ημέρες με αρνητική τελική ημερήσια μέση MCP. Η εμφάνιση αρνητικών τιμών δεν σημαίνει ότι το σύστημα πληρώνει την κατανάλωση, αλλά ότι για να ισοσκελιστεί η αγορά προβλέπεται ότι θα αποστέλλεται ισχυρό οικονομικό σήμα απορρόφησης πλεονάζουσας ενέργειας. Τυπικοί μηχανισμοί είναι η μεγάλη ταυτόχρονη παραγωγή ΑΠΕ σε συνδυασμό με ήπιο φορτίο, τα ελάχιστα τεχνικά όρια θερμικών μονάδων και πιθανές συμφορήσεις του δικτύου ή περιορισμένη δυνατότητα εξαγωγών.



***Εικόνα 42**: Γράφημα Αρνητικών Τιμών της Τελικής MCP για το 2024*

Το γράφημα απεικονίζει τις ημέρες του 2024, όπου η τελική ημερήσια μέση MCP μετά την προσαρμογή D(MCP) γίνεται αρνητική. Καταγράφονται 82 αρνητικές ημέρες περίπου 22,4% του έτους με σαφή εποχική συγκέντρωση από Φεβρουάριο έως και Ιούνιο. Το χαμηλότερο επίπεδο προσεγγίζει τα -28 €/MWh, με πολλαπλά επεισόδια μεταξύ Μαρτίου και Μαΐου που διαρκούν συνεχόμενες ημέρες. Από Ιούλιο και μετά οι αρνητικές τιμές είναι μικρότερης αξίας, κινούνται κοντά στο μηδέν με λίγες μεμονωμένες εμφανίσεις το φθινόπωρο κοντά στο -5€/MWh.

Η εκτίμηση σημαντικού αριθμού αρνητικών ημερών στο πλαίσιο του αναπτυγμένου μαθηματικού μοντέλου έχει ιδιαίτερη σημασία για τη μελέτη. Αρχικά, υποδεικνύει ότι, στο υπό εξέταση σενάριο, η ύπαρξη πρόσθετης ευελιξίας θα μπορούσε να διευκολύνει την απορρόφηση της στοχαστικής παραγωγής των ΑΠΕ και να περιορίσει τις ακραίες διακυμάνσεις της τιμής. Επιπλέον, το αποτέλεσμα του μοντέλου αναδεικνύει ένα θεωρητικό οικονομικό κίνητρο για φόρτιση της αποθήκευσης σε ώρες χαμηλών ή αρνητικών τιμών και εκφόρτιση σε υψηλότερες, ενισχύοντας τη δυναμική αξία arbitrage και μειώνοντας την πιθανότητα περικοπών ΑΠΕ. Τέλος, παρέχει μια ενδεικτική βάση για τη συζήτηση της διάστασης και της στρατηγικής λειτουργίας συστημάτων αποθήκευσης, καθώς η συχνότητα και το βάθος των αρνητικών τιμών στο μοντέλο προσδιορίζουν τις περιόδους κατά τις οποίες θα απαιτούνταν μεγαλύτερη απορρόφηση ενέργειας. Παρόλα αυτά, πρέπει να τονιστεί ότι τα ευρήματα αυτά αποτελούν προϊόν του συγκεκριμένου υποθετικού μοντέλου υποκατάστασης και δεν αποτυπώνουν την πραγματική αγορά, η οποία θα απαιτούσε πιο ρεαλιστική μοντελοποίηση.

4.9 Οικονομική αποτίμηση αποθήκευσης και κλιμάκωση υλοποίησης.

