



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ
ΠΑΤΡΩΝ
UNIVERSITY OF PATRAS

Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών
«Πράσινη Ηλεκτρική Ενέργεια: Ευφυείς Τεχνολογίες και
Στρατηγικές Διαχείρισης»

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

του Σαλαγιάννη Αλέξανδρου

Διπλωματούχου Ηλεκτρολόγου Μηχανικού και
Τεχνολογίας Υπολογιστών

Αριθμός Μητρώου: 1059462

Θέμα:

Βελτιστοποίηση της συμμετοχής φωτοβολταϊκού
σταθμού με μονάδα αποθήκευσης ενέργειας στη
χονδρεμπορική αγορά ενέργειας

Επιβλέπων Καθηγητής:

Επίκουρος Καθηγητής Δημήτριος Παπαδασκαλόπουλος

Αριθμός Διατριβής: 1059462

Πάτρα, 2025

Πανεπιστήμιο Πατρών, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών

[Σαλαγιάννης Αλέξανδρος]

© [2025] – Με την επιφύλαξη παντός δικαιώματος

Το σύνολο της εργασίας αποτελεί πρωτότυπο έργο, παραχθέν από τον Σαλαγιάννη Αλέξανδρο, και δεν παραβιάζει δικαιώματα τρίτων καθ' οιονδήποτε τρόπο.

Αν η εργασία περιέχει υλικό, το οποίο δεν έχει παραχθεί από τον ίδιο, αυτό είναι ευδιάκριτο και αναφέρεται ρητώς εντός του κειμένου της εργασίας ως προϊόν εργασίας τρίτου, σημειώνοντας με παρομοίως σαφή τρόπο τα στοιχεία ταυτοποίησής του, ενώ παράλληλα βεβαιώνει πως στην περίπτωση χρήσης αυτούσιων γραφικών αναπαραστάσεων, εικόνων, γραφημάτων κλπ., έχει λάβει τη χωρίς περιορισμούς άδεια του κατόχου των πνευματικών δικαιωμάτων για την συμπερίληψη και επακόλουθη δημοσίευση του υλικού αυτού.

ΠΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ

Πιστοποιείται ότι η Μεταπτυχιακή Διπλωματική
Εργασία με θέμα:

«Βελτιστοποίηση της συμμετοχής φωτοβολταϊκού
σταθμού με μονάδα αποθήκευσης ενέργειας στη
χονδρεμπορική αγορά ενέργειας»

του κ. Σαλαγιάννη Αλέξανδρου, Διπλωματούχου Ηλεκτρολόγου
Μηχανικού και Τεχνολογίας Υπολογιστών παρουσιάστηκε
δημοσίως στο Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας
Υπολογιστών του Πανεπιστημίου Πατρών στις 21/10/2025 και
εξετάστηκε και εγκρίθηκε από την ακόλουθη Εξεταστική Επιτροπή:

Δ. Παπαδασκαλόπουλος, Επίκουρος Καθηγητής Πανεπιστημίου
Πατρών, Επιβλέπων Καθηγητής

Γ. Κωνσταντόπουλος, Καθηγητής Πανεπιστημίου Πατρών, Μέλος
τριμελούς εξεταστικής επιτροπής

Π. Βοβός, Αναπληρωτής Καθηγητής Πανεπιστημίου Πατρών,
Μέλος τριμελούς εξεταστικής επιτροπής

Πάτρα, 21/10/2025

Ο Επιβλέπων Καθηγητής

Ο Διευθυντής του ΔΠΜΣ

Δ. Παπαδασκαλόπουλος
Επίκουρος Καθηγητής

Α. Αλεξανδρίδης
Καθηγητής

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Ξεκινώντας θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους εκείνους που συνέβαλαν και βοήθησαν στην πραγματοποίηση αυτής της διπλωματικής εργασίας. Είναι μια μεγάλη ευκαιρία να δώσω τις θερμές μου ευχαριστίες σε όλους τους ανθρώπους που είτε άμεσα είτε έμμεσα εμπλέκονται στην ολοκλήρωση αυτής της Διπλωματικής εργασίας.

Πρώτα από όλα, θα ήθελα να εκφράσω την ειλικρινή μου ευγνωμοσύνη στον επιβλέποντα καθηγητή κ. Παπαδασκαλόπουλο Δημήτριο, διότι μου έδωσε την ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα και παράλληλα με βοήθησε να λειτουργώ πιο αποτελεσματικά και επαγγελματικά.

Οι ειλικρινείς μου ευχαριστίες απευθύνονται επίσης σε ολόκληρη την ομάδα των καθηγητών του τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών του Πανεπιστημίου Πατρών για τη βοήθεια, τις πολυάριθμες συζητήσεις τους και τη καθοδήγηση στην ολοκλήρωση των σπουδών μου.

Τέλος, θέλω να εκφράσω την ευγνωμοσύνη στους γονείς μου, για την παροχή υποστήριξης και συνεχούς ενθάρρυνσης καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

«ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΜΕ ΜΟΝΑΔΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ»

Η ταχεία ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα ευρωπαϊκά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έχει δημιουργήσει τόσο ευκαιρίες όσο και προκλήσεις στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Ενώ η παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας είναι απαραίτητη για την απανθρακοποίηση του συστήματος, η διακοπτόμενη και μεταβλητή φύση των ανανεώσιμων πηγών απαιτεί νέες λύσεις για τη διασφάλιση της σταθερότητας της αγοράς, της ασφάλειας του εφοδιασμού και της οικονομικής αποδοτικότητας. Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, ιδίως οι μπαταρίες, έχουν αναδειχθεί σε βασικούς παράγοντες ευελιξίας, επιτρέποντας στους υβριδικούς σταθμούς ΑΠΕ-Μπαταριών να μετατοπίζουν την παραγωγή στο χρόνο, να μειώνουν τις περικοπές και να ενισχύουν τη συμμετοχή στην αγορά.

Η παρούσα διπλωματική εργασία διερευνά τη βέλτιστη συμμετοχή των υβριδικών φωτοβολταϊκών (PV-BESS) και αιολικών (Wind-BESS) σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας επόμενης ημέρας, με ιδιαίτερη έμφαση στο κανονιστικό πλαίσιο της Ελλάδας. Αναπτύχθηκε ένα μαθηματικό μοντέλο βελτιστοποίησης για την προσομοίωση των στρατηγικών υποβολής προσφορών των υβριδικών σταθμών, με στόχο τη μεγιστοποίηση των εσόδων, λαμβάνοντας παράλληλα υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς τόσο των σταθμών ΑΠΕ όσο και των συστημάτων αποθήκευσης. Το μοντέλο εφαρμόστηκε σε μελέτες περιπτώσεων συστημάτων PV-BESS και Wind-BESS υπό διαφορετικά σενάρια τιμών αγοράς, ζήτησης και τεχνικών παραμέτρων αποθήκευσης.

Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η προσθήκη αποθήκευσης επιτρέπει στους σταθμούς ΑΠΕ να προσαρμόζουν τη στρατηγική τους στην αγορά, απορροφώντας ενέργεια σε περιόδους υψηλής παραγωγής και διοχετεύοντάς την σε περιόδους αυξημένης ζήτησης. Η ενσωμάτωση της αποθήκευσης αυξάνει τη χρήση της ανανεώσιμης παραγωγής ελαχιστοποιώντας τις περικοπές, και επιτρέπει τη στρατηγική μετατόπιση της παραγωγής σε περιόδους υψηλών τιμών. Η ανάλυση δείχνει ότι και οι δύο περιπτώσεις υβριδικών συνδυασμών (11Α και 11Β) τόσο στα

συστήματα PV-BESS όσο και στα Wind-BESS αυξάνουν την κερδοφορία των μεμονωμένων περιπτώσεων, με την 11B να οδηγεί σε υψηλότερα κέρδη, ενώ η 11A οδηγεί σε μειωμένες περικοπές, με την απόδοση και των δύο να επηρεάζεται σε κάθε σύστημα σημαντικά από τα χρονικά χαρακτηριστικά των ανανεώσιμων πηγών και το σχεδιασμό του συστήματος αποθήκευσης.

Η συγκριτική αξιολόγηση φωτοβολταϊκών και αιολικών συνδυασμών αναδεικνύει ότι, αν και οι δύο τεχνολογίες επωφελούνται σημαντικά από την αποθήκευση, η κάθε μία παρουσιάζει διαφορετική δυναμική ως προς την αγορά, ανάλογα με το προφίλ παραγωγής και την εποχικότητα. Τα ευρήματα υπογραμμίζουν επίσης τη σημασία των κανονιστικών πλαισίων που επιτρέπουν την αποτελεσματική συμμετοχή των ΑΠΕ που διαθέτουν συστήματα αποθήκευσης στις χονδρικές αγορές. Τέλος, η εργασία περιγράφει τις κατευθύνσεις για μελλοντική έρευνα, συμπεριλαμβανομένης της επέκτασης των μοντέλων βελτιστοποίησης στις αγορές εφεδρείας και βοηθητικών υπηρεσιών, καθώς και της διερεύνησης των διεσπαρμένων υβριδικών συστημάτων και των συστημάτων συσσώρευσης.

ABSTRACT

«OPTIMIZING THE PARTICIPATION OF PHOTOVOLTAIC STATION WITH ENERGY STORAGE UNIT IN WHOLESALE ENERGY MARKET»

The rapid integration of renewable energy sources into European electricity systems has created both opportunities and challenges in electricity markets. While renewable energy generation is essential for decarbonizing the system, the intermittent and variable nature of renewables requires new solutions to ensure market stability, security of supply, and economic efficiency. Energy storage systems, particularly batteries, have emerged as key flexibility enablers, allowing hybrid RES - Battery hybrid stations to shift production over time, reduce curtailment, and enhance market participation.

This thesis explores the optimal participation of hybrid photovoltaic (PV-BESS) and wind (Wind-BESS) power generation stations in the day-ahead electricity market, with particular emphasis on the regulatory framework in Greece. A mathematical optimization model was developed to simulate the bidding strategies of hybrid stations, with the aim of maximizing revenue, while considering the technical constraints of both RES stations and storage systems. The model was applied to case studies of PV-BESS and Wind-BESS systems under different scenarios of market prices, demand, and technical storage parameters.

The results show that adding storage allows RES stations to adapt their market strategy by absorbing energy during periods of high production and releasing it during periods of increased demand. The integration of storage increases the use of renewable production by minimizing curtailments and allows for the strategic shifting of production to periods of high prices. The analysis shows that both hybrid combinations (11A and 11B) in both PV-BESS and Wind-BESS systems increase the profitability of standalone cases, with 11B leading to higher profits, while 11A leads to reduced curtailment, with the performance of both being significantly affected in each system by the temporal characteristics of renewable sources and the design of the storage system.

The comparative assessment of photovoltaic and wind combinations shows that, although both technologies benefit significantly from storage, each has different market dynamics depending on the production profile

and seasonality. The findings also highlight the importance of regulatory frameworks that enable the effective participation of RES with storage systems in wholesale markets. Finally, the paper outlines directions for future research, including extending optimization models to reserve and ancillary services markets, as well as exploring distributed hybrid systems and aggregation systems.

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BESS	Battery Energy Storage System
BRP	Balance Responsible Party
CCUS	Carbon Capture, Utilization, and Storage
DA	Day-Ahead
GHG	Greenhouse Gas
HESS	Hybrid Energy Storage System
IDM	Intra-Day Market
LNG	Liquefied Natural Gas
MIC	Maximum Import Capacity
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
PV	Photovoltaic
RES	Renewable Energy Sources
RT	Real-Time
SDAC	Single Day-Ahead Coupling
SIDC	Single Intra-Day Coupling
SOC	State Of Charge
TSO	Transmission System Operator
TTF	Title Transfer Facility
VESS	Virtual Energy Storage System
VPP	Virtual Power Plant
ΑΓ	Ανεμογεννήτρια
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΣΜ	Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΧΕ	Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας
ΡΑΑΕΥ	Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων
ΦΒ	Φωτοβολταϊκό
ΦοΣΕ	Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ.....	4
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ.....	5
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	7
1.1 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΤΑΒΑΣΗ	7
1.1.1 Ορισμός και Κίνητρα.....	7
1.1.2 Απελευθέρωση (Deregulation).....	8
1.1.3 Απανθρακοποίηση (Decarbonization).....	11
1.1.4 Αποκέντρωση (Decentralization).....	14
1.1.5 Ευρωπαϊκή κρίση και ενεργειακή μετάβαση.....	16
1.2 ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΕΥΡΩΠΑΪΚΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	21
1.2.1 Χονδρική και Λιανική αγορά ενέργειας και Συμμετέχοντες.....	21
1.2.2 Λειτουργία Χονδρικής Αγοράς Ενέργειας.....	24
1.2.3 Τμήματα Αγοράς Ενέργειας.....	28
1.3 ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	33
1.4 ΣΚΟΠΟΣ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ.....	37
1.5 ΔΟΜΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ.....	39
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ.....	41
2.1 ΑΝΑΓΚΗ ΓΙΑ ΕΥΕΛΙΞΙΑ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	41
2.1.1 Αξία και Χρησιμότητα Ευελιξίας	41
2.1.2 Μορφές Ευελιξίας.....	43
2.2 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	45
2.2.1 Τεχνολογίες μονάδων αποθήκευσης.....	45
2.2.2 Στόχοι ανάπτυξης μονάδων αποθήκευσης	48
2.3 ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	51
2.4 ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	54
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΔΟΜΗ ΚΑΙ ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ ΜΟΝΤΕΛΟΥ.....	60
3.1 ΥΠΟΘΕΣΕΙΣ ΚΑΙ ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ.....	60
3.2 ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΔΙΑΤΥΠΩΣΗ.....	62
3.2.1 Παράμετροι και Μεταβλητές.....	62
3.2.2 Μοντέλο Μεμονωμένου Φωτοβολταϊκού/ Ανεμογεννήτριας (Standalone PV/WIND). 63	

3.2.3	Μοντέλο Μεμονωμένου Συστήματος Αποθήκευσης Ενέργειας (Standalone BESS) ...	64
3.2.4	Μοντέλο Περίπτωσης 11Α PV/ WIND.....	66
3.2.5	Μοντέλο Περίπτωσης 11Β PV/ WIND.....	67
3.3	ΥΛΟΠΟΙΗΣΗ ΜΟΝΤΕΛΟΥ.....	70
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....		71
4.1	ΔΕΔΟΜΕΝΑ.....	71
4.2	ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ.....	73
4.2.1	Αποτελέσματα Μεμονωμένου Φωτοβολταϊκού (Standalone PV)	74
4.2.2	Αποτελέσματα Μεμονωμένου Συστήματος Αποθήκευσης Ενέργειας (Standalone BESS)	77
4.2.3	Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α.....	82
4.2.4	Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Β.....	87
4.2.5	Σύνοψη Ημερήσιων Αποτελεσμάτων.....	91
4.3	ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΓΑΛΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2024	96
4.4	ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΩΝ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ ΣΕ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥΣ PV-BESS ΣΤΑΘΜΟΥΣ	100
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....		106
5.1	ΔΕΔΟΜΕΝΑ.....	107
5.2	ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ.....	108
5.2.1	Αποτελέσματα Μεμονωμένης Ανεμογεννήτριας (Standalone WIND).....	109
5.2.2	Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α.....	111
5.2.3	Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Β.....	117
5.2.4	Σύνοψη Ημερήσιων Αποτελεσμάτων.....	121
5.3	ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΓΑΛΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2024	123
5.4	ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΥΝΔΥΑΣΜΩΝ.....	126
5.5	ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΩΝ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ ΣΕ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥΣ WIND-BESS ΣΤΑΘΜΟΥΣ.....	130
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ.....		134
6.1	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ.....	134
6.2	ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ.....	136
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....		138

Κατάλογος Πινάκων

<i>Table 1: Βιβλιογραφική ανασκόπηση μοντέλων βελτιστοποίησης</i>	59
<i>Table 2: Λειτουργικές Παράμετροι Μπαταρίας</i>	72
<i>Table 3: Ημερήσια Κέρδη/ Κύκλοι Λειτουργίας</i>	94
<i>Table 4: Ημερήσιες Ποσότητες Αγοράς/Πώλησης, Περικοπές</i>	95
<i>Table 5: Ετήσια Αποτελέσματα Φωτοβολταϊκών Συνδυασμών</i>	99
<i>Table 6: Περιπτώσεις Παραμέτρων Μπαταρίας Ανάλυσης Ευαισθησίας</i>	101
<i>Table 7: Ετήσια Κέρδη και Κύκλοι Λειτουργίας Ανάλυσης Ευαισθησίας PV-BESS</i>	104
<i>Table 8: Ετήσιες Αγορές/Πωλήσεις και Περικοπές Ανάλυσης Ευαισθησίας PV-BESS</i>	105
<i>Table 9: Ημερήσια Κέρδη/ Κύκλοι Λειτουργίας Αιολικών Συνδυασμών</i>	122
<i>Table 10: Ημερήσιες Ποσότητες Αγοράς/Πώλησης, Περικοπές Αιολικών Συνδυασμών</i>	122
<i>Table 11: Ετήσια Αποτελέσματα Αιολικών Συνδυασμών</i>	125
<i>Table 12: Ποσοστιαία σχετική αύξηση κερδοφορίας από την Υβριδοποίηση</i>	129
<i>Table 13: Ετήσια Κέρδη και Κύκλοι Λειτουργίας Ανάλυσης Ευαισθησίας WIND-BESS</i>	132
<i>Table 14: Ετήσιες Αγορές/Πωλήσεις και Περικοπές Ανάλυσης Ευαισθησίας WIND-BESS</i>	132

Κατάλογος Εικόνων

Σχήμα 1: Τιμές Ενέργειας πριν και μετά την εισβολή στην Ουκρανία (European Central Bank, 2022)	18
Σχήμα 2: Ζώνες Υποβολής Προσφορών (ENTSO-E, Bidding Zone Configuration Technical Report 2021, 2021)	27
Σχήμα 3: Διάγραμμα λειτουργίας Ευρωπαϊκής Αγοράς Ενέργειας (ACER, n.d.)	32
Σχήμα 4: Εύρη ισχύος και διάρκειας εκφόρτισης διαφορετικών τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας.	48
Σχήμα 5: Αποτελέσματα Μεμονωμένου ΦΒ 20/06	75
Σχήμα 6: Αποτελέσματα Μεμονωμένου ΦΒ 21/12	75
Σχήμα 7: Αποτελέσματα Μεμονωμένου ΦΒ 28/ 04	76
Σχήμα 8: Αποτελέσματα Μεμονωμένης Μπαταρίας 20/06	78
Σχήμα 9: Αποτελέσματα SOC Μεμονωμένης Μπαταρίας 20/06	79
Σχήμα 10: Αποτελέσματα Μεμονωμένης Μπαταρίας 21/12	79
Σχήμα 11: Αποτελέσματα SOC Μεμονωμένης Μπαταρίας 21/12	80
Σχήμα 12: Αποτελέσματα Μεμονωμένης Μπαταρίας 28/04	81
Σχήμα 13: Αποτελέσματα SOC Μεμονωμένης Μπαταρίας 28/04	81
Σχήμα 14: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α 20/06	83
Σχήμα 15: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α 20/06	84
Σχήμα 16: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α 21/12	84
Σχήμα 17: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α 21/12	85
Σχήμα 18: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α 28/04	86
Σχήμα 19: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α 28/04	86
Σχήμα 20: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Β 20/06	88
Σχήμα 21: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Β 20/06	89
Σχήμα 22: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Β 21/12	89
Σχήμα 23: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Β 21/12	90
Σχήμα 24: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Β 28/04	91
Σχήμα 25: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Β 28/04	91
Σχήμα 26: Αποτελέσματα Μεμονωμένης ΑΓ 20/06	110
Σχήμα 27: Αποτελέσματα Μεμονωμένης ΑΓ 21/12	110
Σχήμα 28: Αποτελέσματα Μεμονωμένης ΑΓ 28/04	111
Σχήμα 29: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α ΑΓ 20/06	113
Σχήμα 30 Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 20/06	113
Σχήμα 31: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α ΑΓ 21/12	114
Σχήμα 32: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 21/12	114
Σχήμα 33: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α ΑΓ 28/04	115
Σχήμα 34: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 28/04	115
Σχήμα 35: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Β ΑΓ 20/06	118
Σχήμα 36: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 20/06	118
Σχήμα 37: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α ΑΓ 21/12	119
Σχήμα 38: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 21/12	119

Σχήμα 39: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α ΑΓ 28/04	120
Σχήμα 40: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 28/04	120

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΤΑΒΑΣΗ

Η μετάβαση του ενεργειακού τομέα (Energy Transition) αντιπροσωπεύει μία από τις πιο σημαντικές και πολύπλευρες προκλήσεις της σημερινής εποχής. Αποσκοπεί στη δομική μεταρρύθμιση του παγκόσμιου ενεργειακού συστήματος, η οποία συνίσταται στην αντικατάσταση των συμβατικών πηγών ενέργειας που βασίζονται σε ορυκτά καύσιμα (λιγνίτης, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) με ένα νέο σύστημα χαμηλών ή μηδενικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Το νέο αυτό σύστημα στηρίζεται βασικά στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και στην ενεργειακή απόδοση.

1.1.1 Ορισμός και Κίνητρα

Η έννοια της ενεργειακής μετάβασης υπερβαίνει την απλή αντικατάσταση μιας πηγής ενέργειας από μια άλλη. Πρόκειται για μια ολιστική αλλαγή που επηρεάζει όλους σχεδόν τους τομείς της οικονομικής δραστηριότητας (παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, θέρμανση/ψύξη, μεταφορές, βιομηχανία) και περιλαμβάνει τεχνολογικές, οικονομικές, κοινωνικές και θεσμικές τροποποιήσεις. Τα βασικότερα κίνητρα που οδηγούν σε αυτή είναι:

- *Κλιματική Αλλαγή:* Η επείγουσα ανάγκη περιορισμού των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG) προκειμένου να περιοριστεί η παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας σε 1,5-2°C πάνω από τα προβιομηχανικά επίπεδα, σύμφωνα με τις διατάξεις της Συμφωνίας του Παρισιού (International Energy Agency, Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, 2024).
- *Ενεργειακή Ασφάλεια:* Η ανάγκη μείωσης της εξάρτησης από την εισαγωγή ορυκτών καυσίμων, των οποίων η προμήθεια συχνά ελέγχεται από γεωπολιτικά ασταθή κράτη, θέτοντας σε κίνδυνο τη σταθερότητα των προμηθειών και την οικονομική προβλεψιμότητα.
- *Οικονομική Αναγκαιότητα:* Η ραγδαία μείωση του κόστους των τεχνολογιών ΑΠΕ (ιδιαίτερα ηλιακής και αιολικής) τις καθιστά οικονομικά ανταγωνιστικές ή και φθηνότερες από τις παραδοσιακές πηγές ενέργειας σε πολλές αγορές. Ταυτόχρονα, δημιουργούνται νέες βιομηχανίες, θέσεις εργασίας και οικονομικές ευκαιρίες.
- *Πολιτική Προώθηση:* Πολιτικές και νομοθετικές πρωτοβουλίες, όπως η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (European Green Deal) και

ο Νόμος για την Κλιματική Ουδετερότητα (European Climate Law), θεσπίζουν δεσμευτικούς στόχους και δημιουργούν το κατάλληλο πλαίσιο για τη μετάβαση.

Αυτή η αλλαγή, καθοδηγείται βασικά από τρεις αλληλένδετες και ισχυρές τάσεις που αποκαλούνται τα 3 D's της ενεργειακής μετάβασης: την απελευθέρωση (deregulation), την απανθρακοποίηση (decarbonization) και την αποκέντρωση (decentralization), έννοιες που εξηγούνται αναλυτικά παρακάτω.

1.1.2 Απελευθέρωση (Deregulation)

Η απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας είναι μια μετασχηματιστική πολιτική που αποσκοπεί στην αποδόμηση του παραδοσιακού, εκατονταετούς μοντέλου του μονοπωλίου των κάθετα ολοκληρωμένων Επιχειρήσεων Κοινής Ωφέλειας. Στο συμβατικό μοντέλο, μια μοναδική εταιρεία κατείχε ολόκληρη την αλυσίδα αξίας της ηλεκτρικής ενέργειας – παραγωγή, μεταφορά, διανομή – και λειτουργούσε ως ρυθμιζόμενο μονοπώλιο εντός μιας συγκεκριμένης γεωγραφικής περιοχής. Παρόλο που αυτό το μοντέλο εξασφάλιζε καθολική παροχή και σταθερότητα δικτύου, στερούνταν ανταγωνισμού, οδηγώντας συχνά σε αναποτελεσματικότητα, υψηλότερο κόστος για τους καταναλωτές και βραδύτερες καινοτομίες, καθώς οι εταιρείες είχαν εγγυημένη απόδοση των επενδύσεών τους από τους ρυθμιστές (Pablo David Necochea-Porras, 2021).

Η απελευθέρωση προέκυψε ως απάντηση σε αυτές τις αδυναμίες, βασισμένη στην οικονομική θεωρία ότι ο ανταγωνισμός στα επίπεδα της παραγωγής και της λιανικής πώλησης θα οδηγούσε σε σημαντικά οφέλη. Ο κύριος στόχος είναι η μετάβαση από ένα μοντέλο κόστους υπηρεσιών, όπου οι τιμές καθορίζονται από ρυθμιστές για να εγγυηθούν τα κέρδη της εταιρείας, σε ένα μοντέλο που βασίζεται στις δυνάμεις της αγοράς, όπου οι τιμές καθορίζονται από την προσφορά και τη ζήτηση. Αυτή η αναδιάρθρωση έχει σχεδιαστεί για να απελευθερώσει την αποδοτικότητα, να δώσει επιλογή στους καταναλωτές και να δημιουργήσει ένα πιο δυναμικό και καινοτόμο ενεργειακό οικοσύστημα, που λειτουργεί ως καίριος παράγοντας για την επίτευξη των ευρύτερων στόχων της απανθρακοποίησης και της αποκέντρωσης (Urpelainen, 2019).

Η εφαρμογή της απελευθέρωσης είναι μια πολύπλοκη διαδικασία που επικεντρώνεται στη διαρθρωτική και λειτουργική «αποσύνδεση» των

τριών βασικών συνιστωσών του κλάδου ηλεκτρικής ενέργειας (Brockschink, Gurney, & Seely, 2018):

- *Ανταγωνιστική παραγωγή:* Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανοίγει στον ανταγωνισμό. Ανεξάρτητοι Παραγωγοί, εταιρείες ΑΠΕ και ακόμη και παραδοσιακές εταιρείες κοινής ωφέλειας ανταγωνίζονται για να πουλήσουν την παραγόμενη ενέργειά τους σε ένα κοινό δίκτυο, δημιουργώντας μια χονδρική αγορά.
- *Ρυθμιζόμενη μεταφορά και διανομή:* Η φυσική υποδομή – γραμμές μεταφοράς, υποσταθμοί – παραμένει ένα ρυθμιζόμενο φυσικό μονοπώλιο, καθώς είναι αναποτελεσματικό να αναπαραχθεί. Οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς/Διανομής διατηρούν την ιδιοκτησία και είναι υπεύθυνοι για τη συντήρηση και την ασφάλεια του δικτύου. Οι χρεώσεις για τη χρήση του δικτύου εξακολουθούν να ρυθμίζονται από δημόσιες επιτροπές.
- *Ανταγωνιστική λιανική πώληση:* Αυτή είναι η πιο ορατή πτυχή για τους καταναλωτές. Οι Πάροχοι Λιανικής αγοράζουν ενέργεια στη χονδρική αγορά και ανταγωνίζονται για την πώλησή της σε νοικοκυριά και επιχειρήσεις, διαχειριζόμενοι τη χρέωση, την εξυπηρέτηση πελατών και προσφέροντας διάφορα προγράμματα.

Η μετάβαση στην απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας προσφέρει πολλά σημαντικά οφέλη, τα οποία επικεντρώνονται κυρίως στην ενίσχυση της αποτελεσματικότητας της αγοράς και στην ενδυνάμωση των καταναλωτών. Ένα από τα πιο άμεσα πλεονεκτήματα είναι η διεύρυνση των επιλογών των καταναλωτών, που επιτρέπει στους οικιακούς, εμπορικούς και βιομηχανικούς πελάτες να επιλέγουν τους προμηθευτές ενέργειας τους με βάση παράγοντες όπως η τιμολόγηση, οι όροι των συμβολαίων, η ποιότητα της εξυπηρέτησης πελατών και ακόμη και η συγκεκριμένη σύνθεση των πηγών ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των ανανεώσιμων πηγών. Αυτό το ανταγωνιστικό περιβάλλον αναγκάζει τους λιανικούς προμηθευτές ενέργειας να διαφοροποιηθούν όχι μόνο μέσω του κόστους, αλλά και μέσω καινοτόμων υπηρεσιών και βελτιωμένης αφοσίωσης των πελατών, μετατοπίζοντας τη δυναμική της αγοράς από ένα μοντέλο επικεντρωμένο στις υπηρεσίες κοινής ωφέλειας σε ένα μοντέλο που δίνει προτεραιότητα στον καταναλωτή (Coricelli, Cukierman, & Dalmazzo, 2006). Επιπλέον, η απελευθέρωση της αγοράς προωθεί την οικονομική αποδοτικότητα και την καινοτομία, εισάγοντας την πειθαρχία στον τομέα της παραγωγής. Οι ανεξάρτητοι παραγωγοί ηλεκτρικής

ενέργειας πρέπει να ανταγωνίζονται για την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στις χονδρικές αγορές, ενθαρρύνοντας την επιχειρησιακή αποδοτικότητα και τις επενδύσεις σε οικονομικά αποδοτικές και προηγμένες τεχνολογίες, όπως μέθοδοι εξόρυξης φυσικού αερίου και συστήματα ανανεώσιμης ενέργειας. Αυτή η ανταγωνιστική πίεση επεκτείνεται στην ανάπτυξη υπηρεσιών προστιθέμενης αξίας, όπως εργαλεία έξυπνης διαχείρισης ενέργειας στο σπίτι και δυναμικά μοντέλα τιμολόγησης, εμπλουτίζοντας περαιτέρω το τοπίο της αγοράς (Chen, Alsafasfeh, Pourbabak, & Su, 2018).

Επιπλέον, η απελευθέρωση διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο στη διευκόλυνση της απανθρακοποίησης και της ενσωμάτωσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Οι χονδρικές αγορές λειτουργούν με βάση την αρχή ότι η ενέργεια με το χαμηλότερο κόστος διανέμεται πρώτα, θέση που καταλαμβάνουν όλο και περισσότερο η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, προωθώντας έτσι εγγενώς την καθαρότερη ενέργεια. Η δομή των απελευθερωμένων αγορών υποστηρίζει επίσης τη συμμετοχή των διεσπαρμένων ενεργειακών πηγών, όπως οι ηλιακοί συλλέκτες στις στέγες και τα συστήματα αποθήκευσης μπαταριών, επιτρέποντας σε αυτά τα περιουσιακά στοιχεία να συνεισφέρουν στο δίκτυο και να λαμβάνουν αποζημίωση για τις υπηρεσίες τους. Αυτός ο μηχανισμός όχι μόνο επιταχύνει τη μετάβαση σε ένα αειφόρο ενεργειακό μέλλον, αλλά και ενθαρρύνει τις ιδιωτικές επενδύσεις, δημιουργώντας σαφή μηνύματα και ευκαιρίες στην αγορά. Η εισροή κεφαλαίων από ιδιωτικούς φορείς μειώνει την εξάρτηση από τη δημόσια χρηματοδότηση και τις επενδύσεις που υποστηρίζονται από τους καταναλωτές, προωθώντας ένα πιο δυναμικό και ταχέως εξελισσόμενο ενεργειακό οικοσύστημα (Zhang, Parker, & Kirkpatrick, 2008).

Ωστόσο, η πρακτική εφαρμογή της απελευθέρωσης συνοδεύεται από σημαντικές προκλήσεις και κριτικές. Ένα σημαντικό ζήτημα είναι η διαφορά και η μεταβλητότητα των τιμών, καθώς τα στοιχεία δείχνουν ότι οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας σε πολλές απελευθερωμένες περιοχές είναι υψηλότερες από ό,τι σε παραδοσιακές. Αυτό οφείλεται συχνά σε πρόσθετα κόστη, όπως τα περιθώρια κέρδους των προμηθευτών λιανικής ενέργειας, τα έξοδα που σχετίζονται με τις υποδομές μεταφοράς μεγάλων αποστάσεων και η εγγενής απρόβλεπτη φύση των χονδρικών αγορών, που μπορεί να οδηγήσει σε απότομες αυξήσεις των τιμών σε περιόδους έλλειψης προσφοράς ή υψηλής ζήτησης. Η πολυπλοκότητα αυτών των αγορών τις καθιστά επίσης ευάλωτες σε χειραγώγηση, όπως αποδεικνύεται από την κρίση ηλεκτρικής ενέργειας στην Καλιφόρνια το 2000-2001, όπου

οι παράγοντες της αγοράς εκμεταλλεύτηκαν τα κενά της νομοθεσίας για να αυξήσουν τεχνητά τις τιμές και να δημιουργήσουν ελλείψεις, υπογραμμίζοντας την ανάγκη για προσεκτική εποπτεία (Orion, 2004).

Τα ζητήματα προστασίας των καταναλωτών περιπλέκουν περαιτέρω το τοπίο, με πρακτικές όπως το «slamming» (μη εξουσιοδοτημένη αλλαγή παρόχου) και το «greenwashing» (παραπλανητικές περιβαλλοντικές δηλώσεις) να ενέχουν κινδύνους για τους πελάτες. Ιδιαίτερα τα προγράμματα μεταβλητών τιμών μπορούν να οδηγήσουν σε απροσδόκητα υψηλούς λογαριασμούς σε περιόδους αστάθειας των τιμών, γεγονός που απαιτεί αυστηρότερους κανονισμούς και υποχρεώσεις διαφάνειας. Η ασυνεπής εφαρμογή σε όλες τις δικαιοδοσίες προσθέτει ένα επιπλέον επίπεδο πολυπλοκότητας, καθώς οι διαφορετικοί κανόνες και σχεδιασμοί της αγοράς μπορούν να οδηγήσουν σε αναποτελεσματικότητα και ανησυχίες σχετικά με την αξιοπιστία, όπως το πρόβλημα των «ελλειπόντων χρημάτων», όπου τα έσοδα από τις χονδρικές αγορές ενδέχεται να είναι ανεπαρκή για να υποστηρίξουν την ανάπτυξη των απαραίτητων διαθεσίμων πόρων ηλεκτρικής ενέργειας. Συνοψίζοντας, ενώ η απελευθέρωση της αγοράς προσφέρει σημαντικά οφέλη όσον αφορά την επιλογή, την καινοτομία και τη βιωσιμότητα, η επιτυχία της εξαρτάται από την αντιμετώπιση αυτών των προκλήσεων μέσω προσεκτικού σχεδιασμού της αγοράς, ισχυρών ρυθμιστικών πλαισίων και ενισχυμένων εγγυήσεων ασφάλειας για τους καταναλωτές (Nagayama, 2010).

1.1.3 Απανθρακοποίηση (Decarbonization)

Η απανθρακοποίηση είναι η κρίσιμη διαδικασία μείωσης και τελικής εξάλειψης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) και άλλων αερίων του θερμοκηπίου από το παγκόσμιο ενεργειακό σύστημα και τις βιομηχανικές διεργασίες. Αυτή η προσπάθεια είναι θεμελιώδης για τον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής και την επίτευξη των στόχων της Συμφωνίας του Παρισιού. Η επείγουσα ανάγκη προκύπτει από τη συσσώρευση CO₂ στην ατμόσφαιρα, η οποία οφείλεται κυρίως στην καύση ορυκτών καυσίμων και έχει φτάσει σε επίπεδα που δεν έχουν παρατηρηθεί εδώ και εκατοντάδες χιλιάδες χρόνια. Μια σημαντική πρόκληση είναι η υπέρβαση του «carbon lock-in» – της δομικής αδράνειας που διατηρεί την κυριαρχία των ορυκτών καυσίμων.

Το τεχνολογικό τοπίο για την απανθρακοποίηση είναι ποικίλο. Οι ΑΠΕ, ειδικά η ηλιακή και αιολική ενέργεια, έχουν γίνει ο ακρογωνιαίος

λίθος λόγω της δραματικής μείωσης του κόστους τους (BloombergNEF, New Energy Outlook, 2025). Ωστόσο, η διαλείπουσα φύση τους απαιτεί σημαντικές προόδους στην αποθήκευση και τον εκσυγχρονισμό του δικτύου. Για τους τομείς που είναι δύσκολο να απανθρακωθούν, απαιτούνται πρόσθετες τεχνολογίες, όπως η πυρηνική ενέργεια (συμπεριλαμβανομένων των Μικρών Αρθρωτών Αντιδραστήρων - SMRs), η Τεχνολογία Διάθεσης, Αξιοποίησης και Κατάληψης Διοξειδίου του Άνθρακα (CCUS) για βιομηχανίες όπως το τσιμέντο, και το πράσινο υδρογόνο, αν και αυτό αντιμετωπίζει ακόμη προκλήσεις στην ανταγωνιστικότητα του κόστους (Global CCS Institute, 2023), (Hydrogen Council, 2023).

Η αποτελεσματική απανθρακοποίηση απαιτεί ισχυρή πολιτική και διακυβέρνηση. Η Συμφωνία του Παρισιού αποτελεί ένα καταλυτικό πλαίσιο που αξιοποιεί δράσεις από πολλούς φορείς. Σε εθνικό επίπεδο, οι πολιτικές κυμαίνονται από μηχανισμούς τιμολόγησης του άνθρακα έως ολοκληρωμένες βιομηχανικές στρατηγικές. Οι πόλεις και οι υποεθνικοί φορείς έχουν γίνει σημαντικοί παράγοντες. Ένας αυξανόμενα σημαντικός στόχος είναι τα πλαίσια «δίκαιης μετάβασης», που στοχεύουν στην αντιμετώπιση των κοινωνικοοικονομικών επιπτώσεων σε κοινότητες που εξαρτώνται από τα ορυκτά καύσιμα (US Department of Energy, 2023).

Η οικονομική κλίμακα της απανθρακοποίησης είναι τεράστια, με εκτιμώμενες απαιτήσεις επενδύσεων δεκάδων τρισεκατομμυρίων δολαρίων έως το 2050 (International Energy Agency, Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, 2024). Παρόλο που αυτό αντιπροσωπεύει μια ιστορική ανακατανομή κεφαλαίων, δημιουργεί επίσης σημαντικές οικονομικές ευκαιρίες. Το οικονομικό επιχείρημα ενισχύθηκε από την πτώση του κόστους των ΑΠΕ, αλλά εξακολουθούν να υπάρχουν σημαντικά οικονομικά κενά για τεχνολογίες όπως το υδρογόνο και η CCUS. Οι τεράστιες παγκόσμιες επιδοτήσεις για τα ορυκτά καύσιμα δημιουργούν επίσης ανισότητες (International Energy Agency, Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, 2024).

Η επιτυχία της απανθρακοποίησης είναι στενά συνδεδεμένη με τις κοινωνικές της διαστάσεις. Η αποδοχή του κοινού ποικίλλει και επηρεάζεται από παράγοντες όπως η οικονομική εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα και οι πολιτισμικές αξίες (Carley S. & Konisky, 2020). Η επικοινωνία των οικονομικών κινδύνων της αδράνειας μπορεί να είναι πιο πειστική από την προώθηση μόνο των οφελών. Αυτό υπογραμμίζει τη σημασία μιας «δίκαιης μετάβασης», που εξασφαλίζει την δίκαιη κατανομή

του κόστους και των οφελών της υποστηρίζοντας την επανεκπαίδευση του εργατικού δυναμικού και δημιουργώντας οικονομικές ευκαιρίες χωρίς αποκλεισμούς (US Department of Energy, 2023).

Μια επιτυχημένη μετάβαση απαιτεί εξατομικευμένες στρατηγικές για κάθε σημαντικό τομέα εκπομπών:

- *Ενέργεια:* Η απανθρακοποίηση της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί τον ακρογωνιαίο λίθο, καθώς επιτρέπει την ηλεκτροδότηση άλλων τομέων. Παρόλο που έχει σημειωθεί πρόοδος, οι εκπομπές του παγκόσμιου τομέα ενέργειας αυξήθηκαν κατά 4% από το 2019 έως το 2022, υπογραμμίζοντας την πρόκληση της κάλυψης της αυξανόμενης ζήτησης (International Energy Agency, Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, 2024).
- *Βιομηχανία:* Αυτός είναι ένας από τους πιο απαιτητικούς τομείς λόγω των αναγκών σε υψηλές θερμοκρασίες και των εκπομπών από τις διεργασίες. Οι στρατηγικές περιλαμβάνουν την ηλεκτροδότηση, τη μετάβαση σε καύσιμα υδρογόνου ή βιομάζας, τη ριζική ενεργειακή απόδοση και την εφαρμογή CCUS (Bataille C. et al., 2018).
- *Μεταφορές:* Η ηλεκτροκίνηση προχωρά με ταχείς ρυθμούς για τα ελαφρά οχήματα, με τις πωλήσεις να φτάνουν τα 17,2 εκατομμύρια μονάδες το 2024 (BloombergNEF, New Energy Outlook, 2025). Η απανθρακοποίηση των αερομεταφορών, της ναυτιλίας και των βαρέων φορτηγών απαιτεί εναλλακτικά καύσιμα, όπως προηγμένα βιοκαύσιμα και πράσινο υδρογόνο.
- *Κτίρια:* Η αντιμετώπιση των εκπομπών σε αυτόν τον τομέα περιλαμβάνει την αναβάθμιση για ενεργειακή απόδοση, την ηλεκτροκίνηση των συστημάτων θέρμανσης και τη χρήση δομικών υλικών χαμηλών εκπομπών άνθρακα για τη μείωση του ενσωματωμένου άνθρακα.

Σημαντικά εμπόδια παραμένουν, όπως τεχνικές προκλήσεις (ενσωμάτωση ΑΠΕ, αλυσίδες εφοδιασμού), πολιτικές και θεσμικές δυσκολίες (αντίθεση συμφερόντων, θεσμικός κατακερματισμός), οικονομικά ζητήματα (επιδότησεις ορυκτών καυσίμων) και κοινωνικά εμπόδια (αντίθεση του κοινού, αδρανειακή συμπεριφορά) (International Energy Agency, Electricity Market Report, 2022).

1.1.4 Αποκέντρωση (Decentralization)

Η αποκέντρωση της ενέργειας αντιπροσωπεύει μια θεμελιώδη αλλαγή από τα κεντρικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζονται σε ορυκτά καύσιμα σε ένα κατανεμημένο μοντέλο, όπου η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται πιο κοντά στο σημείο κατανάλωσης. Οφείλεται σε παράγοντες όπως η κλιματική αλλαγή, η μείωση του κόστους των τεχνολογιών ΑΠΕ, οι ανησυχίες για την ανθεκτικότητα των κεντρικών δικτύων και η επιδίωξη ενεργειακής ασφάλειας. Τα κεντρικά συστήματα θεωρούνται όλο και πιο ευάλωτα, όπως φαίνεται από την αύξηση των διακοπών ρεύματος λόγω καιρικών συνθηκών. Η αποκέντρωση περιλαμβάνει τεχνολογίες όπως ηλιακούς συλλέκτες σε στέγες, συστήματα αποθήκευσης, μικροδίκτυα και συστήματα συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2023).

Η ταχεία πρόοδος και μείωση του κόστους των βασικών τεχνολογιών έχουν αποτελέσει τους κύριους παράγοντες που συνέβαλαν στην αποκέντρωση. Το κόστος της ηλιακής φωτοβολταϊκής τεχνολογίας έχει μειωθεί κατά περισσότερο από 80% την τελευταία δεκαετία, καθιστώντας οικονομικά βιώσιμες τις ηλιακές εγκαταστάσεις σε στέγες και σε επίπεδο κοινότητας (International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2023, 2023). Αυτό συμπληρώθηκε από σημαντικές καινοτομίες στον τομέα της αποθήκευσης ενέργειας, ιδίως στις μπαταρίες ιόντων λιθίου. Οι Ηνωμένες Πολιτείες έφτασαν τα 11,9 GW εγκατεστημένης χωρητικότητας μπαταριών έως το 2024, κάτι που είναι ζωτικής σημασίας για το μετριασμό της διακοπτόμενης λειτουργίας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη διασφάλιση αξιόπιστης παροχής ηλεκτρικής ενέργειας (BloombergNEF, Energy Transition Investment Trends 2024, 2024). Επιπλέον, τα μικροδίκτυα —αυτόνομα ενεργειακά συστήματα που μπορούν να λειτουργούν ανεξάρτητα από το κύριο δίκτυο— έχουν γνωρίσει σημαντική υιοθέτηση, με τις ΗΠΑ να ξεπερνούν τα 9 GW χωρητικότητας σε περισσότερα από 5.000 έργα μέχρι τα τέλη του 2024 (Wood Mackenzie, 2024). Η ψηφιοποίηση, συμπεριλαμβανομένης της τεχνητής νοημοσύνης (AI) και του Διαδικτύου των Πραγμάτων (IoT), αποτελεί επίσης έναν κρίσιμο παράγοντα, καθώς βελτιώνει τη διαχείριση του δικτύου, επιτρέπει την ανταλλαγή ενέργειας σε πραγματικό χρόνο και βελτιστοποιεί την ενσωμάτωση των κατανεμημένων πόρων.

Οι υποστηρικτικές πολιτικές και τα ρυθμιστικά πλαίσια είναι σημαντικοί καταλύτες. Πρωτοβουλίες όπως το σχέδιο REPowerEU της ΕΕ

παρέχουν επιδοτήσεις και φορολογικά κίνητρα (European Commission, 2022) (US Congress, 2022). Αυτές οι πολιτικές σχεδιάζονται όλο και περισσότερο με στόχο τη δημιουργία υβριδικών ενεργειακών αρχιτεκτονικών που συνδυάζουν κεντρικά και αποκεντρωμένα στοιχεία για βέλτιστη ανθεκτικότητα και αποδοτικότητα. Ωστόσο, εξακολουθούν να υπάρχουν ρυθμιστικά εμπόδια, όπως πολύπλοκες διαδικασίες αδειοδότησης. Η εξέλιξη των κανονισμών για την ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ ομότιμων και τα Εικονικά Εργοστάσια Παραγωγής (VPP) αποτελεί βασικό στόχο (Lawrence Berkeley National Laboratory, 2023).

Τα οικονομικά επιχειρήματα υπέρ της αποκέντρωσης έχουν ενισχυθεί σημαντικά. Οι παγκόσμιες επενδύσεις στην ενεργειακή μετάβαση έφτασαν το ρεκόρ των 2,1 τρισεκατομμυρίων δολαρίων το 2024, με σημαντικό μέρος να κατευθύνεται σε διεσπαρμένες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και εκσυγχρονισμό του δικτύου (BloombergNEF, Energy Transition Investment Trends 2024, 2024). Η κινητήρια δύναμη είναι απλή και βασίζεται στο ότι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αντικαθιστούν όλο και περισσότερο τα ορυκτά καύσιμα, επειδή είναι φθηνότερες, καθαρότερες και, με επαρκή αποθήκευση, πιο αξιόπιστες (Omri Carmon et al., 2025). Αυτή η μετάβαση αποτελεί επίσης έναν ισχυρό μοχλό για τη δημιουργία θέσεων εργασίας. Στις ΗΠΑ, η απασχόληση στον τομέα της καθαρής ενέργειας αυξήθηκε κατά 4,2% το 2023, ποσοστό διπλάσιο από αυτό της συνολικής οικονομίας (U.S. Department of Energy, 2024). Επιπλέον, τα αποκεντρωμένα συστήματα προσφέρουν σημαντική μείωση του κόστους του δικτύου. Η διεσπαρμένη ηλιακή ενέργεια και η αποθήκευση θα μπορούσαν να αποτρέψουν 300-470 δισεκατομμύρια δολάρια σε έξοδα μεταφοράς και διανομής έως το 2050, μειώνοντας την ανάγκη για κεντρικές αναβαθμίσεις υποδομών.

Η αποκέντρωση έχει ριζικές συνέπειες στην κοινωνική ισότητα και την ενεργειακή δικαιοσύνη. Βελτιώνει την πρόσβαση στην ενέργεια σε απομακρυσμένες ή υποεξυπηρετούμενες κοινότητες (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022). Έρευνες δείχνουν ότι η υιοθέτηση της ηλιακής ενέργειας μειώνει άμεσα το ενεργειακό κόστος, δηλαδή το ποσοστό του εισοδήματος που δαπανάται για λογαριασμούς ενέργειας. Πέρα από την οικονομική ευχέρεια, η αποκέντρωση ενδυναμώνει τις κοινότητες μέσω μοντέλων ιδιοκτησίας, αυξάνοντας την αποδοχή του κοινού για τη μετάβαση στην καθαρή ενέργεια και προωθώντας την ενεργειακή δημοκρατία.

Τα περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα και η ανθεκτικότητα της αποκεντρωμένης ενέργειας είναι σημαντικά και πολυδιάστατα. Διευκολύνοντας την ταχεία ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και μειώνοντας τις απώλειες μεταφοράς (που αντιπροσωπεύουν το 6-8% της παγκόσμιας ηλεκτρικής ενέργειας), τα αποκεντρωμένα συστήματα αποτελούν και τον ακρογωνιαίο λίθο των προσπαθειών απανθρακοποίησης του δικτύου. Αντίθετα, τα μικροδίκτυα και τα συστήματα ηλιακής ενέργειας με αποθήκευση έχουν αποδειχθεί εξαιρετικά αποτελεσματικά στη διατήρηση της λειτουργίας κρίσιμων εγκαταστάσεων, όπως νοσοκομεία, κατά τη διάρκεια πυρκαγιών, καταιγίδων και άλλων διακοπών ρεύματος (Pacific Northwest National Laboratory, 2023). Αυτή η ενισχυμένη ανθεκτικότητα, σε συνδυασμό με τη μειωμένη εξάρτηση από τις γεωπολιτικά ασταθείς αγορές ορυκτών καυσίμων, καθιστά την αποκέντρωση βασική στρατηγική για την ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας σε εθνικό και κοινοτικό επίπεδο.

Παρά τα πολλά υποσχόμενα πλεονεκτήματα που προσφέρει, η ευρεία υιοθέτηση της αποκεντρωμένης ενέργειας αντιμετωπίζει αρκετά σημαντικά εμπόδια. Τα ρυθμιστικά και διασυνοριακά εμπόδια παραμένουν σημαντικά, με τις επιχειρήσεις να επιλέγουν μερικές φορές την εκτός δικτύου (off-grid) ενέργεια απλώς για να αποφύγουν τις χρονοβόρες και δαπανηρές διαδικασίες διασύνδεσης με τα δίκτυα κοινής ωφέλειας. Τα υψηλά αρχικά κόστη, αν και μειώνονται, εξακολουθούν να αποτελούν σημαντικό εμπόδιο για τα νοικοκυριά χαμηλού εισοδήματος και τις μικρές επιχειρήσεις, απαιτώντας καινοτόμες λύσεις χρηματοδότησης (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022). Οι τεχνικές προκλήσεις που σχετίζονται με την ενσωμάτωση στο δίκτυο και τη διαχείριση των αμφίδρομων ροών ενέργειας απαιτούν σημαντικές επενδύσεις στον εκσυγχρονισμό και την ψηφιοποίηση του δικτύου. Τέλος, εξακολουθούν να υπάρχουν ανησυχίες σχετικά με την ισότητα, καθώς τα οφέλη της αποκέντρωσης ενδέχεται να μην φτάσουν ισότιμα σε όλα τα τμήματα της κοινωνίας (Lawrence Berkeley National Laboratory, 2023).

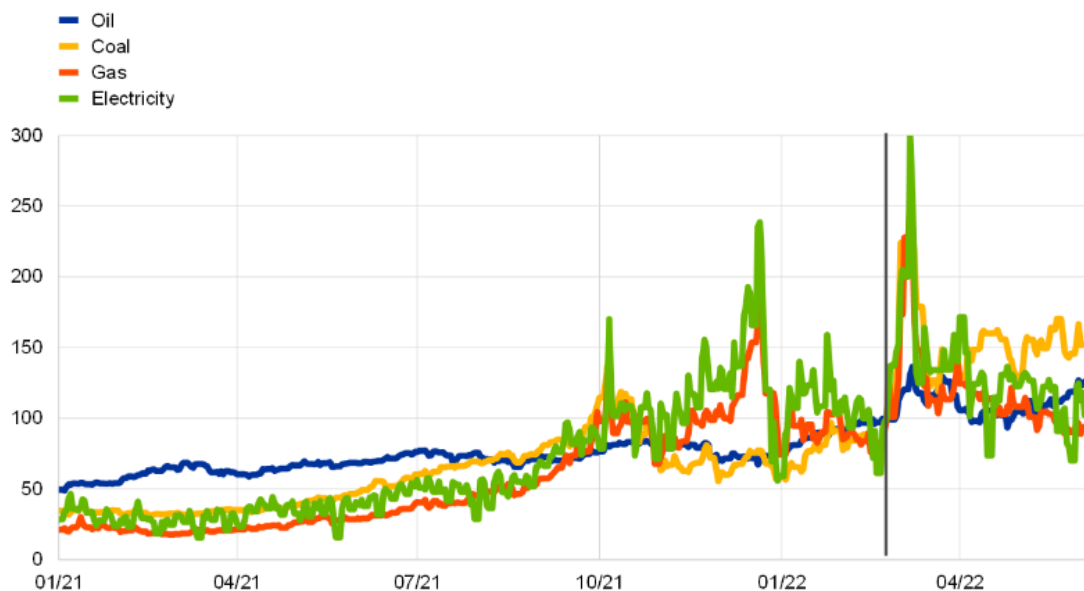
1.1.5 Ευρωπαϊκή κρίση και ενεργειακή μετάβαση

Ο πόλεμος μεταξύ Ρωσίας και Ουκρανίας που ξεκίνησε τον Φεβρουάριο του 2022 προκάλεσε μια άνευ προηγουμένου ενεργειακή κρίση στην Ευρώπη, αναδιαμορφώνοντας ριζικά το ενεργειακό τοπίο της ηπείρου και επιταχύνοντας τη μετάβασή της από τα ορυκτά καύσιμα. Η

πολιτική εργαλειοποίηση των εξαγωγών ενέργειας από τη Ρωσία προκάλεσε δραματικές αυξήσεις των τιμών και αστάθεια στην αγορά, εκθέτοντας τις διαρθρωτικές αδυναμίες του ενεργειακού συστήματος της Ευρώπης και την ιστορική εξάρτησή της από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα. Πριν από τη σύγκρουση, η Ρωσία παρείχε περίπου το 45 % των εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ, το 23 % των εισαγωγών αργού πετρελαίου και το 43 % των εισαγωγών άνθρακα, που αντιπροσωπεύουν σημαντικό μέρος της πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας της ΕΕ (European Central Bank, 2022). Αυτή η εξάρτηση αποδείχθηκε στρατηγικά καταστροφική όταν η ενέργεια κατέστη κεντρικό μέτωπο στη γεωπολιτική αντιπαράθεση μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία.

Η κρίση εμφανίστηκε στο πλαίσιο της φιλόδοξης μετάβασης της ΕΕ προς την απανθρακοποίηση, δημιουργώντας μια πολύπλοκη αλληλεπίδραση μεταξύ ασφάλειας, οικονομικής προσιτότητας και βιωσιμότητας – το «ενεργειακό τρίλημμα». Σε αντίθεση με προηγούμενες κρίσεις τιμών, αυτή συνδύαζε γεωπολιτική εργαλειοποίηση, κλιματικές επιταγές και οικονομικές πιέσεις, αναγκάζοντας τους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής να αντιμετωπίσουν πολλαπλές προκλήσεις ταυτόχρονα (Vinales J., 2023). Η προκύπτουσα αστάθεια των τιμών και η αβεβαιότητα του εφοδιασμού ενέτειναν την ανάγκη για πιο εξελιγμένους μηχανισμούς πρόβλεψης των τιμών και στρατηγικές διαχείρισης κινδύνων, ακόμη και καθώς η Ευρώπη επιτάχυνε τη μετάβασή της σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Η ρωσική εισβολή στην Ουκρανία προκάλεσε μια άνευ προηγουμένου κρίση στις τιμές ενέργειας στην Ευρώπη. Οι τιμές του φυσικού αερίου, όπως αποτυπώνονται στον δείκτη αναφοράς TTF, αυξήθηκαν κατά 180 % τις δύο πρώτες εβδομάδες και έφτασαν σε ιστορικό υψηλό άνω των 300 €/MWh τον Αύγουστο του 2022, οκταπλασιάζοντας τις τιμές του τέλους του 2021 (International Monetary Fund, Natural Gas in Europe: The Potential Impact of Disruptions to Supply, 2022). Αυτή η μεταβλητότητα μεταφέρθηκε άμεσα στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας λόγω του μηχανισμού τιμολόγησης του οριακού κόστους, όπου η τιμή της τελευταίας μονάδας ενέργειας (συνήθως από μονάδες φυσικού αερίου) καθορίζει τη χονδρική τιμή για όλες τις μονάδες. Αυτό οδήγησε σε αύξηση του πληθωρισμού της ενέργειας βάσει του ΕνΔΤΚ (Εναρμονισμένος Δείκτης Τιμών Καταναλωτή) στο 44 % στη ζώνη του ευρώ τον Μάρτιο του 2022, με σοβαρές επιπτώσεις για τα νοικοκυριά και τις επιχειρήσεις (Bruegel, 2022).



Σχήμα 1: Τιμές Ενέργειας πριν και μετά την εισβολή στην Ουκρανία (European Central Bank, 2022)

Η στρατηγική ευπάθεια της Ευρώπης ήταν η προπολεμική εξάρτησή της από το ρωσικό αέριο που μεταφερόταν μέσω αγωγών, το οποίο κάλυπτε το 45 % των εισαγωγών της ΕΕ. Η κρίση ανάγκασε σε ταχεία και ριζική αναδιάρθρωση του εφοδιασμού της ηπείρου με φυσικό αέριο. Μέχρι το 2024, το μερίδιο του ρωσικού φυσικού αερίου μειώθηκε σε ~18%, αντικατασταθέν από μια μαζική εισροή υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG), του οποίου το μερίδιο στο μείγμα εφοδιασμού αυξήθηκε από 20% σε σχεδόν 50% (International Energy Agency (IEA), Gas Market Report, Q1 2024, 2024). Αυτή η μεταβολή άλλαξε μόνιμα τη διαμόρφωση των τιμών, συνδέοντας τις ευρωπαϊκές τιμές με τις πιο ακριβές και ασταθείς παγκόσμιες αγορές LNG, όπου η Ευρώπη έπρεπε να πλειοδοτήσει τους ασιατικούς αγοραστές για τα φορτία, δημιουργώντας ένα διαρθρωτικό πλεονέκτημα.

Ο πόλεμος ενέτεινε το κλασικό τρίλημμα της ενεργειακής πολιτικής —ισορροπία μεταξύ ασφάλειας, οικονομικής προσιτότητας και βιωσιμότητας— αναγκάζοντας σε δύσκολες βραχυπρόθεσμες συμβιβαστικές λύσεις. Ορισμένα κράτη μέλη αύξησαν προσωρινά τη χρήση άνθρακα για να εξασφαλίσουν την ασφάλεια του εφοδιασμού, δημιουργώντας ένταση με τους κλιματικούς στόχους. Ωστόσο, ενίσχυσε τελικά τη στρατηγική αξία των ΑΠΕ ως πηγής εγχώριας ενεργειακής ασφάλειας, δείχνοντας ότι οι πολιτικές που προωθούν την απόδοση και τις

ΑΠΕ μπορούν να ενισχύσουν ταυτόχρονα την ασφάλεια, την προσιτότητα και τη βιωσιμότητα (World Energy Council, 2024).

Η κρίση λειτούργησε ως ισχυρός καταλύτης για το πρόγραμμα απανθρακοποίησης της ΕΕ. Το σχέδιο REPowerEU ξεκίνησε με στόχο να τερματιστεί η εξάρτηση από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα έως το 2027, επιταχύνοντας την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της ενεργειακής απόδοσης. Η ΕΕ πρόσθεσε ρεκόρ 56 GW ηλιακής ισχύος το 2023 (αύξηση 60% από το 2021), και η παραγωγή αιολικής και ηλιακής ενέργειας ξεπέρασε για πρώτη φορά την παραγωγή φυσικού αερίου (Ember, 2023). Αυτή η επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δημιούργησε ένα κρίσιμο αποτέλεσμα καταστολής των τιμών: κατά τις περιόδους υψηλής παραγωγής, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με οριακό κόστος σχεδόν μηδενικό έσπρωξαν την πιο ακριβή ενέργεια από φυσικό αέριο εκτός της σειράς προτεραιότητας, μειώνοντας τις τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας.

Επιπλέον, η ΕΕ προέβη σε άμεσες παρεμβάσεις στην αγορά, όπως ανώτατα όρια εσόδων για παραγωγούς, με τα κεφάλαια να αναδιανέμονται για την υποστήριξη ευάλωτων καταναλωτών. Η ακραία μεταβλητότητα που παρατηρήθηκε κατά τη διάρκεια της κρίσης, η οποία προκλήθηκε από μια πολύπλοκη αλληλεπίδραση γεωπολιτικών παραγόντων, ταχείας πολιτικής παρέμβασης και του αυξανόμενου μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που εξαρτώνται από τις καιρικές συνθήκες, αποκάλυψε την κρίσιμη ανεπάρκεια των παραδοσιακών μοντέλων πρόβλεψης των τιμών ενέργειας. Αυτό ενέτεινε την ανάγκη για πιο εξελιγμένα, δυναμικά εργαλεία πρόβλεψης, ικανά να αποδώσουν στο νέο ενεργειακό τοπίο. Τα μελλοντικά μοντέλα πρέπει να ενσωματώνουν δείκτες γεωπολιτικού κινδύνου, ώστε να προβλέπουν καλύτερα τις διαταραχές του εφοδιασμού που προκύπτουν από διεθνείς συγκρούσεις. Επιπλέον, η υιοθέτηση προηγμένων αναλυτικών τεχνικών, όπως η μηχανική μάθηση και η τεχνητή νοημοσύνη, καθίσταται απαραίτητη, καθώς αυτές οι μέθοδοι μπορούν να χειριστούν καλύτερα τις μη γραμμικότητες και τις διαρθρωτικές διαταραχές της αγοράς, στις οποίες τα τωρινά μοντέλα υστερούν. Αυτή η βελτιωμένη ικανότητα πρόβλεψης είναι ζωτικής σημασίας για όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά, από τους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής που σχεδιάζουν στοχευμένα και αποτελεσματικά μέτρα, έως τις εταιρείες που αντισταθμίζουν τους χρηματοοικονομικούς κινδύνους και, τελικά, τους καταναλωτές που διαχειρίζονται τα ενεργειακά τους κόστη σε μια αυξανόμενα ασταθή αγορά.

1.2 ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΕΥΡΩΠΑΪΚΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.2.1 Χονδρική και Λιανική αγορά ενέργειας και Συμμετέχοντες

Το ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας οργανώνεται σε δύο βασικά, αλληλένδετα επίπεδα συναλλαγών. Το χονδρικό επίπεδο αφορά συναλλαγές μεγάλης κλίμακας μεταξύ παραγωγών, εμπόρων, παρόχων και μεγάλων βιομηχανικών καταναλωτών, όπου οι τιμές διαμορφώνονται από τη δυναμική της προσφοράς και της ζήτησης. Αντίθετα, το λιανικό επίπεδο αφορά την πώληση ρευμάτων σε τελικούς καταναλωτές (νοικοκυριά, μικρές και μεσαίες επιχειρήσεις), με τις τιμές να περιλαμβάνουν επιπλέον του κόστους ενέργειας, τα τέλη χρήσης δικτύου, φόρους και το περιθώριο κέρδους του παρόχου (European Parliament, Internal energy market, 2025). Αυτή η διάκριση εξυπηρετεί τόσο οικονομικούς όσο και λειτουργικούς σκοπούς (Kirschen D. & Strbac G., 2004):

- *Οικονομικός ρόλος:* Οι χονδρικές αγορές συναθροίζουν την προσφορά και τη ζήτηση για τη δημιουργία σημάτων τιμών, τα οποία κατευθύνουν τις επενδύσεις και τη βραχυπρόθεσμη κατανομή των πόρων. Οι λιανικές αγορές μεταφράζουν αυτά τα σήματα σε κατανοητά για τον καταναλωτή προϊόντα και υπηρεσίες.
- *Διάχυση ρίσκου:* Το χονδρικό εμπόριο είναι ο κύριος χώρος για την αντιστάθμιση του ρίσκου τιμών και όγκου. Οι λιανικοί πάροχοι απορροφούν αυτή τη μεταβλητότητα, προσφέροντας στους τελικούς καταναλωτές πιο σταθερές και απλές τιμές.
- *Λειτουργικοί περιορισμοί:* Η ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να παράγεται και να καταναλώνεται σε πραγματικό χρόνο. Η ασφάλεια του συστήματος επιβάλλει την ύπαρξη ειδικών λειτουργικών μηχανισμών πέραν των εμπορικών συμβάσεων, γεγονός που ορίζει έναν πολυεπίπεδο σχεδιασμό της αγοράς, στον οποίο οι λειτουργικές αγορές (π.χ. εξισορρόπηση) συνυπάρχουν με τις εμπορικές συναλλαγές.

Οι λιανικοί πάροχοι λειτουργούν ως μεσάζοντες μεταξύ των δύο επιπέδων. Οι κύριες λειτουργίες τους περιλαμβάνουν την απόκτηση πελατών, την πρόβλεψη ζήτησης, το σχεδιασμό τιμολογίων και τη

διαχείριση των ανισορροπιών μεταξύ των συμφωνημένων και πραγματικών όγκων ενέργειας των πελατών τους. Επειδή οι περισσότεροι μικροί καταναλωτές δεν διαθέτουν την κλίμακα ή την τεχνογνωσία για να συμμετάσχουν αγορές χονδρικής, οι πάροχοι ενεργούν ως μεσάζοντες που μετατρέπουν τη χονδρική μεταβλητότητα σε απλούστερες, ελεγχόμενες ή βασισμένες στην αγορά λιανικές τιμές.

Όσον αφορά τους κύριους συμμετέχοντες στους δύο τύπους αγορών, καθώς επίσης και τις αρμοδιότητές τους (Kirschen D. & Strbac G., 2004):

- *Εταιρείες παραγωγής (Gencos)*: Κατέχουν και εκμεταλλεύονται μονάδες παραγωγής, προσφέρουν ενέργεια και βοηθητικές υπηρεσίες στις χονδρικές αγορές. Οι εταιρείες παραγωγής ενέργειας ανταποκρίνονται στα σήματα τιμών και στους τεχνικούς περιορισμούς όταν υποβάλλουν προσφορές στις αγορές ή εκπληρώνουν συμβάσεις.
- *Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς (Transmission System Operators) / Ανεξάρτητοι Διαχειριστές Συστημάτων (Independent System Operators)*: Λειτουργούν το δίκτυο υψηλής τάσης, εξασφαλίζουν ισορροπία και ασφάλεια σε πραγματικό χρόνο και προμηθεύονται υπηρεσίες εξισορρόπησης. Οι TSOs συντονίζουν τη διασυνοριακή μεταφορική ικανότητα και εφαρμόζουν τους κανόνες της αγοράς που επηρεάζουν τη εκκαθάριση στη χονδρική.
- *Διαχειριστές συστημάτων διανομής (Distribution System Operators)*: Διαχειρίζονται δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης, παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια στους τελικούς χρήστες και επιτρέπουν όλο και περισσότερο την τοπική ευελιξία και τις υπηρεσίες «παράγωγο-καταναλωτών», καθώς αυξάνονται οι διεσπαρμένοι ενεργειακοί πόροι.
- *Διανοπωλητές / Πάροχοι*: Αγοράζουν ενέργεια σε χονδρικές αγορές ή μέσω συμβολαίων και στη συνέχεια την πωλούν σε οικιακούς, εμπορικούς και μικρούς βιομηχανικούς πελάτες. Οι πάροχοι διαχειρίζονται τη χρέωση των πελατών, τα τιμολόγια και το ρίσκο σε επίπεδο πελατών.
- *Υπεύθυνοι ισορροπίας (Balance Responsible Party)*: Οντότητες που έχουν νομική ή συμβατική υποχρέωση να διατηρούν την ισορροπία μεταξύ εισροών και εκροών για ένα χαρτοφυλάκιο. Οι BRP

διευθετούν τις ανισορροπίες με τον TSO σύμφωνα με τους κανόνες διευθέτησης ανισορροπιών.

- *Διαχειριστές αγοράς / Χρηματιστήρια ηλεκτρικής ενέργειας (Market Operators / Power Exchanges):* Διαχειρίζονται οργανωμένες αγορές, εκκαθαρίζουν εντολές και διαχειρίζονται τον διακανονισμό για τυποποιημένα προϊόντα (spot και παράγωγα). Εφαρμόζουν αλγόριθμους δημοπρασιών και διατηρούν τη διαφάνεια της αγοράς.
- *ΦοΣΕ και πάροχοι ευελιξίας:* Συγκεντρώνουν διεσπαρμένους ενεργειακούς πόρους, απόκριση στη ζήτηση και αποθήκευση για να συμμετέχουν σε χονδρικές και βοηθητικές αγορές, προσφέροντας ανάλυση και ευελιξία που δεν ήταν διαθέσιμες στο παρελθόν.
- *Ρυθμιστικές αρχές και θεσμικά όργανα:* Οι εθνικές ρυθμιστικές αρχές και οι διεθνείς φορείς καθορίζουν τα πλαίσια της αγοράς, παρακολουθούν τον ανταγωνισμό και επιβάλλουν την προστασία των καταναλωτών. Καθορίζουν επίσης τον νομικό διαχωρισμό των δικτυακών και εμπορικών δραστηριοτήτων.

Αυτοί οι ρόλοι συχνά διαχωρίζονται νομικά και λειτουργικά για να αποφευχθούν συγκρούσεις συμφερόντων και να διασφαλιστεί η ίση πρόσβαση στα δίκτυα.

Η αλληλεπίδραση μεταξύ των συμμετεχόντων χονδρικής και λιανικής πραγματοποιείται μέσω διάφορων στενά συνδεδεμένων μηχανισμών που διασφαλίζουν την αποτελεσματική λειτουργία της αγοράς από την παραγωγή έως την τελική κατανάλωση. Οι πάροχοι αντισταθμίζουν ενεργά τα χαρτοφυλάκια των πελατών τους αγοράζοντας ενέργεια σε προθεσμιακές, μελλοντικές και άμεσες αγορές, μετατρέποντας έτσι τις ασταθείς χονδρικές τιμές σε σταθερές λιανικές τιμές. Οι υπεύθυνοι για την ισορροπία (BRP) διαδραματίζουν κρίσιμο ρόλο στην ευθυγράμμιση των συμφωνημένων όγκων ενέργειας με την πραγματική κατανάλωση, καθώς οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς (TSO) διευθετούν τυχόν αποκλίσεις και εφαρμόζουν τιμές ανισορροπίας που επηρεάζουν άμεσα το κόστος παροχής ενός παρόχου. Η αυξανόμενη χρήση έξυπνων μετρητών και τυποποιημένων πρωτοκόλλων ανταλλαγής δεδομένων ενισχύει αυτόν τον σύνδεσμο, επιτρέποντας πιο ακριβείς προβλέψεις, διακανονισμό σε σχεδόν πραγματικό χρόνο και δυναμικά συστήματα τιμολόγησης που αντανακλούν καλύτερα τις συνθήκες χονδρικής αγοράς. Τέλος, η αυξανόμενη συμμετοχή των αθροιστών και των παρόχων στις αγορές ευελιξίας και εξισορρόπησης ενσωματώνει

περαιτέρω τα δύο επίπεδα, επιτρέποντας τη μετατροπή των διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων και της απόκρισης στη ζήτηση σε κέρδος στις χονδρικές αγορές και συμβάλλοντας στην αξιοπιστία του συστήματος, προσφέροντας παράλληλα νέες ροές αξίας στους τελικούς καταναλωτές.

1.2.2 Λειτουργία Χονδρικής Αγοράς Ενέργειας

Η λειτουργία της ευρωπαϊκής χονδρικής αγοράς βασίζεται σε τρεις θεμελιώδεις αρχές: την τιμολόγηση βάσει οριακού κόστους, τη βελτιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος και τη διαχείριση του δικτύου μέσω ζωνικής τιμολόγησης και υπολογισμού χωρητικότητας. Η υποενότητα συνδυάζει τα οικονομικά και μαθηματικά θεμέλια των Kirschen & Strbac (Kirschen D. & Strbac G., 2004) με τις συγκεκριμένες επιλογές εφαρμογής που έγιναν στην ευρωπαϊκή σύζευξη ημερήσιας και ενδοημερήσιας αγοράς (EUPHEMIA / SDAC / SIDC) και στην πρακτική υπολογισμού χωρητικότητας των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς.

- Όσον αφορά την *εκκαθάριση και τιμολόγηση της αγοράς*, στον πυρήνα των οργανωμένων χονδρικών αγορών βρίσκεται η τιμολόγηση με βάση το οριακό κόστος: η τιμή εκκαθάρισης για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο ισούται με το οριακό κόστος παραγωγής της τελευταίας, πιο ακριβής μονάδας (MWh) που απαιτείται για να ικανοποιηθεί η ζήτηση. Μαθηματικά, αυτή η τιμή αντιστοιχεί στον πολλαπλασιαστή Lagrange του περιορισμού ισορροπίας (προσφορά = ζήτηση) στο πρόβλημα βελτιστοποίησης που επιλύει ο διαχειριστής της αγοράς. Στην Ευρώπη, ο αλγόριθμος EUPHEMIA για την Αγορά Επόμενης Ημέρας (Single Day-Ahead Coupling - SDAC) μεγιστοποιεί το κοινωνικό πλεόνασμα και δημοσιεύει μια ενιαία τιμή ανά ζώνη υποβολής προσφορών ανά ώρα (Nominated Electricity Market Operators, 2024).

Ως εκ τούτου, η τιμολόγηση και η εκκαθάριση χωρίζονται σε τουλάχιστον δύο επίπεδα. Οι ποσότητες της επόμενης ημέρας (και της ίδιας ημέρας) τιμολογούνται στις εκκαθαρισμένες τιμές της ζώνης (εκτός εάν τα μέρη έχουν συνάψει διμερείς συμβάσεις). Οι αποκλίσεις σε πραγματικό χρόνο αντιμετωπίζονται στο πλαίσιο διαδικασιών εξισορρόπησης και διακανονισμού ανισορροπιών, όπου ισχύουν διαφορετικοί κανόνες. Το πλαίσιο εξισορρόπησης ηλεκτρικής ενέργειας και οι κατευθυντήριες γραμμές του Οργανισμού

Συνεργασίας των Ρυθμιστικών αρχών Ενέργειας (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) ορίζουν τις ευθύνες των BRP και τα εναρμονισμένα στοιχεία του διακανονισμού ανισορροπιών σε ολόκληρη την Ευρώπη. Οι τιμές ανισορροπίας αντανakλούν το οριακό κόστος παροχής ενέργειας εξισορρόπησης και, ως εκ τούτου, επηρεάζουν άμεσα το κόστος λιανικής παροχής για συμμετέχοντες που έχουν εκτεθεί σε αποκλίσεις σε πραγματικό χρόνο.

- Όσον αφορά τη *βελτιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος*, ο μηχανισμός εκκαθάρισης της αγοράς είναι ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, στόχος του οποίου είναι η μεγιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος, που συνήθως εκφράζεται ως το άθροισμα του συνολικού οφέλους κατανάλωσης μείον το συνολικό κόστος παραγωγής (ή, ισοδύναμα, η συνολική προθυμία πληρωμής για τις αποδεκτές προσφορές ζήτησης μείον το συνολικό κόστος των αποδεκτών προσφορών προσφοράς). Μαθηματικά, η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος μπορεί να εκφραστεί ως (Kirschen D. & Strbac G., 2004):

$$\max_{\{p_d^D\}, \{p_g^G\}} SW = \sum_d B'_d p_d^D - \sum_g C'_g p_g^G$$

Υπόκειται στους περιορισμούς:

$$0 \leq p_d^D \leq P_d^D$$

$$0 \leq p_g^G \leq P_g^G$$

$$\sum_d p_d^D = \sum_g p_g^G \text{ (Συνολική ζήτηση = Συνολική παραγωγή)}$$

όπου:

Μεταβλητές απόφασης:

p_d^D : ποσότητα της κάθε προφοράς αγοράς d που θα γίνει αποδεκτή (MWh)

p_g^G : ποσότητα της κάθε προσφοράς πώλησης g που θα γίνει αποδεκτή (MWh)

Παράμετροι:

B'_d : προσφερόμενη τιμή προσφοράς αγοράς d (€/MWh)

C'_g : προσφερόμενη τιμή προσφοράς πώλησης g (€/MWh)

P_d^D : μέγιστη προσφερόμενη ποσότητα της προσφοράς αγοράς d (MWh)

P_a^D : μέγιστη προσφερόμενη ποσότητα της προσφοράς πώλησης g (MWh)

Η παραπάνω μαθηματική διατύπωση αφορά την απλοποιημένη μορφή του προβλήματος βελτιστοποίησης, κάνοντας το πρόβλημα γραμμικό. Στην πραγματικότητα, το πρόβλημα υπόκειται σε φυσικούς και αγοραίους περιορισμούς, όπως όρια μεταφοράς, κανόνες αποδοχής προσφορών, περιορισμούς προϊόντων και προσφορών (όπως block orders, Minimum Income Conditions), περιορισμούς ένταξης μονάδων παραγωγής (ελάχιστους χρόνους κράτησης/λειτουργίας, ράμπες, κατάσταση ένταξης κλπ) και άλλα μη κυρτά χαρακτηριστικά που καθιστούν το πρόβλημα μικτό-ακέραιο στην πράξη.

Βάσει της μεθόδου Lagrange, που γενικεύεται μέσω των συνθηκών Karush–Kuhn–Tucker (KKT): ο πολλαπλασιαστής στον περιορισμό ισορροπίας (Συνολική ζήτηση = Συνολική παραγωγή) είναι η τιμή εκκαθάρισης, ενώ οι πολλαπλασιαστές στους περιορισμούς μεταφοράς μετρούν την οριακή αξία χαλάρωσης αυτών των περιορισμών. Σε ένα πλαίσιο ζωνών, όταν η διαζωνική ικανότητα μεταφοράς βρίσκεται υπό περιορισμό, οι ζωνικές τιμές αποκλίνουν και η διαφορά πολλαπλασιαζόμενη με τη ροή ισούται με το ενοίκιο συμφόρησης — το πλεόνασμα που συλλέγεται λόγω των ορίων μεταφοράς.

- Όσον αφορά τη ζωνική τιμολόγηση (*Zonal Pricing*) στην Ευρώπη, το μεγαλύτερο μέρος της λειτουργεί με ζωνική ημερήσια/ενδοημερήσια σύζευξη: κάθε ζώνη υποβολής προσφορών (*bidding zone*) έχει μία τιμή ανά ώρα και η μεταφορά στο εσωτερικό της ζώνης δεν εκπροσωπείται ρητά στη δημοπρασία. Ο καθορισμός των ζωνών υποβολής προσφορών είναι σημαντικός — οι ζώνες που παρουσιάζουν εσωτερική συμφόρηση ενδέχεται να αποκρύπτουν την πραγματική έλλειψη δικτύου και να στρεβλώνουν τα σήματα τιμών — γι' αυτό και πραγματοποιούνται περιοδικές αναθεωρήσεις των ζωνών υποβολής προσφορών. Ο τρέχων σχεδιασμός των ζωνών αποτυπώνεται στην (Σχήμα 2).



Σχήμα 2: Ζώνες Υποβολής Προσφορών (ENTSO-E, Bidding Zone Configuration Technical Report 2021, 2021)

Ιστορικά, οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς παρείχαν Καθαρές Μεταφορικές Ικανότητες (Net Transfer Capacities) ή Διαθέσιμες Μεταφορικές Ικανότητες (Available Transfer Capacities) σε κάθε σύνορο, έχοντας στη διάθεσή τους τις Συνολικές Μεταφορικές Ικανότητες (Total Transfer Capacities) για κάθε ζώνη υποβολής προσφορών (ENTSO-E, Bidding Zone Configuration Technical Report 2021, 2021). Η προσέγγιση είναι εννοιολογικά απλή, καθώς το δίκτυο αναπαρίσταται μέσω οριοθετημένων ζωνών προσφορών με τον

αντίστοιχο υπολογισμό τιμής για κάθε ζώνη του συστήματος για την απλοποίηση των υπολογιστικών απαιτήσεων για το συντονιστή αγοράς και τη διαφύλαξη της ιδιωτικότητας των διαχειριστών δικτύων μεταφοράς. Οι ζώνες προσφορών επομένως αποτελούν βασικό στοιχείο του σχεδιασμού της ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας.

Ωστόσο, πολλές περιοχές μεταβαίνουν σε μια πιο ακριβή μέθοδο Flow-Based (FB), η οποία μοντελοποιεί τις ευαισθησίες των κρίσιμων στοιχείων του δικτύου και επιτρέπει μια βελτιστοποίηση της διαζωνικής χωρητικότητας, αυξάνοντας συχνά το διαπραγματεύσιμο πλεόνασμα (ENTSO-E, Updated explanatory document to the second amendment of the Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Core Capacity Calculation Region regarding the Advanced Hybrid Coupling, 2025). Η επιλογή μεταξύ ATC και FB επηρεάζει άμεσα την αποδοτικότητα της αγοράς, τις διαζωνικές διαφορές τιμών και τα ενοίκια συμφόρησης. Η σύζευξη με βάση το FB είναι πιο ακριβής και μπορεί να αυξήσει το κοινωνικό πλεόνασμα, επιτρέποντας πιο αποτελεσματικές συναλλαγές χωρίς αναδιανομή, με κόστος τη μεγαλύτερη πολυπλοκότητα των δεδομένων και του συντονισμού (Nordic Regional Coordination Centre, 2021).

1.2.3 Τμήματα Αγοράς Ενέργειας

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργεί σε πολλαπλά επίπεδα χρονικού ορίζοντα, καθένα από τα οποία εξυπηρετεί έναν συγκεκριμένο σκοπό για τη διασπορά του κινδύνου και τη διατήρηση της αξιοπιστίας του συστήματος.

- *Μακροπρόθεσμες/Προθεσμιακές Αγορές (Forward Markets)*: Οι μακροπρόθεσμες αγορές περιλαμβάνουν διμερείς εξωχρηματιστηριακές συμβάσεις, προθεσμιακές και μελλοντικές συμβάσεις που διαπραγματεύονται σε χρηματιστήρια ενέργειας, εταιρικές συμβάσεις αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Power Purchase Agreements) και δομημένα χρηματοοικονομικά προϊόντα που χρησιμοποιούνται για τον καθορισμό των τιμών και των όγκων πολύ πριν από τη φυσική παράδοση. Ενεργοί συμμετέχοντες είναι οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας, οι ανεξάρτητοι παραγωγοί, οι μεγάλοι βιομηχανικοί καταναλωτές, οι χρηματοοικονομικοί έμποροι και τα χρηματιστήρια ενέργειας. Μέσω αυτών των προϊόντων οι παραγωγοί μπορούν να «κλειδώσουν» τιμές πώλησης, οι πάροχοι να

αντισταθμίσουν την έκθεσή τους στις διακυμάνσεις της χονδρικής, ενώ οι επενδυτές αποκτούν την οικονομική ασφάλεια που χρειάζονται για να χρηματοδοτήσουν νέα έργα παραγωγής ή αποθήκευσης. Η ρευστότητα και η διαφάνεια στις αγορές αυτές επηρεάζουν σημαντικά το επενδυτικό κλίμα και τη μακροχρόνια σταθερότητα τιμών.

- *Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day-Ahead Market):* Η αγορά επόμενης ημέρας αποτελεί το βασικό σημείο συγκέντρωσης της ρευστότητας και της διαμόρφωσης τιμών. Κάθε μέρα, οι συμμετέχοντες υποβάλλουν προσφορές και δηλώσεις φορτίου για κάθε ώρα του επόμενου 24ώρου. Ένας κεντρικός αλγόριθμος εκκαθάρισης (EUPHEMIA στην Ευρώπη) επιλέγει το συνδυασμό προσφορών που μεγιστοποιεί το συνολικό κοινωνικό πλεόνασμα, λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς μεταφοράς και τεχνικούς περιορισμούς μονάδων. Στην Ευρώπη αυτό επιτυγχάνεται μέσω του SDAC (Single Day-Ahead Coupling), το οποίο συνδέει πολλαπλά εθνικά/περιφερειακά χρηματιστήρια ενέργειας μέσω του αλγορίθμου EUPHEMIA, έτσι ώστε οι διαζωνικές συναλλαγές και οι εγχώριες παραγγελίες να εκκαθαρίζονται ταυτόχρονα (ENTSO-E, Single Day-Ahead Coupling Operations Agreement, 2022).

Η αγορά επόμενης ημέρας λειτουργεί με αυστηρό ημερήσιο χρονοδιάγραμμα, και η ώρα που κλείνει η αγορά (προθεσμία υποβολής εντολών) είναι συνήθως γύρω στις 12:00 CET/CEST, στη συνέχεια εκτελείται ο υπολογισμός σύζευξης και τα τελικά αποτελέσματα δημοσιεύονται λίγο αργότερα. Για να αντιπροσωπεύσουν φυσικούς ή εμπορικούς περιορισμούς, τα χρηματιστήρια και ο αλγόριθμος σύζευξης δέχονται επίσης πακέτα εντολών, συνδεδεμένα/γονικά-θυγατρικά μπλοκ, σύνθετες παραγγελίες (π.χ. Συνθήκη Ελάχιστου Εισοδήματος — MIC) και άλλους ειδικούς τύπους εντολών που επιτρέπουν στους συμμετέχοντες να εκφράσουν έμμεσα τα έξοδα εκκίνησης, τους ελάχιστους χρόνους λειτουργίας ή άλλους περιορισμούς ένταξης μονάδων παραγωγής.

Οι τιμές της επόμενης ημέρας δημοσιεύονται ως μία τιμή ανά ζώνη υποβολής προσφορών και χρησιμεύουν ως κύρια αναφορά για εμπορικές συμβάσεις και πολλούς διακανονισμούς προθεσμιακών/παραγώγων. Οι τιμές DA είναι το οριακό κόστος ενέργειας για τη συγκεκριμένη ζώνη/χρονική περίοδο υπό τους περιορισμούς που ισχύουν στη δημοπρασία, ενώ επηρεάζουν τις

ενδοημερήσιες συναλλαγές (οι συμμετέχοντες προσαρμόζουν τις θέσεις τους σε σχέση με τα χρονοδιαγράμματα DA) και διαμορφώνουν τις ανάγκες αναδιανομής των ΔΣΜ, καθορίζοντας το βασικό πρόγραμμα λειτουργίας που αναμένει ο διαχειριστής.

- *Ενδοημερήσια Αγορά (Intraday Market)*: Η ενδοημερήσια αγορά είναι το επίπεδο της αγοράς που βρίσκεται μεταξύ της επόμενης ημέρας και της εξισορρόπησης σε πραγματικό χρόνο. Οι κύριες λειτουργίες της είναι: (i) να επιτρέπει στους συμμετέχοντες στην αγορά να προσαρμόζουν συνεχώς τις θέσεις τους σε ανταπόκριση στις επικαιροποιημένες προβλέψεις (ιδίως για τις μεταβαλλόμενες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας), τις διακοπές λειτουργίας και τις ευκαιρίες συναλλαγών (ii) να επιτρέπει την προμήθεια ευελιξίας τελευταίας στιγμής (αύξηση της παραγωγής, ενεργοποίηση μονάδων αποθήκευσης, απόκριση στη ζήτηση) και (iii) να μειώνει τον όγκο ενέργειας που πρέπει να διαχειρίζεται ο ΔΣΜ μέσω δαπανηρών ενεργοποιήσεων εφεδρικών μονάδων και επανένταξης.

Οι ενδοημερήσιες συναλλαγές πραγματοποιούνται από το κλείσιμο της αγοράς επόμενης ημέρας έως λίγο πριν από τη φυσική παράδοση (οι ιδιαιτερότητες της αγοράς διαφέρουν ανά περιοχή, αλλά οι συνεχείς συναλλαγές συχνά πραγματοποιούνται έως και 5-15 λεπτά πριν από την παράδοση). Το SIDC (Single Intra-Day Coupling) εφαρμόζει παράθυρα προ-σύνδεσης και μετά-σύνδεσης γύρω από το κλείσιμο της αγοράς για να εξασφαλίσει την ομαλή αντιστοίχιση και να χειριστεί τις διασυννοριακές συναλλαγές. Η οικονομική λογική της IDM είναι να παρέχει μια φθηνότερη εναλλακτική λύση για τη διόρθωση των ανισορροπιών σε σχέση με το υψηλό κόστος των υπηρεσιών εξισορρόπησης που προμηθεύει ο Διαχειριστής Συστήματος. (ENTSO-E, Intraday Operational Agreement, 2022).

- *Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing Market)*: Η αγορά εξισορρόπησης αποτελεί το τελευταίο λειτουργικό επίπεδο και βρίσκονται υπό τον άμεσο έλεγχο του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (TSO). Σκοπός είναι να διασφαλίσει την ισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης σε πραγματικό χρόνο, διατηρώντας τη συχνότητα του δικτύου εντός ασφαλών ορίων. Δεν είναι εμπορικές αγορές με αντιστοίχιση προσφορών, αλλά μηχανισμοί όπου ο ΔΣΜ ενεργοποιεί τις πιο οικονομικές διαθέσιμες προσφορές για αύξηση ή μείωση

παραγωγής (ή κατανάλωσης) όταν ανιχνεύει μια ανισορροπία στο σύστημα. Οι χρηματοοικονομικές συναλλαγές δεν μπορούν να αντικαταστήσουν την ταχύτητα και τη φυσική διαθεσιμότητα που παρέχουν οι εφεδρείες και οι εντάξεις μονάδων σε πραγματικό χρόνο — χωρίς αυτά, η συχνότητα θα μπορούσε να αποκλίνει πέραν των ασφαλών ορίων και να προκληθούν αλυσιδωτές αντιδράσεις/διακοπές ρεύματος (Kirschen D. & Strbac G., 2004).

Η ευρωπαϊκή πρακτική ομαδοποιεί τα προϊόντα εξισορρόπησης ανάλογα με την ταχύτητα και τον ρόλο τους (ENTSO-E, Electricity Balancing Guideline, 2021):

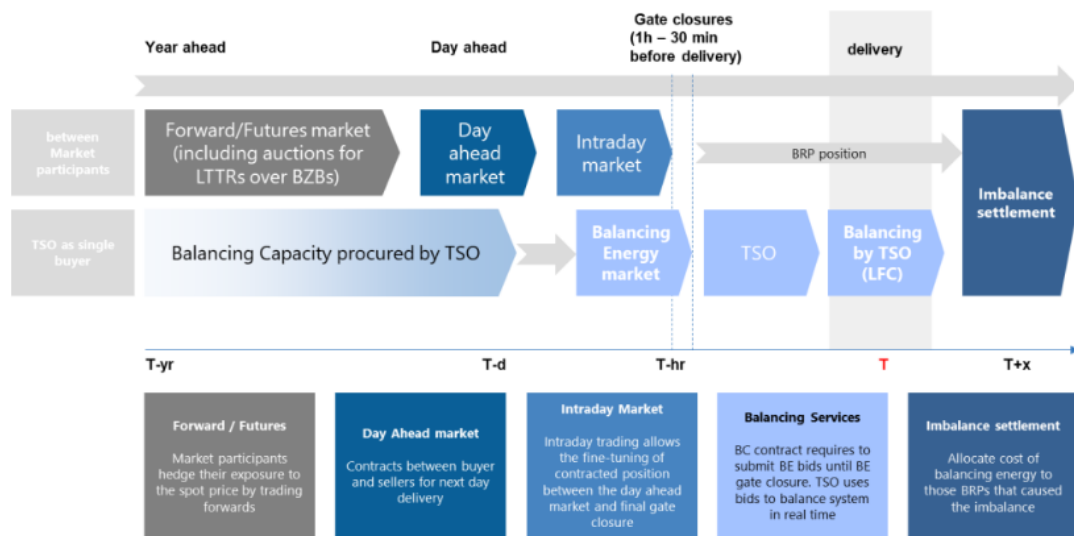
1. *Εφεδρεία Διατήρησης Συχνότητας(Frequency Containment Reserve /FCR) – ‘Πρωτογενής’*: Ταχύτερη απόκριση (δευτερόλεπτα), αυτόματη ενεργοποίηση συνήθως μέσω τοπικών ελεγκτών για τον περιορισμό των αποκλίσεων συχνότητας. Η FCR προμηθεύεται γενικά σε μεγαλύτερα, κεντρικά προγράμματα συνεργασίας.

2. *Αυτόματη εφεδρεία αποκατάστασης συχνότητας(Automatic Frequency Restoration Reserve / aFRR) – ‘Δευτερογενής’*: Αυτόματη αλλά πιο αργή από την FCR (απόκριση σε δευτερόλεπτα έως λεπτά) και χρησιμοποιείται για την αποκατάσταση της συχνότητας προς την ονομαστική τιμή και την αποδέσμευση της FCR. Η aFRR ήταν ιστορικά τοπική, αλλά τώρα συντονίζεται από την πλατφόρμα PICASSO στο πλαίσιο της EB-GL (Electricity Balancing Guideline).

3. *Χειροκίνητη εφεδρεία αποκατάστασης συχνότητας/ εφεδρεία αντικατάστασης (Manual Frequency Restoration Reserve mFRR/ RR) – ‘Τριτογενής’*: Εφεδρείες που ενεργοποιούνται χειροκίνητα με χρόνους ενεργοποίησης που μετρούνται σε λεπτά (π.χ. 5–30 λεπτά ανάλογα με το προϊόν) και χρησιμοποιείται για την αποδέσμευση των αυτόματων εφεδρειών και τη διαχείριση μακρύτερων διαταραχών. Οι mFRR και RR εναρμονίζονται μέσω των πλατφορμών MARI και TERRE αντίστοιχα.

Ο διακανονισμός είναι διττός: πληρωμή για τη διαθεσιμότητα της ισχύος και ξεχωριστή πληρωμή για την ενέργεια που πράγματι ενεργοποιήθηκε. Οι Υπεύθυνοι για Ισορροπία BRPs (Balance Responsible Parties) χρεώνονται (ή πληρώνονται) με μια «τιμή ανισορροπίας» για τις συνολικές αποκλίσεις τους, η οποία προορίζεται να αντικατοπτρίζει το πραγματικό κόστος για το σύστημα και να παρέχει ισχυρά κίνητρα για ακριβή προγραμματισμό και συμμετοχή

στις αγορές DAM και IDM.



Σχήμα 3: Διάγραμμα λειτουργίας Ευρωπαϊκής Αγοράς Ενέργειας (ACER, n.d.)

1.3 ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας διέπεται από μια σειρά δημόσιων αρχών και εξειδικευμένων εταιρειών. Στην κορυφή βρίσκονται οι κυβερνητικοί φορείς που καθορίζουν την πολιτική και τη ρύθμιση, ακολουθούμενοι από τους διαχειριστές συστημάτων και αγορών που είναι υπεύθυνοι για τις πραγματικές συναλλαγές και τη διαχείριση του δικτύου. Η παρούσα ενότητα αποτελεί μια επισκόπηση των κύριων φορέων, των ρόλων και των αρμοδιοτήτων τους, καθώς και του τρόπου με τον οποίο καλύπτουν τα τμήματα της αγοράς (χονδρική αγορά, αγορές επόμενης ημέρας/ενδοημερήσιες αγορές, εξισορρόπηση/εφεδρείες, μεταφορά, διανομή, λιανική παροχή, μέτρηση και υποστήριξη ΑΠΕ).

- **Ρυθμιστικές αρχές:**

Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ): Το υπουργείο διατηρεί την υπέρτατη αρχή για τον καθορισμό της εθνικής ενεργειακής πολιτικής και στρατηγικής. Είναι υπεύθυνο για τον ορισμό των μακροπρόθεσμων στόχων για τη δράση για το κλίμα και την διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, την σύνταξη της κύριας νομοθεσίας και την εκπροσώπηση της Ελλάδας στις ενεργειακές διαβουλεύσεις της ΕΕ. Παρόλο που ορίζει τη στρατηγική κατεύθυνση, ο ρόλος του δεν έγκειται στην καθημερινή διαχείριση της αγοράς.

Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων Ενέργειας και Υδάτων (ΡΑΑΕΥ, πρώην ΡΑΕ): Ιδρύθηκε με νόμο το 1999 (και ενισχύθηκε με τον νόμο 4001/2011/ΦΕΚ Α'179/2011) ως ανεξάρτητος φορέας, λειτουργεί ως εκτελεστικός ρυθμιστικός μοχλός. Ιδρυμένη για να εξασφαλίζει μια δίκαιη και ανταγωνιστική αγορά, το έργο της ΡΑΑΕΥ είναι εκτεταμένο. Είναι υπεύθυνη για την αδειοδότηση όλων των συμμετεχόντων στην αγορά (παραγωγών, παρόχων, εμπόρων), την έγκριση των ρυθμιζόμενων τιμολογίων δικτύου για τη μεταφορά και τη διανομή, την εποπτεία των κανόνων της αγοράς για την πρόληψη καταχρηστικών πρακτικών και την προστασία των δικαιωμάτων των καταναλωτών. Εξασφαλίζει τη συμμόρφωση με το μοντέλο στόχο και τους ευρωπαϊκούς κανονισμούς, αποτελώντας τον κύριο φρουρό για τη λειτουργία ολόκληρου του ενεργειακού τομέα (ΡΑΑΕΥ, About RAAEY).

- **Διαχειριστής αγοράς: Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (HEnEx):**

Ιδρυμένο το 2018, το HEnEx έχει αναλάβει τις βασικές λειτουργίες του πρώην διαχειριστή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Διαχειρίζεται την υποχρεωτική Αγορά Επόμενης Ημέρας (DAM) και την Ενδοημερήσια Αγορά (IDM), όπου πραγματοποιούνται όλες οι συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας χονδρικής. Μέσω της θυγατρικής του, HEnEx Clear, παρέχει ζωτικής σημασίας υπηρεσίες εκκαθάρισης και διακανονισμού για αυτές τις αγορές, μετριασμό του πιστοληπτικού κινδύνου αντισυμβαλλομένων και εξασφάλιση της χρηματοπιστωτικής σταθερότητας. Ένα σημαντικό μέρος του ρόλου του HEnEx είναι η ενσωμάτωσή του στους μηχανισμούς σύζευξης της ευρωπαϊκής αγοράς. Είναι μέλος της πρωτοβουλίας Σύζευξης Τιμών Ανά Περιοχές (Price Coupling of Regions - PCR), επιτρέποντας απρόσκοπτες διασυνοριακές συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας με την Ιταλία και άλλες γειτονικές χώρες, γεγονός που ενισχύει τη ρευστότητα και την αποδοτικότητα της αγοράς. Επιπλέον, το HEnEx αναπτύσσει μια προθεσμιακή αγορά για ηλεκτρική ενέργεια και λειτουργεί επίσης μια αποκλειστική πλατφόρμα συναλλαγών για προϊόντα φυσικού αερίου, εδραιώνοντας τη θέση του ως κέντρο ενεργειακών συναλλαγών της χώρας (HAEE, 2019).

- **Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ):**

Ως Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ), ο ΑΔΜΗΕ διαθέτει μια πολύπλευρη αποστολή. Οι βασικές του υποχρεώσεις περιλαμβάνουν τη λειτουργία, τη συντήρηση, τον έλεγχο και την στρατηγική ανάπτυξη του εθνικού δικτύου υψηλής τάσης (150kV και 400kV). Είναι ο κεντρικός διαχειριστής, υπεύθυνος για την εξισορρόπηση παραγωγής και φορτίου σε πραγματικό χρόνο για τη διατήρηση της συχνότητας και της ασφάλειας του συστήματος. Σε αυτή την ιδιότητα, διαχειρίζεται την αγορά εξισορρόπησης, προμηθευόμενος εφεδρείες συχνότητας (FCR) και αποκατάστασης (aFRR/mFRR) από τους συμμετέχοντες στην αγορά για τη διόρθωση ανισορροπιών. Ο ΑΔΜΗΕ είναι επίσης ο κύριος σχεδιαστής της επέκτασης του δικτύου, συντάσσοντας το Δεκαετές Σχέδιο Ανάπτυξης Δικτύου (ΔΣΑΔ) και εποπτεύοντας σημαντικά έργα, συμπεριλαμβανομένων νέων γραμμών διασύνδεσης με γειτονικές

χώρες (π.χ. Βουλγαρία, Βόρεια Μακεδονία, Ιταλία) και της ζωτικής σημασίας διασύνδεσης του Κρητικού συστήματος με την ηπειρωτική χώρα. Ως ιδιοκτήτης και διαχειριστής της υποδομής μεταφοράς, χορηγεί πρόσβαση σε τρίτους βάσει ρυθμιζόμενων τιμολογίων που εγκρίνονται από την ΡΑΑΕΥ.