Για την τελική αποτίμηση χρησιμοποιήθηκαν οι ημερήσιες τιμές ενέργειας από φυσικό αέριο που μετασχηματίστηκαν στο σενάριο μείωσης κατά 4%. Το άθροισμα της προς κάλυψη ισχύος ανέρχεται σε 4.444,11 MW. Ως τεχνολογική λύση εξετάστηκε ένας ανώνυμος εμπορικός τύπος συστήματος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με ονομαστική ισχύ ανά μονάδα 25 kVA, ονομαστική χωρητικότητα 156 kWh, αξιοποιήσιμη χωρητικότητα 138,6 kWh και συνολική απόδοση κύκλου 90%. Με αυτά τα χαρακτηριστικά, ο υπολογισμός έδειξε ότι για να καλυφθεί το απαιτούμενο ενεργειακό αποτύπωμα απαιτούνται 32.065 μονάδες αποθήκευσης.

Η οικονομική εκτίμηση βασίστηκε σε μοναδιαίο κόστος 98.800 € ανά μονάδα. Το συνολικό επενδυτικό κόστος για την εγκατάσταση 32.065 μονάδων ανέρχεται σε 3.168.022.000 €. Το ποσό αυτό αποτυπώνει την κεφαλαιουχική δαπάνη προμήθειας και εγκατάστασης του εξοπλισμού και παρέχει σαφές μέγεθος τάξης για τη διείσδυση αποθήκευσης που απαιτείται, προκειμένου να υποκατασταθεί το επιλεγμένο ποσοστό της ημερήσιας ενέργειας από φυσικό αέριο. Σε όρους δεικτών, το παραπάνω κεφάλαιο αντιστοιχεί σε περίπου 3,95 εκατομμύρια € ανά εγκατεστημένο MW ισχύος και περίπου 713 € ανά αξιοποιήσιμη kWh αποθήκευσης, τιμές που αναδεικνύουν το ιδιαίτερα υψηλό κεφαλαιουχικού βάρους της λύσης.

5. Συμπεράσματα

Η παρούσα διπλωματική εργασία ανέπτυξε και αξιολόγησε ένα μοντέλο υποκατάστασης μέρους της παραγωγής φυσικού αερίου μέσω μονάδων αποθήκευσης ενέργειας, με στόχο την ποσοτικοποίηση της επίδρασης που μπορεί να έχει η αποθήκευση στη διαμόρφωση της MCP και στη συνολική λειτουργία της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού. Η μεθοδολογία βασίστηκε σε πραγματικά ωριαία δεδομένα του HEnEx για το 2024 και στη χρήση του συντελεστή συσχέτισης Pearson, ο οποίος ανέδειξε τη στενή σχέση μεταξύ της θερμικής παραγωγής και της MCP, επιβεβαιώνοντας τον καθοριστικό ρόλο του φυσικού αερίου στην τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας.

Με βάση τα παραπάνω ευρήματα, το μοντέλο υποκατάστασης όρισε ότι η αποθήκευση αναλαμβάνει το 4% της ημερήσιας παραγωγής φυσικού αερίου. Η επιλογή του, δεν ήταν τυχαία, καθώς το φυσικό αέριο παρουσίασε τη μεγαλύτερη θετική συσχέτιση με τη MCP, άρα ακόμα και μικρές μειώσεις στην παραγωγή του μπορούν να οδηγήσουν σε μετρήσιμη μείωση της τιμής. Παράλληλα, αποτελεί τεχνολογία υψηλού κόστους και σημαντικών εκπομπών CO_2, γεγονός που καθιστά την υποκατάστασή του περιβαλλοντικά και οικονομικά ωφέλιμη. Η αξιοποίηση της αποθήκευσης ως μηχανισμός εξισορρόπησης επιτρέπει την εκμετάλλευση της

περίσσειας παραγωγής ΑΠΕ και τον περιορισμό της ανάγκης για θερμική παραγωγή σε περιόδους χαμηλής ανανεώσιμης ισχύος, συμβάλλοντας στη μείωση της διακύμανσης της MCP.