- **Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ):**

Μετά την νομική αποσύνδεση που απαιτείται από το δίκαιο της ΕΕ, ο ΔΕΔΔΗΕ είναι υπεύθυνος για τα δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης που διανέμουν ηλεκτρική ενέργεια απευθείας στους τελικούς καταναλωτές. Το έργο του περιλαμβάνει το σχεδιασμό, την κατασκευή, τη λειτουργία και τη συντήρηση αυτού του τεράστιου δικτύου διανομής, εξασφαλίζοντας ασφαλή και αξιόπιστη παροχή. Μια μοναδική πτυχή του ρόλου του είναι ο ορισμός του ως Διαχειριστής Συστήματος Διανομής (ΔΣΔ) και, κρίσιμα, ως Διαχειριστής Συστήματος για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ). Για αυτά τα απομονωμένα συστήματα (π.χ., Κυκλάδες, Δωδεκάνησα), ο ΔΕΔΔΗΕ εκτελεί όλα τα καθήκοντα ενός ΔΣΜ—διαχειριζόμενος τοπική παραγωγή, προγραμματισμό και εφεδρείες—εξασφαλίζοντας την ασφάλεια της παροχής χωρίς φυσική σύνδεση με το δίκτυο της ηπειρωτικής χώρας. Επιπλέον, ο ΔΕΔΔΗΕ βρίσκεται στην πρώτη γραμμή της εθνικής εφαρμογής έξυπνων μετρητών, που αποτελεί ακρογωνιαίο λίθο για την ενεργοποίηση απόκρισης από την πλευρά της ζήτησης και πιο δυναμικών δομών τιμολόγησης. Είναι επίσης ο κύριος διαχειριστής δεδομένων για τα σημεία μέτρησης, συλλέγοντας δεδομένα κατανάλωσης και παρέχοντάς τα στους παρόχους για λόγους χρέωσης (HEDNO, 2023).

- **Διαχειριστής Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ):**

Αυτή η κρατική εταιρεία αποσπάστηκε από τον πρώην διαχειριστή αγοράς για να ειδικευτεί στους διοικητικούς και χρηματοοικονομικούς μηχανισμούς που υποστηρίζουν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τις μονάδες συμπαραγωγής ισχύος θερμότητας CHP (Combined Heat-Power) (ΗΑΕΕ, 2019). Η πιο σημαντική λειτουργία του είναι η διαχείριση του Ειδικού Λογαριασμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΕΛΑΠΕ). Αυτός ο λογαριασμός χρηματοδοτείται από ένα ειδικό τέλος στους λογαριασμούς ηλεκτρικής ενέργειας που πληρώνουν όλοι οι καταναλωτές, που ονομάζεται ΕΤΜΕΑΡ (Ειδικό Τέλος Μείωσης

Εκπομπών Αερίων Ρύπων). Ο ΔΑΠΕΕΠ συλλέγει αυτά τα κεφάλαια και τα διανέμει σε επιλέξιμους παραγωγούς ΑΠΕ και CHP σύμφωνα με τους μηχανισμούς στήριξης που ορίζονται από το νόμο (π.χ., τιμές feed-in, premia feed-in). Πέρα από τη χρηματοοικονομική διαχείριση, ο ΔΑΠΕΕΠ λειτουργεί το εθνικό μητρώο για Εγγυήσεις Προέλευσης (GOs), εκδίδοντας και παρακολουθώντας αυτά τα πιστοποιητικά για να επιτρέπει στους παρόχους και τους καταναλωτές να αποδεικνύουν τα ανανεώσιμα χαρακτηριστικά της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειάς τους. Οργανώνει και διεξάγει επίσης τις ανταγωνιστικές δημοπρασίες για νέα χωρητικότητα ΑΠΕ, όπως προβλέπεται από το ελληνικό δίκαιο, απομακρυνόμενος από τις διαχειριστικές τιμές προς μια στήριξη βασισμένη στην αγορά (PAAEY, Special Account for RES and CHP, 2016).

- **Πάροχοι:**

Αυτές οι οντότητες, που περιλαμβάνουν την ιστορική ΔΕΗ, καθώς και ανεξάρτητους παίκτες όπως η Elpedison, η Protergia και η Watt+Volt, λειτουργούν ως η εμπορική διεπαφή με τους τελικούς καταναλωτές. Αγοράζουν ηλεκτρική ενέργεια στην χονδρική αγορά (μέσω του HEnEx ή μέσω διμερών συμβάσεων) και ανταγωνίζονται για να την πουλήσουν σε νοικοκυριά και επιχειρήσεις, προσφέροντας διάφορους τύπους συμβάσεων και προγραμμάτων τιμολόγησης. Οι δραστηριότητές τους αδειοδοτούνται και εποπτεύονται από την PAAEY, η οποία ρυθμίζει επίσης την τιμή παροχής «καθολικής υπηρεσίας», μια τιμή ασφαλείας που προσφέρεται σε ευάλωτους καταναλωτές. Οι πάροχοι είναι υπεύθυνοι για τη διαχείριση των σχέσεων με τους πελάτες, τη χρέωση και την εκπλήρωση των χρηματοοικονομικών τους υποχρεώσεων, συμπεριλαμβανομένης της πληρωμής του τέλους ETMEAP και των τελών χρήσης δικτύου στον ΑΔΜΗΕ και τον ΔΕΔΔΗΕ.

1.4 ΣΚΟΠΟΣ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ

Η ταχεία ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο μετασχηματίζει τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας σε ολόκληρη την Ευρώπη, παρουσιάζοντας τόσο ευκαιρίες όσο και προκλήσεις για τον σχεδιασμό και τη λειτουργία της αγοράς. Οι υβριδικές μονάδες ΑΠΕ, οι οποίες συνδυάζουν μεταβαλλόμενη παραγωγή με αποθήκευση, έχουν αναδειχθεί ως μια πολλά υποσχόμενη λύση για την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, με παράλληλη μείωση της μεταβλητότητας και της αβεβαιότητας. Ωστόσο, η οικονομική βιωσιμότητα και ο αντίκτυπός τους στο σύστημα εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τον τρόπο με τον οποίο συμμετέχουν στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, ιδίως στην αγορά επόμενης ημέρας, η οποία αποτελεί τον κύριο μηχανισμό προγραμματισμού της παραγωγής και καθορισμού των τιμών.

Η παρούσα εργασία υποκινείται από την ανάγκη ανάλυσης και βελτιστοποίησης της συμμετοχής των υβριδικών ΑΠΕ στην αγορά ενέργειας της επόμενης ημέρας το πλαίσιο της ελληνικής και ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η εργασία διερευνά τον τρόπο με τον οποίο οι υβριδικές μονάδες μπορούν να υποβάλλουν στρατηγικές προσφορές για τις συνδυασμένες δυνατότητες παραγωγής και αποθήκευσης, προκειμένου να μεγιστοποιήσουν τα έσοδά τους. Ο στόχος αυτής της εργασίας είναι να αξιολογήσει τον ρόλο της αποθήκευσης ως κρίσιμο μηχανισμό ενίσχυσης της ευελιξίας και της οικονομικής αποδοτικότητας των σταθμών ΑΠΕ μέσα στο σύγχρονο περιβάλλον της αγοράς. Εξετάζεται κατά πόσο η προσθήκη μπαταρίας σε φωτοβολταϊκές και αιολικές εγκαταστάσεις μπορεί να βελτιώσει τη λειτουργία τους, επιτρέποντάς τους να προσαρμόζονται στρατηγικά τη συμμετοχή τους στην αγορά με βάση τις διακυμάνσεις των τιμών και να αυξάνουν τη συμμετοχή τους με πιο ελεγχόμενο και προβλέψιμο τρόπο.

Στο πλαίσιο αυτό, αναπτύσσονται μαθηματικά μοντέλα βελτιστοποίησης, τα οποία επιλύονται για διαφορετικούς συνδυασμούς τεχνολογιών (Μεμονωμένους και Υβριδικούς) και παραμετρικές περιπτώσεις. Τα μοντέλα αποσκοπούν στο να προσομοιώσουν ρεαλιστικά τη λειτουργία των υβριδικών σταθμών σε συνθήκες αγοράς, λαμβάνοντας υπόψη τεχνικούς περιορισμούς, χρονική μεταβλητότητα της παραγωγής, και στρατηγική αξιοποίηση της αποθήκευσης. Μέσα από τις προσομοιώσεις, διερευνάται πώς η αποθήκευση επηρεάζει τη συμπεριφορά των ΑΠΕ στην αγορά, τόσο σε επίπεδο λειτουργικής ευελιξίας όσο και οικονομικής απόδοσης, καθώς και ποιες παράμετροι

(όπως η χωρητικότητα και η απόδοση της μπαταρίας) καθορίζουν τη βέλτιστη στρατηγική συμμετοχής. Επιπλέον, η εργασία επιδιώκει να αναδείξει τις διαφορές μεταξύ των δύο τεχνολογιών — φωτοβολταϊκών και αιολικών — όσον αφορά τη συμμετοχή τους στη χονδρεμπορική αγορά, τον τρόπο με τον οποίο αξιοποιούν την αποθήκευση και τον βαθμό στον οποίο μειώνουν τις περικοπές των μονάδων ΑΠΕ.

Τελικός στόχος της διπλωματικής είναι να προσφέρει μια ολοκληρωμένη εικόνα για το πώς οι υβριδικοί σταθμοί ΑΠΕ–Αποθήκευσης μπορούν να ενταχθούν αποτελεσματικά στην Αγορά Επόμενης Ημέρας, βελτιώνοντας την οικονομική τους απόδοση και συμβάλλοντας στη μείωση της μεταβλητότητας και των περικοπών που χαρακτηρίζουν την παραγωγή ΑΠΕ. Μέσα από αυτή την προσέγγιση, η εργασία επιδιώκει να τεκμηριώσει τον ρόλο των υβριδικών μονάδων ως κλειδί προς ένα ενεργειακό σύστημα υψηλής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών.

1.5 ΔΟΜΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ

Στόχος της συγκεκριμένης διπλωματικής εργασίας όπως αναφέρθηκε προηγουμένως είναι να αναπτύξει και να παρουσιάσει μια αναλυτική βάση για τη βέλτιστη συμμετοχή των υβριδικών ΑΠΕ στην αγορά επόμενης ημέρας. Έτσι, το πρώτο κεφάλαιο που προηγήθηκε παρέχει μια εισαγωγή στην τρέχουσα ενεργειακή μετάβαση και στο σχεδιασμό των ευρωπαϊκών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς επίσης και στην ανάλυση της Ελληνικής αγοράς ενέργειας.

Το δεύτερο κεφάλαιο προσφέρει μια ολοκληρωμένη βιβλιογραφική ανασκόπηση με έμφαση στις τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας και την ευελιξία του συστήματος. Εξετάζει τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες (BESS), τον ρόλο τους στην ενίσχυση της σταθερότητας του δικτύου και προηγούμενες έρευνες σχετικά με τις βέλτιστες στρατηγικές συμμετοχής στην αγορά.

Το τρίτο κεφάλαιο παρουσιάζει το προτεινόμενο μοντέλο βελτιστοποίησης για τη συμμετοχή υβριδικών ΑΠΕ στην αγορά επόμενης ημέρας. Περιγράφει λεπτομερώς τη μαθηματική διατύπωση του προβλήματος, συμπεριλαμβανομένης της αντικειμενικής συνάρτησης, των μεταβλητών απόφασης και των περιορισμών που αντιπροσωπεύουν την ισορροπία ισχύος, τα όρια λειτουργίας αποθήκευσης και τους κανόνες υποβολής προσφορών στην αγορά.

Το τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζει τα αποτελέσματα και την ανάλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης που εφαρμόζεται σε ένα υβριδικό σύστημα PV-BESS. Προσομοιώνονται διάφορα σενάρια για να διερευνηθεί πώς διαφορετικά προφίλ τιμών, μεγέθη αποθήκευσης και συνθήκες αγοράς επηρεάζουν τη βέλτιστη στρατηγική, τα έσοδα του συστήματος και τη συμβολή στην ευελιξία του δικτύου. Το κεφάλαιο περιλαμβάνει αναλύσεις ευαισθησίας για να τονίσει τον αντίκτυπο των βασικών παραμέτρων αποθήκευσης στην οικονομική απόδοση.

Το πέμπτο κεφάλαιο επεκτείνει την ανάλυση σε ένα υβριδικό σύστημα WIND-BESS χρησιμοποιώντας το ίδιο πλαίσιο μοντελοποίησης. Τα αποτελέσματα συγκρίνονται με αυτά της περίπτωσης PV-BESS, επιτρέποντας την κατανόηση του τρόπου με τον οποίο τα διαφορετικά χαρακτηριστικά των πηγών (μεταβλητότητα, προβλεψιμότητα) επηρεάζουν τις βέλτιστες στρατηγικές συμμετοχής στην αγορά. Ακόμη, περιλαμβάνονται αναλύσεις ευαισθησίας όπως και στο τέταρτο κεφάλαιο για να διαπιστωθεί η επίδραση που έχουν τα χαρακτηριστικά μπαταρίας στην οικονομική απόδοση και τις περικοπές των υβριδικών συνδυασμών.

Τέλος, η εργασία ολοκληρώνεται με μια σύνθεση των κύριων ευρημάτων και συστάσεων για μελλοντική έρευνα, συμπεριλαμβανομένης της περαιτέρω διερεύνησης της υβριδικής συμμετοχής στις ενδοημερήσιες και εξισορροπητικές αγορές και της δυναμικής για παροχή ευελιξίας στο ηλεκτρικό δίκτυο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ

2.1 ΑΝΑΓΚΗ ΓΙΑ ΕΥΕΛΙΞΙΑ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1.1 Αξία και Χρησιμότητα Ευελιξίας

Όπως αναλύθηκε και στο προηγούμενο κεφάλαιο, η ενσωμάτωση σε μεγάλη κλίμακα πηγών μεταβλητής ανανεώσιμης ενέργειας δημιουργούν σοβαρές τεχνικές και οικονομικές προκλήσεις λόγω της εγγενούς μεταβλητότητάς τους (η παραγωγή εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες), της αβεβαιότητας (ατελείς προβλέψεις) και της περιορισμένης δυνατότητας ελέγχου. Αυτή η αλλαγή στο πρότυπο των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας δημιουργεί μια θεμελιώδη αναντιστοιχία μεταξύ του χρόνου παραγωγής και του χρόνου κατανάλωσης ενέργειας. Σε αυτό το πλαίσιο, η ευελιξία ορίζεται ως η ικανότητα ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας να ρυθμίζει τόσο τα πρότυπα παραγωγής όσο και τα πρότυπα κατανάλωσης, προκειμένου να διατηρεί μια συνεχή και ασφαλή ισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης, τόσο υπό κανονικές συνθήκες όσο και υπό συνθήκες έκτακτης ανάγκης, παρά τη μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα που εισάγουν οι ΑΠΕ (G. Strbac et al., 2017). Πρόκειται για μια συστημική ιδιότητα, που δεν περιορίζεται σε μία μόνο τεχνολογία, αλλά περιλαμβάνει ένα ευρύ φάσμα πόρων σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες, από χιλιοστά του δευτερολέπτου έως εποχές.

Η χρησιμότητα της ευελιξίας είναι πολυδιάστατη και κρίσιμη για τη διασφάλιση μιας ασφαλούς, αξιόπιστης και οικονομικά αποδοτικής μετάβασης σε ένα μέλλον με χαμηλές εκπομπές άνθρακα. Η χρησιμότητά της εκτείνεται σε πολλούς τομείς και χρονικά διαστήματα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας:

- *Εξισορρόπηση σε πραγματικό χρόνο και βοηθητικές υπηρεσίες:* Σε λειτουργικό επίπεδο (δευτερόλεπτα έως λεπτά), η ευελιξία είναι απαραίτητη για την παροχή υπηρεσιών εξισορρόπησης για τη διαχείριση ταχέων και απρόβλεπτων αποκλίσεων στην καθαρή ζήτηση (φορτίο μείον παραγωγή από ΑΠΕ). Αν και παραδοσιακά παρέχονται από μερικώς υπό φορτίο, λιγότερο αποδοτικές συμβατικές γεννήτριες, αυτές οι υπηρεσίες μπορούν να παρέχονται πιο αποτελεσματικά από ευέλικτους πόρους όπως η απόκριση ζήτησης DSR (Demand-Side Response) ή τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας ταχείας απόκρισης, ελαχιστοποιώντας τις

περικοπές των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και μειώνοντας τη λειτουργία με υψηλές εκπομπές άνθρακα (Lund P. D. et. al., 2015).

- *Βελτιωμένη αξιοποίηση των διαθέσιμων ενεργειακών πόρων και μειωμένες περικοπές:* Η ευελιξία επιτρέπει την καλύτερη αξιοποίηση των υφιστάμενων ΑΠΕ, μετατοπίζοντας τη ζήτηση σε περιόδους υψηλής παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας ή αποθηκεύοντας την πλεονάζουσα ενέργεια. Αυτό μειώνει την ποσότητα ανανεώσιμης ενέργειας που πρέπει να περικοπεί, εξασφαλίζοντας ότι αυτά τα περιουσιακά στοιχεία επιτυγχάνουν το πλήρες δυναμικό απανθρακοποίησης που μπορούν να προσφέρουν και βελτιώνοντας τη συνολική οικονομική αποδοτικότητα του συστήματος. Η ενσωμάτωση νέων πηγών ευελιξίας μπορεί να μειώσει την απαιτούμενη χωρητικότητα παραγωγής χαμηλών εκπομπών άνθρακα που απαιτείται για την επίτευξη των στόχων απανθρακοποίησης, επιτρέποντας την αποδοτικότερη χρήση των διαθέσιμων πόρων (Shakoof A. et. al., 2017).
- *Αναβολή επενδύσεων υψηλής έντασης κεφαλαίου:* Σε έναν ετήσιο ορίζοντα σχεδιασμού, η ευελιξία μπορεί να μειώσει τα επίπεδα αιχμής της καθαρής ζήτησης, αποφεύγοντας ή αναβάλλοντας έτσι δαπανηρές επενδύσεις σε δυνατότητα παραγωγής αιχμής, αναβαθμίσεις δικτύων μεταφοράς και ενισχύσεις δικτύων διανομής. Συγκεκριμένα, η ευέλικτη βιομηχανική ζήτηση μπορεί να οδηγήσει σε ετήσιες εξοικονομήσεις της τάξης των δισεκατομμυρίων ευρώ σε ολόκληρη την Ευρώπη, ενώ τα διεσπαρμένα συστήματα αποθήκευσης μπορούν να εξοικονομήσουν δισεκατομμύρια σε επενδυτικά κόστη παραγωγής, μεταφοράς και διανομής (Papadaskalopoulos D. et. al., 2018).
- *Επίτευξη των στόχων απανθρακοποίησης με χαμηλότερο συνολικό κόστος συστήματος:* Η μοντελοποίηση για το σύστημα του Ηνωμένου Βασιλείου δείχνει ότι η αποτελεσματική ενσωμάτωση νέων πηγών ευελιξίας (απόκριση ζήτησης, αποθήκευση, διασύνδεση) αντί της εξάρτησης από τη συμβατική θερμική παραγωγή μπορεί να αποφέρει ετήσιες εξοικονομήσεις σε επίπεδο συστήματος από 3,2 έως 4,7 δισεκατομμύρια λίρες έως το 2030 για έναν στόχο 100 gCO₂/kWh, με τις εξοικονομήσεις να φτάνουν ενδεχομένως τα 7,8 δισεκατομμύρια λίρες για έναν πιο φιλόδοξο στόχο 50 gCO₂/kWh. Αυτές οι εξοικονομήσεις επιτυγχάνονται μέσω

ενός συνδυασμού μειωμένων επενδύσεων (25-60% εξοικονόμησης) και χαμηλότερων λειτουργικών δαπανών (25-40% εξοικονόμησης) (Shakoor A. et. al., 2017).

- “*Option value*” υπό αβεβαιότητα: Τα ευέλικτα περιουσιακά στοιχεία όπως τα συστήματα αποθήκευσης διαθέτουν μια στρατηγική «αξία επιλογής», καθώς μπορούν να αναβάλουν τη δέσμευση για ακριβές, μη αναστρέψιμες επενδύσεις σε δίκτυα ή παραγωγή, ενόψει της αβέβαιης μελλοντικής ζήτησης ή αύξησης της παραγωγής. Εάν το αναμενόμενο σενάριο δεν υλοποιηθεί, τα περιουσιακά αυτά στοιχεία μπορούν να συνεχίσουν να παρέχουν πολύτιμες λειτουργικές υπηρεσίες, μειώνοντας έτσι τον κίνδυνο αποτυχημένων επενδύσεων (G. Strbac et al., 2017).

2.1.2 Μορφές Ευελιξίας

- *Ευελιξία Ζήτησης (Demand-Side Response - DSR)*: Περιλαμβάνει την ενεργή διαχείριση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ως απόκριση στις τιμές και τη λειτουργία της αγοράς. Αυτή η μορφή μετατρέπει την παθητική ζήτηση σε ενεργό πόρο μέσω στρατηγικών όπως η μετατόπιση φορτίου (ανακατανομή της κατανάλωσης χωρίς μείωση της συνολικής ζήτησης), η εξομάλυνση των αιχμών και γενικά της καμπύλης ζήτησης. Οι βιομηχανικές και εμπορικές διαδικασίες μπορούν να παρέχουν υπηρεσίες εξισορρόπησης μεγάλης κλίμακας, ενώ η ευελιξία των οικιακών συσκευών, όπως οι αντλίες θερμότητας και οι λευκές συσκευές, μπορεί να αναχθεί σε σημαντικό πόρο, προσφέροντας το βασικότερο πλεονέκτημα της, που είναι η υψηλή αποδοτικότητά της, καθώς συχνά αποφεύγει τις απώλειες μετατροπής ενέργειας (Papadaskalopoulos D. et. al., 2018).
- *Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας (Energy Storage Systems - ESS)*: Παρέχουν ευελιξία λόγω χρονικής απόξευξης παραγωγής και κατανάλωσης, λειτουργώντας τόσο ως φορτίο όσο και ως γεννήτρια. Αυτά τα συστήματα χαρακτηρίζονται από την ισχύ (MW) και την ενεργειακή τους χωρητικότητα (MWh), και η αξία τους μεγιστοποιείται όταν μπορούν να παρέχουν ένα «συσσωρευμένο» σύνολο υπηρεσιών, από γρήγορη απόκριση συχνότητας έως

ενεργειακή κερδοσκοπία. Διαφορετικές τεχνολογίες εξυπηρετούν διαφορετικές χρονικές κλίμακες: οι μπαταρίες και οι σφόνδυλοι υπερέχουν σε εφαρμογές μικρής διάρκειας και υψηλής ισχύος, όπως η ρύθμιση συχνότητας, ενώ η αποθήκευση μέσω άντλησης νερού και πεπιεσμένου αέρα είναι κατάλληλη για μεταφορά ενέργειας μεγάλης διάρκειας και μεγάλου όγκου (G. Strbac et al., 2017).

- *Ευελιξία Παραγωγής*: Περιλαμβάνει κυρίως την τροποποίηση της παραγωγής των ηλεκτροπαραγωγών. Η παραδοσιακή πηγή είναι η ευέλικτη παραγωγή, όπως οι αεριοστρόβιλοι και η υδροηλεκτρική ενέργεια, οι οποίοι μπορούν να αυξήσουν γρήγορα την παραγωγή τους για να εξισορροπήσουν τη μεταβλητότητα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Επιπλέον, οι ΑΠΕ αναπτύσσουν οι ίδιες δυνατότητες παροχής υπηρεσιών ευελιξίας μέσω προηγμένων μετατροπών που επιτρέπουν τον έλεγχο της τάσης και τη συνθετική αδράνεια (που διαθέτουν οι συμβατικές γεννήτριες), γεγονός που μπορεί να μειώσει σημαντικά το κόστος εξισορρόπησης του συστήματος. Τέλος, αν και η περικοπή της παραγωγής ΑΠΕ αποτελεί έσχατη λύση, παραμένει μια μορφή ευελιξίας που χρησιμοποιείται για τη διατήρηση της σταθερότητας του συστήματος σε περιόδους υπερπροσφοράς.
- *Ευελιξία Υποδομών και Αγοράς*: Περιλαμβάνει τη φυσική και αρχιτεκτονική του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η ισχυρή υποδομή του δικτύου, ιδίως οι διασυννοριακές διασυνδέσεις, επιτρέπει τη γεωγραφική εξομάλυνση της παραγωγής ΑΠΕ και την πρόσβαση σε πόρους σε άλλες περιοχές. Είναι ζωτικής σημασίας οι σχεδιασμοί της αγοράς να εξελιχθούν ώστε να δοθεί κίνητρο στην ευελιξία, μέσω δυναμικής τιμολόγησης, τεχνολογικά ουδέτερων αγορών βοηθητικών υπηρεσιών και χρέωσης δικτύου που αντανάκλα το κόστος. Τέλος, η σύζευξη τομέων (π.χ. Power-to-Heat, Power-to-Gas, έξυπνη φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων) δημιουργεί νέα ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης, χρησιμοποιώντας το πλεόνασμα των ΑΠΕ σε άλλους τομείς, με αναλύσεις να δείχνουν ότι η συντονισμένη λειτουργία μπορεί να αποφέρει ετήσια εξοικονόμηση δισεκατομμυρίων στο σύστημα (Shakoor A. et. al., 2017).

2.2 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.2.1 Τεχνολογίες μονάδων αποθήκευσης

Σε μια εποχή που χαρακτηρίζεται από την επείγουσα μετάβαση σε ένα βιώσιμο ενεργειακό μοντέλο, η αξία της αποθήκευσης ενέργειας έχει αποκτήσει πρωταρχική σημασία. Ως ραχοκοκαλιά μιας σύγχρονης, ανθεκτικής και έξυπνης ενεργειακής υποδομής, οι τεχνολογίες αποθήκευσης αποτελούν τον κρίσιμο παράγοντα για την αντιμετώπιση της θεμελιώδους πρόκλησης της διακοπτόμενης λειτουργίας που παρουσιάζουν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Με τη συλλογή της πλεονάζουσας ενέργειας όταν η παραγωγή υπερβαίνει τη ζήτηση και την παροχή της όταν χρειάζεται, τα συστήματα αποθήκευσης ενισχύουν την αξιοπιστία του δικτύου, διευκολύνουν την εξομάλυνση των αιχμών, όπως αναλύθηκε και παραπάνω. Πέρα από το δίκτυο, η αποθήκευση ενέργειας αποτελεί τον ακρογωνιαίο λίθο των ηλεκτροκίνητων μεταφορών και είναι καθοριστική για την επίτευξη ενεργειακής ασφάλειας και ανεξαρτησίας. Οι κυριότερες κατηγορίες τεχνολογιών αποθήκευσης είναι οι εξής (Koochi-Fayegh S. & Rosen M.A., 2020):

- *Μπαταρίες:* Αποτελούν τη σημαντικότερη κατηγορία ηλεκτροχημικής αποθήκευσης, όπου η ενέργεια αποθηκεύεται στο μεγαλύτερο μέρος των υλικών των ηλεκτροδίων μέσω αναστρέψιμων αντιδράσεων. Οι συνηθισμένοι τύποι περιλαμβάνουν μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-ion), μολύβδου-οξέος, νικελίου-καδμίου (NiCd) και νατρίου-θείου (NaS). Χαρακτηρίζονται από υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, γεγονός που τις καθιστά κατάλληλες για εφαρμογές που απαιτούν μεγάλους χρόνους εκφόρτισης, όπως τα ηλεκτρικά οχήματα και τη χρονική μετατόπιση ενέργειας του δικτύου. Η τρέχουσα έρευνα και ανάπτυξη επικεντρώνεται στη βελτίωση της ενεργειακής πυκνότητας, της ασφάλειας και του κόστους τους, με πολλά υποσχόμενες εξελίξεις στις μπαταρίες ιόντων λιθίου-αέρα, ιόντων λιθίου-θείου, στερεάς κατάστασης και ιόντων νατρίου.
- *Ηλεκτροχημικοί Πυκνωτές ή Υπερπυκνωτές:* Αποθηκεύουν ενέργεια μέσω της προσρόφησης ιόντων στη διεπαφή ηλεκτροδίου-ηλεκτρολύτη ή μέσω ταχέων αντιδράσεων οξειδοαναγωγής στην επιφάνεια. Διακρίνονται για την πολύ υψηλή πυκνότητα ισχύος, τον εξαιρετικά μεγάλο κύκλο ζωής που εκτείνεται σε εκατοντάδες

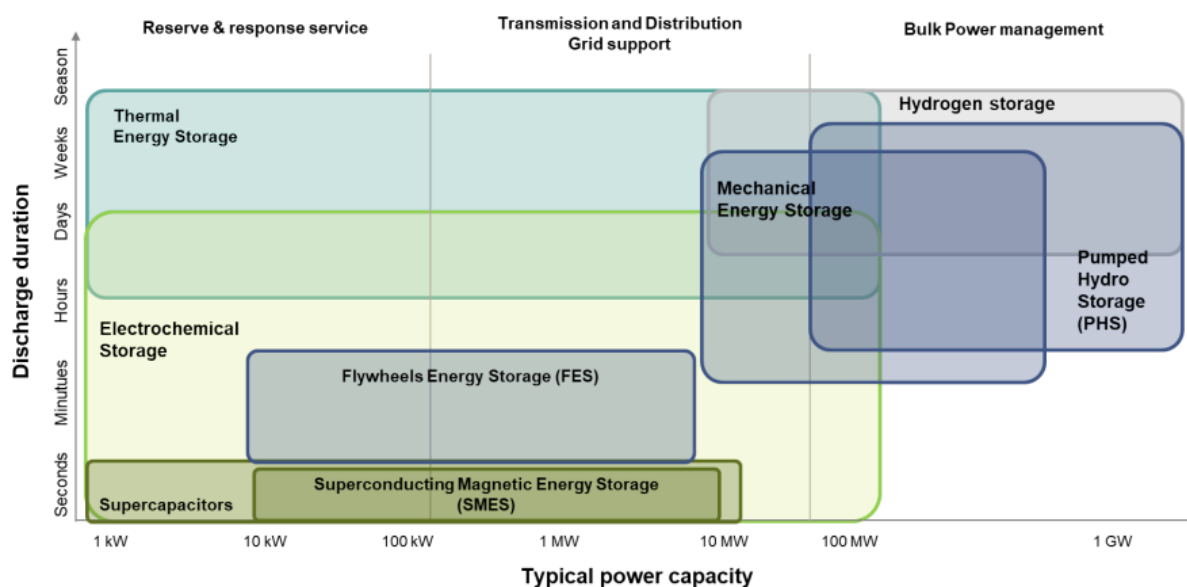
χιλιάδες κύκλους και τις γρήγορες δυνατότητες φόρτισης/εκφόρτισης. Ο κύριος περιορισμός τους είναι η χαμηλότερη πυκνότητα ενέργειας σε σύγκριση με τις μπαταρίες. Κατά συνέπεια, οι κύριες εφαρμογές τους είναι η βελτίωση της ποιότητας της ισχύος, η ρύθμιση της συχνότητας και η δέσμευση της αναγεννητικής ενέργειας κατά την πέδηση στα οχήματα.

- *Αντλησιοταμίευση (PHES)*: Η πιο ώριμη και ευρέως χρησιμοποιούμενη τεχνολογία αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας. Λειτουργεί χρησιμοποιώντας την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια για την άντληση νερού σε ένα υπερυψωμένο ταμιευτήρα και στη συνέχεια την απελευθέρωσή του μέσω στροβίλων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους υψηλής ζήτησης. Η αντλησιοταμίευση προσφέρει τεράστια χωρητικότητα αποθήκευσης και είναι εξαιρετικά αποδοτική οικονομικά για την αποθήκευση ενέργειας και την εξισορρόπηση του δικτύου. Ωστόσο, η εφαρμογή της περιορίζεται από συγκεκριμένες γεωγραφικές απαιτήσεις, υψηλό αρχικό κόστος κεφαλαίου και μεγάλους χρόνους ανάπτυξης.
- *Πεπιεσμένος αέρας (CAES)*: Μέθοδος μηχανικής αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας που συμπιέζει τον αέρα σε υπόγειους γεωλογικούς σχηματισμούς ή δεξαμενές. Όταν υπάρχει ζήτηση, ο πεπιεσμένος αέρας απελευθερώνεται, θερμαίνεται και διαστέλλεται μέσω ενός στροβίλου. Η διαβατική CAES χρησιμοποιεί φυσικό αέριο για τη θέρμανση, ενώ η αδιαβατική CAES αποθηκεύει τη θερμότητα από τη συμπίεση για επαναχρησιμοποίηση, προσφέροντας υψηλότερη απόδοση. Η τεχνολογία είναι κατάλληλη για αποθήκευση μεγάλης διάρκειας, αλλά η σκοπιμότητά της εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη διαθεσιμότητα κατάλληλων γεωλογικών δομών.
- *Σφόνδυλοι*: Αποθηκεύουν κινητική ενέργεια σε μια μάζα που περιστρέφεται με υψηλή ταχύτητα. Η ενέργεια προστίθεται ή εξάγεται χρησιμοποιώντας μια ενσωματωμένη μηχανή που δρα είτε ως κινητήρας είτε ως γεννήτρια. Για να ελαχιστοποιηθούν οι απώλειες ενέργειας, ο ρότορας περιστρέφεται σε ένα κενό περίβλημα πάνω σε μαγνητικά έδρανα. Οι σφόνδυλοι υπερέχουν σε εφαρμογές που απαιτούν πολύ υψηλή ισχύ εξόδου, εξαιρετικά γρήγορους χρόνους απόκρισης και μεγάλο αριθμό κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης. Είναι ιδανικοί για υπηρεσίες μικρής

διάρκειας, όπως ρύθμιση συχνότητας, αδιάλειπτη παροχή ρεύματος (UPS) και βελτίωση της ποιότητας του ρεύματος.

- *Θερμική Ενέργεια:* Περιλαμβάνει την αποθήκευση θερμικής ενέργειας μέσω της αύξησης ή της μείωσης της θερμοκρασίας ενός στερεού ή υγρού μέσου, όπως νερό, πέτρες ή λιωμένα άλατα. Χρησιμοποιείται συνήθως σε συστήματα μεγάλης κλίμακας, όπως η αποθήκευση θερμικής ενέργειας σε υδροφορείς (ATES), συστήματα γεωτρήσεων και μονωμένες δεξαμενές νερού για εποχιακή ή βραχυπρόθεσμη αποθήκευση σε συστήματα θέρμανσης/ψύξης κτιρίων και ηλιακούς θερμικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας, προσφέροντας μια αξιόπιστη και συχνά χαμηλού κόστους λύση.
- *Υδρογόνο:* Είναι μια χημική μέθοδος κατά την οποία χρησιμοποιείται ηλεκτρική ενέργεια για την παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης. Το υδρογόνο αποθηκεύεται και μπορεί αργότερα να μετατραπεί ξανά σε ηλεκτρική ενέργεια σε μια κυψέλη καυσίμου ή να χρησιμοποιηθεί απευθείας ως καθαρό καύσιμο. Προσφέρει πολύ υψηλή ενεργειακή πυκνότητα και θεωρείται βασική λύση για τη μακροπρόθεσμη, εποχιακή αποθήκευση ενέργειας και την απανθρακοποίηση τομέων όπως οι μεταφορές και η βιομηχανία. Οι κύριες προκλήσεις περιλαμβάνουν τη σχετικά χαμηλή απόδοση του κύκλου μετατροπής ενέργειας σε υδρογόνο και πάλι σε ηλεκτρική ενέργεια, καθώς και το κόστος και τις τεχνικές δυσκολίες που συνδέονται με την αποθήκευση και τη μεταφορά υδρογόνου.
- *Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση (SMES):* Αποθηκεύει ενέργεια στο μαγνητικό πεδίο που δημιουργείται από το συνεχές ρεύμα που ρέει μέσω ενός υπεραγώγιμου πηνίου, το οποίο έχει σχεδόν μηδενική ηλεκτρική αντίσταση όταν ψύχεται σε κρυογονικές θερμοκρασίες. Τα συστήματα SMES μπορούν να εκφορτίζουν τεράστια ισχύ σχεδόν ακαριαία με πολύ υψηλή απόδοση και χωρίς υποβάθμιση σε εκατομμύρια κύκλους. Ωστόσο, το υψηλό κόστος των υπεραγωγών και των κρυογονικών συστημάτων περιορίζει τη χρήση τους σε εξαιρετικά εξειδικευμένες εφαρμογές που απαιτούν εξαιρετική ποιότητα και σταθερότητα ισχύος, όπως για κρίσιμες βιομηχανικές διεργασίες και υποστήριξη δικτύου.

Ακολουθεί ένα συγκεντρωτικό διάγραμμα για τα χαρακτηριστικά των διαφόρων ειδών συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας που αναφέρθηκαν παραπάνω (Σχήμα 4).



Σχήμα 4: Εύρη ισχύος και διάρκειας εκφόρτισης διαφορετικών τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας.

2.2.2 Στόχοι ανάπτυξης μονάδων αποθήκευσης

Η ανάπτυξη της ικανότητας αποθήκευσης ενέργειας αποτελεί κρίσιμο στόχο τόσο σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης όσο και σε εθνικό επίπεδο, αποτελώντας βασικό πυλώνα της μετάβασης προς την καθαρή ενέργεια. Ενώ ο γενικός στόχος της εξασφάλισης ενός ευέλικτου, ασφαλούς και απανθρακοποιημένου ενεργειακού συστήματος είναι κοινός, οι στρατηγικές προσεγγίσεις και οι συγκεκριμένοι στόχοι της ΕΕ και της Ελλάδας είναι προσαρμοσμένοι στις αντίστοιχες κλίμακες και τις άμεσες προκλήσεις τους.

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, η αποθήκευση ενέργειας θεωρείται συστημικός παράγοντας για την επίτευξη των δεσμευτικών στόχων της Ένωσης σε θέματα κλίματος και ενέργειας, ιδίως του στόχου για τουλάχιστον 42,5 % ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα της ΕΕ έως το 2030, με στόχο την κλιματική ουδετερότητα έως το 2050 (European Union, REGULATION (EU) 2024/1789, 2024). Η στρατηγική της ΕΕ δεν είναι να επιβάλει δεσμευτικούς εθνικούς στόχους αποθήκευσης, αλλά να δημιουργήσει ένα υποστηρικτικό πολιτικό και εμπορικό περιβάλλον που θα ενθαρρύνει τις απαραίτητες επενδύσεις.

Η ευρωπαϊκή στρατηγική βασίζεται σε μοντέλα που υποδεικνύουν την ανάγκη για μαζική αύξηση των πόρων ευελιξίας. Για να αποφευχθεί η ολοένα και υψηλότερη περικοπή παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και να διασφαλιστεί η σταθερότητα του συστήματος, μελέτες υποδεικνύουν ότι η ΕΕ θα χρειαστεί περίπου 200 GW χωρητικότητας αποθήκευσης έως το 2030, γεγονός που απαιτεί ταχεία αύξηση της ανάπτυξης σε περίπου 14 GW ετησίως. Ένα βασικό στοιχείο της μακροπρόθεσμης ευρωπαϊκής προοπτικής είναι η αυξανόμενη αξία της αποθήκευσης ενέργειας μακράς διάρκειας, με εκτιμώμενη ανάγκη για έως και 600 GW χωρητικότητας αποθήκευσης έως το 2050 (European Association for Storage of Energy, 2023).

Για να πραγματοποιήσει αυτή την ανάπτυξη, η ΕΕ έχει θεσπίσει κρίσιμη νομοθεσία, με τη μεταρρύθμιση του σχεδιασμού της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ να στοχεύει στη βελτίωση των συνθηκών της αγοράς για τους παρόχους ευελιξίας, όπως η αποθήκευση (European Union, REGULATION (EU) 2024/1789, 2024). Επιπλέον, ο νόμος για τη βιομηχανία με μηδενικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (Net-Zero Industry Act) έχει σχεδιαστεί για να ενισχύσει την ευρωπαϊκή αλυσίδα εφοδιασμού για βασικές τεχνολογίες, συμπεριλαμβανομένων των μπαταριών (European Union, REGULATION (EU) 2024/1735, 2024).

Η εθνική στρατηγική της Ελλάδας μεταφράζει τους ευρείς ευρωπαϊκούς στόχους σε ένα συγκεκριμένο και φιλόδοξο σχέδιο δράσης. Το Εθνικό Σχέδιο Ενέργειας και Κλίματος (ΕΣΕΚ) της χώρας θέτει ως στόχο την επίτευξη συνολικής χωρητικότητας αποθήκευσης 5,3 GW έως το 2030. Ο εθνικός αυτός στόχος είναι διττός, προκειμένου να αξιοποιηθούν τα πλεονεκτήματα των διαφορετικών τεχνολογιών: περίπου 3,1 GW από συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες (BESS) και 2,2 GW από αντλησιοταμίευση (PHES) (Ministry of Environment and Energy, 2023).

Αυτή η διττή προσέγγιση αποτελεί άμεση ανταπόκριση στις εθνικές συνθήκες: η εκρηκτική ανάπτυξη της παραγωγής από φωτοβολταϊκά έχει οδηγήσει σε συμφόρηση του δικτύου και σε αυξανόμενες περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας. Για την επίτευξη αυτών των στόχων, η Ελλάδα εφαρμόζει στοχευμένους μηχανισμούς στήριξης. Η ανάπτυξη των μπαταριών προωθείται μέσω ανταγωνιστικών προγραμμάτων διαγωνισμών, όπως το εγκεκριμένο πρόγραμμα SA.64736. Το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης είναι συγκεκριμένο και περιλάμβανε δημοπρασία 400 MW τον Ιούνιο του 2023. Όσον αφορά την

αντλησιοταμίευση, η στρατηγική επικεντρώνεται στην υλοποίηση βασικών έργων, όπως το εργοστάσιο 680 MW στην Αμφιλοχία (Ministry of Environment and Energy, 2023).

2.3 ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η συμμετοχή των υβριδικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας — οι οποίοι συνδυάζουν την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές με την αποθήκευση — στις αγορές ενέργειας διέπεται από ένα πολυεπίπεδο πλαίσιο κανονισμών και καθίσταται δυνατή χάρη σε εξελιγμένους μηχανισμούς της αγοράς. Το πλαίσιο αυτό έχει σχεδιαστεί για να εισάγει την ευελιξία που απαιτείται για ένα ηλεκτρικό δίκτυο χωρίς άνθρακα, επιτρέποντας σε αυτούς τους σταθμούς να έχουν πρόσβαση σε πολλαπλές πηγές εσόδων.

Η νομοθεσία της Ευρωπαϊκής Ένωσης ενσωματώνει πλέον ρητά τις μονάδες αποθήκευσης και τις υβριδικές μονάδες στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Η οδηγία της ΕΕ για την ηλεκτρική ενέργεια (2019/944) ορίζει την αποθήκευση ενέργειας ως περιουσιακό στοιχείο του δικτύου και παρέχει στους «ενεργούς πελάτες» με αποθήκευση ισχυρά δικαιώματα όπως, για παράδειγμα, οι κάτοχοι μπαταριών πρέπει να έχουν γρήγορη σύνδεση με το δίκτυο, μπορούν να παρέχουν ταυτόχρονα πολλαπλές υπηρεσίες και δεν μπορούν να επιβαρύνονται με διπλά τέλη δικτύου για την αποθηκευμένη ενέργεια. Ταυτόχρονα, τα άρθρα 36-54 της οδηγίας 2019/944 απαγορεύουν στους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς ή διανομής να κατέχουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης για εμπορικό κέρδος (εκτός από περιορισμένες περιπτώσεις για λόγους ασφάλειας του συστήματος) (European Union, DIRECTIVE (EU) 2019/944, 2019). Στον κανονισμό της ΕΕ για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (2019/943) και στην τροποποίησή του το 2024, η αποθήκευση αντιμετωπίζεται «σε ισότιμη βάση» με την παραγωγή. Στην πράξη, αυτό σημαίνει ότι οι μπαταρίες και οι υβριδικές εγκαταστάσεις μπορούν να αγοράζουν και να πωλούν σε όλες τις χονδρικές αγορές (επόμενης ημέρας, ενδοημερήσια, εξισορρόπησης κ.λπ.) σύμφωνα με τους ίδιους κανόνες που ισχύουν για τους άλλους παραγωγούς. Για παράδειγμα, ο κανονισμός απαιτεί ρητά από τους διαχειριστές της αγοράς να προσφέρουν προϊόντα έως 100 kW (ή χαμηλότερα), ώστε οι μικρές μπαταρίες και οι ανανεώσιμες πηγές αθροιστικά – ακόμη και τα νοικοκυριά – να μπορούν να συμμετέχουν σε ημερήσιες και ενδοημερήσιες αγορές (European Union, REGULATION (EU) 2024/1747, 2024).

Σύμφωνα με τους ισχύοντες κανόνες της ΕΕ, μια μονάδα εξοπλισμένη με αποθήκευση μπορεί να εγγραφεί ως παραγωγός (με τις

κατάλληλες άδειες) και να εμπορεύεται ηλεκτρική ενέργεια. Πρακτικά, ένας κάτοχος μπαταριών μπορεί να υποβάλλει προσφορές στις αγορές επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιες αγορές, όπως και κάθε παραγωγός. Μπορεί επίσης να προσφέρει υπηρεσίες ευελιξίας και εξισορρόπησης καθώς η οδηγία 2019/944 και ο κανονισμός 2019/943 επιτρέπουν ρητά στην αποθήκευση να συμμετέχει σε διαγωνισμούς για ρύθμιση συχνότητας (αυτόματα και χειροκίνητα εφεδρεία) και άλλες βοηθητικές υπηρεσίες. Πράγματι, η Ελλάδα ενσωματώνει μονάδες μπαταριών στις ευρωπαϊκές πλατφόρμες εξισορρόπησης (PICASSO για αυτόματο έλεγχο συχνότητας και MARI για χειροκίνητα εφεδρείες). Ο ΔΣΜ της Ελλάδας προσχώρησε στο PICASSO το 2025 και σχεδιάζει την πλήρη ενσωμάτωση στο MARI έως τα μέσα του 2025, επιτρέποντας στις μονάδες αποθήκευσης να παρέχουν εφεδρείες συχνότητας παράλληλα με τους συμβατικούς παραγωγούς. Το ελληνικό σχέδιο μεταρρύθμισης της αγοράς εγγυάται ρητά «πλήρη συμμετοχή στην αγορά και συμμετοχή στην εξισορρόπηση και ευθύνη στις εγκαταστάσεις αποθήκευσης, όπως και σε οποιαδήποτε άλλη μονάδα». Έτσι, οι μπαταρίες που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο και οι υβριδικές μονάδες μπορούν να συμμετέχουν σε μηχανισμούς χωρητικότητας, αγορές επόμενης ημέρας/ενδοημερήσιες και εξισορρόπησης, όπως και οι παραγωγοί από ορυκτά καύσιμα ή ΑΠΕ (PAAEY, Market Reform Plan for Greece, 2021).

Όσον αφορά την ελληνική νομοθεσία ο Νόμος 4685/2020 ρυθμίζει ρητά την αδειοδότηση της αποθήκευσης. Οι αυτόνομες μονάδες αποθήκευσης ή οι μονάδες αποθήκευσης που φορτίζονται από το δίκτυο απαιτούν άδεια από τη ΡΑΑΕΥ σύμφωνα με τον Νόμο περί Ηλεκτρικής Ενέργειας (Νόμος 4001/2011). Οι «υβριδικές» μονάδες που βρίσκονται στον ίδιο χώρο καλύπτονται από το άρθρο 10 του νόμου περί αδειών ΑΠΕ (Νόμος 4685/2020), ο οποίος διακρίνει τις μονάδες που μπορούν να φορτίζονται από το δίκτυο στην παράγραφο 11B από εκείνες που λειτουργούν αποκλειστικά για ιδία κατανάλωση στην παράγραφο 11Α. Συγκεκριμένα, η περίπτωση 11Α αποτελεί την περίπτωση «Σταθμός παραγωγής Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. που συνδέεται στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα ή το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο και περιλαμβάνει διατάξεις αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας εγκατεστημένες κατόπιν του μετρητή, χωρίς να έχει δυνατότητα να απορροφά ενέργεια από το σύστημα μεταφοράς ή το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στο οποίο συνδέεται για σκοπούς αποθήκευσής της» ενώ η περίπτωση 11B «[...] ο οποίος έχει δυνατότητα να αποθηκεύει ηλεκτρική ενέργεια, την οποία απορροφά από το Σύστημα Μεταφοράς ή το Δίκτυο Διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στο οποίο

συνδέεται». Όσον αφορά τους ειδικούς όρους λειτουργίας των δύο περιπτώσεων, το άρθρο 11B Ν. 4685/2020 ορίζει πως «οι σταθμοί της παρ. 11Α του άρθρου 10 δεν απορροφούν ενέργεια από το Σύστημα Μεταφοράς ή το Δίκτυο Διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, παρά μόνο για την εξυπηρέτηση των βοηθητικών τους καταναλώσεων και, κατά τη λειτουργία τους, δεν υπερβαίνουν τη Μέγιστη Ισχύ Παραγωγής, όπως αυτή αναγράφεται στη Βεβαίωση Ειδικών Έργων», ενώ το άρθρο 19Α Ν. 4685/2020 ορίζει πως «οι σταθμοί της παρ. 11B δεν υπερβαίνουν τη συνολική Μέγιστη Ισχύ Έγχυσης του σταθμού παραγωγής Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας», όπου η Μέγιστη Ισχύ Έγχυσης του σταθμού «δεν μπορεί να υπερβαίνει τη μέγιστη ισχύ παραγωγής του σταθμού Α.Π.Ε. και τη μέγιστη ισχύ έγχυσης από τις διατάξεις αποθήκευσης του σταθμού, όποια από τις δύο είναι υψηλότερη».

Ο ΑΔΜΗΕ έχει δημοσιεύσει τεχνικές οδηγίες για τη σύνδεση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες στο σύστημα μεταφοράς. Για να υποστηρίξει την είσοδο στην αγορά, η ΡΑΑΕΥ έχει προκηρύξει διαγωνισμούς και δημοπρασίες για χωρητικότητα αποθήκευσης: για παράδειγμα, σε τρεις γύρους έχουν ανατεθεί 900 MW έργων μεμονωμένων (stand-alone) μπαταριών στο πλαίσιο συμβάσεων που βασίζονται στην αγορά. Σε ξεχωριστές δημοπρασίες κατανέμονται επίσης θέσεις σύνδεσης με το δίκτυο (συνολικά 4,7 GW) για νέα συστήματα αποθήκευσης. Οι ελληνικοί κανόνες δημοπρασίας επιβάλλουν πλέον την αποθήκευση για μεγάλα έργα: κάθε νέο αιολικό ή φωτοβολταϊκό πάρκο άνω των 10 MW πρέπει να περιλαμβάνει ενσωματωμένη χωρητικότητα μπαταριών (τουλάχιστον 20% της ωριαίας παραγωγής του) προκειμένου να υποβάλει προσφορά.

2.4 ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Μελετώντας τη βιβλιογραφία, αξίζει να σημειωθεί πόσο ενδιαφέρον προκαλεί η ανάπτυξη μοντέλων βελτιστοποίησης για τη βέλτιστη συμμετοχή μονάδων παραγωγής με ενσωματωμένη αποθήκευση στους διάφορους τύπους αγορών ενέργειας. Η μαθηματική μοντελοποίηση της συμμετοχής αποτελεί κρίσιμης σημασίας παράγοντα, καθώς μια ανεπαρκής διατύπωση ή λανθασμένη αναπαράσταση των λειτουργικών και τεχνικών περιορισμών είτε του συνδυασμού είτε της αγοράς μπορεί να οδηγήσει σε μεγάλη απώλεια κερδών για τον ιδιοκτήτη της μονάδας ή παραβίαση λειτουργικών περιορισμών της μονάδας ή της αγοράς που χρήζει συμμετοχή σε άλλες αγορές. Στην παρούσα υποενότητα, γίνεται μία σύγκριση των υπαρχόντων μοντέλων και των διαφόρων χαρακτηριστικών τους, που παρουσιάζεται συνοπτικά στον παρακάτω πίνακα (Table 1).

Η εργασία (Tang W.J. & Yang H.T., 2019) προτείνει ένα διεπίπεδο μοντέλο βελτιστοποίησης για μια εικονική μονάδα παραγωγής ενέργειας (Virtual Power Plant) για να καθορίσει τη βέλτιστη στρατηγική υποβολής προσφορών στην αγορά ενέργειας. Η μονάδα συγκεντρώνει φωτοβολταϊκά, αιολικά, ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες και ελαστικά φορτία απόκρισης ζήτησης για να συμμετάσχει στην αγορά επόμενης ημέρας και πραγματικού χρόνου (εξισορρόπηση). Για να αντιμετωπίσει τις εγγενείς αβεβαιότητες τόσο στη ζήτηση φορτίου όσο και στην παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας, το μοντέλο χρησιμοποιεί μια προσέγγιση βελτιστοποίησης Robust, η οποία προστατεύει τη στρατηγική υποβολής προσφορών από την χειρότερη περίπτωση υλοποίησης αυτών των αβεβαιοτήτων εντός ενός προκαθορισμένου συνόλου, χωρίς να βασίζεται σε πιθανολογικές πληροφορίες. Ο πυρήνας της στρατηγικής είναι ένα πλαίσιο θεωρίας παιγνίων που επιτρέπει στο VPP να επηρεάζει στρατηγικά τις τιμές εκκαθάρισης της αγοράς.

Η εργασία (Naemi M. & Davis D., 2022) παρουσιάζει ένα ολοκληρωμένο, ντετερμινιστικό μοντέλο βελτιστοποίησης που τοποθετεί μια μονάδα WIND-BESS ως δέκτη τιμής για τη μεγιστοποίηση της καθαρής παρούσας αξίας (Net Present Value) της μέσω της συν-βελτιστοποιημένης συμμετοχής στην αγορά DA και των βοηθητικών υπηρεσιών ελέγχου συχνότητας της Εθνικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της Αυστραλίας. Βασικό χαρακτηριστικό είναι η αντιμετώπιση

της αβεβαιότητας παραγωγής αιολικής ενέργειας, καθώς αντί να χρησιμοποιεί στοχαστικό προγραμματισμό, το μοντέλο χρησιμοποιεί μια ανάλυση βασισμένη σε σενάρια με ιστορικά δεδομένα για να ποσοτικοποιήσει τον οικονομικό αντίκτυπο της ακρίβειας των προβλέψεων στο βέλτιστο μέγεθος της μπαταρίας και το κόστος της απόκλισης από τους στόχους διανομής. Αυτή η προσέγγιση αποκαλύπτει ότι η κύρια αξία της μπαταρίας δεν προέρχεται από το αρμπιτράζ (εκμετάλλευση διακυμάνσεων των τιμών), αλλά από την παροχή υπηρεσιών εξισορρόπησης και, κυρίως, από τη μείωση των πληρωμών ρύθμισης του αιολικού πάρκου μέσω της σταθεροποίησης της παραγωγής του, ένα εύρημα που εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις υψηλές τιμές υπηρεσιών εξισορρόπησης που παρατηρούνται στην αγορά. Η υπόθεση του δέκτη τιμών είναι μια απαραίτητη απλοποίηση που επιτρέπει αυτή τη σύνθετη ετήσια βελτιστοποίηση του μεγέθους της χωρητικότητας, αλλά επίσης υπογραμμίζει ότι η επενδυτική αξία της μπαταρίας είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη στις εξωτερικές συνθήκες της αγοράς και όχι η ικανότητά της να τις επηρεάζει.

Η εργασία (Dadashi M. et. al., 2022) αναπτύσσει ένα διεπίπεδο μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού για τη βελτιστοποίηση της στρατηγικής προσφοράς ενός VPP που δρα ως διαμορφωτής τιμής και συγκεντρώνει πολλές διεσπαρμένες ανεμογεννήτριες με κεντρική μπαταρία για συμμετοχή στις αγορές DA και RT. Το μοντέλο αντιμετωπίζει την αβεβαιότητα στην ταχύτητα του ανέμου και τις τιμές ανισορροπίας σε πραγματικό χρόνο χρησιμοποιώντας μια στοχαστική προσέγγιση βασισμένη σε σενάρια, όπου οι αποφάσεις του πρώτου σταδίου (προσφορές DA) λαμβάνονται πριν από την υλοποίηση της αβεβαιότητας και οι αποφάσεις του δεύτερου σταδίου (ενεργοποίηση BESS, διακανονισμός ανισορροπίας) βελτιστοποιούνται στη συνέχεια. Η βασική συμβολή είναι η δομή δύο επιπέδων: το ανώτερο επίπεδο μεγιστοποιεί το αναμενόμενο κέρδος του VPP, ενώ το κατώτερο επίπεδο αντιπροσωπεύει τη διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς, επιτρέποντας στο VPP να ενεργεί ως διαμορφωτής τιμών, παρακρατώντας στρατηγικά τις προσφορές DA για να επηρεάσει και να αυξήσει την τιμή εκκαθάρισης της αγοράς. Αυτό το πλαίσιο όχι μόνο συντονίζει την εσωτερική συναλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των ανεμογεννητριών και της μπαταρίας για την ελαχιστοποίηση του κόστους ανισορροπίας RT, αλλά παρέχει επίσης μια μαθηματική βάση για τον υπολογισμό των οικονομικών διακανονισμών μεταξύ των μελών της κοινότητας των διεσπαρμένων ανεμογεννητριών, αποδεικνύοντας ότι η στρατηγική προσφορά σε

συνδυασμό με την ευελιξία μπορεί να αυξήσει το κέρδος κατά 18% σε σύγκριση με μια μη συντονισμένη προσέγγιση.

Η εργασία (Tang Z. et. al., 2022) αντιμετωπίζει την αβεβαιότητα στο φορτίο και την παραγωγή ΑΠΕ μέσω ενός εξελιγμένου πλαισίου πολλαπλών αγορών. Εισάγει τη διαδοχική συμμετοχή στις αγορές επόμενης ημέρας, ενδοημερήσιες και σε πραγματικό χρόνο, μια δομή που αντικατοπτρίζει αναλυτικά την πραγματική λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και επιτρέπει τη βελτίωση των αποφάσεων καθώς επιλύεται η αβεβαιότητα των προβλέψεων. Η διάταξη της μονάδας είναι ένα υβριδικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας (HESS) που διαθέτει ξεχωριστές, συνυπάρχουσες μονάδες αποθήκευσης με βάση την ισχύ και την ενέργεια. Ο σχεδιασμός αυτός αποτελεί άμεση απάντηση στη φύση του προβλήματος που αφορά πολλαπλές χρονικές κλίμακες, επιτρέποντας στο μοντέλο να κατανέμει στρατηγικά τις αποκρίσεις υψηλής ισχύος στη μεταβλητότητα αγοράς εξισορρόπησης και τη μετατόπιση υψηλής ενέργειας στο αρμπιτράζ της αγοράς επόμενης ημέρας. Το μοντέλο ακολουθεί στοχαστική βελτιστοποίηση πολλαπλών χρονικών κλιμάκων, η οποία επιλέγεται έναντι της βελτιστοποίησης robust για να καταγράψει πιθανολογικά τις χωρικές και χρονικές συσχετίσεις των αβεβαιοτήτων, αντί να διαχειρίζεται απλώς τη χειρότερη περίπτωση. Μια βελτίωση είναι η εισαγωγή ορίων κύκλου λειτουργίας για την αποθήκευση με βάση την ενέργεια, ένας ρεαλιστικός περιορισμός που ενσωματώνει την διάρκεια ζωής απευθείας στην οικονομική βελτιστοποίηση. Το μοντέλο συμπεριφέρεται ως δέκτης τιμών, απλοποιώντας την αλληλεπίδραση της αγοράς και εστιάζοντας στο εσωτερικό πρόβλημα προγραμματισμού του ίδιου του HESS.

Η εργασία (Carriere T. et. al., 2018) αντιμετωπίζει την αβεβαιότητα στην παραγωγή των φωτοβολταϊκών και των τιμών της αγοράς εξισορρόπησης, με ιδιαίτερη έμφαση στον οικονομικό κίνδυνο των αποκλίσεων μεταξύ των προσφορών της επόμενης ημέρας και της πραγματικής παραγωγής. Η μονάδα συμμετέχει και στην αγορά DA όσο και στην αγορά εξισορρόπησης και αποτελείται από ένα φωτοβολταϊκό σύστημα με ενσωματωμένη μπαταρία πίσω από έναν ενιαίο μετρητή, που περιορίζει τη φόρτιση του δικτύου και δίνει έμφαση στην αυτοκατανάλωση ηλιακής ενέργειας. Ακολουθεί στοχαστική βελτιστοποίηση σε συνδυασμό με τον προγνωστικό έλεγχο μοντέλου (Model Predictive Control), ο οποίος χρησιμοποιεί πιθανολογικά σενάρια φωτοβολταϊκής ενέργειας και τιμών για τη λήψη διαδοχικών αποφάσεων υπό αβεβαιότητα. Η βασική συμβολή είναι η ενσωμάτωση του κόστους

γήρανσης της μπαταρίας στην αντικειμενική συνάρτηση, χρησιμοποιώντας έναν αλγόριθμο μέτρησης rainflow για τη μοντελοποίηση της υποβάθμισης βάσει κύκλων, κάτι που εισάγει μια αντιστάθμιση μεταξύ της μεγιστοποίησης των βραχυπρόθεσμων εσόδων και της διατήρησης της μακροπρόθεσμης αξίας των περιουσιακών στοιχείων. Η μονάδα θεωρείται δέκτης τιμών, αντανakλώντας την περιορισμένη επιρροή της στις τιμές της αγοράς, ενώ παρέχει επίσης μια λύση κλειστού τύπου για ένα απλοποιημένο πρόβλημα ελαχιστοποίησης των ποινών σε πραγματικό χρόνο. Το αξιοσημείωτο είναι ότι, υπό τις δοκιμασμένες συνθήκες της αγοράς, η χρήση του BESS για αρμπιτράζ στην αγορά της επόμενης ημέρας (μετατόπιση της παραγωγής σε περιόδους υψηλών τιμών) αποφέρει σημαντικά υψηλότερα έσοδα από τη χρήση του αποκλειστικά για τη μείωση της ανισορροπίας, παρά την αύξηση της απόλυτης ενεργειακής απόκλισης.

Η εργασία (Padmanabhan N. et. al., 2020) αφορά την ενσωμάτωση των μπαταριών στις αγορές εστιάζοντας στην αβεβαιότητα των τιμών ενέργειας και των εφεδρειών. Το πλαίσιο είναι μια συν-βελτιστοποιημένη αγορά ενέργειας και εφεδρειών, όπου οι μπαταρίες μπορούν να υποβάλλουν προσφορές για φόρτιση και εκφόρτιση και παροχή εφεδρειών. Η διάταξη της μονάδας είναι μια αυτόνομη μπαταρία λειτουργώντας ως ανεξάρτητος συμμετέχοντας στην αγορά. Ακολουθεί ντετερμινιστική βελτιστοποίηση, διατυπωμένη ως πρόβλημα μικτού ακέραιου προγραμματισμού (MIP) που μεγιστοποιεί το κοινωνικό πλεόνασμα, ενσωματώνοντας μια καινοτόμο συνάρτηση λειτουργικού κόστους BESS που λαμβάνει υπόψη και την υποβάθμιση. Η βασική συμβολή είναι η ανάπτυξη ενός μοντέλου κόστους υποβάθμισης με βάση τόσο το βάθος εκφόρτισης όσο και τον ρυθμό εκφόρτισης, το οποίο γραμμικοποιείται για ενσωμάτωση σε αλγόριθμους εκκαθάρισης της αγοράς. Η μονάδα θεωρείται δέκτης τιμών, καθώς οι προσφορές έχουν σχεδιαστεί ώστε να αντικατοπτρίζουν το πραγματικό οριακό κόστος και όχι να επηρεάζουν τις τιμές της αγοράς. Μελέτες περιπτώσεων αποδεικνύουν ότι το μοντέλο αυξάνει το κοινωνικό πλεόνασμα, μειώνει τις οριακές τιμές θέσης και τις τιμές εφεδρείας και ενισχύει την ευελιξία του συστήματος, ενώ παράλληλα παρατείνει τη διάρκεια ζωής της μπαταρίας ενσωματώνοντας τα κόστη υποβάθμισης στις αποφάσεις της αγοράς.

Η εργασία (Gomes J.G. et. al., 2023) αναπτύσσει ένα ντετερμινιστικό μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού μικτών ακέραιων (MILP) για τη βελτιστοποίηση των προσφορών στη DA αγορά ενός

συστήματος PV-Wind-BESS πίσω από ένα μετρητή. Το μοντέλο αντιμετωπίζει τη μεταβλητότητα των τιμών χρησιμοποιώντας οκτώ χρόνια ιστορικών δεδομένων της αγοράς στην προσομοίωση, αλλά δεν μοντελοποιεί ρητά την αβεβαιότητα μέσω στοχαστικών ή robust τεχνικών. Αυτή η προσέγγιση αναδεικνύει αποτελεσματικά τις ευκαιρίες εσόδων, αλλά ενδέχεται να υπερεκτιμά την απόδοση σε πραγματικές συνθήκες λειτουργίας όπου οι προβλέψεις είναι ατελείς. Η διάταξη του σταθμού με έναν μόνο μετρητή είναι κεντρική για τη στρατηγική, επιτρέποντας στο σύστημα να πραγματοποιεί αρμπιτράζ αποθηκεύοντας ενέργεια όταν οι τιμές είναι χαμηλές και πωλώντας όταν οι τιμές είναι υψηλές. Τέλος, το μοντέλο υποθέτει ότι η υβριδική μονάδα λειτουργεί ως δέκτης τιμών, μια ρεαλιστική υπόθεση δεδομένης της κλίμακας της, η οποία απλοποιεί τη βελτιστοποίηση, καθώς αποδέχεται τις τιμές της αγοράς ως εξωγενείς παράγοντες αντί να προσπαθεί να τις επηρεάσει, εστιάζοντας έτσι την ανάλυση αποκλειστικά στον επιχειρησιακό προγραμματισμό.

Τέλος, η εργασία (Siano P. & Mohammad D., 2021) παρουσιάζει ένα στοχαστικό μοντέλο Μικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού που έχει σχεδιαστεί για έναν ΦοΣΕ με σκοπό τη βελτιστοποίηση της συμμετοχής ενός διεσπαρμένου συνόλου οικιακών συστημάτων φωτοβολταϊκών-μπαταριών στην αγορά βοηθητικών υπηρεσιών, ειδικά για ανοδική και καθοδική ρύθμιση. Το μοντέλο αντιμετωπίζει μια αβεβαιότητα διπλού επιπέδου, δημιουργώντας σενάρια τόσο για την παραγωγή των φωτοβολταϊκών όσο και για το οικιακό ηλεκτρικό φορτίο, ένα κρίσιμο ζήτημα δεδομένης της εγγενούς μεταβλητότητας των μικρής κλίμακας, διεσπαρμένων πόρων. Εστιάζει στην αγορά εξισορρόπησης, ενώ η διάταξη της μονάδας είναι μια συγκέντρωση πολλών μεμονωμένων μονάδων παραγωγό-καταναλωτών (PV-BESS πίσω από έναν μετρητή) για να σχηματίσουν ένα εικονικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας (V ESS), μια διαμόρφωση που εισάγει περιορισμούς τόσο σε επίπεδο μεμονωμένων νοικοκυριών όσο και σε συνολικό επίπεδο. Τέλος, παρόλο που ο ΦοΣΕ θεωρείται διαμορφωτής τιμών, (με την έννοια ότι υποβάλλει στρατηγικές προσφορές για τις υπηρεσίες ευελιξίας που παρέχει) η επιρροή του περιορίζεται περισσότερο στον καθορισμό της δικής του τιμής προσφοράς και όχι στη στρατηγική αλλαγή της τιμής εκκαθάρισης της αγοράς για ολόκληρο το σύστημα, τοποθετώντας τον σε μια λεπτή θέση μεταξύ ενός καθαρού δέκτη τιμών και ενός διαμορφωτή τιμών.

Table 1: Βιβλιογραφική ανασκόπηση μοντέλων βελτιστοποίησης

Paper	Αβεβαιότητα	Συμμετοχή σε Αγορά	Διάταξη	Τύπος Βελτιστοποίησης	Δέκτης/ Διαμορφωτής Τιμής
(Tang W.J. & Yang H.T., 2019)	Φορτίο και Παραγωγή ΑΠΕ	DA και Εξισορρόπηση	VPP με PV-WIND-BESS	Robust	Διαμορφωτής Τιμής
(Naemi M. & Davis D., 2022)	Καμία	DA και Υπηρεσίες Ελέγχου Συχνότητας	WIND-BESS	Deterministic	Δέκτης Τιμής
(Dadashi M. et. al., 2022)	Παραγωγή ΑΓ και Τιμές Αγοράς	DA και Εξισορρόπηση	WIND-BESS	Stochastic	Διαμορφωτής Τιμής
(Tang Z. et. al., 2022)	Φορτίο και Παραγωγή ΑΠΕ	DA, ID και Εξισορρόπηση	HESS	Stochastic	Δέκτης Τιμής
(Carriere T. et. al., 2018)	Παραγωγή ΑΓ και Τιμές Αγοράς	DA και Εξισορρόπηση	PV-BESS	Stochastic	Δέκτης Τιμής
(Padmanabhan N. et. al., 2020)	Καμία	DA και Εξισορρόπηση	BESS	Deterministic	Δέκτης Τιμής
(Gomes J.G. et. al., 2023)	Καμία	DA	PV-WIND-BESS	Deterministic	Δέκτης Τιμής
(Siano P. & Mohammad D., 2021)	Φορτίο και Παραγωγή ΑΠΕ	Αγορά Εξισορρόπησης	PV-BESS	Stochastic	Δέκτης Τιμής

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΔΟΜΗ ΚΑΙ ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ ΜΟΝΤΕΛΟΥ

Το προτεινόμενο μοντέλο που παρουσιάζεται έχει στόχο τη χρήση μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού για τη μεγιστοποίηση κέρδους ενός κατόχου μονάδας παραγωγής Ανανεώσιμης Πηγής Ενέργειας (ηλιακής και αιολικής) με ενσωματωμένη αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω της βελτιστοποίησης των προσφορών που καταθέτει στη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και συγκεκριμένα στην αγορά Επόμενης Ημέρας (Day - Ahead). Το μοντέλο λαμβάνει υπόψιν τους λειτουργικούς περιορισμούς της μονάδας αποθήκευσης, εν προκειμένω μπαταρίας, και τις αναμενόμενες τιμές της αγοράς επόμενης ημέρας στην Ελλάδα. Η μοντελοποίηση του προβλήματος επιτυγχάνεται μέσω ενός ντετερμινιστικού MILP (Mixed - Integer Linear Problem) θεωρώντας γνωστές εκ των προτέρων τις τιμές της αγοράς επόμενης ημέρας για κάθε περίοδο της ημέρας.

3.1 ΥΠΟΘΕΣΕΙΣ ΚΑΙ ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ

Πριν προχωρήσουμε στην παρουσίαση και εξήγηση του μοντέλου, πρέπει να αναφερθούμε στις υποθέσεις που κάναμε και στους κανόνες τους οποίους διέπουν το εν λόγω μοντέλο.

1. Η μονάδα ΑΠΕ με ενσωματωμένη αποθήκευση που εξετάζουμε λειτουργεί και συμμετέχει στην αγορά επόμενης ημέρας ως δέκτης τιμής (R. Sioshansi, 2022), (A. J. Conejo, 2010), δηλαδή θεωρεί τις τιμές της αγοράς σαν εξωγενείς παραμέτρους οι οποίες εξαρτώνται από την συνολική κατάσταση της αγοράς και δεν μπορεί να τις επηρεάσει με τις δικές της προσφορές.
2. Η υβριδική μονάδα ΑΠΕ συμμετέχει στην αγορά επόμενης ημέρας, άρα ο χρονικός ορίζοντας της αγοράς είναι μία ημέρα με χρονική ανάλυση μίας ώρας. Δεν λαμβάνεται υπόψιν η από 1/10/2025 μετάβαση σε δεκαπεντάλεπτη ανάλυση αγοράς ενέργειας, γιατί η εργασία εκπονήθηκε πολύ πριν την αλλαγή του χρονικού πλαισίου.
3. Το προτεινόμενο μοντέλο εστιάζει στον υπολογισμό των βέλτιστων προσφορών ποσότητας ενέργειας, καθώς η αγορά λειτουργεί με μηχανισμό pay-as-clear με μία ενιαία τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε ώρα της ημέρας. Η τιμή της ποσότητας αγοράς/πώλησης είναι

γνωστή εκ των προτέρων για κάθε ώρα της ημέρας, κάνοντας το μοντέλο ντετερμινιστικό.

4. Θεωρούμε πως μονάδα αποθήκευσης του υβριδικού σταθμού στο τέλος του υπό εξέταση χρονικού ορίζοντα θα πρέπει να έχει ενέργεια ίση με την ενέργεια στην αρχή του χρονικού ορίζοντα. Ο χρονικός ορίζοντας αποτελείται από 24 περιόδους, έτσι η ανάλυση αφορά μια ολόκληρη ημέρα.

3.2 ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΔΙΑΤΥΠΩΣΗ

Παρακάτω παρουσιάζονται τα μοντέλα που κατασκευάσαμε καθώς επίσης και εξήγηση για κάθε περίπτωση που μελετάμε.

3.2.1 Παράμετροι και Μεταβλητές

Ονοματολογία

Δείκτες

t : Δείκτης των χρονικών περιόδων

Παράμετροι

SOC_0 : Στάθμη της μπαταρίας στην αρχή της ημέρας (MWh)

Δt : Διάρκεια κάθε χρονικής περιόδου (ώρες)

$P^{G,ins}$: Εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής του σταθμού ΑΠΕ (MW)

$P_t^{G,max}$: Μέγιστη δυνατή παραγόμενη ισχύς του σταθμού ΑΠΕ την περίοδο t (MW)

$P^{c,max}$: Μέγιστη ισχύς φόρτισης της μπαταρίας (MW)

$P^{d,max}$: Μέγιστη ισχύς εκφόρτισης της μπαταρίας (MW)

SOC^{min} : Ελάχιστο όριο ενέργειας της μπαταρίας (MWh)

SOC^{max} : Μέγιστο όριο ενέργειας της μπαταρίας (MWh)

η^c : Απόδοση φόρτισης της μπαταρίας

η^d : Απόδοση εκφόρτισης της μπαταρίας

π_t : Τιμή ενέργειας τη χρονική περίοδο t (€/MWh)

Μεταβλητές:

SOC_t : Ενεργειακή στάθμη της μπαταρίας στο τέλος της χρονικής περιόδου t (MWh)

P_t^{dch} : Ισχύς εκφόρτισης της μπαταρίας τη χρονική περίοδο t (MW)

p_t^{ch} : Ισχύς φόρτισης της μπαταρίας τη χρονική περίοδο t (MW)

p_t^{PV} : Πραγματική παραγόμενη ισχύς του σταθμού ΑΠΕ τη χρονική περίοδο t (MW)

$p_t^{DA,S}$: Ισχύς που πουλά ο συνδυασμός στην αγορά επόμενης ημέρας
τη χρονική περίοδο t (MW)

$p_t^{DA,B}$: Ισχύς που αγοράζει ο συνδυασμός από την αγορά επόμενης ημέρας
τη χρονική περίοδο t (MW)

y_t^{ch} : Δυαδική μεταβλητή που εκφράζει αν η μπαταρία φορτίζει ($y_t^{ch} = 1$)
ή εκφορτίζει ($y_t^{ch} = 0$) τη χρονική περίοδο t

3.2.2 Μοντέλο Μεμονωμένου Φωτοβολταϊκού/ Ανεμογεννήτριας (Standalone PV/WIND)

*Αντικειμενική συνάρτηση: μεγιστοποίηση κέρδους για μεμονωμένο
Φωτοβολταϊκό (standalone PV)*

$$(1) \quad \max \sum_{t \in T} [\pi_t \cdot (p_t^{DA,S})] \cdot \Delta t$$

Υπόκειται στους περιορισμούς:

(2)	$0 \leq p_t^{PV} \leq P_t^{G,max}, \forall t$
(3)	$p_t^{DA,S} = (p_t^{PV}), \forall t$
(4)	$0 \leq p_t^{DA,S} \leq P^{G,ins}, \forall t$

Σκοπός της αντικειμενικής συνάρτησης είναι η μεγιστοποίηση κέρδους του ιδιοκτήτη της φωτοβολταϊκής μονάδας. Αφού η μονάδα αποτελείται μόνο από PV, το κέρδος που προκύπτει από το γινόμενο της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας επί την ποσότητα ενέργειας που πουλάει η μονάδα στην αγορά επόμενης ημέρας για κάθε μια από τις 24 περιόδους

της ημέρας. Ουσιαστικά, αφορά τα έσοδα που αποκομίζει από την πώληση απευθείας ενέργειας του φωτοβολταϊκού στην αγορά.

Όσον αφορά τους περιορισμούς, ο περιορισμός (2) αφορά τη μεταβλητή πραγματικής παραγόμενης ισχύς του φωτοβολταϊκού και εξασφαλίζει ότι κάθε περίοδο είναι μικρότερη ή ίση από τη μέγιστη δυνατή προβλεπόμενη παραγόμενη ισχύ της εκάστοτε περιόδου. Ο περιορισμός (3) εξασφαλίζει ότι η πραγματική παραγόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού ισούται ουσιαστικά με την ισχύ που πουλά η μονάδα στην αγορά, ενώ ο περιορισμός (4) εξασφαλίζει ότι κάθε περίοδο, η ποσότητα ισχύος που πουλά η μονάδα στην αγορά δεν μπορεί να ξεπεράσει τη μέγιστη εγκατεστημένη ισχύ του φωτοβολταϊκού.

3.2.3 Μοντέλο Μεμονωμένου Συστήματος Αποθήκευσης Ενέργειας (Standalone BESS)

Αντικειμενική συνάρτηση: μεγιστοποίηση κέρδους για μεμονωμένο Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας (standalone BESS)

$$(5) \quad \max \sum_{t \in T} [\pi_t \cdot (p_t^{DA,S} - p_t^{DA,B})] \cdot \Delta t$$

Υπόκειται στους περιορισμούς:

(6)	$SOC_t = SOC_{t-1} + \Delta t \cdot p_t^{ch} \cdot \eta^c - \Delta t \cdot \frac{p_t^{dch}}{\eta^d}, \forall t$
(7)	$SOC^{min} \leq SOC_t \leq SOC^{max}, \forall t$
(8)	$0 \leq p_t^{ch} \leq y_t^{ch} \cdot p_{c,max}, \forall t$
(9)	$0 \leq p_t^{dch} \leq (1 - y_t^{ch}) \cdot p_{d,max}, \forall t$
(10)	$(p_t^{DA,S} - p_t^{DA,B}) = (p_t^{dch} - p_t^{ch}), \forall t$
(11)	$0 \leq p_t^{DA,B}, \forall t$
(12)	$0 \leq p_t^{DA,S}, \forall t$
(13)	$SOC_0 = SOC_T, T = 24$

Σκοπός της αντικειμενικής συνάρτησης είναι επίσης η μεγιστοποίηση κέρδους του ιδιοκτήτη της μονάδας αποθήκευσης (μπαταρίας). Σε αυτή την περίπτωση όμως, η μονάδα έχει τη δυνατότητα και πώλησης και αγοράς ενέργειας προς και από την αγορά επόμενης ημέρας. Επομένως, το κέρδος προκύπτει από το άθροισμα του γινομένου της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας επί την ποσότητα ενέργειας που πουλάει η μονάδα στην αγορά επόμενης ημέρας μειωμένο κατά το γινόμενο της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας επί την ποσότητα ενέργειας που αγοράζει η μονάδα στην αγορά επόμενης ημέρας για κάθε μία από τις 24 περιόδους της ημέρας. Ουσιαστικά, αφορά τα έσοδα που αποκομίζει η μονάδα από την πώληση διαθέσιμης ενέργειας μείον τα έξοδα που επωμίζεται από την αγορά ποσότητας ενέργειας στην αγορά επόμενης ημέρας. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, η ποσότητα που πουλά στην αγορά είναι προφανώς αγορασμένη προηγουμένως από την αγορά.

Όσον αφορά τους περιορισμούς αυτής της περίπτωσης έχουμε τα εξής:

1. Ο περιορισμός (6) εκφράζει την εξέλιξη της κατάστασης φόρτισης (SOC – State of Charge) της μπαταρίας με το πέρασμα των χρονικών περιόδων, λαμβάνοντας υπόψη τη φόρτιση, την εκφόρτιση και τις αποδόσεις της μπαταρίας. Ουσιαστικά ορίζει πως η κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας μια δεδομένη χρονική στιγμή ισούται με αυτή της προηγούμενης περιόδου, συν την ενέργεια που αποθηκεύτηκε από οποιαδήποτε φόρτιση (συμπεριλαμβανομένων των απωλειών φόρτισης), μείον την ενέργεια που αφαιρέθηκε από οποιαδήποτε εκφόρτιση (συμπεριλαμβανομένων των απωλειών εκφόρτισης). Ο περιορισμός (7) οριοθετεί την κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας εντός των κατασκευαστικών της ορίων.
2. Οι περιορισμοί (8) – (9) έχουν διττή εφαρμογή, αφενός ορίζουν τις μεταβλητές ισχύος φόρτισης και εκφόρτισης εντός των επιτρεπόμενων μέγιστων ορίων ισχύος φόρτισης/εκφόρτισης και αφετέρου διασφαλίζουν ότι φόρτιση και εκφόρτιση δεν μπορούν να συμβούν ταυτόχρονα σε μια περίοδο. Αυτό επιτυγχάνεται με τη βοήθεια της δυαδικής μεταβλητής y_t^{ch} , καθώς όταν η τιμή της είναι 1 η μεταβλητή της ισχύος εκφόρτισης είναι 0, ενώ όταν η τιμή της είναι 0, η μεταβλητή της ισχύος φόρτισης είναι 0.
3. Ο περιορισμός (10) επιβάλλει το ενεργειακό ισοζύγιο ανάμεσα στην ενέργεια που πωλείται/αγοράζεται και στην ενέργεια εκφόρτισης/φόρτισης. Οι περιορισμοί (11) – (12) επιβάλλουν ότι η προσφορές πώλησης και αγοράς είναι μη αρνητικές.

4. Ο περιορισμός (13) αφορά την παραδοχή πώς η κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας στο τέλος της ημέρας είναι ίση με την αρχική.

3.2.4 Μοντέλο Περίπτωσης 11A PV/ WIND

Αντικειμενική συνάρτηση: μεγιστοποίηση κέρδους 11A

$$(14) \quad \max \sum_{t \in T} [\pi_t \cdot (p_t^{DA,S})] \cdot \Delta t$$

Υπόκειται στους περιορισμούς:

(15)	$SOC_t = SOC_{t-1} + \Delta t \cdot p_t^{ch} \cdot \eta^c - \Delta t \cdot \frac{p_t^{dch}}{\eta^d}, \forall t$
(16)	$SOC^{min} \leq SOC_t \leq SOC^{max}, \forall t$
(17)	$0 \leq p_t^{ch} \leq y_t^{ch} \cdot P^{c,max}, \forall t$
(18)	$0 \leq p_t^{dch} \leq (1 - y_t^{ch}) \cdot P^{d,max}, \forall t$
(19)	$0 \leq p_t^{PV} \leq P^{G,max}, \forall t$
(20)	$p_t^{DA,S} = (p_t^{dch} + p_t^{PV} - p_t^{ch}), \forall t$
(21)	$0 \leq p_t^{DA,S} \leq P^{G,ins}, \forall t$
(22)	$SOC_0 = SOC_T, T = 24$

Σκοπός της αντικειμενικής συνάρτησης είναι η μεγιστοποίηση κέρδους του ιδιοκτήτη του συνδυασμού φωτοβολταϊκής μονάδας – μπαταρίας. Αφού ο συνδυασμός δεν μπορεί να απορροφά ενέργεια από το δίκτυο (άρα να αγοράζει ενέργεια από την αγορά επόμενης ημέρας), το κέρδος, όπως και στην περίπτωση του μεμονωμένου φωτοβολταϊκού, προκύπτει από το γινόμενο της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας επί την ποσότητα ενέργειας που πουλάει η μονάδα στην αγορά επόμενης ημέρας για κάθε μια από τις 24 περιόδους της ημέρας. Ουσιαστικά, αφορά τα έσοδα που αποκομίζει από την πώληση είτε απευθείας είτε αποθηκευμένης στη μπαταρία ενέργειας του φωτοβολταϊκού στην αγορά.

Όσον αφορά τους περιορισμούς, ο νέος περιορισμός που εντάσσουμε (20) αφορά αποκλειστικά την περίπτωση 11Α σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ με ενσωματωμένη αποθήκευση, καθώς επιβάλλει το ενεργειακό ισοζύγιο ανάμεσα στην που πωλείται, στην ενέργεια εκφόρτισης/φόρτισης και στην ενέργεια που παρέχεται από το φωτοβολταϊκό.

3.2.5 Μοντέλο Περίπτωσης 11B PV/ WIND

Αντικειμενική συνάρτηση: μεγιστοποίηση κέρδους 11B

$$(23) \quad \max \sum_{t \in T} [\pi_t \cdot (p_t^{DA,S} - p_t^{DA,B})] \cdot \Delta t$$

Υπόκειται στους περιορισμούς:

(24)	$SOC_t = SOC_{t-1} + \Delta t \cdot p_t^{ch} \cdot \eta^c - \Delta t \cdot \frac{p_t^{dch}}{\eta^d}, \forall t$
(25)	$SOC^{min} \leq SOC_t \leq SOC^{max}, \forall t$
(26)	$0 \leq p_t^{ch} \leq y_t^{ch} \cdot pc^{max}, \forall t$
(27)	$0 \leq p_t^{dch} \leq (1 - y_t^{ch}) \cdot pd^{max}, \forall t$
(28)	$0 \leq p_t^{PV} \leq P_t^{G,max}, \forall t$
(29)	$(p_t^{DA,S} - p_t^{DA,B}) = (p_t^{dch} + p_t^{PV} - p_t^{ch}), \forall t$
(30)	$0 \leq p_t^{DA,S} \leq \max(P^{G,ins}, P^{d,max}), \forall t$
(31)	$0 \leq p_t^{DA,B}, \forall t$
(32)	$SOC_0 = SOC_T, T = 24$

Σκοπός της αντικειμενικής συνάρτησης είναι η μεγιστοποίηση κέρδους του ιδιοκτήτη του συνδυασμού φωτοβολταϊκής μονάδας – μπαταρίας. Το κέρδος προκύπτει από το άθροισμα του γινομένου της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας επί την ποσότητα ενέργειας που πουλάει ο συνδυασμός στην αγορά επόμενης ημέρας μειωμένο κατά το γινόμενο της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας επί την ποσότητα ενέργειας που αγοράζει ο συνδυασμός στην αγορά επόμενης ημέρας για κάθε μία από τις 24 περιόδους της ημέρας. Ουσιαστικά, αφορά τα έσοδα που αποκομίζει ο συνδυασμός από την πώληση διαθέσιμης ενέργειας μείον τα έξοδα που επωμίζεται από την αγορά ποσότητας ενέργειας στην αγορά επόμενης ημέρας. Συγκεκριμένα, η πώληση διαθέσιμης ενέργειας, μπορεί να προκύψει από πώληση είτε κατευθείαν διαθέσιμης ισχύος της μονάδας ΑΠΕ στην αγορά είτε από εκφόρτιση ισχύος της μπαταρίας. Η αγορά ενέργειας όμως, μπορεί να προκύψει μόνο με φόρτιση της μπαταρίας από την αγορά επόμενης ημέρας.

Όσον αφορά τους περιορισμούς αυτής της περίπτωσης έχουμε τα εξής:

1. Ο περιορισμός (29) αφορά αποκλειστικά την περίπτωση 11B σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ με ενσωματωμένη αποθήκευση, καθώς επιβάλλει το ενεργειακό ισοζύγιο ανάμεσα στην ενέργεια που πωλείται και αγοράζεται, στην ενέργεια εκφόρτισης/φόρτισης και στην ενέργεια που παρέχεται από το φωτοβολταϊκό.
2. Ο περιορισμός (30) είναι περιορισμός που προέρχεται από τον ελληνικό νόμο, και ορίζει πως η μέγιστη ισχύς έγχυσης του συνδυασμού δεν μπορεί να υπερβαίνει τη μέγιστη ισχύ παραγωγής του σταθμού ΑΠΕ και τη μέγιστη ισχύ έγχυσης από τις διατάξεις αποθήκευσης, όποια από τις δύο είναι υψηλότερη.

3.3 ΥΛΟΠΟΙΗΣΗ ΜΟΝΤΕΛΟΥ

Όπως αναφέραμε και παραπάνω, τα μοντέλα που παρουσιάστηκαν ανήκουν στην κατηγορία των μικτών ακεραίων γραμμικών προβλημάτων, εκτός από την πρώτη περίπτωση, η οποία ανήκει στην κατηγορία των γραμμικών προβλημάτων. Η πρώτη περίπτωση διαθέτει γραμμική αντικειμενική συνάρτηση καθώς επίσης και γραμμικούς περιορισμούς, ενώ οι υπόλοιπες περιπτώσεις, αν και διαθέτουν επίσης γραμμικές αντικειμενικές συναρτήσεις, λόγω της ύπαρξης της δυαδικής μεταβλητής που αφορά τη φόρτιση ή μη της μπαταρίας στους περιορισμούς, μετατρέπονται σε μικτά ακέραια γραμμικά προβλήματα.

Για την υλοποίηση των μαθηματικών μοντέλων χρησιμοποιήθηκε η γλώσσα προγραμματισμού Python, και συγκεκριμένα το περιβάλλον PuLP, μια βιβλιοθήκη ανοιχτού κώδικα για γραμμικά και μικτά ακέραια γραμμικά μοντέλα, ιδανική για προβλήματα βελτιστοποίησης αγορών ενέργειας, προγραμματισμού και ανάθεση πόρων ακαδημαϊκού περιεχομένου, που προσφέρει συμβατότητα με βιβλιοθήκες όπως οι Pandas και NumPy για τη διαχείριση μεγάλου όγκου δεδομένων, λειτουργία απαραίτητη στη δική μας περίπτωση που διαθέτουμε ετήσια δεδομένα. Ο solver που χρησιμοποιήθηκε είναι ο CBC (COIN-OR Branch and Cut), ο οποίος χωρίζει το πρόβλημα σε υποπροβλήματα και επιλύει κάθε υποπρόβλημα ελέγχοντας αν η λύση είναι βέλτιστη, προσθέτοντας γραμμικούς περιορισμούς για να «κόψει» μη βέλτιστες λύσεις. Το σύστημα που χρησιμοποιήθηκε διαθέτει 6-πύρηνο, 12 threads επεξεργαστή AMD Ryzen 3600 χρονισμένο στα 3.60 GHz με μνήμη RAM 16GB χρονισμένη στα 3200 MHz.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Στο κεφάλαιο αυτό θα παρουσιάσουμε και θα αναλύσουμε τα διαγράμματα και τα αποτελέσματα που προκύπτουν χρησιμοποιώντας το μοντέλο που παρουσιάσαμε στο προηγούμενο κεφάλαιο με δεδομένα από την Ελλάδα για όλο το έτος 2024. Αρχικά, πραγματοποιούμε μια ανάλυση μικρής κλίμακας που αφορά 3 ξεχωριστές, μεμονωμένες ημέρες του έτους (Ιουνίου, Δεκεμβρίου, Απριλίου) και στη συνέχεια μια ανάλυση μεγάλης κλίμακας που αφορά όλο το έτος 2024, με στόχο να διαπιστώσουμε την αξία από τη λειτουργία κάθε περίπτωσης συνδυασμού. Προκειμένου να ελέγξουμε πώς μεταβάλλεται η αξία κάθε περίπτωσης, θα πραγματοποιήσουμε ανάλυση ευαισθησίας για όλο το έτος 2024 διαφοροποιώντας κάποια από τα λειτουργικά χαρακτηριστικά της μονάδας αποθήκευσης.

4.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ

Όσον αφορά τα δεδομένα τιμών της αγοράς επόμενης ημέρας για την Ελλάδα για όλο το έτος του 2024, εξάχθηκαν από την επίσημη ιστοσελίδα του ENTSO-E (ENTSOE-E, 2025). Επειδή η μονάδα ανανεώσιμης πηγής ενέργειας του υπό μελέτη συνδυασμού είναι φωτοβολταϊκό, άρα η παραγωγή του είναι άμεσα εξαρτώμενη από την ηλιοφάνεια της προς εξέταση ημέρας, Επιλέγουμε 2 ημέρες του έτους όπου η διαθέσιμη ηλιοφάνεια είναι όσο το δυνατόν περισσότερο αισθητή, Δηλαδή τη μέρα του θερινού ηλιοστασίου (20/06/2024) Όπου η ηλιοφάνεια είναι η υψηλότερη δυνατή, και τη μέρα του χειμερινού ηλιοστασίου (21/12/2024) όπου η ηλιοφάνεια είναι αντίστοιχα η χαμηλότερη δυνατή. Επίσης, επιλέγουμε και μια τρίτη ημέρα, καθώς αν παρατηρήσουμε τις τιμές ενέργειας όλου του έτους, διαπιστώνουμε πώς στις 28/04/2024, σχεδόν στις μισές περιόδους από τις 24, και συγκεκριμένα τις μεσημεριανές ώρες, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας είναι μηδενικές ή αρνητικές. Το φαινόμενο αυτό είναι αποτέλεσμα της μεγάλης διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα στα πλαίσια της ενεργειακής μετάβασης που έχουμε αναλύσει παραπάνω με τη βοήθεια στοιχείων από το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (Enex-Group, 2025), και κάνει τη μελέτη και ανάλυση παρόμοιων ημερών εξαιρετικά ενδιαφέρουσα.

Όσον αφορά τα λειτουργικά δεδομένα του συνδυασμού, αυτός αποτελείται από μια φωτοβολταϊκή μονάδα της τάξεως των 50MW μέγιστης ονομαστικής ισχύος και μια μπαταρία ως μονάδα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Για την ετήσια παραγωγή της φωτοβολταϊκής μονάδας, αντλήσαμε τα δεδομένα από το πρόγραμμα ηλεκτρονικής επιτήρησης φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων Sunny Portal (SMA, 2025) από μια υπαίθρια φωτοβολταϊκή μονάδα μέγιστης ονομαστικής ισχύος 100kW στο Αγρίνιο, Αιτωλοακαρνανίας. Τα δεδομένα αποτυπώνουν ωριαία την παραγωγή του φωτοβολταϊκού για κάθε ημέρα του έτους και για να μπορούν να χρησιμοποιηθούν στο παρόν μοντέλο, τα ανάγουμε στην τάξη των 50MW.

Όσον αφορά τις λειτουργικές παραμέτρους της μπαταρίας χρησιμοποιούμε έχουμε τα εξής:

Table 2: Λειτουργικές Παράμετροι Μπαταρίας

SOC_0	50 (MWh)
SOC^{min}	10 (MWh)
SOC^{max}	100 (MWh)
$P^{c,max}$	50 (MW)
$P^{d,max}$	50 (MW)
η^c	0.9
η^d	0.9

Η ενεργειακή στάθμη της μπαταρίας (State of Charge) στην αρχή κάθε υπό μελέτη περιόδου ορίζεται στα 50MW, με ελάχιστη και μέγιστη επιτρεπόμενη ενεργειακή στάθμη στα 10 MW και 100 MW αντίστοιχα. Η μέγιστη δυνατή ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης ταυτίζονται και ορίζονται στα 50MW, ενώ οι αποδόσεις φόρτισης και εκφόρτισης επίσης ταυτίζονται και είναι της τάξεως του 90%.

4.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ

Όπως αναφέραμε και παραπάνω, για την ανάλυση μικρής κλίμακας επιλέγουμε 3 μέρες, τις 20/06/2024, 21/12/2024 και 28/04/2024. Για την καλύτερη κατανόηση των διαγραμμάτων που θα παρουσιάσουμε στο παρόν υποκεφάλαιο, θα διευκρινίσουμε κάποια μεγέθη που παρουσιάζονται σε αυτά, τα οποία χρησιμοποιούνται για αποφυγή ύπαρξης πολλών καμπυλών στα διαγράμματα των αποτελεσμάτων και για καλύτερη εμπειρική κατανόηση της συμπεριφοράς του εκάστοτε συνδυασμού την αγορά ενέργειας.

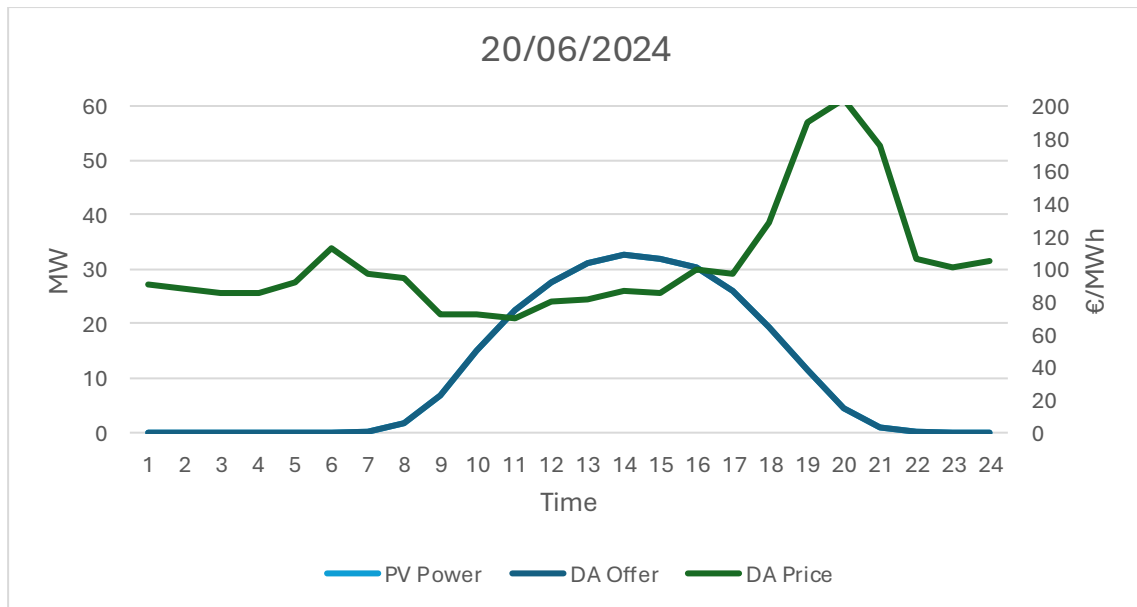
- *PV Power*: Καμπύλη πραγματικής παραγόμενης ισχύς της φωτοβολταϊκής μονάδας.
- *DA Prices*: Καμπύλη τιμών ηλεκτρικής ενέργειας της αγοράς επόμενης ημέρας.
- *DA Offer*: Τιμή καθαρής (net) προσφερόμενης ποσότητας, η οποία προκύπτει από τη διαφορά $p_t^{DA,S} - p_t^{DA,B}$ (θετική όταν πουλάει και αρνητική όταν αγοράζει ενέργεια από την αγορά επόμενης ημέρας).
- *BESS Power*: Τιμή καθαρής (net) ποσότητας φόρτισης/εκφόρτισης, η οποία προκύπτει από τη διαφορά $p_t^{dch} - p_t^{ch}$ (θετική όταν εκφορτίζει και αρνητική όταν φορτίζει).