Η εφαρμογή του μοντέλου οδήγησε στον υπολογισμό της μεταβολής της MCP και στην αναμενόμενη μείωση της τιμής για κάθε μέρα του έτους. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι η παρουσία μονάδων αποθήκευσης μπορεί να έχει ουσιαστική επίδραση στη σταθεροποίηση της χονδρεμπορικής αγοράς, μειώνοντας τις τιμές στις περιόδους αιχμής και περιορίζοντας την εξάρτηση από το φυσικό αέριο. Ακόμη και η υποκατάσταση του 45 της ημερήσιας παραγωγής αερίου απέδειξε ότι η αποθήκευση μπορεί να λειτουργήσει ως σημαντικός μοχλός μείωσης του κόστους και των διακυμάνσεων της αγοράς.

Σημαντικό μέρος της συμβολής της εργασίας αφορά την εκτίμηση της απαιτούμενης ισχύος και χωρητικότητας αποθήκευσης, όπως παρουσιάζεται στην ενότητα 4.9. Η ανάλυση αυτής της ενότητας προσφέρει μία ρεαλιστική εικόνα του μεγέθους των έργων αποθήκευσης που απαιτούνται για να επιτευχθεί η υποκατάσταση του 4% της παραγωγής του φυσικού αερίου. Τα αποτελέσματα καταδεικνύουν ότι, παρά τη σημαντική ωφέλεια από τη λειτουργία της αποθήκευσης, η πλήρης εφαρμογή του μοντέλου προϋποθέτει επενδύσεις μεγάλης κλίμακας, δεδομένου ότι η ποσότητα ενέργειας που πρέπει να αποθηκευτεί σε ημερησία βάση είναι υψηλή. Η κοστολογική αυτή διάσταση είναι κρίσιμη, καθώς αναδεικνύει πως η ενσωμάτωση αποθήκευσης στην αγορά δεν είναι μόνο τεχνικός στόχος αλλά και οικονομική πρόκληση που απαιτεί στοχευμένο σχεδιασμό, κατάλληλα κίνητρα και μακροχρόνιες πολιτικές στηρίξεις.

Η μελέτη κατέδειξε ότι η αποθήκευση ενέργειας δεν αποτελεί συμπληρωματική τεχνολογία, αλλά βασικό εργαλείο με δυνατότητα να μεταβάλει ουσιωδώς τη δομή και τη λειτουργία της ελληνικής αγοράς ενέργειας. Η μείωση της MCP, ο περιορισμός των διακυμάνσεων, η ενίσχυση της ενσωμάτωσης των ΑΠΕ και η μείωση της εξάρτησης από θερμικές μονάδες υψηλού κόστους καθιστούν την αποθήκευση αναγκαίο στοιχείο του μελλοντικού ενεργειακού συστήματος. Ταυτόχρονα, η ανάλυση του κοστολογίου και των απαιτούμενων ποσοτήτων αποθήκευσης αναδεικνύει ότι η υλοποίηση τέτοιων μονάδων απαιτεί μακροχρόνιο σχεδιασμό και επενδυτικές πρωτοβουλίες, ώστε το όφελος που καταγράφεται θεωρητικά στο μοντέλο να μπορεί να πραγματοποιηθεί στην πράξη.

Συνοψίζοντας, η έρευνα αποδεικνύει ότι η αποθήκευση ενέργειας μπορεί να λειτουργήσει ως καθοριστικός παράγοντας σταθεροποίησης του ηλεκτρικού συστήματος, βελτίωσης της οικονομικής αποτελεσματικότητας της αγοράς και ενίσχυσης της ενεργειακής μετάβασης της χώρας. Η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε παρέχει ένα εργαλείο ανάλυσης που μπορεί να επεκταθεί σε μεγαλύτερα ποσοστά υποκατάστασης, σε διαφορετικές τεχνολογίες αποθήκευσης, προσφέροντας ισχυρή βάση για μελλοντικές μελέτες και ερευνητική ανάπτυξη.