4.2.1 Αποτελέσματα Μεμονωμένου Φωτοβολταϊκού (Standalone PV)

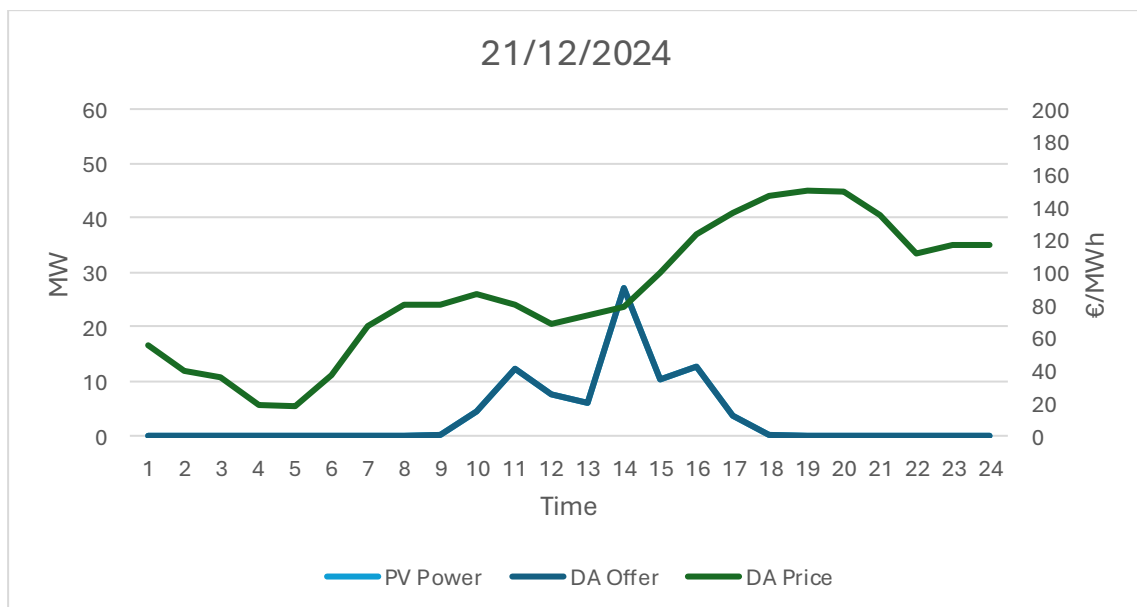
Επιλύοντας το πρόβλημα βελτιστοποίησης για τον κάτοχο μεμονωμένου φωτοβολταϊκού, με στόχο πάντα, την μεγιστοποίηση του κέρδους του συμμετέχοντα στην αγορά επόμενης ημέρας, προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα.

Στο διάγραμμα που αντιστοιχεί στη μέρα του θερινού ηλιοστασίου (Σχήμα 5) η πραγματική ισχύς του φωτοβολταϊκού είναι φυσικά μεγαλύτερη, λόγω υψηλότερης ηλιοφάνειας, ενώ αντίθετα, τη μέρα του χειμερινού ηλιοστασίου (Σχήμα 6) η πραγματική ισχύς του φωτοβολταϊκού είναι μικρότερη. Εφόσον μελετάμε μεμονωμένο φωτοβολταϊκό, η ενέργεια που μπορεί να προσφέρει ο συνδυασμός στην αγορά προκύπτει αποκλειστικά από την πραγματική παραγωγή του φωτοβολταϊκού, ενώ επίσης, η απουσία μονάδας αποθήκευσης αφαιρεί τη δυνατότητα από το συνδυασμό να αγοράσει ενέργεια από την αγορά, επομένως οι καμπύλες PV Power και DA Offer πάντα θα ταυτίζονται.

Το συνολικό κέρδος (αντικειμενική συνάρτηση) προκύπτει αποκλειστικά από την πώληση της ισχύος του φωτοβολταϊκού στην αγορά, κάτι που πρακτικά σημαίνει πως αν θεωρήσουμε ίσες τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας της αγοράς στις δύο υπό μελέτη μέρες, ο συνδυασμός θα παρουσιάσει περισσότερα κέρδη τη μέρα με την περισσότερη ηλιοφάνεια, όπου και η πραγματική αναμενόμενη παραγωγή του φωτοβολταϊκού είναι μεγαλύτερη. Πράγματι, παρατηρούμε πως επειδή η συνολική ενέργεια που πωλείται στην αγορά είναι μικρότερη το χειμώνα, ο συνδυασμός παρουσιάζει μικρότερο κέρδος τη μέρα του χειμερινού ηλιοστασίου.



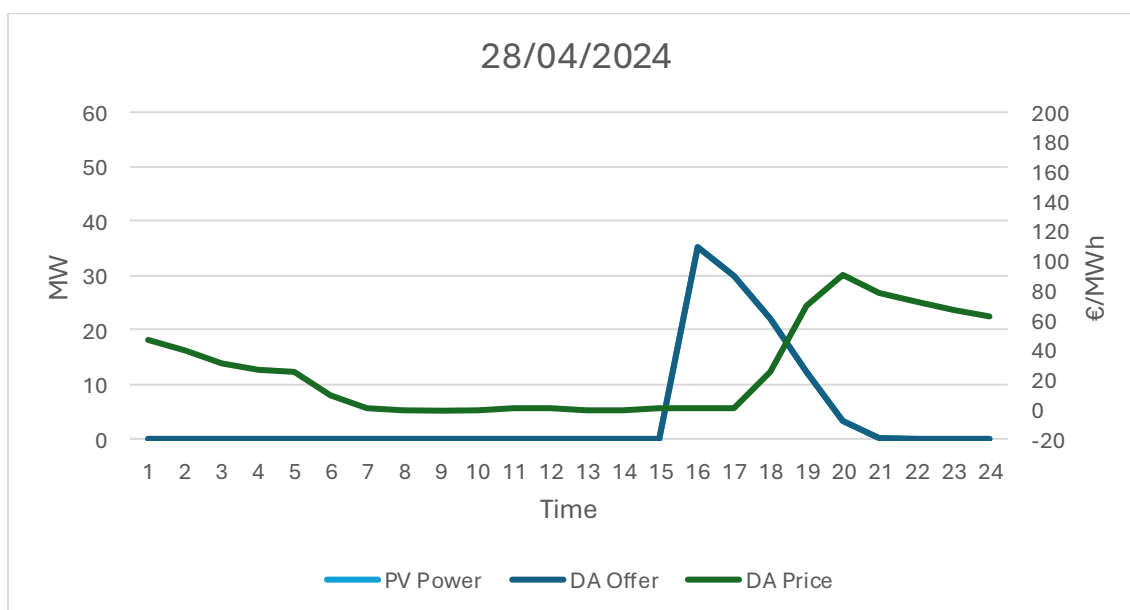
Σχήμα 5: Αποτελέσματα Μεμονωμένου ΦΒ 20/06



Σχήμα 6: Αποτελέσματα Μεμονωμένου ΦΒ 21/12

Το εξαιρετικά ενδιαφέρον φαινόμενο που λαμβάνει χώρα στις 28 Απριλίου, όπου οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας της αγοράς επόμενης ημέρας παρουσιάζουν αρνητική τιμή από τις 07:00 μέχρι και τις 17:00, φαίνεται στην παρακάτω εικόνα (Σχήμα 7). Σε αυτές τις περιόδους, οι αρνητικές τιμές ενέργειας σημαίνουν ότι οι συμμετέχοντες που πωλούν ενέργεια στην αγορά ζημιώνονται, γεγονός που τους οδηγεί είτε στην

αποφυγή πώλησης ενέργειας είτε στην αγορά ενέργειας αν οι διάταξή τους το επιτρέπει. Στην περίπτωση του μεμονωμένου φωτοβολταϊκού όμως, παρατηρούμε πώς επιλέγεται να περικόψει ισχύ τις ώρες που η τιμή είναι αρνητική ώστε να μη ζημιωθεί οικονομικά από την πώληση της ενέργειας στην αγορά. Αυτό, όπως μπορεί κανείς να αντιληφθεί, επιφέρει σοβαρές οικονομικές επιπτώσεις, καθώς το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ισχύος του φωτοβολταϊκού ουσιαστικά χάνεται, καθυστερώντας τις οικονομικές αποσβέσεις των επενδύσεων στην πράσινη ηλεκτρική ενέργεια και στερώντας τη δυνατότητα να αυξηθεί το ποσοστό των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα.



Σχήμα 7: Αποτελέσματα Μεμονωμένου ΦΒ 28/ 04

4.2.2 Αποτελέσματα Μεμονωμένου Συστήματος Αποθήκευσης Ενέργειας (Standalone BESS)

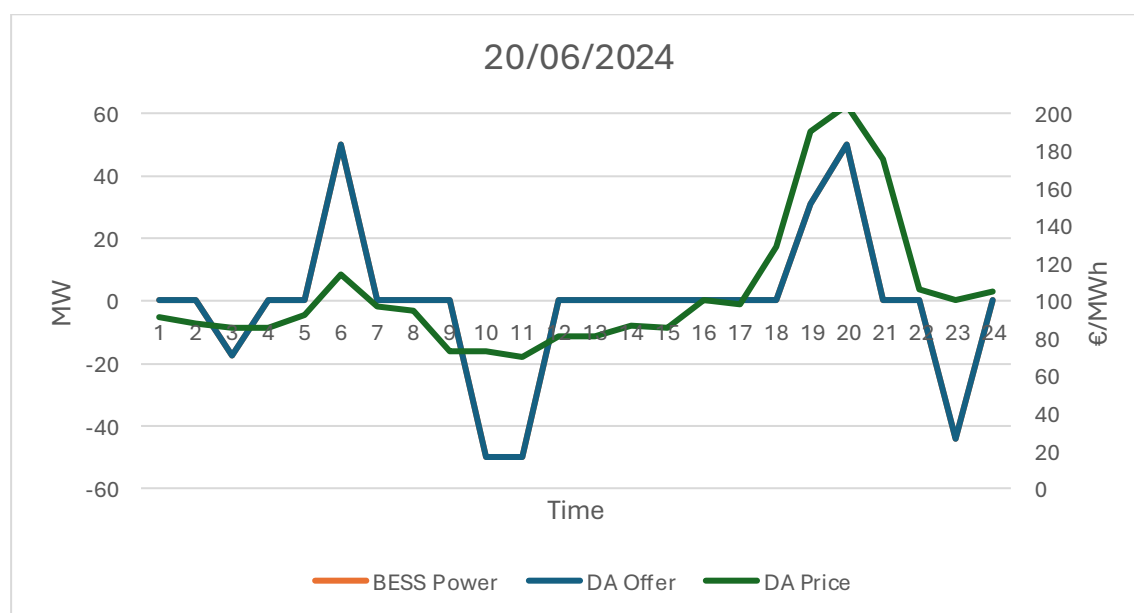
Επιλύοντας το πρόβλημα βελτιστοποίησης για τον κάτοχο μεμονωμένου συστήματος αποθήκευσης ενέργειας (μπαταρία), με στόχο πάντα, την μεγιστοποίηση του κέρδους του συμμετέχοντα στην αγορά επόμενης ημέρας, προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα.

Εφόσον μελετάμε μεμονωμένη μπαταρία, η ενέργεια που μπορεί να προσφέρει ο συνδυασμός στην αγορά προκύπτει αποκλειστικά από την αγορά και πώληση ενέργειας στην αγορά επόμενης ημέρας, δηλαδή από τη φόρτιση και την εκφόρτιση ισχύος της μπαταρίας αντίστοιχα, ενώ επίσης, η απουσία μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αφαιρεί τη δυνατότητα από το συνδυασμό να πουλήσει ενέργεια στην αγορά που δεν έχει αγοράσει προηγουμένως, επομένως οι καμπύλες BESS Power και DA Offer πάντα θα ταυτίζονται.

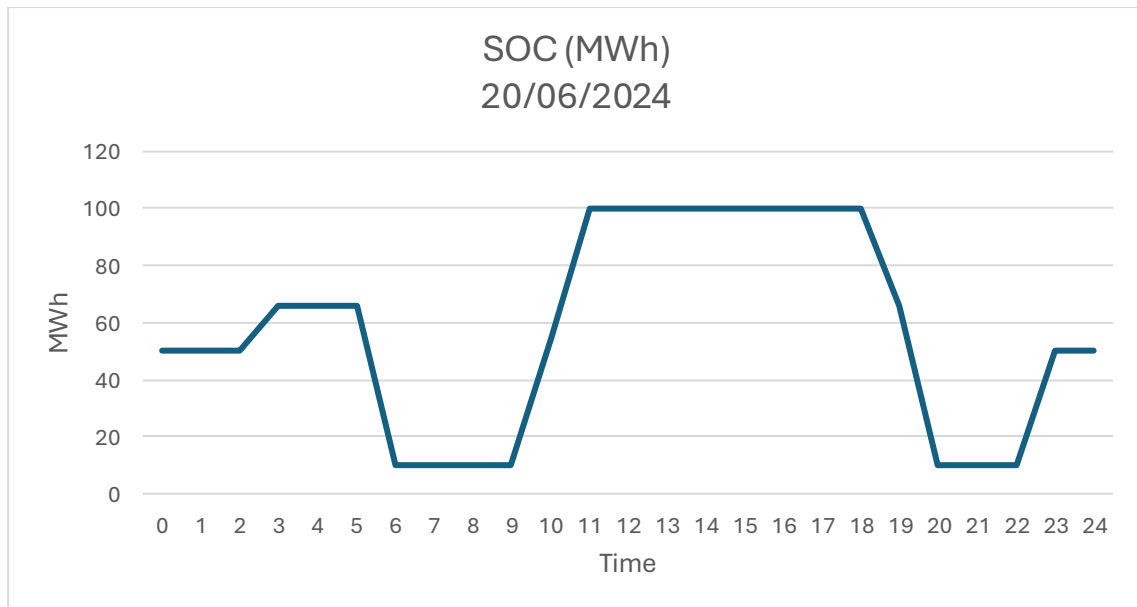
Το κέρδος προκύπτει αποκλειστικά από το arbitrage της μπαταρίας, δηλαδή από τη διαδικασία κατά την οποία ο συνδυασμός αγοράζει ενέργεια από την αγορά επόμενης ημέρας τις περιόδους που η τιμή της ενέργειας είναι χαμηλή, την αποθηκεύει φορτίζοντας την μπαταρία, και στη συνέχεια πουλά την ποσότητα αυτή σε μεταγενέστερη περίοδο ή περιόδους, που η τιμή της ενέργειας είναι υψηλότερη. Το καλοκαίρι, η ελάχιστη και μέγιστη τιμή είναι 70 και 204 €/MWh αντίστοιχα, ενώ το χειμώνα 18 και 150 €/MWh, άρα η πώληση ηλεκτρικής ενέργειας αμείβεται μεσοσταθμικά υψηλότερα το καλοκαίρι.

Παρατηρούμε και στις 2 περιπτώσεις, ότι ο συνδυασμός, εκμεταλλευόμενος τις χαμηλές τιμές ενέργειας τις πρώτες πρωινές ώρες, αγοράζει ενέργεια από την αγορά φορτίζοντας την μπαταρία, και πουλά τη διαθέσιμη ενέργεια πίσω στην αγορά όταν οι τιμές αυξηθούν πριν το μεσημέρι (στις 06:00 και στις 10:00 το καλοκαίρι και το χειμώνα αντίστοιχα) εκφορτίζοντας τη μπαταρία. Στη συνέχεια, στις περιόδους από 10:00 - 12:00, ο συνδυασμός εκμεταλλεύεται χαμηλές τιμές, φορτίζοντας πλήρως τη μπαταρία, μέχρι την επιτρεπόμενη ενεργειακή στάθμη.

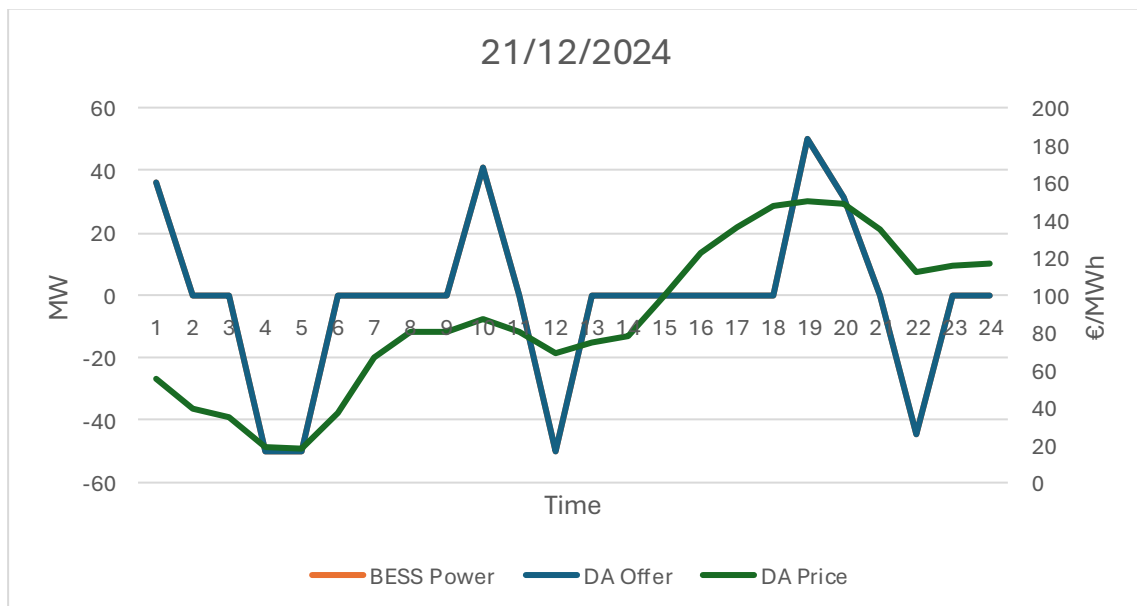
Η ειδοποιός διαφορά μεταξύ των 2 εποχών συμβαίνει από αυτό το χρονικό σημείο και μετά, καθώς παρατηρούμε ότι η μπαταρία εκμεταλλεύεται την αρκετά υψηλότερη τιμή μετά τις 18:00 το καλοκαίρι (Σχήμα 8) για να πουλήσει την ήδη αποθηκευμένη ενέργεια, και ξαναγοράζει ενέργεια σε μικρότερη τιμή για να ικανοποιήσει τον περιορισμό SOC (Σχήμα 9), καθώς η ενεργειακή στάθμη της μπαταρίας την περίοδο 24 πρέπει να είναι ίση με αυτή της περιόδου 1, όπως επιβάλλει ο αντίστοιχος περιορισμός. Τις αντίστοιχες ώρες το χειμώνα όμως, που οι υψηλότερες τιμές της εποχής είναι χαμηλότερες από αυτές του καλοκαιριού, η μπαταρία πουλά σε μικρότερη τιμή και ξαναγοράζει σε σχετικά υψηλότερη (Σχήμα 10) για την ικανοποίηση του περιορισμού (Σχήμα 11), γεγονός που επηρεάζει στο μέγιστο βαθμό τη διαμόρφωση κέρδους του συνδυασμού τις 2 εποχές.



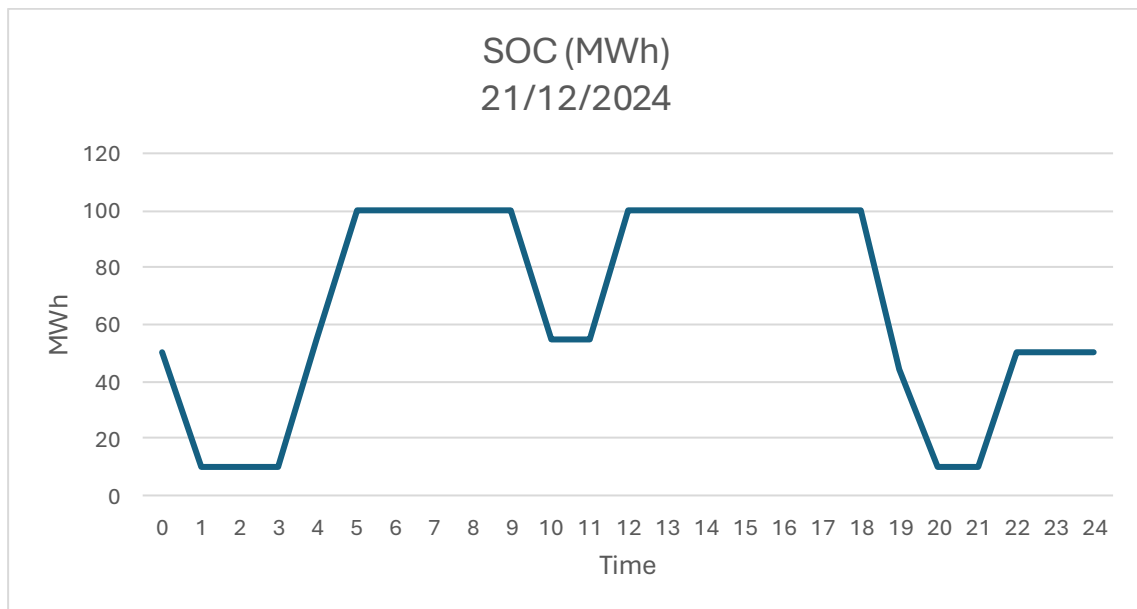
Σχήμα 8: Αποτελέσματα Μεμονωμένης Μπαταρίας 20/06



Σχήμα 9: Αποτελέσματα SOC Μεμονωμένης Μπαταρίας 20/06

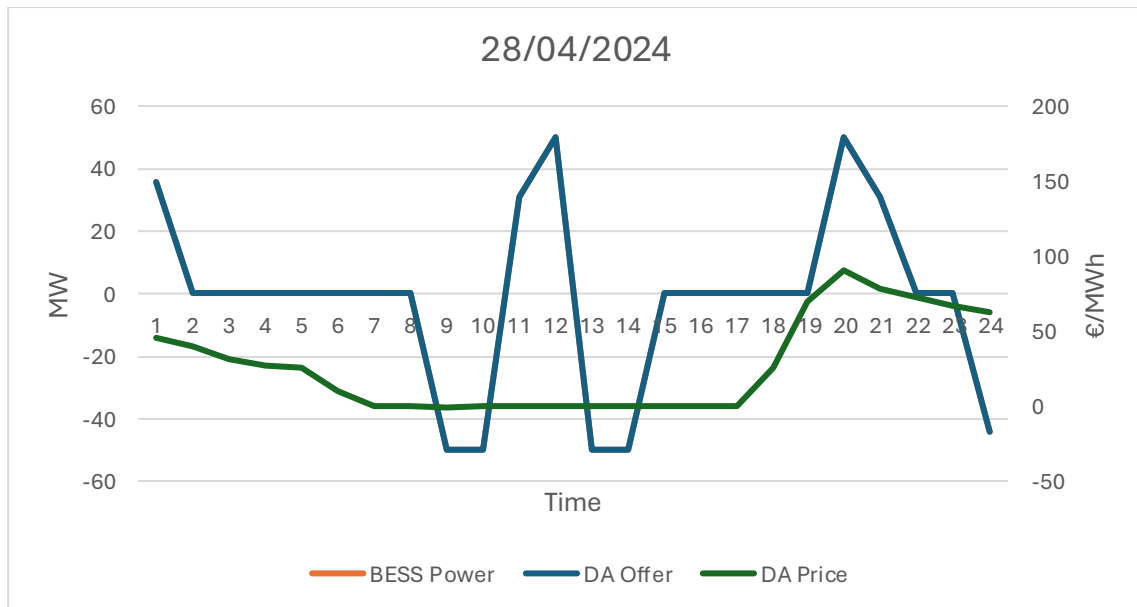


Σχήμα 10: Αποτελέσματα Μεμονωμένης Μπαταρίας 21/12

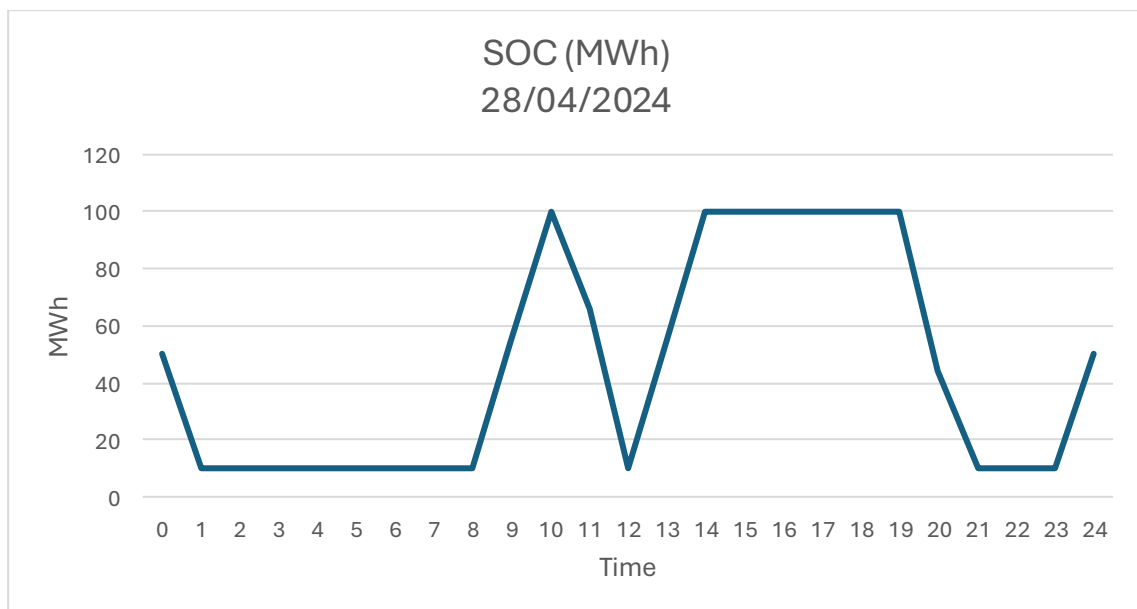


Σχήμα 11: Αποτελέσματα SOC Μεμονωμένης Μπαταρίας 21/12

Όσον αφορά τη μέρα στις 28 Απριλίου, ο συνδυασμός, εκμεταλλευόμενος τις αρνητικές τιμές από τις 07:00 μέχρι τις 18:00, αγοράζει τη μέγιστη επιτρεπτή ποσότητα ενέργειας στις 08:00, πουλά όλη τη διαθέσιμη ενέργεια εκφορτίζοντας μέχρι το ελάχιστο επιτρεπτό όριο στις 10:00, και στη 01:00 ξανά αγοράζει τη μέγιστη επιτρεπτή ποσότητα ενέργειας. Όταν η τιμή αποκτήσει ξανά θετική και μέγιστη τιμή στις 20:00, ο συνδυασμός πουλά τη διαθέσιμη ενέργεια, και προς ικανοποίηση του περιορισμού SOC, αγοράζει την απαραίτητη ενέργεια για να φορτίσει την μπαταρία στο τέλος της ημέρας. Το εξαιρετικά θετικό στοιχείο που προσφέρει η μπαταρία είναι η δυνατότητα άντλησης κέρδους ακόμα και όταν ο συνδυασμός αγοράζει ενέργεια από την αγορά, στις περιπτώσεις που οι τιμές είναι αρνητικές. Έτσι, παρατηρούμε ότι επιλέγει τις περιόδους με τις πιο αρνητικές τιμές ώστε να φορτίσει πλήρως τη μπαταρία έχοντας κέρδος, και πουλώντας την αποθηκευμένη ενέργεια είτε σε περίοδο θετικής τιμής είτε σε περίοδο με τιμή λιγότερο αρνητική, έχοντας πάλι κέρδος, Ωστόσο, επειδή η διαφορά των τιμών στις περιόδους 08:00 – 15:00 είναι μικρή, η δυνατότητα άντλησης κέρδους από arbitrage είναι περιορισμένη, γεγονός που αποτυπώνεται και στο συνολικό κέρδος της ημέρας σε σχέση με τις προηγούμενες 2.



Σχήμα 12: Αποτελέσματα Μεμονωμένης Μπαταρίας 28/04



Σχήμα 13: Αποτελέσματα SOC Μεμονωμένης Μπαταρίας 28/04

4.2.3 Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α

Επιλύοντας το πρόβλημα βελτιστοποίησης για τον κάτοχο της περίπτωσης 11Α συνδυασμού Φωτοβολταϊκού με μονάδα αποθήκευσης, με στόχο πάντα, την μεγιστοποίηση του κέρδους του συμμετέχοντα στην αγορά επόμενης ημέρας, προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα.

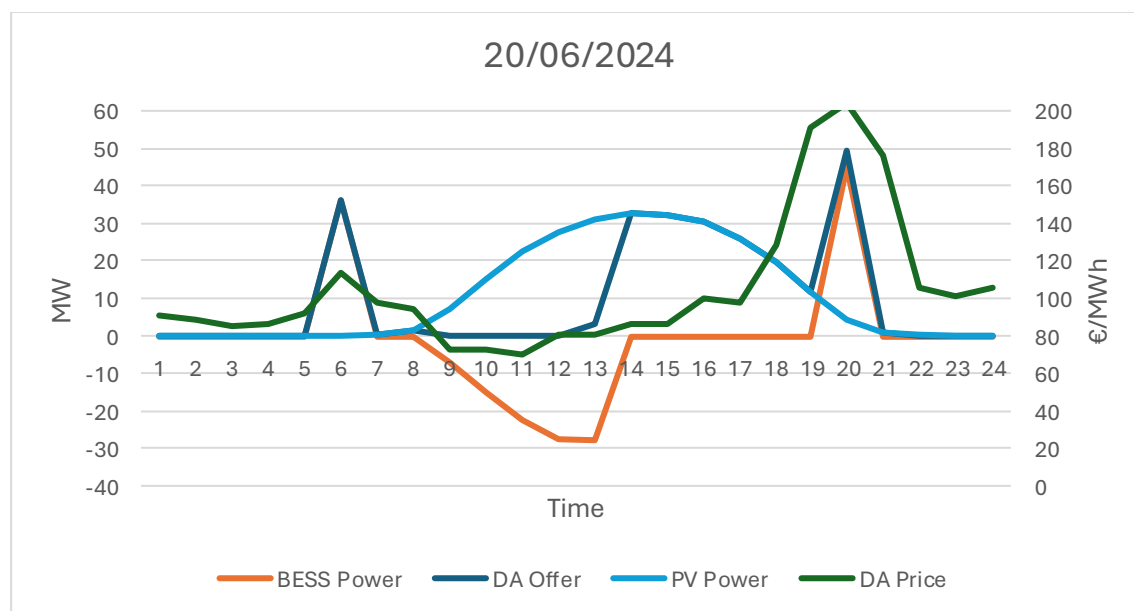
Εφόσον μελετάμε την περίπτωση 11Α, η ενέργεια που μπορεί να προσφέρει ο συνδυασμός στην αγορά προκύπτει αποκλειστικά από την πώληση ενέργειας στην αγορά επόμενης ημέρας, η οποία προκύπτει είτε από πώληση πραγματικής ισχύος του φωτοβολταϊκού απευθείας στην αγορά είτε από εκφόρτιση ισχύος της μπαταρίας είτε και από τα δύο μαζί, ενώ επίσης, η δυνατότητα της μπαταρίας να αποθηκεύει ενέργεια από το φωτοβολταϊκό επιτρέπει στο συνδυασμό να πουλήσει ενέργεια στην αγορά που έχει αποθηκεύσει σε προηγούμενες περιόδους, επομένως οι καμπύλες BESS Power και DA Offer είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους.

Αφού η φόρτιση της μπαταρίας γίνεται αποκλειστικά από το φωτοβολταϊκό, το καλοκαίρι, όπως διαπιστώσαμε και στην περίπτωση του μεμονωμένου φωτοβολταϊκού, η πραγματική παραγωγή του φωτοβολταϊκού είναι μεγαλύτερη, επομένως ο συνδυασμός διαθέτει μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας, μέρος της οποίας αποθηκεύει την περίοδο χαμηλής τιμής μέχρι το σημείο κορεσμού της μπαταρίας, με την υπόλοιπη ποσότητα να πωλείται κατευθείαν στην αγορά, ενώ την αποθηκευμένη ενέργεια πουλά σε περίοδο υψηλής τιμής.

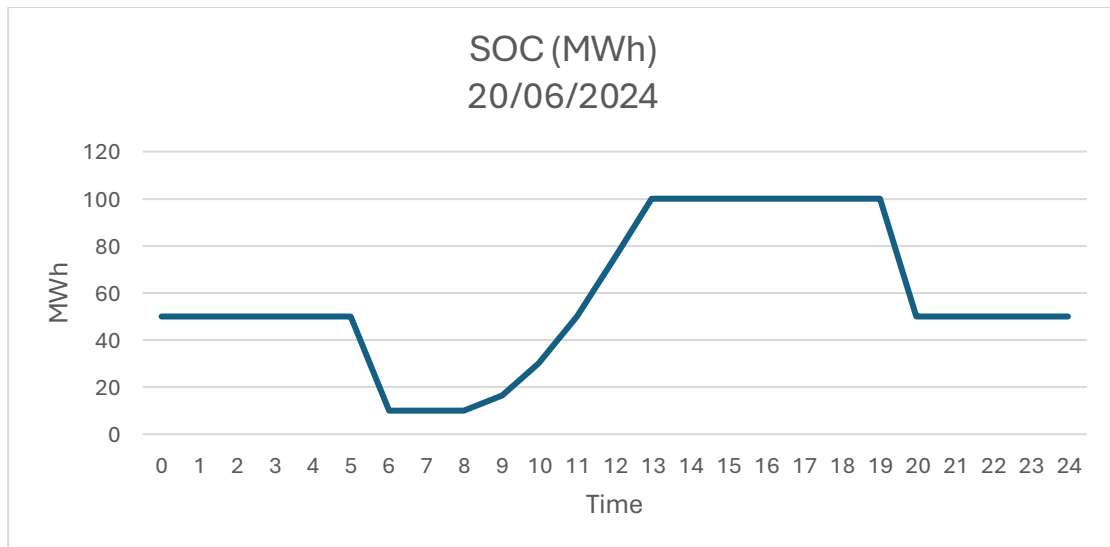
Συγκεκριμένα, παρατηρούμε ότι στις 05:00 ο συνδυασμός πουλά την αποθηκευμένη ενέργεια που υπάρχει στην μπαταρία από την αρχή της ημέρας (Σχήμα 14), ενώ στις 09:00 Όλη η διαθέσιμη ισχύς του φωτοβολταϊκού δεσμεύεται για τη φόρτιση της μπαταρίας μέχρι το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο στις 14:00, μετά το οποίο ο συνδυασμός πουλά το υπόλοιπο της πραγματικής ισχύς του φωτοβολταϊκού μέχρι τις 19:00. Από εκείνη την περίοδο και μετά, που η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας είναι η υψηλότερη όλης της ημέρας, ο συνδυασμός πουλά ταυτόχρονα την ενέργεια που παράγει το φωτοβολταϊκό και 50MWh από τις 100MWh αποθηκευμένης ενέργειας της μπαταρίας με τη μορφή εκφόρτισης (Σχήμα 15), προς ικανοποίηση του περιορισμού SOC. Για τη μέγιστη συσσώρευση κέρδους, ο συνδυασμός θα έπρεπε σε αυτή την περίοδο, εκμεταλλευόμενος τη μέγιστη τιμή, να πουλήσει όλη την αποθηκευμένη ενέργεια της μπαταρίας, αν αυτό γινόταν όμως, επειδή το φωτοβολταϊκό δεν παράγει ισχύ τις βραδινές ώρες, θα αναγκαζόταν να αγοράσει ενέργεια από την αγορά, πράγμα αδύνατο για τη συγκεκριμένη περίπτωση.

Παρατηρώντας το διάγραμμα που αντιστοιχεί στην ημέρα του χειμερινού ηλιοστασίου (Σχήμα 16), διαπιστώνουμε πως η διαθέσιμη ισχύς του φωτοβολταϊκού είναι μικρότερη, και δεσμεύεται σχεδόν εξ ολοκλήρου προς αποθήκευση, καθώς τις ώρες παραγωγής, η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας είναι σχετικά μικρή (η μικρή υπολειπόμενη ενέργεια του φωτοβολταϊκού πωλείται από τις 15:00 έως τις 18:00). Έτσι, όλη η διαθέσιμη ενέργεια της μπαταρίας εκφορτίζεται στις 18:00 (Σχήμα 17) και πωλείται στη μέγιστη τιμή της ημέρας, εκτός από 50MWh προς ικανοποίηση του περιορισμού SOC.

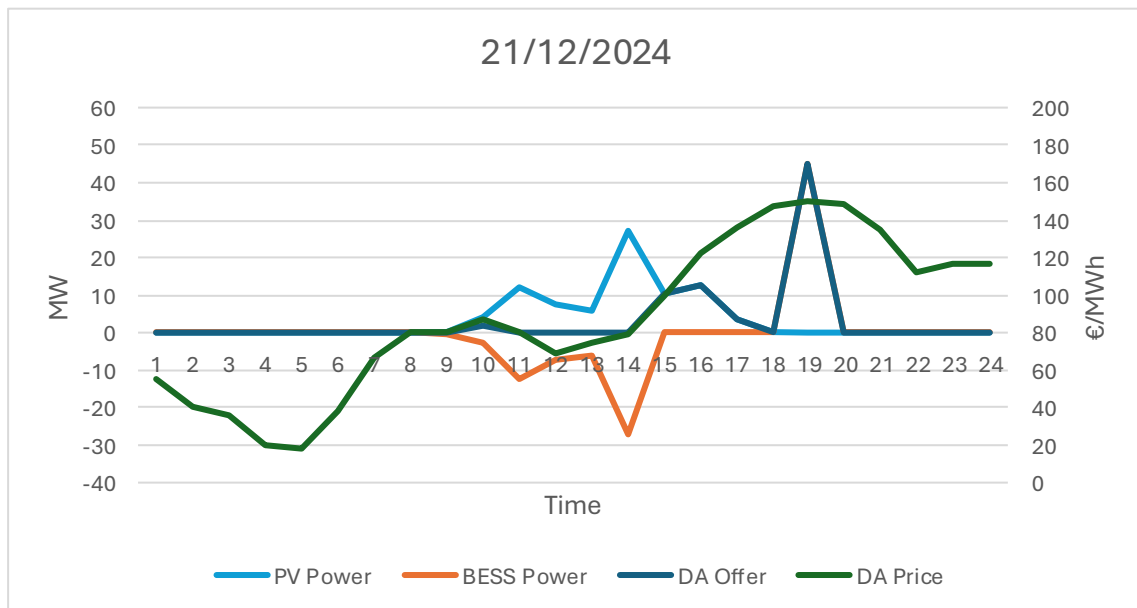
Παρατηρώντας επίσης τα διαγράμματα φόρτισης της μπαταρίας των δύο ημερών διαπιστώνουμε ότι το χειμώνα η μπαταρία χρησιμοποιείται λιγότερο, πραγματοποιώντας ουσιαστικά λιγότερους κύκλους λειτουργίας, ενώ το καλοκαίρι περισσότερους, γεγονός που συνεπάγεται μικρότερη συνολική ποσότητα πώλησης ενέργειας και περιορισμένη δυνατότητα για arbitrage, άρα μικρότερο κέρδος.



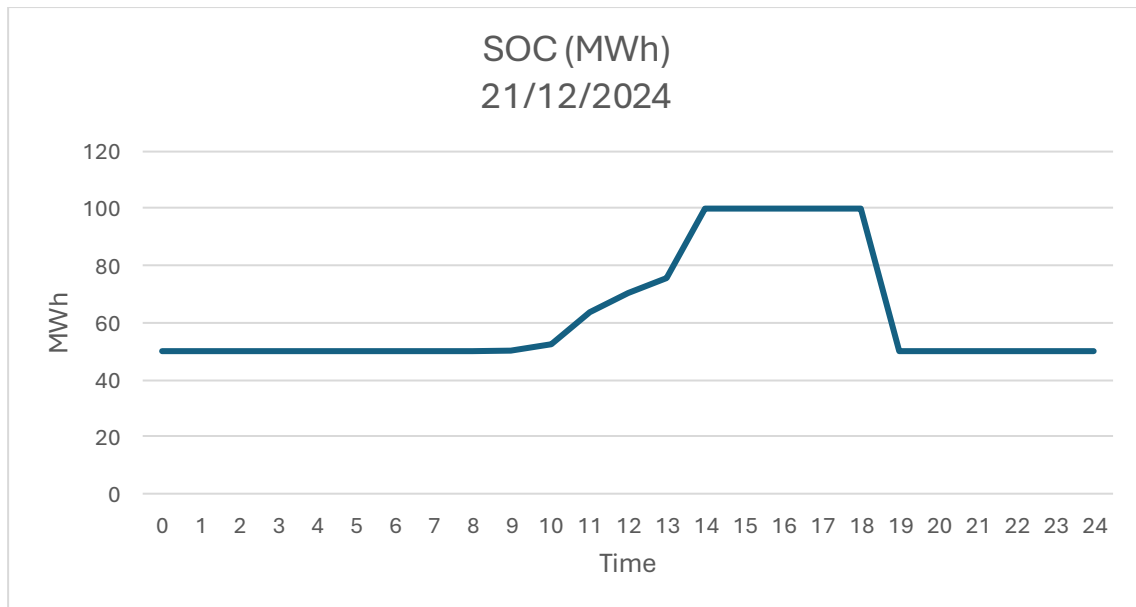
Σχήμα 14: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α 20/06



Σχήμα 15: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α 20/06

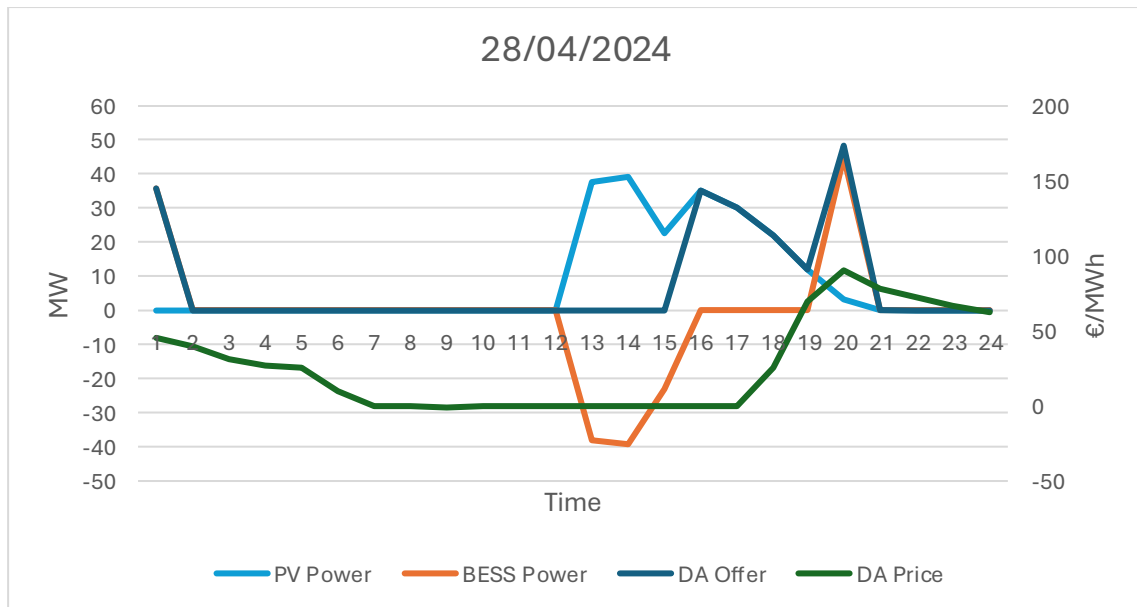


Σχήμα 16: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α 21/12

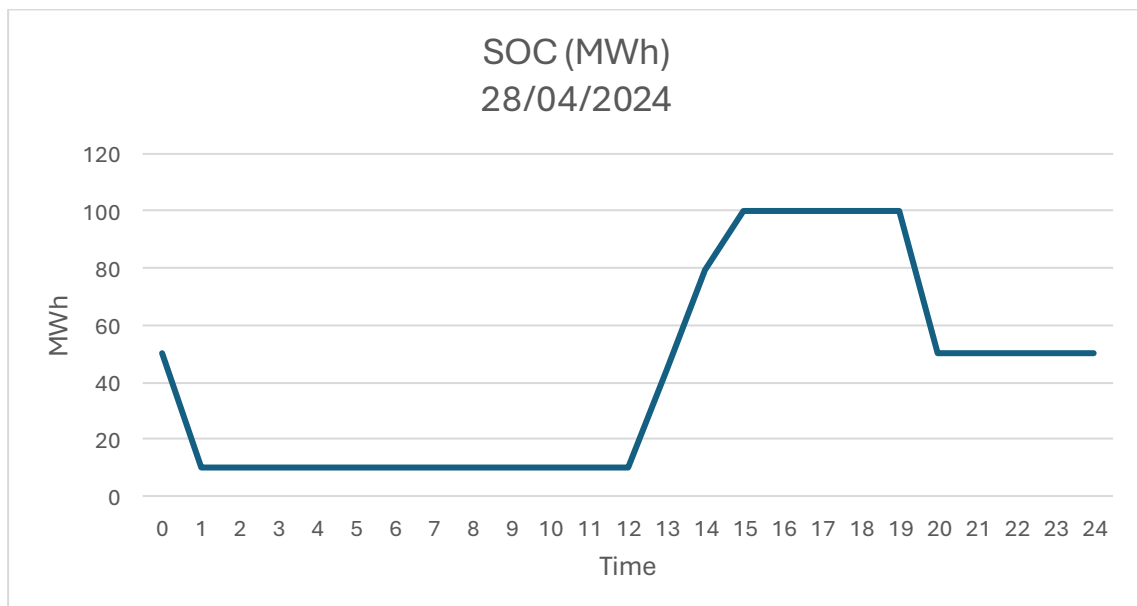


Σχήμα 17: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α 21/12

Όσον αφορά τη μέρα της 28/04, ο συνδυασμός παρατηρούμε πως επιλέγει να περικόψει την παραγωγή του φωτοβολταϊκού κατά τη διάρκεια των αρνητικών τιμών (Σχήμα 18), όπως περίπου στην περίπτωση του μεμονωμένου φωτοβολταϊκού, εκτός από τις 3 τελευταίες περιόδους, όπου χρησιμοποιεί την ισχύ του για να φορτίσει πλήρως τη μπαταρία (καθώς η τιμή είναι αρκετά χαμηλή ώστε να αποκομίσει ικανοποιητικό κέρδος από την απευθείας πώληση), ενώ στη συνέχεια, που η τιμή ανεβαίνει, όλη η διαθέσιμη ενέργεια που προέρχεται από το φωτοβολταϊκό (15:00 – 19:00) πωλείται αποκομίζοντας ένα μικρό κέρδος, ενώ η αποθηκευμένη ενέργεια της μπαταρίας από τη φόρτιση την περίοδο των αρνητικών τιμών πωλείται στην υψηλότερη τιμή. Όπως και στην περίπτωση του χειμώνα, έτσι και εδώ, η μπαταρία χρησιμοποιείται λιγότερο, πραγματοποιώντας ουσιαστικά λιγότερους κύκλους λειτουργίας, που σε συνδυασμό με τις χαμηλές συγκριτικά τιμές κατά τη διάρκεια της ημέρας, που αφαιρούν τη δυνατότητα κέρδους από το φωτοβολταϊκό, το arbitrage άρα και το κέρδος είναι σημαντικά περιορισμένα.



Σχήμα 18: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α 28/04



Σχήμα 19: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α 28/04

4.2.4 Αποτελέσματα Περίπτωσης 11B

Επιλύοντας το πρόβλημα βελτιστοποίησης για τον κάτοχο της περίπτωσης 11B συνδυασμού Φωτοβολταϊκού με μονάδα αποθήκευσης, με στόχο πάντα, την μεγιστοποίηση του κέρδους του συμμετέχοντα στην αγορά επόμενης ημέρας, προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα.

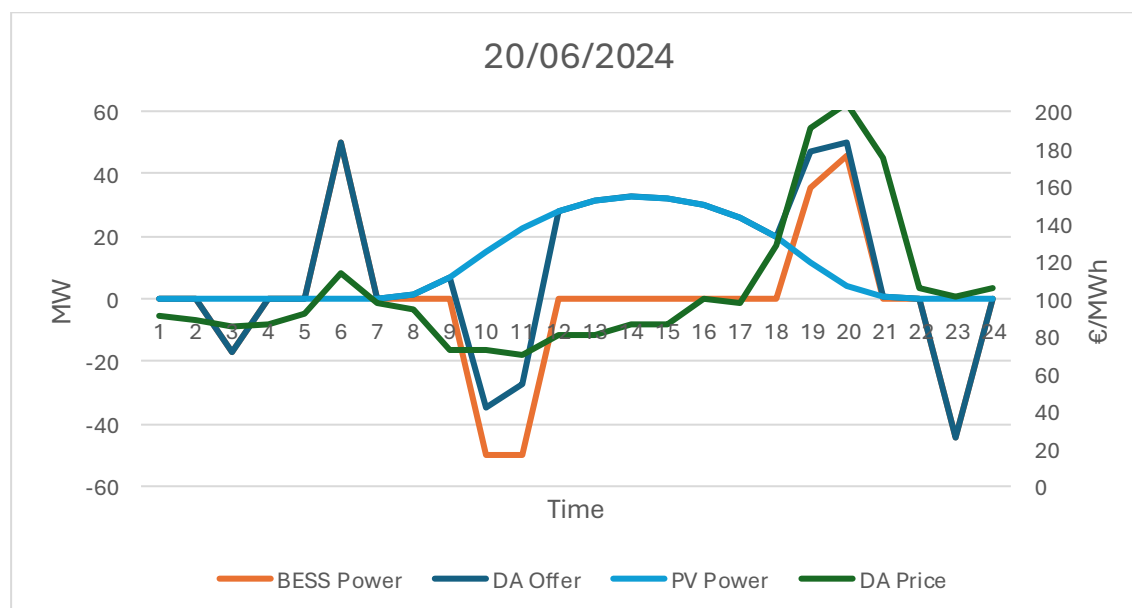
Εφόσον μελετάμε την περίπτωση 11B, η ενέργεια που μπορεί να προσφέρει ο συνδυασμός στην αγορά προκύπτει από την αγορά και πώληση ενέργειας στην αγορά επόμενης ημέρας, η οποία προκύπτει είτε από πώληση πραγματικής ισχύος του φωτοβολταϊκού απευθείας στην αγορά είτε από εκφόρτιση ισχύος της μπαταρίας είτε και από τα δύο μαζί, ενώ επίσης, η δυνατότητα της μπαταρίας να αποθηκεύει ενέργεια από το φωτοβολταϊκό αλλά και από την αγορά επόμενης ημέρας, επιτρέπει στο συνδυασμό να πουλήσει ενέργεια στην αγορά που έχει αποθηκεύσει σε προηγούμενες περιόδους, επομένως οι καμπύλες BESS Power και DA Offer είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους.