Βιβλιογραφικές Αναφορές

1. Greece Installs 2.6 GW of PV Capacity in 2024'. *Pv Magazine International*, 5 Φεβρουάριος 2025, https://www.pv-magazine.com/2025/02/05/greece-installs-2-6-gw-of-pv-capacity-in-2024/.
2. Todorović, Igor. 'Solar Overtakes Coal in EU Power Sector in 2024'. *Balkan Green Energy News*, 23 Ιανουάριος 2025, https://balkangreenenergynews.com/solar-overtakes-coal-in-eu-power-sector-in-2024/.
3. https://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi/ape-sto-diaktiko/stoixeia-ape/
4. *Διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο | ΑΔΜΗΕ*. http://www.admie.gr/erga/erga-diasyndeseis/diasyndesi-tis-kritis-me-tin-peloponniso. Ημερομηνία πρόσβασης 6 Δεκέμβριος 2025.
5. Greece Has the Highest Share of Photovoltaic Power Generation in Europ'. *Greece Has the Highest Share of Photovoltaic Power Generation in Europ*, https://www.farsunpv.com/news/greece-has-the-highest-share-of-photovoltaic-power-generation-in-europe/
6. Ξυπνητού, Μαρίνα. 'Εντός του 2025 στην 'πρίζα' τα δύο mega φωτοβολταϊκά 1 GW της ΔΕΗ στη Δυτική Μακεδονία'. *Ypodomes.com*, 10 Οκτώβριος 2024, https://ypodomes.com/entos-toy-2025-stin-quot-priza-quot-ta-dyo-mega-fotovoltaika-1-gw-tis-dei-sti-dytiki-makedonia/.
7. https://helapco.gr/xoorigle/2024/02/pv-stats_greece_2023_eng.pdf?
8. *Greece's Revised NECP Targets 81% of Renewables in Its Power Mix by 2030 | Enerdata*. 15 Οκτώβριος 2024, https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/greeces-revised-necp-targets-81-renewables-its-power-mix-2030.html.
9. file:///C:/Users/user/Desktop/%CE%91%CE%BD%CE%B1%CE%B8%CE%B5%CF%89%CF%81%CE%B7%CE%BC%CE%AD%CE%BD%CE%BF-%CE%95%CE%A3%CE%95%CE%9A-2024-%CE%A6%CE%95%CE%9A-6983.pdf
10. *Renewable Energy*. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy_en. Ημερομηνία πρόσβασης 17 Νοέμβριος 2025.
11. Team, Eletaen. 'Δελτίο Τύπου: Η στατιστική της Αιολικής Ενέργειας στην Ελλάδα για το 2024'. *ΕΛΕΤΑΕΝ*, 27 Ιανουάριος 2025, https://eletaen.gr/deltio-typou-i-statistiki-tis-aiolikis-energeias-stin-ellada-2024/.
12. 'ΑΝΤΛΗΣΟΤΑΜΙΕΥΣΗ ΑΜΦΙΛΟΧΙΑΣ'. *ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ*, https://www.terna-energy.com/acivities/erga-antlisotamieysis/antlisotamiefsi-amfilochias/. Ημερομηνία πρόσβασης 15 Νοέμβριος 2025.
13. https://www.terna-energy.com/wp-content/uploads/2021/03/AMFILOCHIA_ENG.pdf