Αφού η φόρτιση της μπαταρίας γίνεται και από το φωτοβολταϊκό και από το δίκτυο, το καλοκαίρι, όπως διαπιστώσαμε και στην περίπτωση του μεμονωμένου φωτοβολταϊκού, η πραγματική παραγωγή του φωτοβολταϊκού είναι μεγαλύτερη, επομένως ο συνδυασμός διαθέτει μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας, μέρος της οποίας αποθηκεύει την περίοδο χαμηλής τιμής μέχρι το σημείο κορεσμού της μπαταρίας, με την υπόλοιπη ποσότητα να πωλείται κατευθείαν στην αγορά, ενώ την αποθηκευμένη ενέργεια πουλά σε περίοδο υψηλής τιμής όπως και στην περίπτωση 11A.

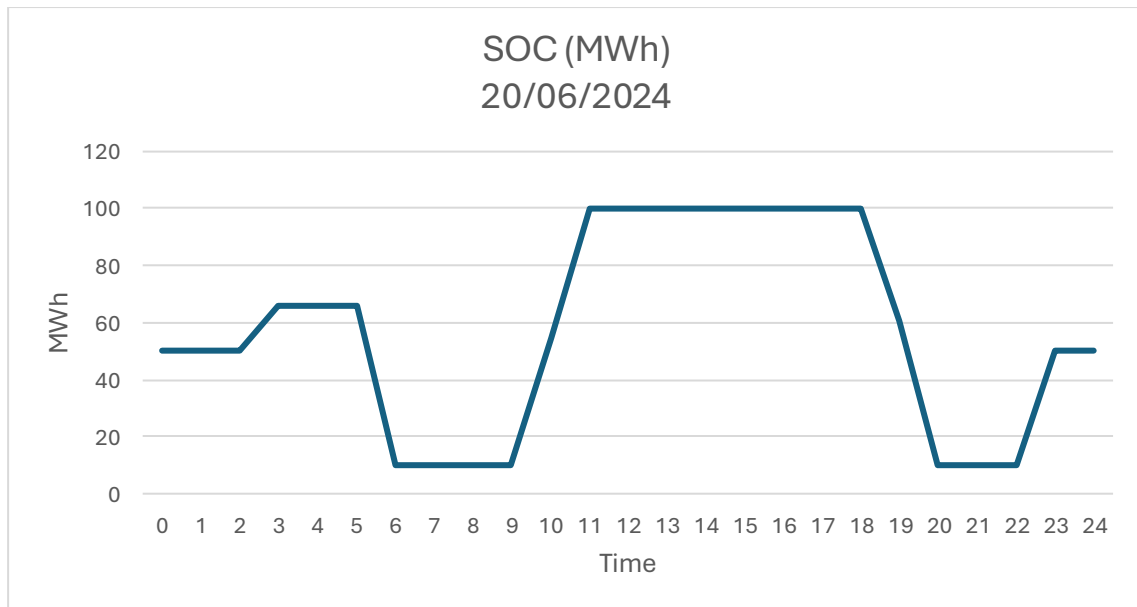
Συγκεκριμένα, παρατηρούμε ότι ο συνδυασμός συμπεριφέρεται περίπου με τον ίδιο τρόπο τη μέρα του θερινού ηλιοστασίου όπως και στην περίπτωση 11A, με τη διαφορά ότι στην παρούσα περίπτωση ο συνδυασμός αγοράζει ποσότητα ενέργειας στις 03:00 που η τιμή είναι χαμηλή για να την πουλήσει στις 06:00, που η τιμή είναι αυξημένη (Σχήμα 20), και σε αντίθεση με την περίπτωση 11A, στις 19:00, που η τιμή είναι η μέγιστη, πουλά όλη τη διαθέσιμη ποσότητα ενέργειας, που προέρχεται από το φωτοβολταϊκό και την αποθηκευμένη ποσότητα που προέκυψε τις περιόδους 10:00 – 12:00, και προς ικανοποίηση του περιορισμού SOC (Σχήμα 21), αγοράζει την ποσότητα των 50MWh στις 23:00, σε χαμηλή τιμή.

Οι διαφορές που εντοπίζουμε στη μέρα του χειμερινού ηλιοστασίου σε σχέση με την περίπτωση 11Α, άπτονται στη δυνατότητα του συνδυασμού να αγοράζει ενέργεια από το δίκτυο, καθώς παρατηρούμε πως από την αρχή της ημέρας ο συνδυασμός πουλά όλη τη διαθέσιμη αποθηκευμένη ενέργεια, και την ξανά αγοράζει αμέσως μετά που η τιμή αγοράς αποκτά τη χαμηλότερη τιμή της (Σχήμα 22). Την περίοδο 10:00, ο συνδυασμός πουλά το σύνολο της αποθηκευμένης ενέργειας μαζί με τη διαθέσιμη ενέργεια από το φωτοβολταϊκό, και στις 12:00, η μπαταρία φορτίζεται ταυτόχρονα από το φωτοβολταϊκό και την αγορά μέχρι το σημείο κορεσμού της. Στη συνέχεια, ο συνδυασμός επιλέγει να πουλήσει όλη τη διαθέσιμη ενέργεια στην αγορά την περίοδο της υψηλότερης τιμής εκφορτίζοντας τη μπαταρία μέχρι το ελάχιστο δυνατό όριο και, όπως και την καλοκαιρινή μέρα, να αγοράσει την απαραίτητη ποσότητα ενέργειας για την ικανοποίηση του περιορισμού SOC μετέπειτα, σε χαμηλότερη τιμή (Σχήμα 23).

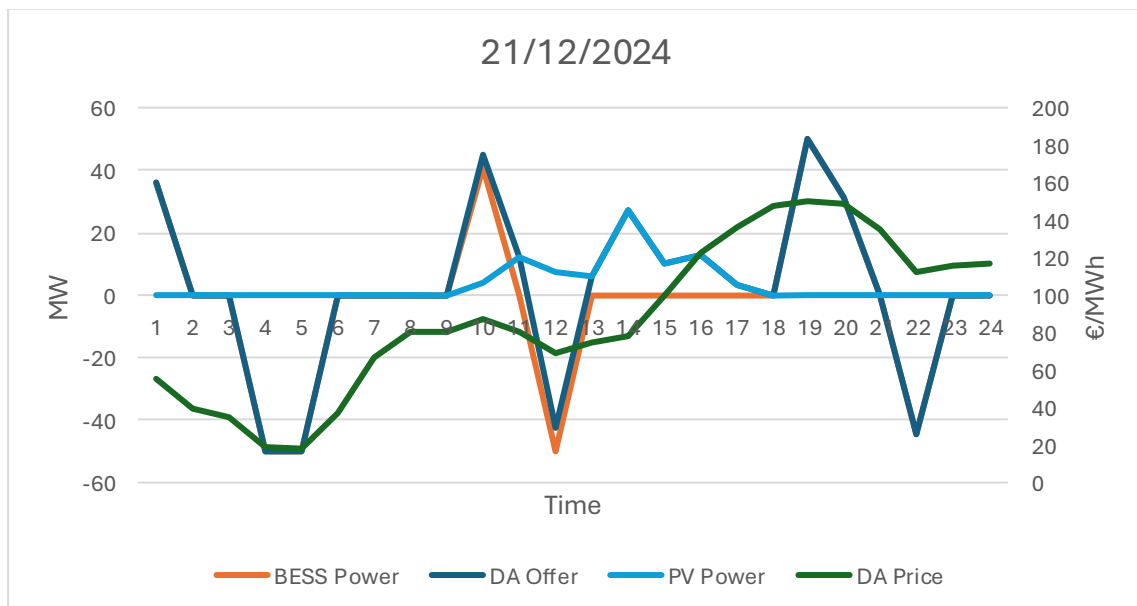
Η σημαντική διαφορά μεταξύ των δύο εποχών είναι ότι το καλοκαίρι, μέρος της μεγάλης πραγματικής ισχύς του φωτοβολταϊκού δεσμεύεται για τη φόρτιση της μπαταρίας και πώληση της αποθηκευμένης ενέργειας σε υψηλή τιμή, ενώ το χειμώνα αυτή η ενέργεια πρέπει να αγοραστεί. Αυτό, οδηγεί το συνδυασμό σε αγορά περισσότερης και ταυτόχρονα πώληση λιγότερης ποσότητας ενέργειας το χειμώνα σε σχέση με το καλοκαίρι, που συνεπάγεται μικρότερο κέρδος.



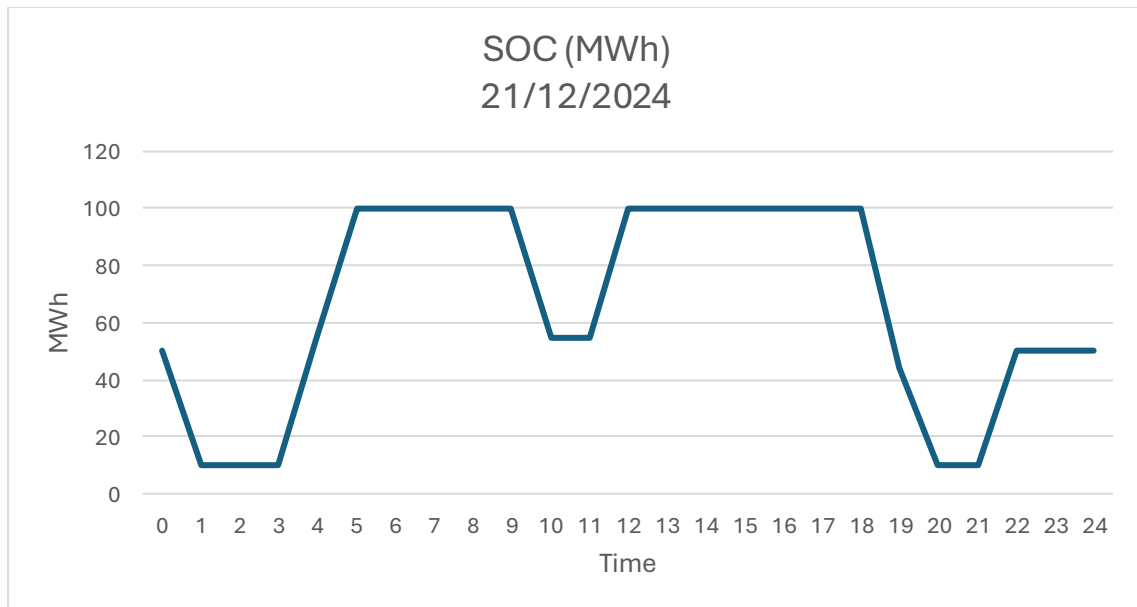
Σχήμα 20: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11B 20/06



Σχήμα 21: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11B 20/06

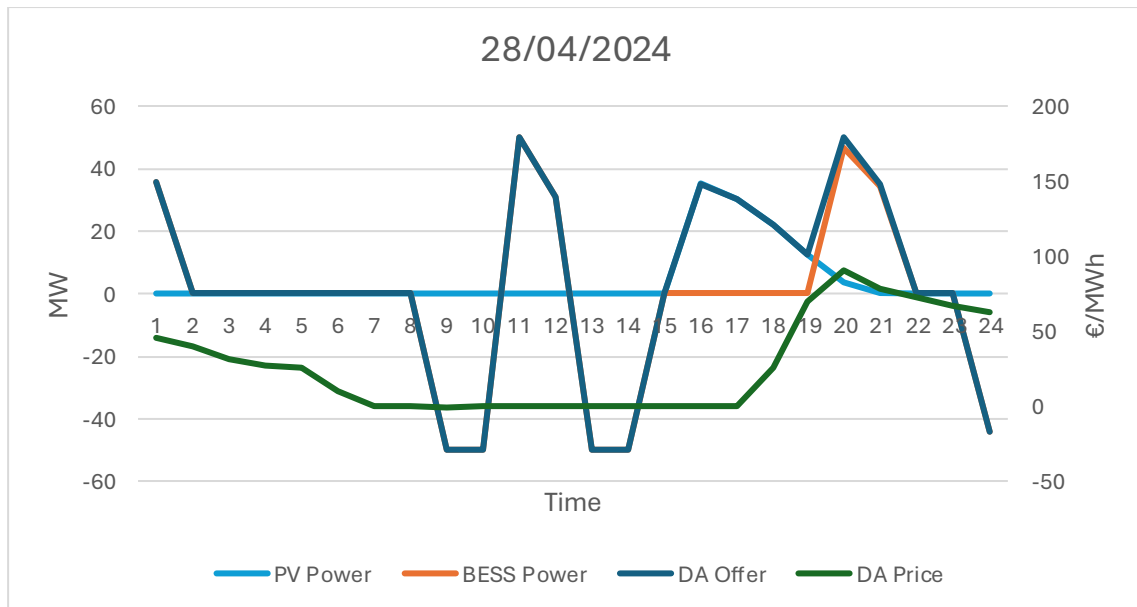


Σχήμα 22: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11B 21/12

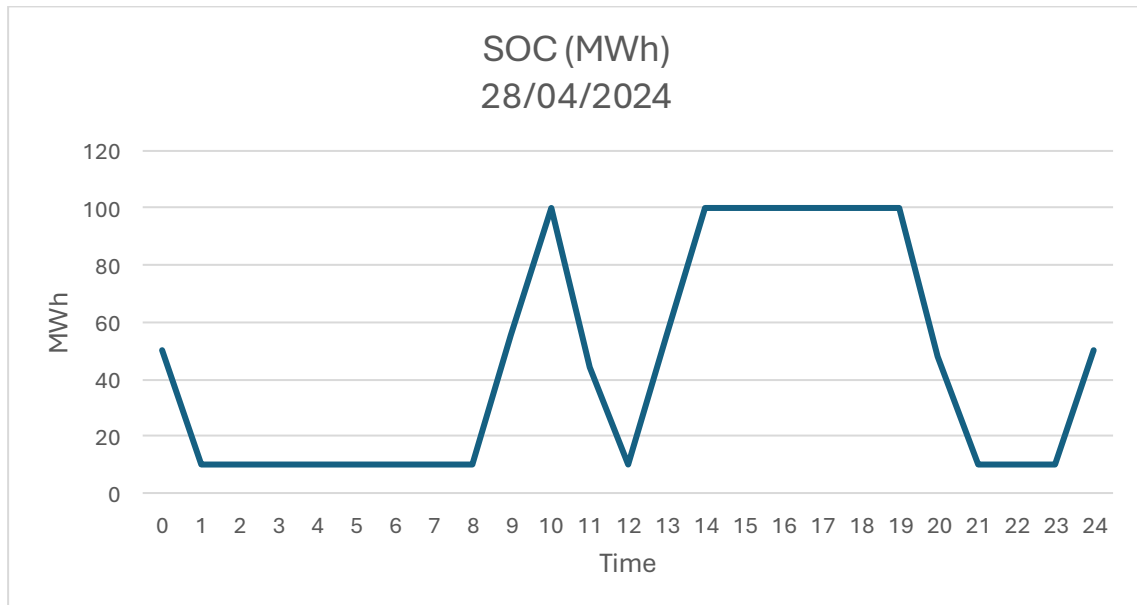


Σχήμα 23: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11B 21/12

Τη μέρα της 28/04, ο συνδυασμός κατά τη διάρκεια των αρνητικών τιμών περικόπτει την παραγωγή του φωτοβολταϊκού (Σχήμα 24), ενώ τις περιόδους 13:00 και 14:00, που η τιμή αποκτά την πιο αρνητική της τιμή, φορτίζει τη μπαταρία μέχρι το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο, αποκομίζοντας ουσιαστικά κέρδος και από την αγορά ποσότητας ενέργειας. Στη συνέχεια, όταν η τιμή αποκτά ξανά θετική τιμή (16:00 – 19:00), πουλά τη διαθέσιμη ισχύ του φωτοβολταϊκού, και στην περίοδο μέγιστης τιμής (20:00), πουλά όλη την αποθηκευμένη ενέργεια που απέκτησε τις περιόδους 13:00 και 14:00, εκφορτίζοντας την μπαταρία μέχρι το κατώτατο όριο, αγοράζοντας μετέπειτα την απαραίτητη ποσότητα ενέργειας προς ικανοποίηση του περιορισμού SOC (Σχήμα 25).



Σχήμα 24: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11B 28/04



Σχήμα 25: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11B 28/04

4.2.5 Σύνοψη Ημερήσιων Αποτελεσμάτων

Παρακάτω παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα από την εφαρμογή κώδικα κάθε περίπτωσης, για κάθε μια από τις τρεις ημέρες που μελετάμε. Τα αποτελέσματα χωρίζονται σε πέντε κατηγορίες: κέρδος, κύκλοι λειτουργίας, ποσότητα αγοράς/πώλησης και περικοπές. Τέτοιου είδους αναλύσεις χρησιμοποιούνται συχνά σε παρόμοιες μελέτες για τον προσδιορισμό και την καλύτερη κατανόηση του λειτουργικού και

οικονομικού αποτυπώματος που επιφέρει στον εκάστοτε ενδιαφερόμενο μια τέτοια επένδυση και αποτελεί θεμελιώδες βήμα για διάφορους λόγους.

Ο υπολογισμός των κύκλων λειτουργίας της μονάδας αποθήκευσης εκφράζει πόσους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης πραγματοποίησε η μπαταρία σε ένα δεδομένο χρονικό διάστημα. Εξάγεται υπολογίζοντας αρχικά την ποσότητα ενέργειας που εκφορτίστηκε από τη μπαταρία (energy throughput) σε σχέση με την απόδοση εκφόρτισης στο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα με τη βοήθεια της σχέσης:

$$(33) \quad Throughput = \sum_t \frac{p_t^{dch}}{\eta^d} \Delta t$$

Και στη συνέχεια, η ποσότητα ενέργειας που εκφορτίστηκε εκφρασμένη σε κύκλους λειτουργίας μπορεί να υπολογιστεί ως εξής:

$$(34) \quad Cycles = \frac{Throughput}{SOC^{max} - SOC^{min}}$$

Αρχικά, η ανάλυση τριών κρίσιμων ημερών αποκαλύπτει πώς οι εποχιακές διακυμάνσεις όπως η ένταση ηλιακής ακτινοβολίας και η διακύμανση τιμών επηρεάζουν τόσο την οικονομική απόδοση όσο και τη λειτουργική συμπεριφορά των συστημάτων. Επιπλέον, αποτυπώνει την ανταπόκριση των συστημάτων σε ακραία φαινόμενα, όπως οι αρνητικές τιμές, τα οποία είναι ιδιαίτερα σημαντικά για τη σύγχρονη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, αποτελεί τρόπο επαλήθευσης της λογικής βελτιστοποίησης που εφαρμόζεται στα μοντέλα, όπως η αυτόματη περικοπή της παραγωγής όταν οι τιμές ενέργειας πέφτουν κάτω από το μηδέν και στη συγκεκριμένη μελέτη υπογραμμίζει τις οικονομικές και λειτουργικές διαφορές μεταξύ μεμονωμένων και υβριδικών συνδυασμών, όπως οι περιπτώσεις 11A και 11B.

Παρατηρούμε ότι σε όλες τις περιπτώσεις (Table 3), ακόμα και σε αυτή της μεμονωμένης μπαταρίας (που εξηγήσαμε προηγουμένως πως οφείλεται στην υψηλότερη μεσοσταθμικά αποζημίωση από το arbitrage), τα κέρδη είναι υψηλότερα τις καλοκαιρινές ημέρες, που οφείλεται στην περισσότερη διαθέσιμη ισχύ που παρέχει το φωτοβολταϊκό, που διοχετεύεται και σε απευθείας πώληση και σε αποθήκευση και σε μετέπειτα μεταπώληση, στις περιπτώσεις που αυτό είναι νομικά επιτρεπτό.

Συγκεκριμένα, στην περίπτωση του μεμονωμένου φωτοβολταϊκού, παρατηρούμε ότι η ποσότητα της πωλούμενης ενέργειας είναι σημαντικά μεγαλύτερη το καλοκαίρι (265.58 MWh) σε σύγκριση με την άνοιξη

(103.41 MWh) και τον χειμώνα (84.11 MWh). Αυτή η διαφορά οφείλεται κυρίως στη μεγαλύτερη ηλιακή έκθεση κατά τη θερινή περίοδο. Τα κέρδη ακολουθούν την ίδια τάση, με το καλοκαίρι να καταγράφει τα υψηλότερα κέρδη (€25,051), ακολουθούμενο από τον χειμώνα (€7,571) και την άνοιξη (€1,743). Η δραστική πτώση των κερδών την άνοιξη οφείλεται στις περικοπές της παραγωγής, οι οποίες έφτασαν τις 204 MWh κατά τις ώρες αρνητικών τιμών (Table 4). Το βασικό συμπέρασμα εδώ είναι ότι οι αρνητικές τιμές μειώνουν σημαντικά την οικονομική βιωσιμότητα των μη συζευγμένων φωτοβολταϊκών συστημάτων, κάτι που υπογραμμίζει την ανάγκη για συστήματα αποθήκευσης που μπορούν να εξισορροπήσουν τα κέρδη.

Για το μεμονωμένο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, η στρατηγική του arbitrage είναι καθοριστική. Το καλοκαίρι, η μπαταρία αγοράζει ενέργεια σε χαμηλές τιμές (€70/MWh) και την πουλά σε υψηλές (€204/MWh), με αποτέλεσμα να καταγράφει κέρδη της τάξης των €8,684 (Table 3). Την άνοιξη, η εκμετάλλευση των αρνητικών τιμών για τη φόρτιση της μπαταρίας οδηγεί σε κέρδη των €5,915. Οι κύκλοι λειτουργίας της μπαταρίας αυξάνονται την άνοιξη (2.45 ημερησίως), λόγω των συχνότερων ευκαιριών για arbitrage. Το βασικό συμπέρασμα είναι ότι τα συστήματα αποθήκευσης αποδίδουν καλύτερα σε περιόδους με έντονες τιμολογιακές διακυμάνσεις, ακόμα και όταν οι τιμές είναι αρνητικές.

Στην περίπτωση του υβριδικού συνδυασμού IIA, όπου η μπαταρία φορτίζεται αποκλειστικά από το φωτοβολταϊκό, η ποσότητα της πωλούμενης ενέργειας είναι μεγαλύτερη το καλοκαίρι (243.57 MWh) σε σύγκριση με την άνοιξη (184.41 MWh) και τον χειμώνα (73.55 MWh) (Table 4). Οι περικοπές μειώνονται κατά 50% σε σχέση με το μεμονωμένο φωτοβολταϊκό την άνοιξη (104 MWh έναντι 204 MWh). Τα κέρδη είναι υψηλότερα το καλοκαίρι (€30,652), ακολουθούμενα από το χειμώνα (€10,014) και την άνοιξη (€7,466). Το χειμώνα, οι κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης είναι λιγότεροι (0.55 ημερησίως), λόγω της μειωμένης ηλιακής παραγωγής (Table 3). Το βασικό συμπέρασμα είναι ότι η χρήση του φωτοβολταϊκού για τη φόρτιση της μπαταρίας αυξάνει την αυτάρκεια του συστήματος, αλλά περιορίζει τις ευκαιρίες για arbitrage σε περιόδους χαμηλής ηλιοφάνειας ή μηδενικών τιμών. Αυτό φαίνεται από το γεγονός ότι το χειμώνα, παρόλο που η ποσότητα πώλησης είναι μικρότερη σε σχέση με την άνοιξη, το κέρδος είναι υψηλότερο, διότι οι περικοπές κατά τις περιόδους αρνητικών τιμών αφαιρούν τη δυνατότητα έστω και περιορισμένου arbitrage, περιορίζοντας το κέρδος.

Στην περίπτωση του υβριδικού συνδυασμού 11B, η δυνατότητα αγοράς ενέργειας από το δίκτυο επιτρέπει την εκμετάλλευση των αρνητικών τιμών για τη φόρτιση της μπαταρίας, με αποτέλεσμα τα κέρδη να είναι υψηλότερα σε όλες τις ημέρες (€33,677 το καλοκαίρι, €14,917 τον χειμώνα) (Table 3). Τον χειμώνα, η ποσότητα της αγοραζόμενης ενέργειας είναι μεγαλύτερη (186.98 MWh) σε σύγκριση με το καλοκαίρι (124.26 MWh), για να αντισταθμιστεί η μειωμένη παραγωγή από το φωτοβολταϊκό. Παρά το γεγονός ότι οι περικοπές την άνοιξη είναι ίδιες με αυτές του μεμονωμένου φωτοβολταϊκού (204 MWh) (Table 4), τα κέρδη είναι σημαντικά υψηλότερα (€7,617 έναντι €1,743), λόγω της στρατηγικής φόρτισης από το δίκτυο σε αρνητικές τιμές. Αναλυτικότερα, τις περιόδους αρνητικών τιμών ο συνδυασμός 11A φορτίζει τη μπαταρία από το φωτοβολταϊκό δωρεάν, ενώ ο 11B περικόπτει την παραγωγή του φωτοβολταϊκού και φορτίζει τη μπαταρία αγοράζοντας ενέργεια από την αγορά σε αρνητική τιμή, απολαμβάνοντας έτσι κέρδη και κατά την αγορά και κατά την πώληση ενέργειας. Το βασικό συμπέρασμα είναι ότι η δυνατότητα αγοράς ενέργειας από το δίκτυο μετατρέπει τις αρνητικές τιμές σε ευκαιρία, με αποτέλεσμα τα κέρδη να είναι 22-28% υψηλότερα σε σύγκριση με την περίπτωση 11A.

Table 3: Ημερήσια Κέρδη/ Κύκλοι Λειτουργίας

Περιπτώσεις	Κέρδος (€)			Κύκλοι Λειτουργίας		
Ημέρες Έτους	20/06/24	21/12/24	28/04/24	20/06/24	21/12/24	28/04/24
Standalone PV	25051.95	7571.17	1742.63	-	-	-
Standalone BESS	8684.38	7345.66	5914.58	1.62	1.95	2.45
PV-BESS 11A	30652.22	10014	7466.18	1	0.55	1
PV-BESS 11B	33677.33	14916.8	7617.28	1.62	1.95	2.45

Table 4: Ημερήσιες Ποσότητες Αγοράς/Πώλησης, Περικοπές

Περιπτώσεις	Ποσότητα Αγοράς (MWh)			Ποσότητα Πώλησης (MWh)			Περικοπές (MWh)		
Ημέρες Έτους	20/06/24	21/12/24	28/04/24	20/06/24	21/12/24	28/04/24	20/06/24	21/12/24	28/04/24
Standalone PV	-	-	-	265.58	84.11	103.41	0	0	204
Standalone BESS	161.73	194.45	244.44	131	157.5	198	-	-	-
PV-BESS 11A	-	-	-	243.57	73.55	184.41	0	0	104
PV-BESS 11B	124.26	186.98	244.44	356.11	234.15	301.41	0	0	204

4.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΓΑΛΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2024

Η αξιολόγηση των μεμονωμένων και υβριδικών σταθμών αποκτά μεγαλύτερη ακρίβεια όταν το μοντέλο εφαρμόζεται σε πλήρη χρονικό ορίζοντα. Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα ετήσια αποτελέσματα των τεσσάρων σεναρίων λειτουργίας για το έτος 2024, τα οποία προκύπτουν από την εκτέλεση του μοντέλου σε όλο το χρονικό εύρος του έτους. Για την ανάλυση χρησιμοποιήθηκαν πραγματικές ωριαίες τιμές αγοράς επόμενης ημέρας από τον ENTSO-E, καθώς και ωριαία δεδομένα παραγωγής του φωτοβολταϊκού σταθμού. Η προσέγγιση αυτή επιτρέπει την πιο ολοκληρωμένη σύγκριση των σεναρίων ως προς την κερδοφορία και τις περικοπές παραγωγής, εξασφαλίζοντας αντιπροσωπευτικά και ρεαλιστικά αποτελέσματα.

Οι βασικοί δείκτες που εξετάζονται περιλαμβάνουν τα συνολικά κέρδη ανά kW εγκατεστημένης ισχύος (€/kW), εκφράζοντας το καθαρό οικονομικό αποτέλεσμα που προκύπτει από τη λειτουργία κάθε συστήματος σε σχέση με το μέγεθος της εγκατάστασης, επιτρέποντας έτσι άμεση και δίκαιη σύγκριση μεταξύ συστημάτων διαφορετικής διάταξης, τις ενεργειακές ροές (αγορά/πώληση) και τη λειτουργική συμπεριφορά (κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης). Η μελέτη εστιάζει στην απάντηση τριών κεντρικών ερωτημάτων: Πρώτον, πώς η δυνατότητα αγοράς ενέργειας από το δίκτυο (11B έναντι 11A) επηρεάζει την τελική κερδοφορία, δεύτερον, ποια διαμόρφωση μεγιστοποιεί την εκμετάλλευση των αρνητικών τιμών και των τιμολογιακών ακραίων τιμών και τρίτον, εάν οι υβριδικοί σταθμοί είναι οικονομικά ανώτεροι των μεμονωμένων λύσεων σε ετήσια βάση.

Συγκεκριμένα, το μεμονωμένο φωτοβολταϊκό σύστημα παρουσίασε συνολικό κέρδος 130.57 €/kW για το έτος 2024, με συνολική πωλούμενη ενέργεια 79,501.7 MWh (

Table 5). Αυτή η διαμόρφωση χαρακτηρίζεται από την πλήρη απουσία αγοράς ενέργειας από το δίκτυο, καθώς όλη η παραγόμενη ενέργεια πωλείται απευθείας στην αγορά. Το κέρδος προέρχεται αποκλειστικά από την άμεση πώληση της ηλιακής ενέργειας, χωρίς δυνατότητα εκμετάλλευσης των τιμολογιακών διακυμάνσεων λόγω έλλειψης συστήματος αποθήκευσης. Παρά το γεγονός ότι η απουσία μπαταρίας εξασφαλίζει μηδενικές απώλειες από αποδόσεις φόρτισης/εκφόρτισης, ταυτόχρονα περιορίζει σημαντικά τις ευκαιρίες για arbitrage, με αποτέλεσμα να καταγράφει το χαμηλότερο κέρδος ανά kW μεταξύ των υβριδικών διαμορφώσεων.

Η μεμονωμένη μπαταρία (BESS) παρουσίασε συνολικό κέρδος 88.57 €/kW, με ποσότητες αγοράς 65,786.42 MWh και πώλησης 53,287 MWh, ενώ οι ημερήσιοι κύκλοι λειτουργίας της ανήλθαν σε 1.78 (

Table 5). Αυτή η διαμόρφωση βασίζεται αποκλειστικά σε στρατηγικές arbitrage, αγοράζοντας ενέργεια σε χαμηλές τιμές και πωλώντας την σε υψηλές. Η μεγάλη διαφορά μεταξύ αγοραζόμενης και πωλούμενης ενέργειας (65.7 GWh έναντι 53.3 GWh) οφείλεται στις αναπόφευκτες απώλειες λόγω απόδοσης (round-trip efficiency < 100%). Το σχετικά χαμηλό κέρδος (88.57 €/kW) εξηγείται από δύο βασικούς παράγοντες: το υψηλό κόστος αγοράς ενέργειας και την αδυναμία παραγωγής δικής της ενέργειας. Ωστόσο, οι συχνές ημερήσιες λειτουργίες (1.78 κύκλοι/ημέρα) επιβεβαιώνουν την έντονη δραστηριότητα arbitrage.

Ο υβριδικός συνδυασμός της περίπτωσης 11A, όπου η μπαταρία φορτίζεται αποκλειστικά από το φωτοβολταϊκό, παρουσίασε συνολικό κέρδος 186.7 €/kW με ποσότητα πώλησης 73,636.46 MWh και 0.9 ημερήσιους κύκλους λειτουργίας (

Table 5). Αυτή η διαμόρφωση ξεπερνά το μεμονωμένο φωτοβολταϊκό κατά 43% σε κέρδη (186.7 έναντι 130.57 €/kW), χάρη στη στρατηγική αποθήκευσης της υπερβάλλουσας ηλιακής ενέργειας και πώλησής της σε υψηλότερες τιμές. Οι σχετικά λιγότεροι ημερήσιοι κύκλοι λειτουργίας (0.9) υποδηλώνουν ότι η μπαταρία χρησιμοποιείται κυρίως για βραχυπρόθεσμη ενεργειακή μετατόπιση (energy shifting) και όχι για συχνό arbitrage. Το κέρδος προέρχεται κατά 70-80% από την άμεση πώληση της ηλιακής ενέργειας και κατά 20-30% από την πώληση της αποθηκευμένης ενέργειας. Το κύριο πλεονέκτημα αυτής της διαμόρφωσης είναι η αύξηση των κερδών χωρίς την ανάγκη επιπλέον αγοράς ενέργειας από το δίκτυο.

Ο υβριδικός συνδυασμός της περίπτωσης 11B, με δυνατότητα αγοράς ενέργειας από το δίκτυο, παρουσίασε το υψηλότερο συνολικό κέρδος (217 €/kW) μεταξύ όλων των διαμορφώσεων, με ποσότητες 47,495.82 MWh σε αγορές και 114,389.79 MWh σε πωλήσεις, ενώ οι ημερήσιοι κύκλοι λειτουργίας της μπαταρίας ανήλθαν σε 1.78 (

Table 5). Αυτή η διαμόρφωση προσφέρει 66% υψηλότερα κέρδη από το μεμονωμένο φωτοβολταϊκό και 16% περισσότερα από το 11A. Η επιτυχία της βασίζεται σε μια διπλή στρατηγική: φόρτιση της μπαταρίας τόσο από το φωτοβολταϊκό (δωρεάν ενέργεια) όσο και από το δίκτυο σε περιόδους αρνητικών ή εξαιρετικά χαμηλών τιμών. Η σημαντική διαφορά

στην ποσότητα πώλησης (114.4 GWh έναντι 73.6 GWh του 11A) προκύπτει από την ενίσχυση της ηλιακής παραγωγής με ενέργεια που αγοράζεται σε πολύ χαμηλό κόστος. Οι συνεχείς λειτουργίες (1.78 κύκλοι/ημέρα) επιβεβαιώνουν την έντονη δραστηριότητα arbitrage, καθιστώντας την περίπτωση 11B την οικονομικά βέλτιστη επιλογή.

Συγκρίνοντας τις ετήσιες επιδόσεις των τεσσάρων διαμορφώσεων, διαπιστώνουμε μια σαφή ιεραρχία στην οικονομική απόδοση: PV-BESS 11B > PV-BESS 11A > Standalone PV > Standalone BESS. Συγκεκριμένα, η 11B παράγει 2.45 φορές μεγαλύτερο κέρδος από το μεμονωμένο BESS (217 έναντι 88.57 €/kW). Η πηγή των κερδών διαφέρει ανά διαμόρφωση: η 11A επικεντρώνεται στη βελτιστοποίηση της αυτοπαραγωγής, ενώ η 11B συνδυάζει την αυτοπαραγωγή με επιθετικό arbitrage, εκμεταλλευόμενη τις διακυμάνσεις των τιμών. Η μεμονωμένη μπαταρία απαιτεί μαζική αγορά ενέργειας (65.7 GWh) με σημαντικές απώλειες, ενώ η 11B εξισορροπεί την αγορά ενέργειας (47.5 GWh) με την αυτοπαραγωγή, επιτυγχάνοντας υψηλότερη συνολική αποδοτικότητα.

Η ανάλυση των ετήσιων αποτελεσμάτων για τους φωτοβολταϊκούς συνδυασμούς αναδεικνύει τη διακριτή λειτουργική συμπεριφορά και τα διαφορετικά πλεονεκτήματα των περιπτώσεων 11A και 11B. Η διαμόρφωση 11B εμφανίζει σαφή υπεροχή στην κερδοφορία, γεγονός που οφείλεται στη δυνατότητα αγοράς ενέργειας από το δίκτυο και επαναπώλησής της σε ώρες υψηλής τιμής. Η στρατηγική αυτή επιτρέπει στη μπαταρία να εκμεταλλεύεται πλήρως τη μεταβλητότητα της αγοράς, αυξάνοντας σημαντικά τις συνολικές ποσότητες πώλησης και συνεπώς τη χρησιμοποίησή της, οδηγώντας σε περισσότερους ημερήσιους κύκλους. Αντίθετα, η διαμόρφωση 11A, η οποία περιορίζεται στη φόρτιση αποκλειστικά από το φωτοβολταϊκό, εμφανίζει χαμηλότερα κέρδη αλλά σημαντικά μικρότερες περικοπές παραγωγής, καθώς η αποθήκευση λειτουργεί για την απορρόφηση της πλεονάζουσας ενέργειας του σταθμού. Αυτό οδηγεί σε πιο «καθαρή» αξιοποίηση της παραγωγής και σε περιορισμό απωλειών ενέργειας, εις βάρος όμως της συνολικής οικονομικής απόδοσης. Συνεπώς, τα αποτελέσματα υποδεικνύουν μια αντιστάθμιση μεταξύ κερδοφορίας και ενεργειακής αποδοτικότητας: οι συνδυασμοί 11B μεγιστοποιούν το οικονομικό όφελος μέσω της ευελιξίας της αγοράς, ενώ οι 11A προσφέρουν καλύτερη τεχνική εκμετάλλευση της παραγόμενης ενέργειας με μικρότερες περικοπές.

Table 5: Ετήσια Αποτελέσματα Φωτοβολταϊκών Συνδυασμών

Περιπτώσεις	Συνολικό Κέρδος (€/kW)	Συνολική Ποσ. Αγοράς (MWh)	Συνολική Ποσ. Πώλησης (MWh)	Ημερήσιοι κύκλοι λειτουργίας μπαταρίας	Περικοπές
Standalone PV	130.57	-	79501.7	-	859.85
Standalone BESS	88.57	65786.42	53287	1.79	-
PV-BESS 11A	186.7	-	73636.46	0.9	246.03
PV-BESS 11B	217	47495.82	114389.79	1.78	859.85

4.4 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΩΝ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ ΣΕ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥΣ PV-BESS ΣΤΑΘΜΟΥΣ

Στόχος της συγκεκριμένης ενότητας είναι η διερεύνηση της επίδρασης δύο κρίσιμων παραμέτρων των μπαταριών στην οικονομική και λειτουργική απόδοση των υβριδικών φωτοβολταϊκών συστημάτων παραγωγής ενέργειας. Συγκεκριμένα, εξετάζουμε δύο περιπτώσεις διαφοροποιημένων χαρακτηριστικών, αύξηση της απόδοσης φόρτισης/εκφόρτισης από 90% σε 93%, η οποία μειώνει τις ενεργειακές απώλειες κατά τη διαδικασία της αποθήκευσης και αύξηση της χωρητικότητας από δίωρη σε τετράωρη διάρκεια (ελάχιστη και μέγιστη ενεργειακή στάθμη 20 MWh και 200 MWh αντίστοιχα) και στόχος είναι να αποκαλυφθεί πώς αυτές οι βελτιώσεις επηρεάζουν βασικούς δείκτες (κέρδη, ποσότητες ενέργειας, περικοπές) σε τρεις διαμορφώσεις για το έτος 2024. Παρακάτω παρουσιάζεται συνολικά ο πίνακας των παραμέτρων της μπαταρίας και για τις 2 περιπτώσεις (Table 6).

Table 6: Περιπτώσεις Παραμέτρων Μπαταρίας Ανάλυσης Ευαισθησίας

Χαρακτηριστικά Μπαταρίας	Βασική Περίπτωση (EF90)	1 ^η Περίπτωση (EF93)	2 ^η Περίπτωση (4H)
SOC_0	50 (MWh)	50 (MWh)	100 (MWh)
SOC^{min}	10 (MWh)	10 (MWh)	20 (MWh)
SOC^{max}	100 (MWh)	100 (MWh)	200 (MWh)
$P^{c,max}$	50 (MW)	50 (MW)	50 (MW)
$P^{d,max}$	50 (MW)	50 (MW)	50 (MW)
η^c	0.9	0.93	0.9
η^d	0.9	0.93	0.9

Επειδή οι μεταβολές αυτές αφορούν αποκλειστικά το υποσύστημα αποθήκευσης, τα αποτελέσματα αφορούν τη μεμονωμένη μπαταρία (Standalone BESS) και τους δύο υβριδικούς συνδυασμούς (PV-BESS 11A και PV-BESS 11B). Κάθε μεταβολή συγκρίνεται με τη βασική περίπτωση του αντίστοιχου συστήματος (δίωρη διάρκεια και απόδοση 90%).

Στην περίπτωση της μεμονωμένης μπαταρίας, η αύξηση της απόδοσης από 90% σε 93% οδήγησε σε αύξηση των κερδών κατά 9.7%, από 88.57 σε 97.18 €/kW (Table 7). Παράλληλα, οι ημερήσιοι κύκλοι λειτουργίας αυξήθηκαν κατά 9.5%, από 1.79 σε 1.96. Αυτή η βελτίωση οφείλεται στη μείωση των ενεργειακών απωλειών κατά τις διαδικασίες φόρτισης και εκφόρτισης, που αυξάνει τη διαθέσιμη ενέργεια για arbitrage.

Όταν εξετάσαμε την επίδραση της αύξησης της χωρητικότητας σε τετράωρη διάρκεια, τα αποτελέσματα ήταν ακόμα πιο εντυπωσιακά. Τα κέρδη εκτοξεύτηκαν κατά 57.1%, φτάνοντας τα 139.17 €/kW, ενώ οι ποσότητες αγοράς και πώλησης ενέργειας αυξήθηκαν και οι δύο κατά 63.4% (Table 8). Παρά τη μείωση των ημερήσιων κύκλων λειτουργίας

κατά 15.1%, που οφείλεται στο διπλασιασμό της διαθέσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας, η μεγαλύτερη χωρητικότητα επέτρεψε την αποτελεσματικότερη εκμετάλλευση των τιμολογιακών διαφορών, ιδίως μέσω της αποθήκευσης ενέργειας σε αρνητική τιμή και πώλησής της σε περιόδους υψηλής τιμής.

Για το υβριδικό σύστημα της περίπτωσης 11A, όπου η μπαταρία φορτίζεται αποκλειστικά από το φωτοβολταϊκό, η αύξηση της απόδοσης είχε μέτριες επιπτώσεις. Τα κέρδη αυξήθηκαν μόνο κατά 2.4%, από 186.7 σε 191.1 €/kW (Table 7), ενώ οι περικοπές του φωτοβολταϊκού αυξήθηκαν κατά 6.5% (Table 8). Αυτό δείχνει ότι η βελτιωμένη απόδοση αυξάνει την αποθήκευση της υπερβάλλουσας ηλιακής ενέργειας, αλλά η απουσία δυνατότητας αγοράς από το δίκτυο περιορίζει σημαντικά τα πιθανά οφέλη. Η αύξηση των περικοπών που παρατηρείται οφείλεται στο γεγονός ότι η αυξημένη απόδοση σημαίνει ότι η μπαταρία φορτίζει στο ίδιο επίπεδο στάθμης δεσμεύοντας λιγότερη ενέργεια συγκριτικά με τη βασική περίπτωση, συνεπώς υπάρχει περισσότερη διαθέσιμη παραγόμενη ενέργεια από το φωτοβολταϊκό, η οποία, λόγω κορεσμού της μπαταρίας, περικόπεται.

Η επίδραση της αύξησης της χωρητικότητας ήταν πιο σημαντική. Τα κέρδη αυξήθηκαν κατά 16.6%, φτάνοντας τα 217.7 €/kW, ενώ οι περικοπές του φωτοβολταϊκού μειώθηκαν δραματικά κατά 98.4%. Η μεγαλύτερη χωρητικότητα αποδείχθηκε ικανή να απορροφήσει σχεδόν όλη την ηλιακή παραγωγή, ελαχιστοποιώντας σημαντικά τις απώλειες. Παρόλο που οι συνολικές πωλήσεις μειώθηκαν ελαφρά, η αυξημένη χωρητικότητα βελτίωσε τη δυνατότητα του συνδυασμού για αγορά και η πώληση της αποθηκευμένης ενέργειας σε υψηλότερες τιμές οδήγησε σε σημαντική αύξηση των κερδών.

Στο υβριδικό σύστημα της περίπτωσης 11B, που επιτρέπει την αγορά ενέργειας από το δίκτυο, η αύξηση της απόδοσης οδήγησε σε αύξηση των κερδών κατά 3.9%, από 217 σε 225.42 €/kW (Table 7). Οι αγορές ενέργειας αυξήθηκαν κατά 6.3%, ενώ οι πωλήσεις κατά 5.3% (Table 8). Αυτό επιβεβαιώνει ότι η μείωση των ενεργειακών απωλειών αυξάνει την κερδοφορία των ήδη υπάρχουσών συναλλαγών που πραγματοποιούνται όταν ο συνδυασμός κάνει arbitrage.

Η επίδραση της αύξησης της χωρητικότητας ήταν ακόμα πιο εντυπωσιακή. Τα κέρδη αυξήθηκαν κατά 20.9%, φτάνοντας τα 262.33 €/kW, με τις αγορές να αυξάνονται κατά 59.9% και τις πωλήσεις κατά 17.7%. Η μεγαλύτερη χωρητικότητα επέτρεψε την εκμετάλλευση μαζικών

αρνητικών τιμών για φθηνή αγορά ενέργειας, η οποία στη συνέχεια πωλήθηκε σε περιόδους αιχμής με σημαντικό κέρδος, ενώ οι περικοπές του φωτοβολταϊκού έμειναν ίδιες με τη βασική περίπτωση.

Συγκρίνοντας τις επιδράσεις των δύο παραμέτρων, διαπιστώνουμε ότι η μετάβαση από δίωρη σε τετράωρη διάρκεια αποθήκευσης επιτρέπει την απορρόφηση μεγαλύτερων ποσοτήτων ενέργειας κατά τις ώρες χαμηλής τιμής και την πώλησή της σε ώρες υψηλής ζήτησης, οδηγώντας σε σημαντική αύξηση των εσόδων. Η επίδραση αυτή είναι έντονη τόσο στο μεμονωμένο σύστημα αποθήκευσης όσο και στους δύο υβριδικούς συνδυασμούς, με ιδιαίτερα έντονη βελτίωση στην περίπτωση 11B όπου η δυνατότητα αγοράς ενέργειας επιτρέπει πλήρη αξιοποίηση των δυνατοτήτων arbitrage. Αντίθετα, στο σύστημα 11A, όπου η φόρτιση περιορίζεται αποκλειστικά από την παραγωγή του φωτοβολταϊκού, τα οφέλη της μεγαλύτερης χωρητικότητας αποτυπώνονται κυρίως στη μείωση των περικοπών και στη μείωση των κύκλων λειτουργίας, χωρίς ωστόσο να επιτυγχάνεται ανάλογη αύξηση στα έσοδα.

Η συμπεριφορά αυτή αντικατοπτρίζεται και στα αποτελέσματα των περικοπών. Οι περικοπές της περίπτωσης 11A μειώνονται δραστικά και σχεδόν μηδενίζονται με την αύξηση της χωρητικότητας της αποθήκευσης, καθώς η μπαταρία έχει πλέον τη δυνατότητα να απορροφά σχεδόν όλη την πλεονάζουσα παραγωγή του φωτοβολταϊκού. Αντίθετα, στο σενάριο 11B, οι περικοπές παραμένουν σταθερά υψηλές και ίσες με την περίπτωση του μεμονωμένου φωτοβολταϊκού, αφού σε περιόδους αρνητικών τιμών το σύστημα προτιμά να περιορίζει την τοπική παραγωγή και να φορτίζει τη μπαταρία από το δίκτυο, εκμεταλλευόμενο το οικονομικό όφελος που προκύπτει και από την αγορά και από την πώληση ενέργειας, ανεξαρτήτως σεναρίου και άρα παραμέτρων μπαταρίας.

Η αύξηση της απόδοσης στην 11B έχει παρόμοια επίδραση με αυτή της μεμονωμένης μπαταρίας στους κύκλους λειτουργίας επειδή και στις δύο περιπτώσεις η φόρτιση και εκφόρτιση βασίζονται στο αποτελεσματικότερο arbitrage και εξαρτώνται άμεσα από τις συνθήκες της αγοράς και όχι από ένα σταθερό προφίλ παραγωγής, όπως συμβαίνει στην 11A, στην οποία δεν παρατηρείται αλλαγή στους ημερήσιους κύκλους. Αυτό που έχει ιδιαίτερο ενδιαφέρον όμως είναι η αύξηση των περικοπών της περίπτωσης 11A. Επειδή η μπαταρία στην 11A μπορεί να φορτίζεται αποκλειστικά από την παραγωγή του ΦΒ, η βελτίωση της απόδοσης σημαίνει ότι αποθηκεύεται περισσότερη ενέργεια ανά κύκλο, αλλά και ότι η αποθήκευση κορεσμού επιτυγχάνεται ταχύτερα. Έτσι, σε ώρες έντονης

ηλιακής παραγωγής, η μπαταρία γεμίζει πλήρως νωρίτερα μέσα στην ημέρα και δεν υπάρχει πλέον διαθέσιμη χωρητικότητα για να απορροφήσει την υπόλοιπη παραγωγή του ΦΒ, η οποία τελικά περικόπτεται. Με άλλα λόγια, η αυξημένη απόδοση βελτιώνει τη συνολική ενεργειακή αξιοποίηση ανά κύκλο, αλλά δεν αυξάνει τη συνολική αποθηκευτική ικανότητα, οδηγώντας σε περισσότερες ώρες υπερπαραγωγής που δεν μπορούν να απορροφηθούν και συνεπώς σε αυξημένες περικοπές.

Table 7: Ετήσια Κέρδη και Κύκλοι Λειτουργίας Ανάλυσης Ευαισθησίας PV-BESS

Περιπτώσεις	Συνολικό Κέρδος (€/kW)			Ημερήσιοι κύκλοι λειτουργίας μπαταρίας		
	EF90	EF93	4H	EF90	EF93	4H
Standalone BESS	88,57	97,18	139,17	1,79	1,96	1,52
PV-BESS 11A	186,7	191,1	217,7	0,9	0,93	0,73
PV-BESS 11B	217	225,42	262,33	1,78	1,94	1,48

Table 8: Ετήσιες Αγορές/Πωλήσεις και Περικοπές Ανάλυσης Ευαισθησίας PV-BESS

Περιπτώσεις	Συνολική Ποσότητα Αγοράς (MWh)			Συνολική Ποσότητα Πώλησης (MWh)			Περικοπές ΦΒ (MWh)		
	EF90	EF93	4H	EF90	EF93	4H	EF90	EF93	4H
Χαρακτηριστικά μπαταρίας									
Standalone BESS	65786.42	69553	107505	53287	60156	87080	-	-	-
PV-BESS 11A	-	-	-	73636.46	75396	69895	246.03	262.14	3.83
PV-BESS 11B	47495.82	50502	75946	114389.79	120500	134599	859.85	859.85	859.85

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Το παρόν κεφάλαιο επεκτείνει την ανάλυση του Κεφαλαίου 4, εστιάζοντας στην οικονομική και λειτουργική συμπεριφορά υβριδικών και μεμονωμένων συστημάτων με ανεμογεννήτριες στην Ελλάδα για το έτος 2024. Παρά τη διατήρηση της ίδιας δομής (ανάλυση μικρής και μεγάλης κλίμακας, ανάλυση ευαισθησίας), οι θεμελιώδεις διαφορές μεταξύ φωτοβολταϊκών (PV) και αιολικών (Wind) συστημάτων επηρεάζουν σημαντικά τα αποτελέσματα. Η παραγωγή της ανεμογεννήτριας εξαρτάται από τα αιολικά δεδομένα, τα οποία στην Ελλάδα παρουσιάζουν υψηλότερες ταχύτητες ανέμου το χειμώνα και μειωμένες το καλοκαίρι. Αυτό αντιτίθεται του προφίλ του φωτοβολταϊκού, το οποίο παράγει μέγιστη ισχύ το καλοκαίρι και ελάχιστη τον χειμώνα. Η μεταβλητότητα της παραγωγής ανέμου αυξάνει την αξία της μπαταρίας, η οποία μπορεί να απορροφήσει την πλεονάζουσα ενέργεια σε ώρες έντονων ανέμων και να την αποθηκεύσει για μετέπειτα χρήση. Σε σύγκριση με τα φωτοβολταϊκά συστήματα, τα αιολικά συστήματα μπορεί να απαιτούν μεγαλύτερη χωρητικότητα μπαταρίας για βέλτιστη ενσωμάτωση στην αγορά, ιδίως σε περιόδους χαμηλής ζήτησης.

Σκοπός αυτού του κεφαλαίου είναι να αναλύσει τις επιδόσεις των τριών διαμορφώσεων ήτοι μεμονωμένη ανεμογεννήτρια, υβριδικοί 11Α και 11Β (η περίπτωση μεμονωμένης μπαταρίας είναι πανομοιότυπη οπότε παραλείπεται). Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί σε τρεις κλίμακες: ημερήσια, ετήσια και ανάλυση ευαισθησίας, με στόχο την αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας και της λειτουργικής αποδοτικότητας κάθε διαμόρφωσης. Τα ευρήματα θα συγκριθούν με τα αντίστοιχα αποτελέσματα του Κεφαλαίου 4, ώστε να αναδειχθούν οι διαφορές και οι ομοιότητες μεταξύ των δύο τεχνολογιών.

5.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ

Για την ανάλυση των αιολικών συστημάτων, χρησιμοποιήθηκαν τα ίδια δεδομένα τιμών αγοράς επόμενης ημέρας όπως και στην προηγούμενη μελέτη του φωτοβολταϊκού. Οι τιμές αυτές προέρχονται από την επίσημη πλατφόρμα του ENTSO-E για το έτος 2024 και αφορούν ωριαίες μετρήσεις. Η χρήση των ίδιων τιμών επιτρέπει τη σύγκριση των αποτελεσμάτων μεταξύ των δύο τεχνολογιών υπό τις ίδιες συνθήκες αγοράς.

Τα δεδομένα παραγωγής της ανεμογεννήτριας προέρχονται από πραγματικές μετρήσεις ενός αιολικού πάρκου στη Στυλίδα, το οποίο έχει μέγιστη ονομαστική ισχύ 8,5 MW και έχει αναχθεί σε τάξη των 50MW όπως και στην περίπτωση του φωτοβολταϊκού. Τα ωριαία δεδομένα καλύπτουν όλο το έτος 2024 και αντικατοπτρίζουν τις πραγματικές συνθήκες λειτουργίας του πάρκου. Οι παράμετροι της μονάδας αποθήκευσης (BESS) παραμένουν οι ίδιες όπως στο Κεφάλαιο 4 (Table 2). Συγκεκριμένα, η μπαταρία έχει ελάχιστη ενεργειακή στάθμη 10 MWh, μέγιστη 100 MWh, και αρχική στάθμη 50 MWh. Η μέγιστη ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης ορίζεται στα 50 MW, ενώ οι αποδόσεις φόρτισης και εκφόρτισης είναι 90%. Για όλες τις αναλύσεις που πραγματοποιήθηκαν, χρησιμοποιούνται τα ίδια μαθηματικά μοντέλα για κάθε περίπτωση που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 3, όπως στις περιπτώσεις των φωτοβολταϊκών συνδυασμών, με τη μόνη διαφορά να έγκειται στη μεταβλητή απόφασης που αφορά την πραγματική παραγόμενη ισχύ του σταθμού ΑΠΕ τη χρονική περίοδο t , που στους αιολικούς συνδυασμούς είναι η p_t^{WIND} .

Η παραγωγή της ανεμογεννήτριας παρουσιάζει έντονη εποχική μεταβλητότητα, με υψηλότερες τιμές το χειμώνα και χαμηλότερες το καλοκαίρι. Για παράδειγμα, κατά τη διάρκεια του χειμερινού ηλιοστασίου (21/12/2024), η παραγωγή ήταν σημαντικά υψηλότερη σε σύγκριση με το θερινό ηλιοστάσιο (20/06/2024). Επιπλέον, η παραγωγή ανέμου δεν ευθυγραμμίζεται πάντα με τις αιχμές ζήτησης, όπως συμβαίνει με το φωτοβολταϊκό. Αυτό αυξάνει την αξία της μπαταρίας, η οποία μπορεί να αποθηκεύει την ενέργεια όταν η παραγωγή είναι υψηλή και να την αξιοποιεί σε ώρες υψηλότερης ζήτησης. Η δυνατότητα αυτή είναι ιδιαίτερα σημαντική για τη μεγιστοποίηση των οικονομικών οφελών.

5.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ

Όπως και στην ανάλυση φωτοβολταϊκού συστήματος, για την ανάλυση μικρής κλίμακας επιλέγουμε 3 μέρες, τις 20/06/2024, 21/12/2024 και 28/04/2024. Για την καλύτερη κατανόηση των διαγραμμάτων που θα παρουσιάσουμε στο παρόν υποκεφάλαιο, χρησιμοποιήθηκαν πάλι τα μεγέθη που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 4, με τη μόνη διαφορά να έγκειται στην αντικατάσταση του μεγέθους *PV Power* από το μέγεθος *WIND POWER*.

- *WIND Power*: Καμπύλη πραγματικής παραγόμενης ισχύς της ανεμογεννήτριας.

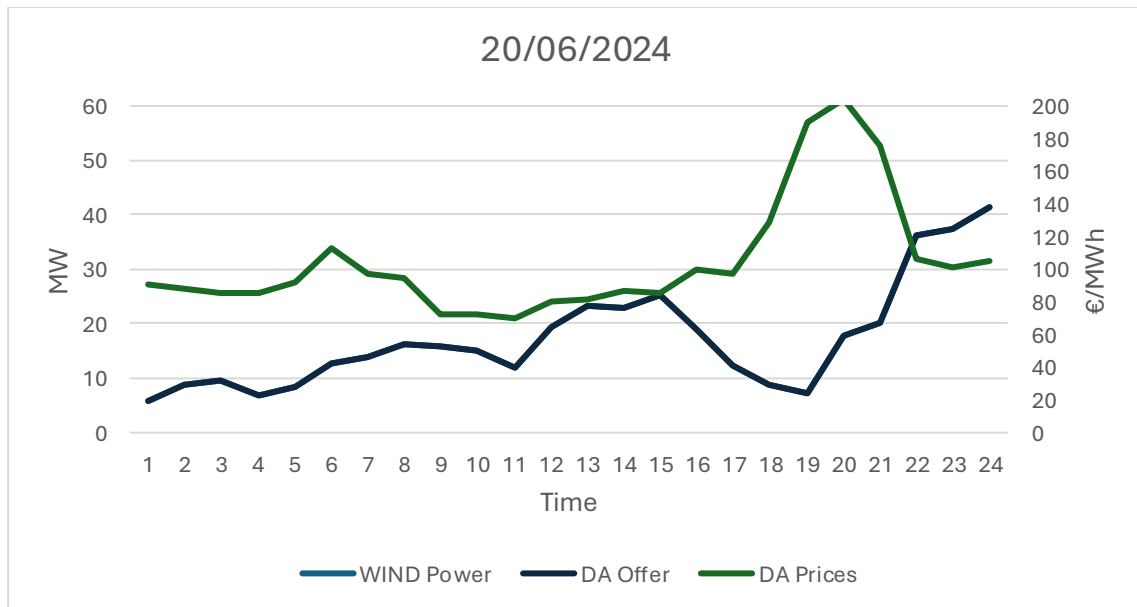
5.2.1 Αποτελέσματα Μεμονωμένης Ανεμογεννήτριας (Standalone WIND)

Επιλύοντας το πρόβλημα βελτιστοποίησης για τον κάτοχο μεμονωμένης ανεμογεννήτριας, με στόχο πάντα, την μεγιστοποίηση του κέρδους του συμμετέχοντα στην αγορά επόμενης ημέρας, προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα. Η ποσότητα πώλησης κάθε περίοδο ισούται με την πραγματική παραγόμενη ισχύ της ανεμογεννήτριας και το συνολικό κέρδος (αντικειμενική συνάρτηση) προκύπτει αποκλειστικά από την πώληση της ισχύος της ανεμογεννήτριας στην αγορά.

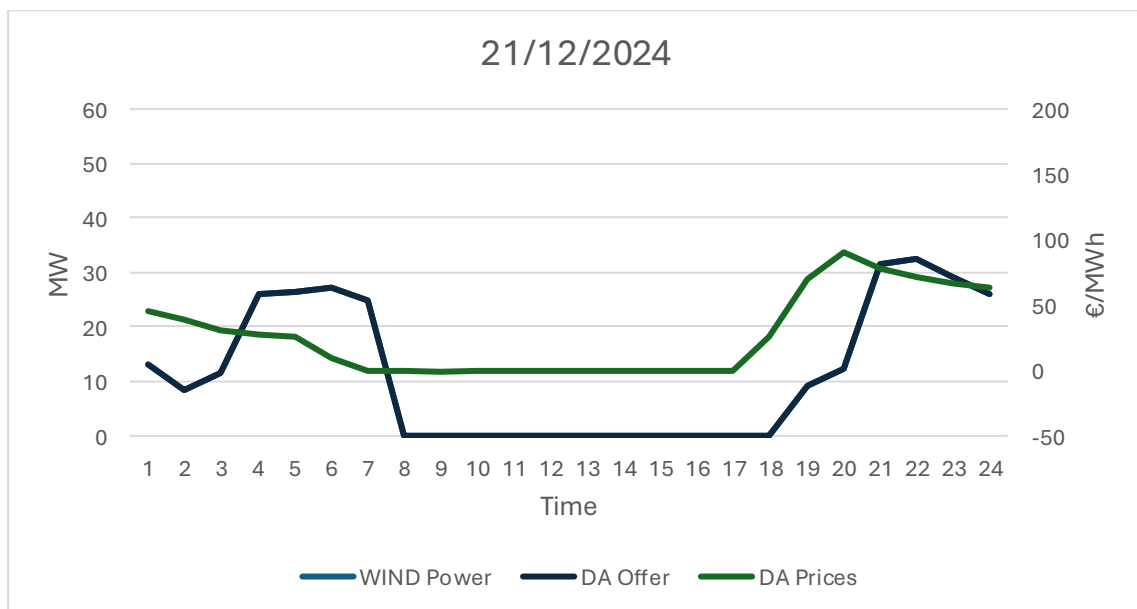
Στις 20 Ιουνίου, που αντιστοιχεί στο θερινό ηλιοστάσιο, η παραγωγή παρουσίασε χαμηλά επίπεδα (15-25 MW) με εξαίρεση τη μέγιστη ένταση τις βραδινές ώρες (21:00-24:00) (Σχήμα 26). Παρά τις υψηλές τιμές της αγοράς τις ώρες αιχμής (19:00-22:00), η παραγωγή δεν ευθυγραμμίστηκε ολοκληρωτικά με αυτές, με αποτέλεσμα τα κέρδη να περιορίζονται.

Στις 21 Δεκεμβρίου, κατά το χειμερινό ηλιοστάσιο, η παραγωγή έφτασε σε πολύ υψηλότερα επίπεδα (25-40 MW) με μια απότομη πτώση στην παραγωγή κατά τις μεσημβρινές ώρες (Σχήμα 27). Αν και μεσοσταθμικά οι τιμές της αγοράς ήταν χαμηλότερες σε σύγκριση με το καλοκαίρι, η αυξημένη παραγωγή οδήγησε σε υψηλότερα συνολικά κέρδη, καθώς καλύφθηκαν περισσότερες ώρες ζήτησης.

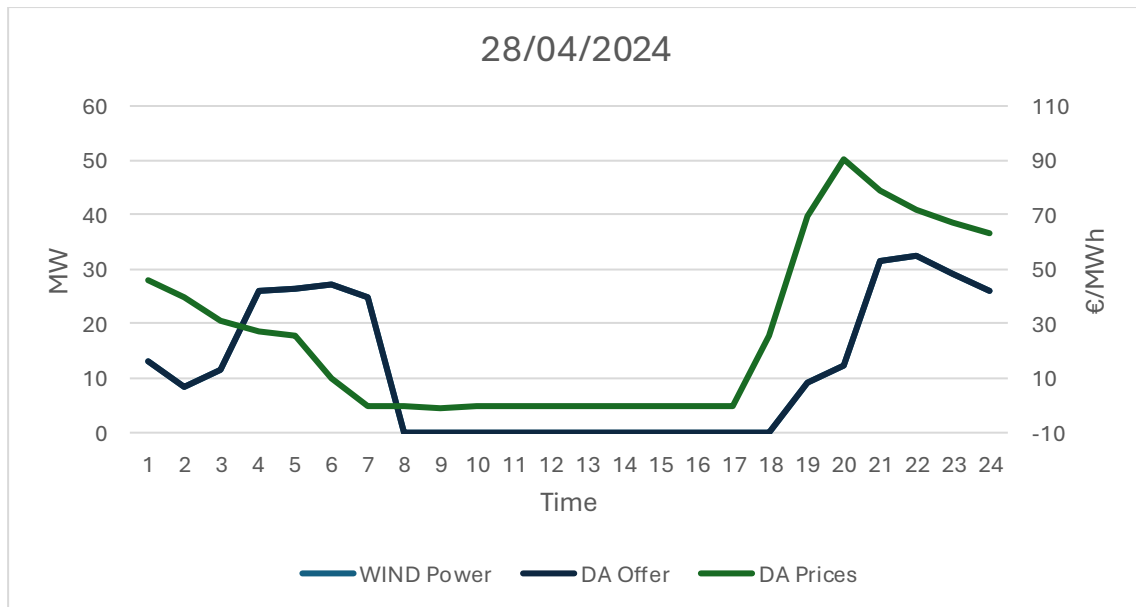
Η ημέρα της 28ης Απριλίου παρουσίασε ιδιαίτερο ενδιαφέρον λόγω της εμφάνισης αρνητικών τιμών στην αγορά. Η παραγωγή της ανεμογεννήτριας ήταν μέτρια (10-30 MW) με αιχμές τις πρωινές ώρες (Σχήμα 28). Ωστόσο, η ύπαρξη αρνητικών τιμών από τις 07:00 έως τις 17:00 οδήγησε σε εκτεταμένες περικοπές παραγωγής, με αποτέλεσμα να πωλείται μόνο το 30% της δυνητικής ενέργειας κατά τις ώρες με θετικές τιμές.



Σχήμα 26: Αποτελέσματα Μεμονωμένης ΑΓ 20/06



Σχήμα 27: Αποτελέσματα Μεμονωμένης ΑΓ 21/12



Σχήμα 28: Αποτελέσματα Μεμονωμένης ΑΓ 28/04

Συγκριτικά, η ανεμογεννήτρια παρουσιάζει σημαντικά υψηλότερη παραγωγή το χειμώνα (3 φορές μεγαλύτερη από το καλοκαίρι), γεγονός που οδηγεί σε μεγαλύτερα κέρδη παρά τις χαμηλότερες τιμές αγοράς. Ωστόσο, η έλλειψη συγχρονισμού μεταξύ ωρών παραγωγής και τιμολογιακών αιχμών περιορίζει τις δυνατότητες για arbitrage. Επιπλέον, σε περιπτώσεις αρνητικών τιμών, το σύστημα υφίσταται σημαντικές οικονομικές απώλειες λόγω των εκτεταμένων περικοπών.

5.2.2 Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α

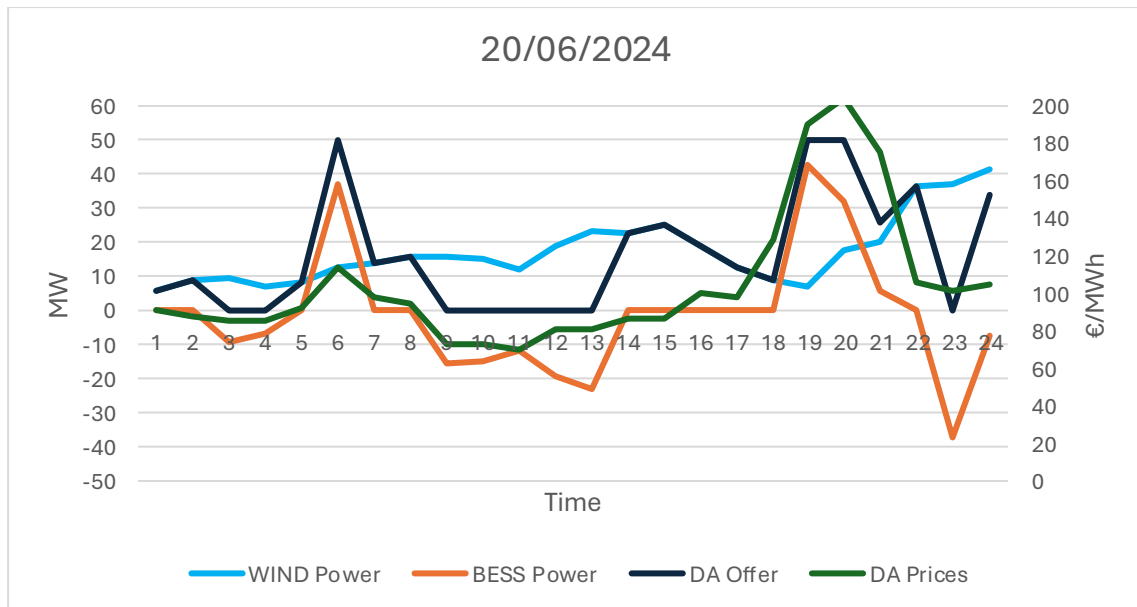
Επιλύοντας το πρόβλημα βελτιστοποίησης για τον κάτοχο της περίπτωσης 11Α συνδυασμού Ανεμογεννήτριας με μονάδα αποθήκευσης, με στόχο πάντα, την μεγιστοποίηση του κέρδους του συμμετέχοντα στην αγορά επόμενης ημέρας, προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα.

Στις 20 Ιουνίου, η λειτουργία του συστήματος χαρακτηρίστηκε από διαλείπουσα φόρτιση της μπαταρίας. Συγκεκριμένα, η φόρτιση πραγματοποιήθηκε κατά το διάστημα 09:00-13:00 με ρυθμό 20 MW, εκμεταλλευόμενη τις σχετικές αιχμές ανέμου, συνδυαζόμενες από χαμηλές τιμές ενέργειας (Σχήμα 29). Το επίπεδο φόρτισης (SOC) ξεκίνησε από 50 MWh στις 00:00 (όπως επιβάλλει ο αντίστοιχος περιορισμός), κατήλθε στο κατώτατο όριο στάθμης των 20 MWh στις 08:00 και στη συνέχεια

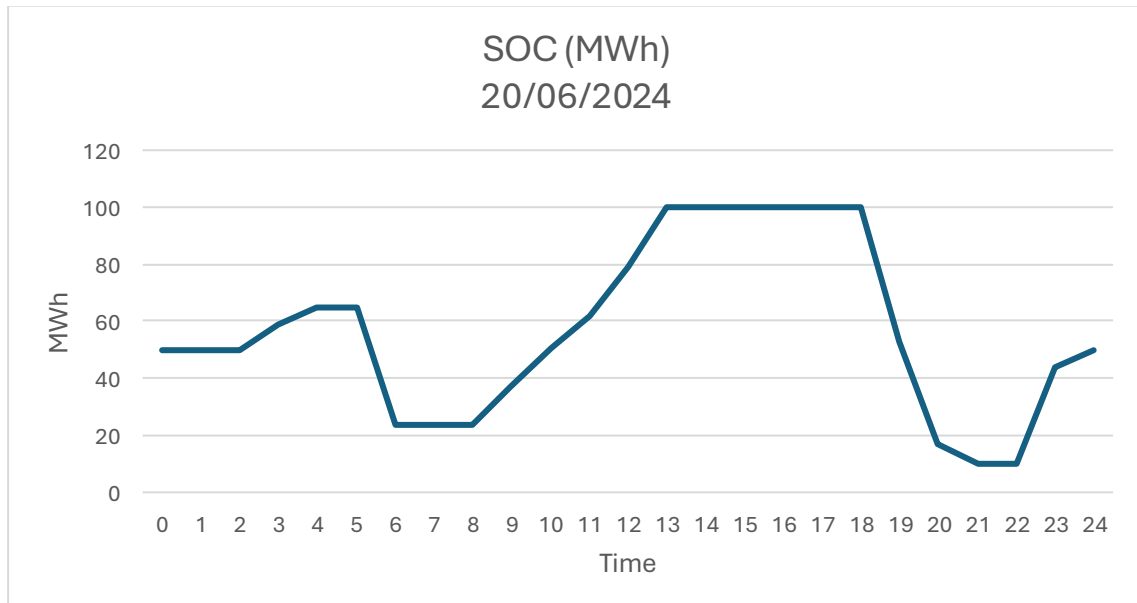
αυξήθηκε στο ανώτατο όριο των 100 MWh μέχρι τις 18:00 (Σχήμα 30). Αυτή η διακύμανση οφειλόταν στην εκφόρτιση της μπαταρίας κατά τις απογευματινές ώρες αιχμής (18:00-21:00), όταν οι τιμές της αγοράς έφταναν τα €160-180/MWh, με παράλληλη πώληση της τρέχουσας παραγωγής ανέμου.

Στις 21 Δεκεμβρίου, παρατηρήθηκε συνεχής φόρτιση της μπαταρίας για μεγάλο διάστημα της ημέρας, με την ενεργειακή στάθμη να βρίσκεται στο ανώτατο όριο για 12 συναπτές ώρες (05:00-17:00). Αυτό κατέστη δυνατό, καθώς αρχικά η μπαταρία φορτίστηκε πλήρως τις περιόδους 02:00-04:00 που η τιμή ήταν εξαιρετικά χαμηλή, έπειτα η υψηλή διαθεσιμότητα ανέμου τις πρώτες 6 ώρες οδήγησε στην απευθείας πώληση όλης της διαθέσιμης παραγωγής, και τέλος επειδή τις υπόλοιπες 6 ώρες που η παραγωγή μειώθηκε, η μπαταρία ήταν πλήρως φορτισμένη, ο συνδυασμός δεν ήταν δυνατό να αξιοποιήσει τη μπαταρία (Σχήμα 31). Η εκφόρτιση της μπαταρίας πραγματοποιήθηκε στις 18:00-20:00 (Σχήμα 32), όταν οι τιμές της αγοράς έφταναν τα €120-140/MWh, πουλώντας και διαθέσιμη από την ανεμογεννήτρια ενέργεια και αποθηκευμένη.

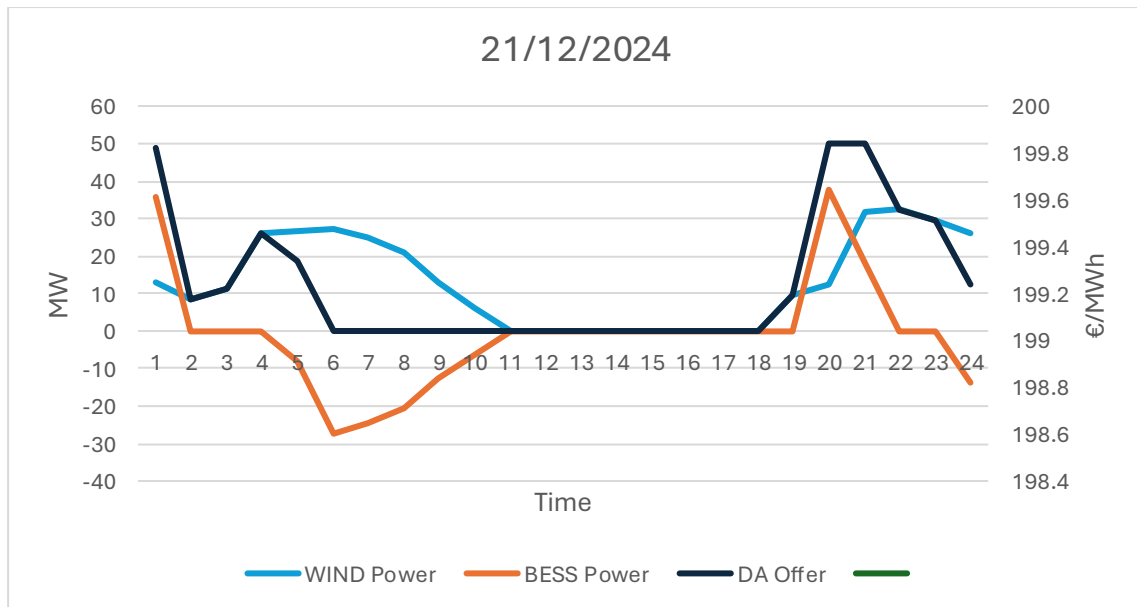
Στις 28 Απριλίου 2024, το σύστημα υιοθέτησε εντατική φόρτιση κατά τη διάρκεια των αρνητικών τιμών (06:00-10:00) με ρυθμό 30-40 MW. Αφού η μπαταρία έφτασε το σημείο κορεσμού στις 10:00, το σύστημα δεν πραγματοποίησε κάποια διαδικασία μέχρι τις 19:00, που οι τιμές απέκτησαν μέγιστη τιμή και ο συνδυασμός πούλησε τη διαθέσιμη παραγόμενη και αποθηκευμένη ενέργεια. Συνολικά, η στρατηγική περιλάμβανε την κατεύθυνση του 80% της παραγωγής ανέμου προς τη φόρτιση της μπαταρίας κατά τις αρνητικές τιμές, με επαναπώληση της αποθηκευμένης ενέργειας αργότερα σε τιμές €80-100/MWh.



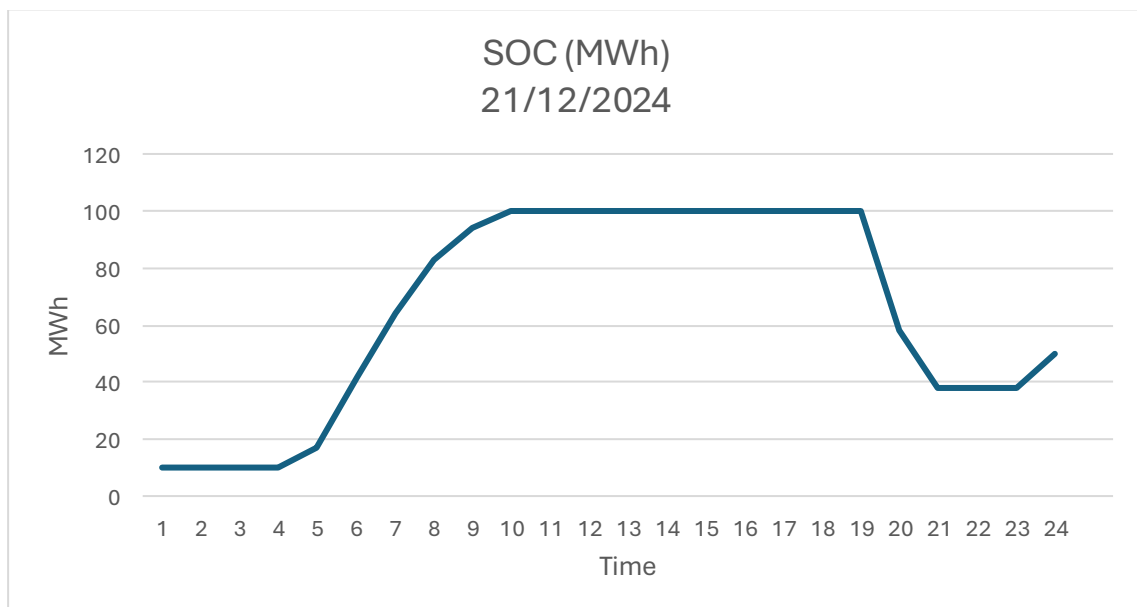
Σχήμα 29: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α ΑΓ 20/06



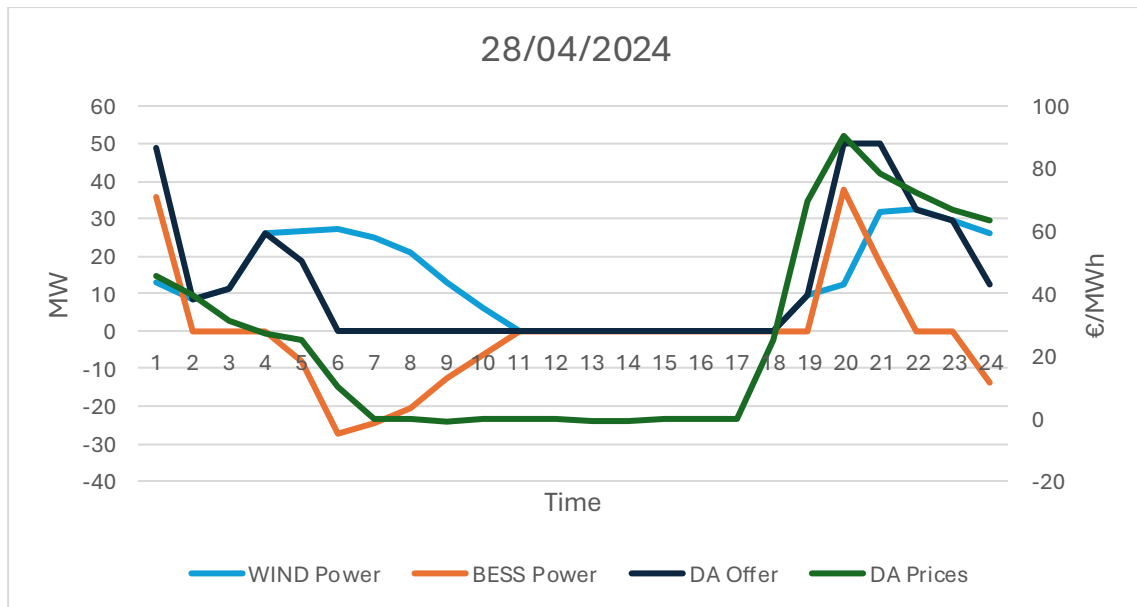
Σχήμα 30 Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 20/06



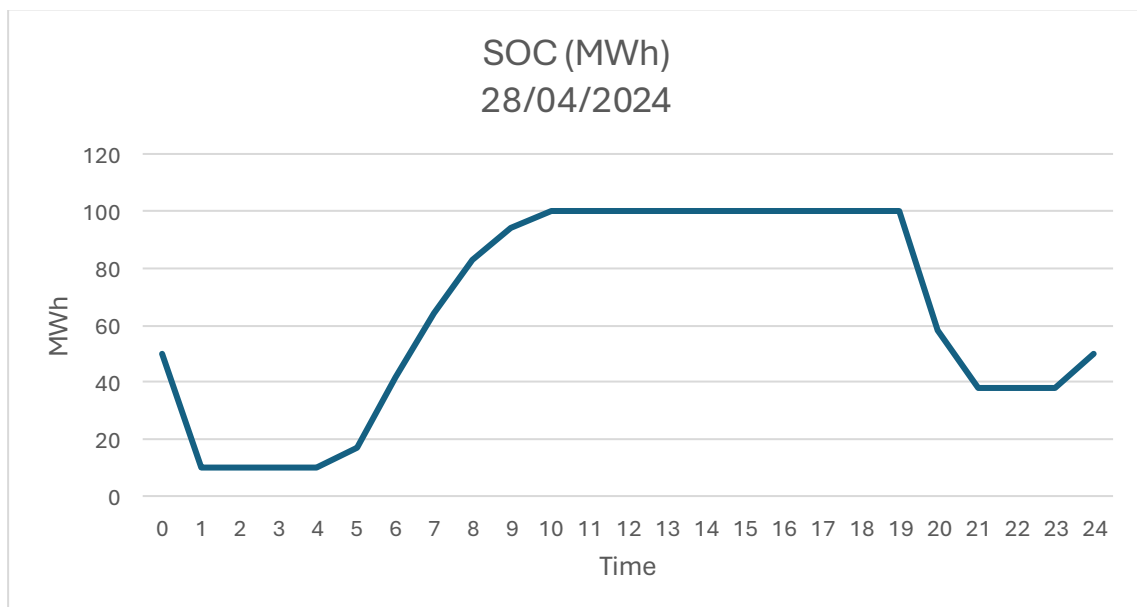
Σχήμα 31: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α ΑΓ 21/12



Σχήμα 32: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 21/12



Σχήμα 33: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α ΑΓ 28/04



Σχήμα 34: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 28/04

Συγκριτικά, η χειμερινή περίοδος (21/12) παρουσίασε την καλύτερη απόδοση, με συνεχή φόρτιση και πλήρη αξιοποίηση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Αντίθετα, την καλοκαιρινή περίοδο (20/06), η χαμηλότερη παραγωγή ανέμου περιορίζει τη δυνατότητα συνεχούς φόρτισης. Τέλος, την ημέρα των αρνητικών τιμών (28/04), η στρατηγική κατεύθυνσης της

ενέργειας προς τη μπαταρία εξαλείφει μέρος των περικοπών, παρόλο που ο κορεσμός της μπαταρίας οδηγεί σε απώλειες.

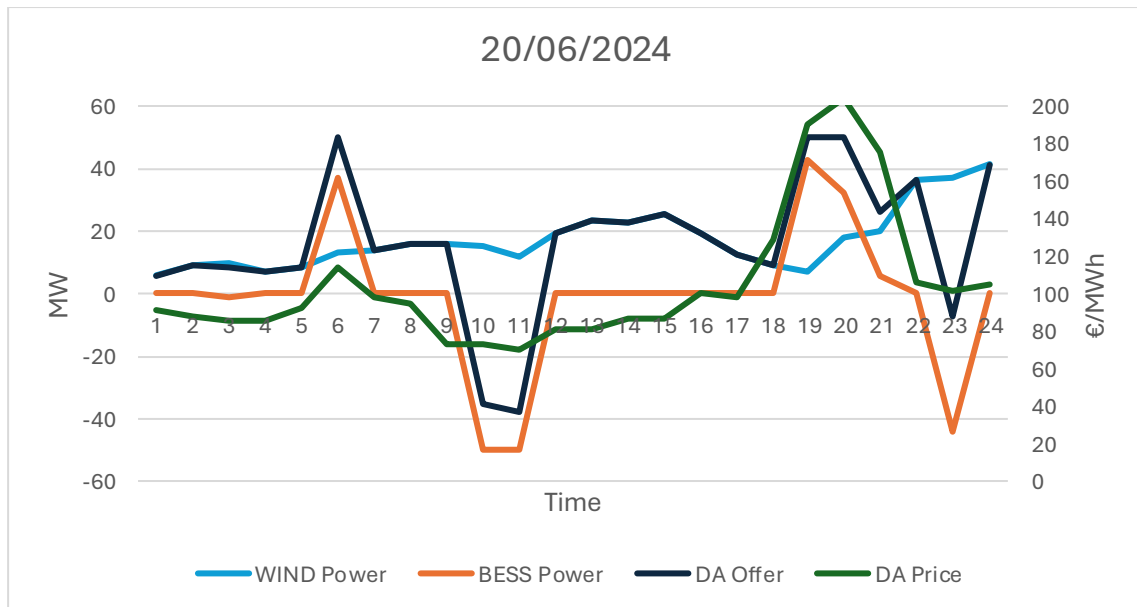
5.2.3 Αποτελέσματα Περίπτωσης 11B

Επιλύοντας το πρόβλημα βελτιστοποίησης για τον κάτοχο της περίπτωσης 11B συνδυασμού Ανεμογεννήτριας με μονάδα αποθήκευσης, με στόχο πάντα, την μεγιστοποίηση του κέρδους του συμμετέχοντα στην αγορά επόμενης ημέρας, προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα.

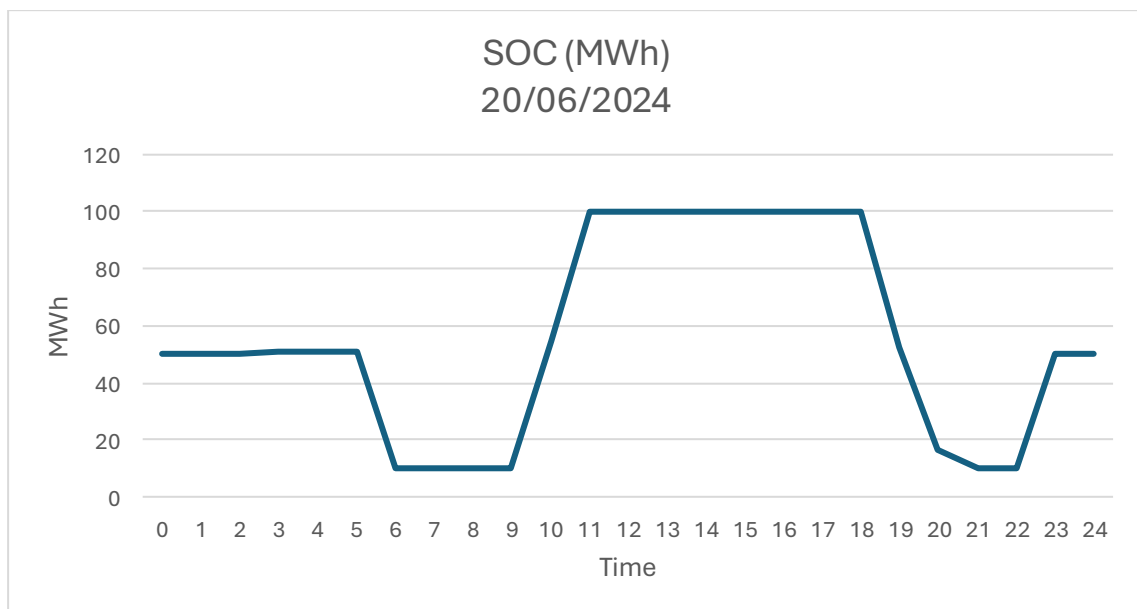
Στις 20 Ιουνίου το σύστημα υιοθέτησε διπλή στρατηγική φόρτισης: πώληση της ενέργειας αρχικής ενεργειακής στάθμης στο δίκτυο (40 MW) τις πρώτες πρωινές ώρες 06:00-07:00 όταν οι τιμές ήταν ευνοϊκές, ακολουθούμενη από φόρτιση από την ανεμογεννήτρια μέχρι κορεσμού τις μεσημβρινές ώρες (10:00-12:00) (Σχήμα 35). Το επίπεδο φόρτισης (SOC) αυξήθηκε από 50 MWh (00:00) σε 100 MWh (14:00), με την εκφόρτιση να πραγματοποιείται μέχρι το κατώτατο όριο ως πώληση 90 MW στις 19:00-21:00 σε τιμές €200/MWh και συμπληρωματική φόρτιση 40 MW στις 22:00 προς ικανοποίηση του περιορισμού αρχικής και τελικής ενεργειακής στάθμης (Σχήμα 36).

Στις 21 Δεκεμβρίου παρατηρήθηκε επιθετικό arbitrage με αγορά ενέργειας από το δίκτυο τις πρωινές ώρες (04:00-06:00) σε εξαιρετικά χαμηλή τιμή (€18/MWh) μέχρι κορεσμού, ακολουθούμενη από ολική πώληση (συνδυασμός αποθήκευσης και άμεσης παραγωγής) κατά την απογευματινή αιχμή τιμών (18:00-20:00, €140-150/MWh) (Σχήμα 37). Το SOC παρουσίασε ταχείες μεταβολές, κυμαινόμενο εντός ορίων ενεργειακής στάθμης, με σχεδόν πλήρη εκφόρτιση στις 19:00 και επαναφόρτιση 20 MW μέσω συνδυασμένης πηγής (άνεμος και δίκτυο) στις 22:00 προς ικανοποίηση του αντίστοιχου περιορισμού (Σχήμα 38).

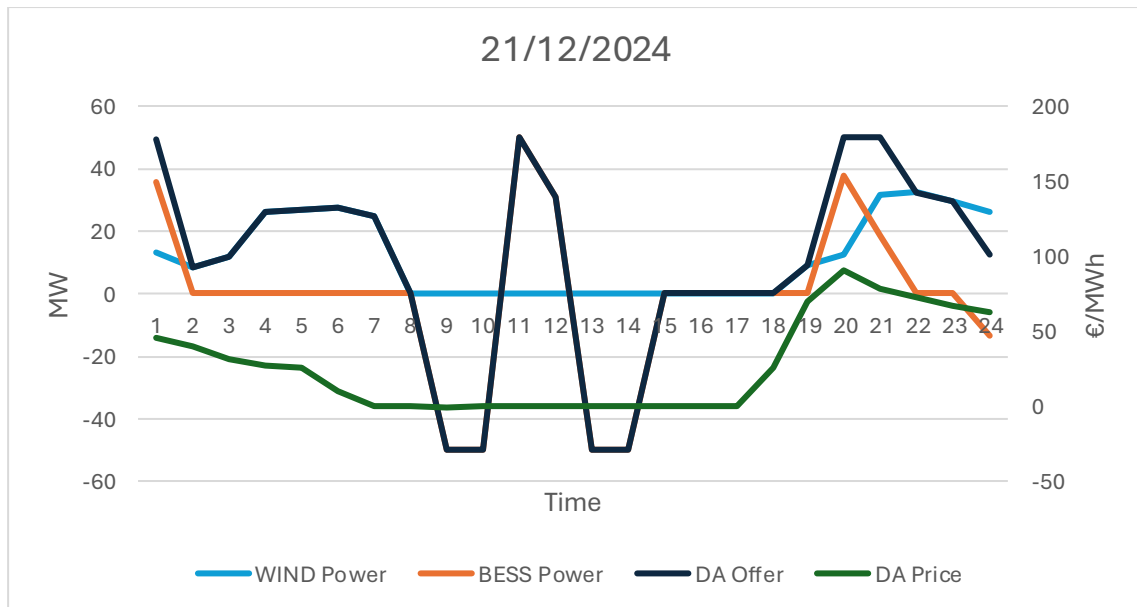
Στις 28 Απριλίου ο συνδυασμός εκμεταλλεύτηκε ενεργά τις αρνητικές τιμές αγοράζοντας 90 MW από το δίκτυο στις 9:00 σε αρνητική τιμή, πουλώντας ολόκληρη την ποσότητα την επόμενη περίοδο (11:00-12:00) και ξανά αγοράζοντας 90 MW την αμέσως επόμενη (13:00-14:00), ενώ ταυτόχρονα περικόπτονταν η παραγωγή της ανεμογεννήτριας (Σχήμα 39). Η αποθηκευμένη ενέργεια πωλήθηκε αργότερα (60 MW) στις 20:00 μαζί με διαθέσιμη ενέργεια από την ανεμογεννήτρια στην υψηλότερη τιμή της ημέρας. Ο περιορισμός SOC ικανοποιήθηκε από δέσμευση ενέργειας από την ανεμογεννήτρια στις 23:00, καθώς η παραγωγή της ήταν υψηλή και τις νυχτερινές ώρες (Σχήμα 40).



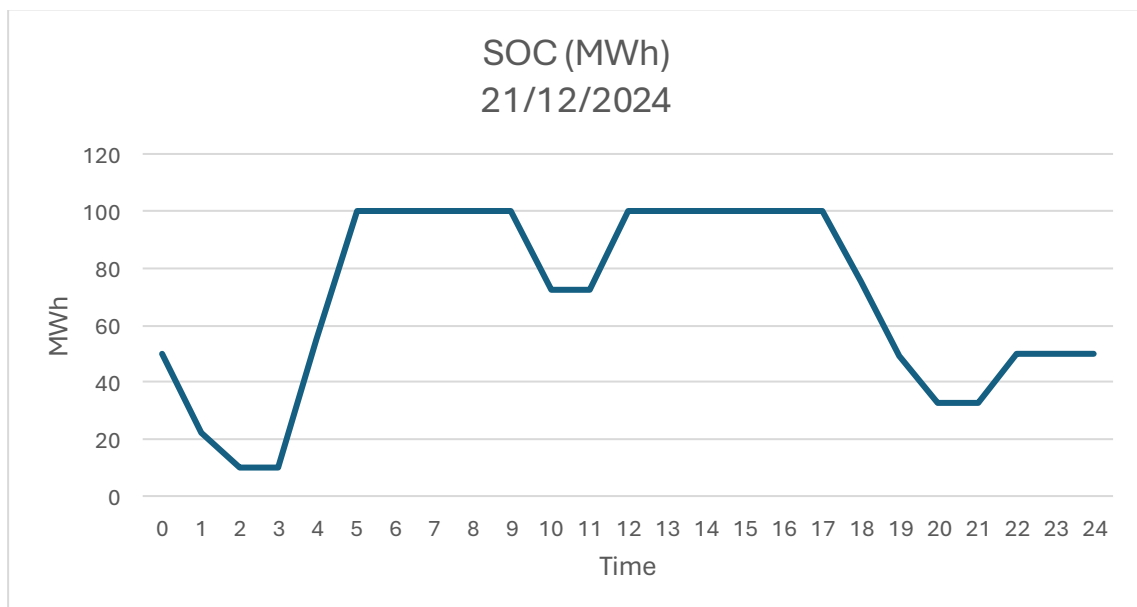
Σχήμα 35: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11B ΑΓ 20/06



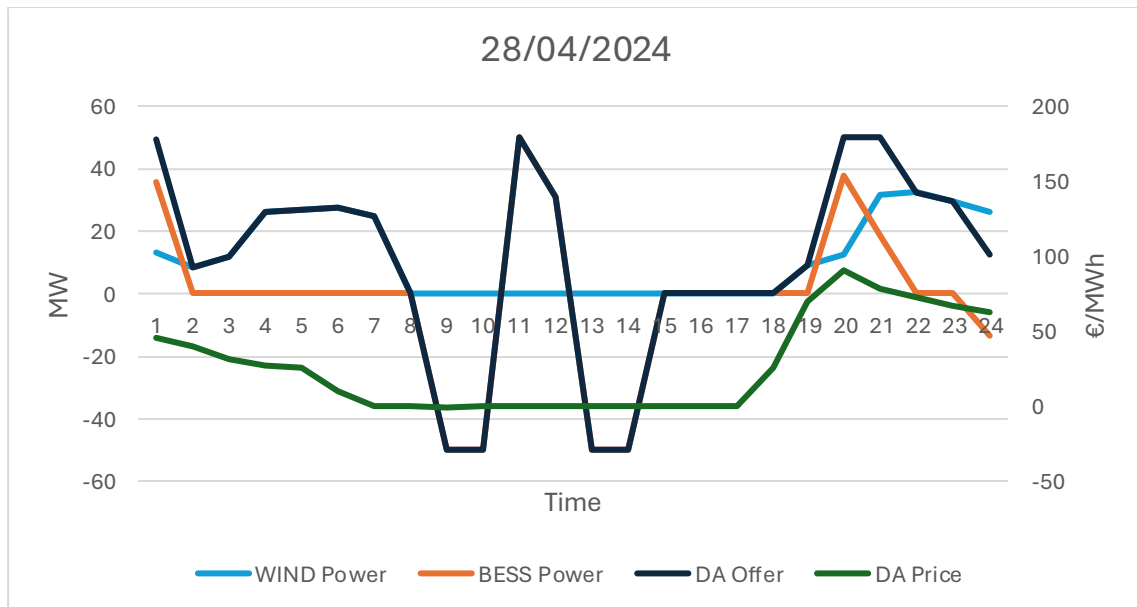
Σχήμα 36: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11A ΑΓ 20/06



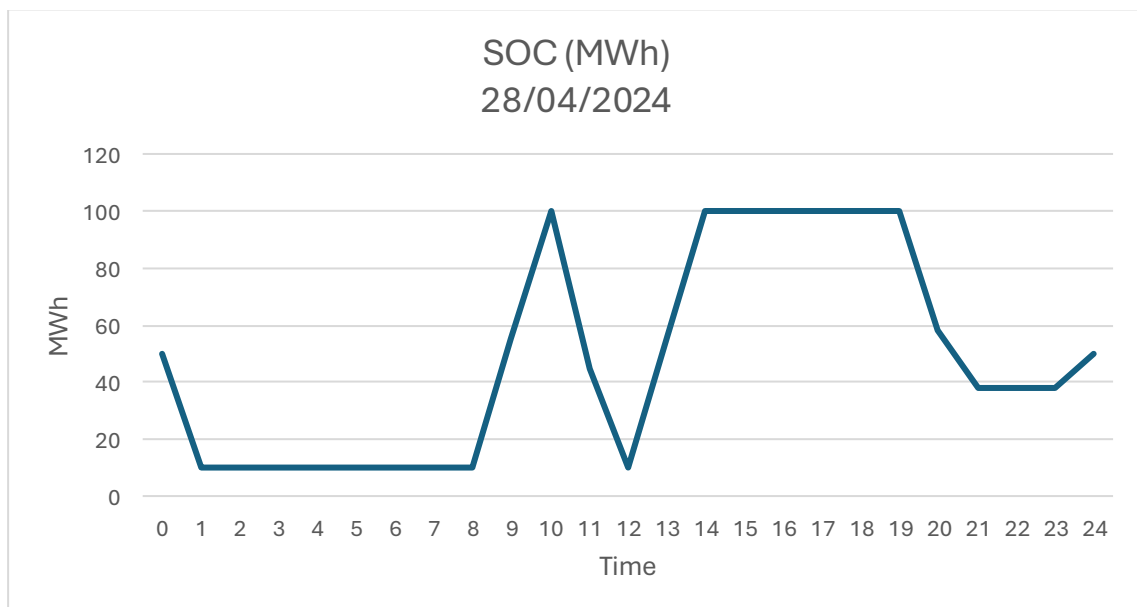
Σχήμα 37: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α ΑΓ 21/12



Σχήμα 38: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 21/12



Σχήμα 39: Αποτελέσματα Περίπτωσης 11Α ΑΓ 28/04



Σχήμα 40: Αποτελέσματα SOC Περίπτωσης 11Α ΑΓ 28/04

Συγκριτικά, το υψηλότερο κέρδος το χειμώνα προέρχεται κυρίως από την αρκετά υψηλότερη παραγόμενη ισχύ της ανεμογεννήτριας που πωλείται απευθείας στην αγορά και δευτερευόντως από τη συμβολή του arbitrage της μπαταρίας, καθώς το ποσοστό πώλησης ενέργειας από τη μπαταρία επί της συνολικής ποσότητας πώλησης σε σχέση με την περίπτωση της μεμονωμένης ανεμογεννήτριας είναι <10%.