14. *Transition to a new era - MYTILINEOS is dynamically expanding in RES and advanced energy management - Metlen Energy & Metals*. https://www.metlengroup.com/news/press-releases/transition-to-a-new-era-mytilineos-is-dynamically-expanding-in-res-and-advanced-energy-management/. Ημερομηνία πρόσβασης 15 Νοέμβριος 2025.
15. 'Greece, TPP Ptolemaida V to enter commercial operation in the next few weeks'. *Serbia SEE Energy Mining News*, Φεβρουάριος 2023, https://serbia-energy.eu/greece-tpp-ptolemaida-v-to-enter-commercial-operation-in-the-next-few-weeks/.
16. https://www.ppcgroup.com/en/ppc-group/business-areas/conventional-generation/
17. *ΑΗΣ Μεγαλόπολης, Μονάδα IV, 300 MW, με καύσιμο λιγνίτη, Μεγαλόπολη - Metlen Energy & Metals*. https://www.metlengroup.com/el/erga/ahs-megalopolhs-monada-iv-300-mw-me-kaysimo-lignith-megalopolh/. Ημερομηνία πρόσβασης 15 Νοέμβριος 2025.
18. *New IPP-II power plant at Agios Nikolaos energy complex - Metlen Energy & Metals*. https://www.metlengroup.com/what-we-do/energy-sector/m-energy-generation-management/new-ipp-ii-power-plant-at-agios-nikolaos-energy-complex/. Ημερομηνία πρόσβασης 15 Νοέμβριος 2025.
19. *Η Korinthos Power αλλάζει το χάρτη της ενέργειας - DEAL*. 2 Απρίλιος 2012, https://www.dealnews.gr/epixeiriseis/43125/i-Korinthos-Power-allazei-to-charti-tis-energeias/.
20. The Power Plants < Power Generation and The Power Plants'. *Enerwave*, https://www.enerwave.gr/en/the-group/business-activities/power-generation/the-power-plants/. Ημερομηνία πρόσβασης 15 Νοέμβριος 2025.
21. https://pste.gov.gr/wp-content/uploads/2023/12/%CE%B5%CE%B3%CE%BA%CF%81%CE%B9%CF%83%CE%B7-%CE%B5%CE%B9%CE%B4%CE%B9%CE%BA%CE%BF%CF%85-%CF%83%CE%B1%CF%84%CE%B1%CE%BC%CE%B5-%CE%B1%CE%BB%CE%BF%CF%85%CE%BC%CE%B9%CE%BD%CE%B9%CE%BF%CE%BD-%CF%84%CE%B7%CF%83-%CE%
22. https://www.metlengroup.com/PDF-PROJECTS/ahs-lavriou-monada-iv-syndyasmenou-kyklou-550-mw.pdf
23. *Megalopolis Unit V, 811 MW Combined Cycle - Metlen Energy & Metals*. https://www.metlengroup.com/projects/ahs-megalopolhs-monada-v-syndyasmenou-kyklou-811-mw/. Ημερομηνία πρόσβασης 6 Δεκέμβριος 2025.
24. https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2025/03/%CE%95%CE%A4%CE%97%CE%A3%CE%99%CE%91-%CE%95%CE%9A%CE%98%CE%95%CE%A3%CE%97-

%CE%A0%CE%9F%CE%99%CE%9F%CE%A4%CE%97%CE%A4%CE%91%CE%A3-%CE%91%CE%A4%CE%9C%CE%9F%CE%A3%CE%A6%CE%91%CE%99%CE%A1%CE%91%CE%A3-%CE%9A%CE%9

25. World Bank Open Data'. *World Bank Open Data*, https://data.worldbank.org. Ημερομηνία πρόσβασης 17 Νοέμβριος 2025.
26. Greece Shuns Net Metering'. *Pv Magazine International*, 18 Ιούνιος 2024, https://www.pv-magazine.com/2024/06/18/greece-shuns-net-metering/.
27. Ruiz, Miriam Rodriguez. 'Οι ενεργειακές κοινότητες στην Ελλάδα 5ο άρθρο στη σειρά "Energy Community Insights: A Tour of Central & Eastern Europe" του προγράμματος LifeCOMET'. *Electra Energy*, 3 Απρίλιος 2025, https://electraenergy.coop/5-energy-communities-insights-lifecomet/.
28. ΔΕΔΔΗΕ: Σχέδιο αντιμετώπισης του κορεσμένου δικτύου των 7500 MW σε μέση και χαμηλή τάση'. *worldenergynews.gr*, https://worldenergynews.gr/index.php?id=558820. Ημερομηνία πρόσβασης 17 Νοέμβριος 2025.
29. Team, Eletaen. 'Study: RES Penetration and Electricity Market Prices in Greece'. *HWEA*, 10 Μάρτιος 2022, https://eletaen.gr/en/study-res-penetration-and-electricity-market-greece/.
30. *Day-Ahead Market - EnExGroup*. https://www.enexgroup.gr/el/markets-publications-el-day-ahead-market? Ημερομηνία πρόσβασης 17 Νοέμβριος 2025.