5.2.4 Σύνοψη Ημερήσιων Αποτελεσμάτων

Όπως και στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών συνδυασμών, θα παρουσιαστούν συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα από την εφαρμογή κώδικα κάθε περίπτωσης, για κάθε μια από τις τρεις ημέρες που μελετάμε. Τα αποτελέσματα χωρίζονται σε πέντε κατηγορίες: κέρδος, κύκλοι λειτουργίας, ποσότητα αγοράς/πώλησης και περικοπές.

Όσον αφορά τη μεμονωμένη ανεμογεννήτρια, αυτή παρουσίασε τα υψηλότερα κέρδη μεταξύ των μεμονωμένων συστημάτων, με €43.247 (20/06), €58.855 (21/12) και €13.141 (28/04) (Table 9). Η σημαντική πτώση στις 28/04 οφείλεται σε περικοπές 40 MWh κατά τις αρνητικές τιμές. Παράλληλα, οι πωλήσεις ενέργειας κυμάνθηκαν από 278.67 MWh (28/04) έως 661.62 MWh (21/12) (Table 10), αντανakλώντας την εποχιακή υπεροχή του ανέμου το χειμώνα. Παρατηρούμε ότι οι αρνητικές τιμές μειώνουν σημαντικά την οικονομική βιωσιμότητα της μη συζευγμένης ανεμογεννήτριας, κάτι που υπογραμμίζει την ανάγκη για συστήματα αποθήκευσης που μπορούν να εξισορροπήσουν τα κέρδη.

Ο υβριδικός συνδυασμός 11A παρουσίασε σημαντικά υψηλότερα κέρδη (€50.827 - €64.991) σε σύγκριση με την μεμονωμένη ανεμογεννήτρια, με αύξηση έως 17% (20/06) (Table 9). Η απουσία περικοπών (0 MWh) επιτεύχθηκε μέσω στρατηγικής κατεύθυνσης της παραγωγής προς τη μπαταρία. Ωστόσο, οι πωλήσεις ενέργειας (297-640 MWh) ήταν μειωμένες σε σχέση με τη μεμονωμένη ανεμογεννήτρια (Table 10), καθώς μέρος της παραγωγής χρησιμοποιήθηκε για τη φόρτιση της μονάδας αποθήκευσης και μέρος της ενέργειας χάθηκε λόγω αποδόσεων φόρτισης/εκφόρτισης. Οι κύκλοι λειτουργίας της μπαταρίας (1.11-1.45) ήταν μέτριοι, αντανakλώντας περιορισμένη δραστηριότητα arbitrage.

Ο υβριδικός συνδυασμός 11B σημείωσε τα υψηλότερα κέρδη (€51.495 - €65.703), με υπεροχή 1-3% έναντι του 11A (Table 9). Την 28/04, παρά τις περικοπές 40 MWh, τα κέρδη ήταν 44% υψηλότερα από τη μεμονωμένη ανεμογεννήτρια (€18.895 έναντι €13.141) χάρη στην αγορά ενέργειας σε αρνητικές τιμές (200 MWh) (Table 10). Οι συνδυασμένες πωλήσεις (438-700 MWh) ξεπέρασαν όλες τις άλλες διαμορφώσεις, χάρη στη δυνατότητα αγοράς ενέργειας, ενώ οι κύκλοι λειτουργίας της μπαταρίας (1.45-2.13) επιδείκνυαν βέλτιστη χρήση, με αύξηση 89% έναντι της 11A την 28/04. Παρατηρούμε ότι η περίπτωση 11B παρουσιάζει περισσότερες περικοπές σε σχέση με την 11A (40MWh

έναντι 0), που φαίνεται παράδοξο αρχικά. Αυτό όμως οδηγεί σε περισσότερα κέρδη, καθώς τις περιόδους αρνητικών τιμών ο συνδυασμός 11A φορτίζει τη μπαταρία από την ανεμογεννήτρια δωρεάν, ενώ ο 11B φορτίζει τη μπαταρία αγοράζοντας ενέργεια από την αγορά σε αρνητική τιμή, απολαμβάνοντας έτσι κέρδη και κατά την αγορά και κατά την πώληση ενέργειας.

Αξίζει να αναφέρουμε, ότι στις 28/04 οι περικοπές είναι ελάχιστες ή μηδενικές, επειδή τις περιόδους που οι τιμές είναι αρνητικές, η μέγιστη επιτρεπόμενη παραγόμενη ισχύς από τα δεδομένα είναι επίσης μηδενική, οπότε η πραγματική με τη μέγιστη επιτρεπόμενη παραγόμενη ισχύ ταυτίζονται.

Table 9: Ημερήσια Κέρδη/ Κύκλοι Λειτουργίας Αιολικών Συνδυασμών

Περιπτώσεις	Κέρδος (€)			Κύκλοι Λειτουργίας		
Ημέρες Έτους	20/06/24	21/12/24	28/04/24	20/06/24	21/12/24	28/04/24
Standalone WIND	43247	58855	13141	-	-	-
Standalone BESS	8684.38	7345.66	5914.58	1.62	1.95	2.45
WIND-BESS 11A	50827.74	64991	18308.51	1.45	1.11	1.13
WIND-BESS 11B	51495	65703	18894.74	1.45	1.5	2.13

Table 10: Ημερήσιες Ποσότητες Αγοράς/Πώλησης, Περικοπές Αιολικών Συνδυασμών

Περιπτώσεις	Ποσότητα Αγοράς (MWh)			Ποσότητα Πώλησης (MWh)			Περικοπές (MWh)		
Ημέρες Έτους	20/06/24	21/12/24	28/04/24	20/06/24	21/12/24	28/04/24	20/06/24	21/12/24	28/04/24
Standalone WIND	-	-	-	415.83	661.62	278.67	0	0	40
Standalone BESS	161.73	194.45	244.44	131	157.5	198	-	-	-
WIND-BESS 11A	-	-	-	388.13	640.52	297	0	0	0
WIND-BESS 11B	80.26	67.39	200	468.39	700.56	438	0	0	40

5.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΓΑΛΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2024

Όπως και στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών συνδυασμών, στο κεφάλαιο αυτό θα παρουσιαστούν τα ετήσια αποτελέσματα των τεσσάρων σεναρίων λειτουργίας για το έτος 2024, τα οποία προέρχονται από backtesting κάθε μοντέλου χρησιμοποιώντας πραγματικές τιμές αγοράς επόμενης ημέρας από τον ENTSO-E καθώς επίσης και ωριαίες τιμές παραγωγής της ανεμογεννήτριας όλου του έτους, εξετάζοντας τους βασικούς δείκτες, ήτοι κέρδη (€/kW), ενεργειακές ροές (αγορά/πώληση) και λειτουργική συμπεριφορά (κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης).

Η *μεμονωμένη ανεμογεννήτρια* παρουσίασε συνολικό κέρδος 167.16 €/kW, με πωλούμενη ενέργεια 91102 MWh και μηδενικές αγορές από το δίκτυο (Table 11). Όλη η παραγόμενη ενέργεια πωλείται άμεσα στην αγορά και το κέρδος διαμορφώνεται αποκλειστικά από αυτό. Η απουσία συστήματος αποθήκευσης περιορίζει σημαντικά την ικανότητα εκμετάλλευσης των τιμολογιακών διακυμάνσεων, ιδιαίτερα κατά τις ώρες υψηλής ζήτησης. Το κέρδος προέρχεται αποκλειστικά από την άμεση πώληση της αιολικής ενέργειας, με δυναμική παραγωγή που καλύπτει και νυχτερινές ώρες, έχοντας τη δυνατότητα κάλυψης μεγάλου εύρους τιμών κατά τη διάρκεια του εικοσιτετραώρου – σημαντικό πλεονέκτημα έναντι άλλων ΑΠΕ.

Ο *υβριδικός συνδυασμός IIA* παρουσίασε συνολικό κέρδος 207.70 €/kW (+24.2% έναντι μεμονωμένης ανεμογεννήτριας), με πωλούμενη ενέργεια 85644 MWh και μηδενικές αγορές από το δίκτυο (Table 11). Η μπαταρία φορτίζεται αποκλειστικά από την αιολική παραγωγή, αποθηκεύοντας υπερβάλλουσα ενέργεια για πώληση σε υψηλότερες τιμές. Παρατηρείται μείωση της συνολικής πωλούμενης ενέργειας κατά 6% (85644 έναντι 91102 MWh) λόγω της χρήσης μέρους της παραγωγής για φόρτιση της μπαταρίας. Οι χαμηλοί ημερήσιοι κύκλοι λειτουργίας (0.79) υποδηλώνουν ότι η μπαταρία χρησιμοποιείται κυρίως ως εργαλείο "ενεργειακής χρονικής ολίσθησης" (energy time-shifting) και όχι για συχνό arbitrage. Το κέρδος προέρχεται κατά 85-90% από άμεση πώληση αιολικής ενέργειας και κατά 10-15% από πώληση αποθηκευμένης ενέργειας.

Ο *υβριδικός συνδυασμός IIB* κατέγραψε το υψηλότερο κέρδος (252.67 €/kW), με αύξηση +51.1% έναντι μεμονωμένης ανεμογεννήτριας.

Οι ποσότητες αγοράς ανήλθαν σε 49853 MWh, ενώ οι πωλήσεις έφτασαν ρεκόρ 129140 MWh (+41.8% έναντι μεμονωμένης ανεμογεννήτριας) (Table 11). Το σύστημα εφαρμόζει διπλή στρατηγική φόρτισης, από αιολική ενέργεια και αγορές δικτύου σε περιόδους αρνητικών ή εξαιρετικά χαμηλών τιμών, κάτι που αποτυπώνεται ξεκάθαρα στους βέλτιστους ημερήσιους κύκλους λειτουργίας (1.69), οι οποίοι επιβεβαιώνουν την ενεργό συμμετοχή της μπαταρίας τόσο σε arbitrage όσο και σε εξομάλυνση αιολικής διακύμανσης μέσω φόρτισης σε περιόδους υψηλής παραγωγής. Η σημαντική αύξηση των πωλήσεων οφείλεται στην ενίσχυση της αιολικής παραγωγής με φθηνή αγοραία ενέργεια.

Συγκρίνοντας τις τέσσερις διαμορφώσεις, διαπιστώνεται σαφής ιεραρχία: WIND-BESS 11B > WIND-BESS 11A > Standalone WIND > Standalone BESS. Η περίπτωση 11B διαμορφώνεται ως η βέλτιστη οικονομική επιλογή, με κέρδη 252.67 €/kW – 21.6% υψηλότερα από την 11A (207.70 €/kW). Η υπεροχή του βασίζεται σε τρεις βασικούς παράγοντες. Αρχικά, εκμετάλλευση νυχτερινού arbitrage με φόρτιση της μπαταρίας κατά τη νύχτα (off-peak) με συνδυασμό δωρεάν αιολικής ενέργειας και υπερβολικά φθηνών/αρνητικών τιμών δικτύου. Επίσης, συνδυάζοντας βέλτιστα τις πηγές πωλήσεων, καθώς το 65% των πωλήσεων προέρχεται από άμεση αιολική παραγωγή και το 35% από ενέργεια αγοράς (με κέρδος >60 €/MWh ανά κύκλο) και τέλος, λόγω 24ωρης λειτουργίας, παρέχοντας τη δυνατότητα αξιοποίησης τόσο ημερήσιας όσο και νυχτερινής δραστηριότητας (κυρίως για την ελληνική αιολική δικτύωση).

Συγκριτικά, στην περίπτωση 11A, η στρατηγική συμμετοχής στην αγορά, περιορισμένη σε “time-shifting”, εκμεταλλεύεται κυρίως μικρές διακυμάνσεις των τιμών, χωρίς να αυξάνει σημαντικά τις πωλήσεις ή να απαιτεί αγορές. Ωστόσο, η τεχνική αποδοτικότητα της 11A είναι ανώτερη, καθώς παρουσιάζει μηδενικές περικοπές, γεγονός που σημαίνει ότι όλη η παραγόμενη ενέργεια αξιοποιείται πλήρως. Αντίθετα, η 11B διατηρεί περικοπές ίσες με το μεμονωμένο αιολικό σύστημα (76.94 MWh), επειδή σε περιόδους αρνητικών τιμών επιλέγει σκόπιμα να περιορίσει την τοπική παραγωγή και να φορτίσει τη μπαταρία από το δίκτυο, αυξάνοντας τους κύκλους λειτουργίας και μεγιστοποιώντας τα οικονομικά της οφέλη. Συνεπώς, τα αποτελέσματα υποδεικνύουν ότι η 11B υπερέχει καθαρά οικονομικά λόγω μεγαλύτερης λειτουργικής ευελιξίας, ενώ η 11A διακρίνεται τεχνικά για τη βέλτιστη αξιοποίηση της παραγόμενης ενέργειας χωρίς απώλειες.

Table 11: Ετήσια Αποτελέσματα Αιολικών Συνδυασμών

Περιπτώσεις	Συνολικό Κέρδος (€/kW)	Συνολική Ποσ. Αγοράς (MWh)	Συνολική Ποσ. Πώλησης (MWh)	Ημερήσιοι κύκλοι λειτουργίας μπαταρίας	Περικοπές
Standalone WIND	167.16	-	91102	-	76.94
Standalone BESS	88.57	65786.42	53287	1.79	-
WIND-BESS 11A	207.7	-	85644	0.79	0
WIND-BESS 11B	252.67	49853.51	129140.39	1.69	76.94

5.4 ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΥΝΔΥΑΣΜΩΝ

Το παρόν κεφάλαιο πραγματεύεται μια συστηματική σύγκριση φωτοβολταϊκών (PV) και αιολικών (WIND) υβριδικών συστημάτων για το έτος 2024, βασισμένη σε ετήσια δεδομένα που παρουσιάστηκαν παραπάνω. Οι βασικοί στόχοι της ανάλυσης περιλαμβάνουν την αξιολόγηση της κερδοφορίας (€/kW) ανά τεχνολογία και διαμόρφωση, την ταυτοποίηση κρίσιμων παραγόντων διαφοροποίησης, όπως ο ρόλος της 24ωρης παραγωγής των αιολικών έναντι της ημερήσιας καμπύλης των φωτοβολταϊκών, και την επίδραση της δυνατότητας αγοράς ενέργειας (11B) στην εκμετάλλευση αρνητικών τιμών. Επίσης, γίνεται ποσοτικοποίηση των συνεργιών μπαταρίας, με έμφαση στις στρατηγικές χρήσης της (energy shifting vs arbitrage) και την αποτελεσματικότητα των συστημάτων (αναλογία εισροών/εκροών).

Η δομή του κεφαλαίου εστιάζει σε τρεις διακριτές διαστάσεις: την οικονομική απόδοση (συγκριτική μελέτη κερδών και πηγών εσόδων), την ενεργειακή δυναμική (σύγκριση ποσοτήτων αγοράς/πώλησης και συνολικής αποδοτικότητας) και τη λειτουργική βελτιστοποίηση (αξιολόγηση ημερήσιων κύκλων και χρονικής κατανομής λειτουργίας). Κεντρικό ερώτημα αποτελεί το αν οι αιολικοί υβριδικοί σταθμοί μπορούν να διατηρήσουν την ανωτερότητά τους έναντι των φωτοβολταϊκών σε συνθήκες δυναμικής τιμολόγησης, παρά την έντονη διακύμανση της αιολικής παραγωγής.

Τα ευρήματα της ανάλυσης αποκαλύπτουν κρίσιμες συμπληρωματικότητες μεταξύ των δύο τεχνολογιών. Οι αιολικοί σταθμοί διατηρούν την κυριαρχία τους στην απόλυτη κερδοφορία, κυρίως λόγω της νυχτερινής δραστηριότητας και της ικανότητας εκμετάλλευσης των νυχτερινών τιμολογιακών φαινομένων. Αντίθετα, οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί παρουσιάζουν μεγαλύτερο σχετικό περιθώριο βελτίωσης μετά την υβριδοποίηση, με σημαντική αύξηση της κερδοφορίας έναντι των αυτόνομων συστημάτων. Η συγκριτική αυτή προσέγγιση αποτελεί απαραίτητη βάση για το στρατηγικό σχεδιασμό επενδύσεων σε ΑΠΕ, την βελτιστοποίηση των ταμειακών ροών των υβριδικών σταθμών και την εξαγωγή πολιτικών συμπερασμάτων για την ελληνική ενεργειακή μετάβαση.

Συγκεκριμένα, οι αιολικοί συνδυασμοί εμφανίζουν συστηματικά υψηλότερη απόλυτη κερδοφορία έναντι των φωτοβολταϊκών. Το βέλτιστο

αιολικό σενάριο (WIND-BESS 11B) παρουσίασε κέρδη 252.67 €/kW, υπερβαίνοντας το αντίστοιχο φωτοβολταϊκό (PV-BESS 11B, 217 €/kW) κατά 16.4%, που αντιστοιχεί σε απόλυτη διαφορά +35.67 €/kW. Ακόμη και στην πιο συντηρητική υβριδική διαμόρφωση 11A, οι αιολικοί συνδυασμοί διατηρούν σημαντικό πλεονέκτημα με απόδοση 207.70 €/kW έναντι 186.70 €/kW των φωτοβολταϊκών, με διαφορά 11.2%. Στα αυτόνομα συστήματα, η υπεροχή της αιολικής ενέργειας είναι ακόμη πιο έντονη με απόδοση 167.16 €/kW έναντι 130.57 €/kW για τα φωτοβολταϊκά, καταγράφοντας διαφορά 28%. Το κύριο αίτιο αυτής της απόδοσης είναι η 24ωρη δραστηριότητα των αιολικών συστημάτων, που επιτρέπει την εκμετάλλευση νυχτερινών τιμολογιακών ακραίων τιμών.

Στις πωλήσεις ενέργειας, ο αιολικός συνδυασμός 11B κατέγραψε ρεκόρ με 129,140.39 MWh, ξεπερνώντας τον φωτοβολταϊκό 11B (114,389.79 MWh) κατά 12.9%. Παρά το γεγονός ότι ο φωτοβολταϊκός συνδυασμός 11B είχε μεγαλύτερη σχετική αύξηση έναντι του αυτόνομου συστήματος (+43.8% έναντι +41.8%), οι απόλυτες τιμές επιβεβαιώνουν την υπεροχή του αιολικού λόγω της νυχτερινής παραγωγής. Στις αγορές ενέργειας, ο αιολικός 11B αγόρασε 49,853.51 MWh, ποσότητα +5% μεγαλύτερη από τον φωτοβολταϊκό 11B (47,495.82 MWh). Ωστόσο, η αναλογία αγορών/πωλήσεων ήταν πιο αποδοτική για τους αιολικούς (38.6% έναντι 41.5%), γεγονός που οφείλεται στη βέλτιστη χρήση της δωρεάν αιολικής ενέργειας, που αφενός είναι ποσοτικά υψηλότερη και αφετέρου μπορεί να αξιοποιηθεί πρωινές και βραδινές ώρες με υψηλή τιμή αποζημίωσης.

Η συνολική αποτελεσματικότητα του αιολικού 11B (91.6%) υπερτέρησε του φωτοβολταϊκού 11B (90.1%) κατά 1.5 μονάδα. Αυτό προκύπτει από τους υπολογισμούς: για τον WIND-BESS 11B, οι εισροές (αυτοπαραγωγή 91,102 MWh + αγορές 49,853.51 MWh) ανήλθαν σε 140,955.51 MWh, με αποτελεσματικότητα $129,140.39 / 140,955.51 = 91.6\%$. Για τον PV-BESS 11B, οι εισροές (αυτοπαραγωγή 79,501.7 MWh + αγορές 47,495.82 MWh) ανήλθαν σε 126,997.52 MWh, με αποτελεσματικότητα $114,389.79 / 126,997.52 = 90.1\%$. Όσον αφορά τη λειτουργική συμπεριφορά των συστημάτων BESS, οι φωτοβολταϊκοί 11B είχαν ελαφρώς υψηλότερη ημερήσια χρήση με 1.78 κύκλους/ημέρα έναντι 1.69 για τους αιολικούς. Ωστόσο, ο ρόλος της μπαταρίας διαφέρει σημαντικά μεταξύ των δύο τεχνολογιών. Στους φωτοβολταϊκούς 11B, η κύρια λειτουργία είναι η ενεργειακή μετατόπιση (energy shifting) με σκοπό την αποφυγή περικοπών παραγωγής ενέργειας (curtailment) και peak shaving, με φόρτιση το μεσημέρι σε χαμηλές τιμές και εκφόρτιση το

απόγευμα/βράδυ (18:00-22:00). Αντίθετα, στους αιολικούς 11B, παρατηρείται συνδυασμός arbitrage και διαχείρισης διακύμανσης καθόλη τη διάρκεια της ημέρας, με φόρτιση κατά τη διάρκεια αρνητικών ή εξαιρετικά χαμηλών τιμών και εκφόρτιση σε πολλαπλά ημερήσια παράθυρα ανάλογα με τη ζήτηση.

Η δυνατότητα νυχτερινού arbitrage αποτελεί καθοριστικό πλεονέκτημα για τους αιολικούς συνδυασμούς. Ενώ οι φωτοβολταϊκοί περιορίζονται σε ημερήσια παράθυρα λειτουργίας, οι αιολικοί εκμεταλλεύονται συστηματικά τη νύχτα για φόρτιση της μπαταρίας, συνδυάζοντας δωρεάν αιολική ενέργεια με υπερβολικά φθηνές τιμές, και εκφόρτιση σε ώρες υψηλής ζήτησης (πρωί, απόγευμα, βράδυ) με κέρδος που ξεπερνά τα 60 €/MWh ανά κύκλο.

Όπως φαίνεται και στον (Table 12) το κέρδος των φωτοβολταϊκών υβριδικών συνδυασμών σε σχέση με το μεμονωμένο φωτοβολταϊκό είναι μεγαλύτερο από αυτό των υβριδικών αιολικών σταθμών σε σχέση με τη μεμονωμένη ανεμογεννήτρια. Το επιπλέον κέρδος από την υβριδοποίηση είναι μεγαλύτερο στους φωτοβολταϊκούς γιατί το προφίλ παραγωγής ταιριάζει ιδανικά με τον τρόπο που εισάγει αξία η μπαταρία. Η ηλιακή παραγωγή συμπυκνώνεται σχεδόν αποκλειστικά στις μεσημβρινές ώρες, όπου στις σύγχρονες ευρωπαϊκές αγορές παρατηρούνται συχνά χαμηλές έως και αρνητικές τιμές λόγω υψηλής ταυτόχρονης παραγωγής από πολλά φωτοβολταϊκά. Χωρίς αποθήκευση, ο ΦΒ σταθμός είτε πουλά σε χαμηλές τιμές είτε υφίσταται περικοπές. Με αποθήκευση, η ενέργεια μετατοπίζεται συστηματικά προς απογευματινές–βραδινές ώρες αιχμής, όπου οι τιμές είναι σημαντικά υψηλότερες. Αυτή η σταθερά επαναλαμβανόμενη (καθημερινή) διαφορά τιμών δημιουργεί πολύ προβλέψιμο και συχνό arbitrage, με υψηλή αξιοποίηση της μπαταρίας (υψηλότεροι ημερήσιοι κύκλοι), άρα και μεγάλη οριακή αύξηση κερδοφορίας έναντι του μεμονωμένου ΦΒ. Επιπλέον, στην περίπτωση 11A η αποθήκευση ανακτά απώλειες από περικοπές, ενσωματώνοντας παραγωγή που διαφορετικά θα χανόταν ενσωματώνοντας αξία που δεν υπάρχει στον ίδιο βαθμό στα αιολικά.

Αντιθέτως, η αιολική παραγωγή είναι χρονικά πιο διάσπαρτη (συχνά νυκτερινή/εκτός αιχμών) και λιγότερο συγχρονισμένη με τα επαναλαμβανόμενα ημερήσια μοτίβα τιμών. Έτσι, η μπαταρία σε έναν αιολικό σταθμό συναντά λιγότερες σταθερές ευκαιρίες καθημερινού arbitrage με μεγάλη διακύμανση· οι πολύ υψηλές τιμές εμφανίζονται μεν, αλλά όχι με την ημερήσια κανονικότητα που εκμεταλλεύονται οι

φωτοβολταϊκοί συνδυασμοί. Επιπλέον, οι αιολικοί σταθμοί τείνουν να παρουσιάζουν λιγότερες περικοπές στην παραγωγή, άρα έχουν και μικρότερη ανάγκη μείωσης περικοπών μέσω αποθήκευσης, χαρακτηριστικό που προσθέτει λιγότερη αξία στους αιολικούς σε σχέση με τους ΦΒ.

Τεχνικά, λοιπόν, το μοτίβο παραγωγής (ισχυρή ημερήσια περιοδικότητα στα ΦΒ έναντι στοχαστικότερης, μη περιοδικής αιολικής), ο βαθμός ταυτόχρονης παραγωγής με την υπόλοιπη αγορά (που οδηγεί σε αρνητικές τιμές και περικοπές στα ΦΒ), και η σταθερή φόρτιση συγκλίνουν ώστε οι ΦΒ υβριδικοί σταθμοί να παράγουν μεγαλύτερη οριακή αξία έναντι του Μεμονωμένου ΦΒ σε σχέση με την αντίστοιχη οριακή αξία αιολικών υβριδικών σταθμών έναντι της Μεμονωμένης ΑΓ.

Table 12: Ποσοστιαία σχετική αύξηση κερδοφορίας από την Υβριδοποίηση

Περιπτώσεις	Κέρδος σχετικά με Standalone PV (%)	Κέρδος σχετικά με Standalone WIND (%)
PV - BESS 11A	43	-
PV - BESS 11B	66	-
WIND - BESS 11A	-	24
WIND - BESS 11B	-	51

5.5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΩΝ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ ΣΕ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥΣ WIND-BESS ΣΤΑΘΜΟΥΣ

Στόχος της συγκεκριμένης ενότητας είναι η διερεύνηση της επίδρασης δύο κρίσιμων παραμέτρων των μπαταριών στην οικονομική και λειτουργική απόδοση των υβριδικών αιολικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας. Συγκεκριμένα, εξετάζουμε δύο περιπτώσεις διαφοροποιημένων χαρακτηριστικών όπως και στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών υβριδικών σταθμών σύμφωνα με τον Πίνακα 5 (Table 6). Είναι προφανές, ότι η ανάλυση ευαισθησίας, επειδή αφορά χαρακτηριστικά της μονάδας αποθήκευσης, δεν έχει κάποια επίδραση στη διαμόρφωση της μεμονωμένης ανεμογεννήτριας, και η περίπτωση της μεμονωμένης μπαταρίας είναι πανομοιότυπη.

Στην περίπτωση WIND-BESS 11A, το βασικό σενάριο (90% απόδοση, 2ωρη λειτουργία) παρουσίασε κέρδη 207,70 €/kW. Η βελτίωση της απόδοσης στο 93% αύξησε τα κέρδη κατά 2,3% στα 212,40 €/kW, ενώ η αύξηση της διάρκειας λειτουργίας στις 4 ώρες οδήγησε σε αύξηση 5,5% με κέρδη 219,04 €/kW. Αυτή η διαφορά οφείλεται στο ότι το σύστημα 11A δεν αγοράζει ενέργεια από το δίκτυο, οπότε το κύριο πλεονέκτημα της μεγαλύτερης μπαταρίας είναι η δυνατότητα αποθήκευσης μεγαλύτερων ποσοτήτων υπερβάλλουσας αιολικής ενέργειας για πώληση σε υψηλότερες τιμές.

Αντίθετα, στην περίπτωση WIND-BESS 11B παρατηρήθηκε εκρηκτική αύξηση της κερδοφορίας με την αύξηση της χωρητικότητας. Το βασικό σενάριο (90%, 2h) έδωσε κέρδη 252,67 €/kW, η βελτιωμένη απόδοση (93%, 2h) αύξησε τα κέρδη κατά 3,2% στα 260,68 €/kW, ενώ η τετράωρη μπαταρία οδήγησε σε αύξηση 18% με κέρδη 298,05 €/kW. Αυτό οφείλεται στο ότι το 11B εκμεταλλεύεται τη μεγαλύτερη χωρητικότητα για να αγοράζει μαζικές ποσότητες σε χαμηλή ή και αρνητική τιμή ενέργειας και να την πουλάει σε υψηλές τιμές.

Οι ενεργειακές ροές αποκαλύπτουν την ποιοτική διαφορά στις στρατηγικές των δύο περιπτώσεων. Στην περίπτωση 11A, η πώληση μειώνεται ελαφρώς με την τετράωρη μπαταρία (από 85.644 MWh σε 84.031 MWh), γεγονός που αντικατοπτρίζει τη μεγαλύτερη αυτοκατανάλωση για φόρτιση της μπαταρίας. Στην 11B, τόσο οι αγορές όσο και οι πωλήσεις αυξάνονται δραματικά (αγορές από 49.854 MWh σε

82.942 MWh, πωλήσεις από 129.140 MWh σε 154.941 MWh), επιβεβαιώνοντας τον μετασχηματισμό του συστήματος σε εμπορικό εργαλείο arbitrage.

Όσον αφορά τους ημερήσιους κύκλους λειτουργίας, και στις δύο περιπτώσεις η αύξηση της χωρητικότητας οδηγεί σε μείωση των κύκλων (από 0,79 σε 0,51 για 11A και από 1,69 σε 1,37 για 11B), γεγονός που υποδηλώνει λιγότερους αλλά πιο αποτελεσματικούς κύκλους, που αξιοποιούν καλύτερα τις ευκαιρίες για arbitrage. Η βελτίωση της απόδοσης οδηγεί σε αύξηση των κύκλων λειτουργίας λόγω της μειωμένης ενεργειακής δαπάνης ανά κύκλο.

Η αύξηση της απόδοσης της μπαταρίας δεν επιφέρει σημαντική μεταβολή στα κέρδη των συστημάτων 11A και 11B, διότι και στις δύο περιπτώσεις η λειτουργία της αποθήκευσης δεν περιορίζεται από ενεργειακές απώλειες, αλλά από τη διαθεσιμότητα ενέργειας προς φόρτιση και τις συνθήκες της αγοράς. Στην περίπτωση 11A, η μπαταρία φορτίζεται αποκλειστικά από την παραγωγή της ανεμογεννήτριας· συνεπώς, η ποσότητα ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί καθορίζεται από το διαθέσιμο αιολικό προφίλ. Ακόμη και αν η απόδοση αυξηθεί, η συνολική ενέργεια που εισέρχεται στο σύστημα δεν μεταβάλλεται ουσιαστικά, οπότε και τα κέρδη παραμένουν σχεδόν σταθερά. Στην περίπτωση 11B, η αύξηση της απόδοσης μειώνει μεν τις απώλειες στους κύκλους, αλλά η βελτίωση αυτή είναι μικρή σε σχέση με τα κέρδη που καθορίζονται κυρίως από τις διακυμάνσεις των τιμών αγοράς. Έτσι, η συνολική οικονομική επίδραση παραμένει περιορισμένη.

Οι μηδενικές περικοπές του συστήματος 11A οφείλονται στο γεγονός ότι η ανεμογεννήτρια παρουσιάζει ένα εικοσιτετράωρο προφίλ παραγωγής χωρίς μεγάλες διακυμάνσεις και δεν δημιουργούνται χρονικά διαστήματα όπου η παραγόμενη ισχύς υπερβαίνει τη δυνατότητα αποθήκευσης ή διοχέτευσης στην αγορά. Με άλλα λόγια, η διαθέσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας και στη βασική περίπτωση επαρκεί πλήρως για να απορροφά όλη την πλεονάζουσα αιολική παραγωγή, αποτρέποντας οποιαδήποτε ανάγκη περικοπής. Αντίθετα, στην περίπτωση 11B, οι περικοπές παραμένουν σταθερές και ίδιες ανεξαρτήτως χαρακτηριστικών της μπαταρίας, επειδή δεν συνδέονται με τεχνικούς περιορισμούς της αποθήκευσης, αλλά με τη στρατηγική λειτουργίας του συστήματος. Όταν οι τιμές της αγοράς είναι αρνητικές, το μοντέλο επιλέγει να περιορίσει την τοπική παραγωγή από την ανεμογεννήτρια και να φορτίσει τη μπαταρία με φθηνή ή αρνητικού κόστους ενέργεια από το δίκτυο, προκειμένου να

μεγιστοποιήσει τα κέρδη. Επομένως, οι περικοπές αυτές δεν αποτελούν απώλεια λόγω περιορισμών του συστήματος, αλλά αποτέλεσμα βέλτιστης οικονομικής στρατηγικής που διατηρείται ανεξάρτητα από τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μπαταρίας.

Table 13: Ετήσια Κέρδη και Κύκλοι Λειτουργίας Ανάλυσης Ευαισθησίας WIND-BESS

Περιπτώσεις	Συνολικό Κέρδος (€/kW)			Ημερήσιοι κύκλοι λειτουργίας μπαταρίας		
Χαρακτηριστικά μπαταρίας	EF90	EF93	4H	EF90	EF93	4H
Standalone BESS	88,57	97,18	139,17	1,79	1,96	1,52
WIND-BESS 11A	207,7	212,4	219,04	0,79	0,88	0,51
WIND-BESS 11B	252,67	260,68	298,05	1,69	1,85	1,37

Table 14: Ετήσιες Αγορές/Πωλήσεις και Περικοπές Ανάλυσης Ευαισθησίας WIND-BESS

Περιπτώσεις	Συνολική Ποσότητα Αγοράς (MWh)			Συνολική Ποσότητα Πώλησης (MWh)			Περικοπές ΦΒ (MWh)		
Χαρακτηριστικά μπαταρίας	EF90	EF93	4H	EF90	EF93	4H	EF90	EF93	4H
Standalone BESS	65786.42	69553	107505	53287	60156	87080	-	-	-
WIND-BESS 11A	-	-	-	85644.18	86940.63	84030.65	0	0	0
WIND-BESS 11B	49853.51	52456.48	82942	129140.39	134687.85	154941.07	76.94	76.94	76.94

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ

6.1 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ

Η ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στο πλαίσιο αυτής της διπλωματικής εργασίας αποκαλύπτει την αδιαμφισβήτητη αξία και την οικονομική βιωσιμότητα των υβριδικών σταθμών ΑΠΕ-Αποθήκευσης στο σύγχρονο ενεργειακό τοπίο. Βασικό συμπέρασμα είναι ότι η ενσωμάτωση αποθήκευσης σε φωτοβολταϊκούς και αιολικούς σταθμούς δεν αποτελεί απλά ένα τεχνικό συμπλήρωμα, αλλά μια ριζική μετατροπή του επιχειρηματικού μοντέλου τους. Οι υβριδικοί σταθμοί μετατρέπονται από παθητικοί πωλητές ενέργειας που εξαρτώνται από τις καιρικές συνθήκες, σε ενεργητικούς και δυναμικούς συμμετέχοντες της αγοράς, ικανούς για στρατηγικό αρμπιτράζ.

Η ικανότητα αυτή εκδηλώνεται μέσω της βελτιστοποίησης φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας, με γνώμονα την εκμετάλλευση των διακυμάνσεων των τιμών στην Αγορά Επόμενης Ημέρας. Όπως φάνηκε ξεκάθαρα από τα αποτελέσματα, η περίπτωση 11B, όπου επιτρέπεται η αγορά ενέργειας από το δίκτυο για τη φόρτιση της μπαταρίας, υπερέχει οικονομικά τόσο των μεμονωμένων ΑΠΕ όσο και της περίπτωσης 11A. Αυτό επιβεβαιώνει ότι η πλήρης ενσωμάτωση στην αγορά, με τη δυνατότητα να λειτουργεί ο σταθμός και ως καταναλωτής, είναι ζωτικής σημασίας για τη μεγιστοποίηση του κέρδους.

Πέρα από την κερδοσκοπία, οι υβριδικοί σταθμοί αποδεικνύονται κρίσιμοι για την αντιμετώπιση πρακτικών προκλήσεων του δικτύου. Σε ημέρες με έντονη ηλιοφάνεια και περιορισμένη ζήτηση, όπως στην ανάλυση της 28ης Απριλίου, το φαινόμενο των μηδενικών ή αρνητικών τιμών αποτελεί σημαντικό πρόβλημα. Σε τέτοια σενάρια, ο υβριδικός σταθμός λειτουργεί ως ρυθμιστικός μηχανισμός καθώς απορροφά την πλεονάζουσα ενέργεια που διαφορετικά θα περικοπτόταν, αποθηκεύοντας την και αποτρέποντας ουσιαστικά τη σπατάλη ανανεώσιμης ενέργειας. Αυτή η λειτουργία όχι μόνο δημιουργεί πρόσθετα έσοδα για τον ιδιοκτήτη, αλλά συμβάλλει και στη σταθερότητα του συστήματος, μειώνοντας τις απότομες διακυμάνσεις τιμών στην αγορά.

Η ανάλυση ευαισθησίας που πραγματοποιήθηκε για ολόκληρο το έτος 2024 υπογραμμίζει ότι τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μπαταρίας είναι καθοριστικής σημασίας. Η χωρητικότητα ενέργειας (MWh) και η ισχύς (MW) της μπαταρίας επηρεάζουν άμεσα την ικανότητά της να διαπράττει βελτιωμένο αρμπιτράζ και να παρέχει υπηρεσίες ευελιξίας. Σταθμοί με μεγαλύτερες μπαταρίες μπορούν να καλύπτουν μεγαλύτερες χρονικές περιόδους υψηλών τιμών και να απορροφούν μεγαλύτερες ποσότητες πλεονάζουσας ενέργειας, ενισχύοντας περαιτέρω την οικονομική τους απόδοση και τη συμβολή τους στη σταθερότητα του δικτύου.

Συνολικά, η εργασία καταδεικνύει ότι οι υβριδικοί σταθμοί ΑΠΕ-Αποθήκευσης αποτελούν έναν από τους πιο αποτελεσματικούς μοχλούς για την επίτευξη των στόχων της ενεργειακής μετάβασης. Ενσωματώνουν τα περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα των ανανεώσιμων πηγών με την αξιοπιστία και την οικονομική προβλεψιμότητα της αποθήκευσης, δημιουργώντας μια σύμπραξη όπου τα οικονομικά κίνητρα των ιδιωτών επενδυτών ευθυγραμμίζονται τέλεια με τις ανάγκες ασφάλειας, βιωσιμότητας και αποκέντρωσης του εθνικού ενεργειακού συστήματος.

6.2 ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ

Παρά τα ενθαρρυντικά ευρήματα αυτής της μελέτης, το πεδίο της βελτιστοποίησης και της ενσωμάτωσης των υβριδικών σταθμών παραμένει εξαιρετικά γόνιμο για περαιτέρω έρευνα. Μια από τις πιο άμεσες και σημαντικές επεκτάσεις αφορά την ανάπτυξη μοντέλων που αφορούν περισσότερες αγορές. Η παρούσα εργασία εστιάζει στην Αγορά Επόμενης Ημέρας, ωστόσο, οι σταθμοί έχουν τη δυνατότητα να συμμετέχουν ταυτόχρονα και σε άλλες αγορές, όπως η Ενδοημερήσια Αγορά, οι Αγορές Εξισορρόπησης (FCR, aFRR, mFRR) και οι αγορές εφεδρειών. Ένα μελλοντικό μοντέλο που θα συντονίζει τη συμμετοχή σε όλες αυτές τις αγορές ταυτόχρονα, λαμβάνοντας υπόψη τους ειδικούς κανόνες και περιορισμούς της καθεμιάς, θα μπορούσε να αποσπάσει σημαντικά επιπλέον έσοδα και να αναδείξει την πλήρη αξία της ευελιξίας που προσφέρουν τα συστήματα αποθήκευσης.

Μια δεύτερη κρίσιμη κατεύθυνση είναι η ενσωμάτωση των πραγματικών αβεβαιοτήτων στο μοντέλο. Το ντετερμινιστικό πλαίσιο που χρησιμοποιήθηκε, αν και αποτελεσματικό για αρχική ανάλυση, δεν λαμβάνει υπόψη την εγγενή χαμηλή προβλεψιμότητα της παραγωγής ΑΠΕ και τις διακυμάνσεις των τιμών της αγοράς. Η μελλοντική έρευνα θα μπορούσε να υιοθετήσει προσεγγίσεις στοχαστικού προγραμματισμού ή βελτιστοποίησης Robust. Τέτοια μοντέλα, που βασίζονται σε πιθανολογικά σενάρια, θα μπορούσαν να παράγουν στρατηγικές προσφορών βασισμένες σε μια γκάμα από πιθανά αποτελέσματα, προσφέροντας μεγαλύτερη ασφάλεια και πρακτική εφαρμογή σε πραγματικές συνθήκες αγοράς.

Επίσης, είναι απαραίτητο να ληφθεί υπόψη η μακροπρόθεσμη οικονομική βιωσιμότητα των περιουσιακών στοιχείων. Η παρούσα ανάλυση δεν περιλαμβάνει ρητά το κόστος γήρανσης και υποβάθμισης της μπαταρίας. Μια σημαντική επέκταση θα ήταν η ενσωμάτωση ενός μοντέλου διάρκειας ζωής της μπαταρίας βασισμένου σε αλγόριθμους μέτρησης κύκλων (π.χ., rainflow counting), που να συνδέει το βάθος και το ρυθμό εκφόρτισης με την υποβάθμιση. Αυτό θα επέτρεπε μια βελτιωμένη αντιστάθμιση μεταξύ των βραχυπρόθεσμων εσόδων από τη λειτουργία και της μακροπρόθεσμης αξίας της μπαταρίας ως επενδυτικό στοιχείο, οδηγώντας σε βέλτιστη λειτουργία.

Σε ευρύτερο πλαίσιο, αξίζει να διερευνηθεί ο ρόλος της συσσώρευσης. Η έννοια του Εικονικού Σταθμού Παραγωγής (VPP), που

συντονίζει πολλούς, διεσπαρμένους υβριδικούς σταθμούς, θα μπορούσε να αυξήσει δραματικά τη συνολική αξία και την επιρροή στην αγορά. Ένας τέτοιος VPP θα μπορούσε να προσφέρει συγκεντρωμένες υπηρεσίες ευελιξίας σε κλίμακα που ξεπερνά τις δυνατότητες του μεμονωμένου σταθμού, ενώ παράλληλα θα μείωνε τον κίνδυνο μέσω της διάχυσης ρίσκου.

Παράλληλα, η συνεχής μελέτη και βελτίωση του κανονιστικού πλαισίου είναι ζωτικής σημασίας, καθώς θα μπορούσε να επικεντρωθεί στην αξιολόγηση υφιστάμενων περιορισμών και στην πρόταση στοχευμένων πολιτικών που να ενισχύουν τα οικονομικά κίνητρα για την αποθήκευση, όπως η βελτίωση των μηχανισμών αμοιβής για υπηρεσίες σταθερότητας του δικτύου ή η απλοποίηση των διαδικασιών σύνδεσης και αδειοδότησης.

Τέλος, η διερεύνηση της σύζευξης τομέων (sector coupling) ανοίγει νέους ορίζοντες. Ο συνδυασμός των υβριδικών σταθμών με τεχνολογίες όπως η παραγωγή πράσινου υδρογόνου (Power-to-Gas) ή συστήματα θέρμανσης/ψύξης (Power-to-Heat) θα μπορούσε να προσφέρει πρόσθετες οδούς αξιοποίησης της πλεονάζουσας ανανεώσιμης ενέργειας, συμβάλλοντας στην απανθρακοποίηση και άλλων κλάδων πέραν της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτές οι μελλοντικές επεκτάσεις δεν θα συμβάλλουν μόνο στην ακαδημαϊκή γνώση, αλλά θα στηρίξουν την ανάπτυξη μιας πιο δυναμικής, ασφαλούς και βιώσιμης αγοράς ενέργειας.

Βιβλιογραφία

- A. J. Conejo, M. C. (2010). *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*.
- ACER. (χ.χ.). *ACER European Unio Agency for the Cooperation of Energy Regulators*.
Ανάκτηση από <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-rules/market-rules-different-electricity-market-timeframes>
- Bataille C. et al. (2018, March). A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement. *Journal of Cleaner Production*.
- Bergh K. et al. (2016, February). The Flow-Based Market Coupling in Central Western Europe: Concepts and definitions. *The Electricity Journal*.
- BloombergNEF. (2024). *Energy Transition Investment Trends 2024*.
- BloombergNEF. (2025). *New Energy Outlook*. Ανάκτηση από <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/new-energy-outlook/>
- Brockschink, S., Gurney, J., & Seely, D. (2018). Hydroelectric power generation. Στο *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*.
- Bruegel. (2022). *Contribution of energy prices to inflation in the euro area*.
- Carley S. & Konisky, D. M. (2020, June). The justice and equity implications of the clean energy transition. *Nature Energy*.
- Carriere T. et. al. (2018). Strategies for combined operation of PV/ storage systems integrated into electricity markets. *IET Renewable Power Generation*.
- Chen, T., Alsafasfeh, Q., Pourbabak, H., & Su, W. (2018). The Next-Generation U.S. Retail Electricity Market with Customers and Prosumers—A Bibliographical Survey. *Energies*.
- Coricelli, F., Cukierman, A., & Dalmazzo, A. (2006). Monetary institutions, monopolistic competition, unionized labor markets and economic performance. *The Scandinavian Journal of Economics*.
- Dadashi M. et. al. (2022). Coordination of wind power producers with an energy storage system for the optimal participation in wholesale electricity markets. *Electrical Power and Energy Systems*.
- Ember. (2023). *European Electricity Review 2023*.
- Enex-Group. (2025). *Ελληνικό χρηματιστήριο ενέργειας*. Ανάκτηση από <https://www.enexgroup.gr/el/web/guest/home>
- ENTSO-E. (2021). *Bidding Zone Configuration Technical Report 2021*.
- ENTSO-E. (2021). *Electricity Balancing Guideline*.
- ENTSO-E. (2022). *Single Day-Ahead Coupling Operations Agreement*.

- ENTSO-E. (2022). *Intraday Operational Agreement*.
- ENTSO-E. (2025). *Updated explanatory document to the second amendment of the Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Core Capacity Calculation Region regarding the Advanced Hybrid Coupling*.
- ENTSOE-E. (2025). *Transparency platform*. Ανάκτηση από <https://newtransparency.entsoe.eu/market/energyPrices?appState=%7B%22sa%22%3A%5B%22BZN%7C10YGR-HTSO-----Y%22%5D%2C%22st%22%3A%22BZN%22%2C%22mm%22%3Atrue%2C%22ma%22%3Afalse%2C%22sp%22%3A%22HALF%22%2C%22dt%22%3A%22TABLE%22%2C%22df%22%3A%222025-07-17%22%2C%22>
- European Association for Storage of Energy. (2023). *Energy Storage Targets for 2030 and 2050*.
- European Central Bank. (2022, April). *ecb.europa*. Ανάκτηση από https://www.ecb.europa.eu/press/economic-bulletin/focus/2022/html/ecb.ebbox202204_01~68ef3c3dc6.en.html
- European Commission. (2022). *REPowerEU Plan*.
- European Parliament. (1996). *Directive 96/92/EC*.
- European Parliament. (2025). *Internal energy market*.
- European Union. (2019). DIRECTIVE (EU) 2019/944. *On common rules for the internal market for electricity*.
- European Union. (2024). REGULATION (EU) 2024/1735. *On establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology manufacturing ecosystem*.
- European Union. (2024). REGULATION (EU) 2024/1747. *amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market design*.
- European Union. (2024). REGULATION (EU) 2024/1789. *On the internal markets for renewable gas, natural gas and hydrogen*.
- Federal Energy Regulatory Commission. (2021). *The February 2021 Cold Weather Outages in Texas and the South Central United States*.
- G. Strbac et al. (2017, September). Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems. *IEEE Power and Energy Magazine*.
- Global CCS Institute. (2023). *GLOBAL STATUS OF CCS 2023*.
- Gomes J.G. et. al. (2023). Hybrid solar PV-wind-battery system bidding optimisation: A case study for the Iberian and Italian liberalised electricity markets. *Energy*.
- HAEE. (2019). *Hellenic Energy Exchange Towards the integration of Greek and EU Energy Markets*.

- HEDNO. (2023). *Regulatory Framework*.
- Hydrogen Council. (2023). *Hydrogen Insights 2023*.
- International Energy Agency (IEA). (2023). *World Energy Outlook 2023*.
- International Energy Agency (IEA). (2024). *Gas Market Report, Q1 2024*.
- International Energy Agency. (2022). *Electricity Market Report*.
- International Energy Agency. (2024). *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach*. Paris.
- International Monetary Fund. (2022). *Natural Gas in Europe: The Potential Impact of Disruptions to Supply*.
- International Monetary Fund. (2023). *IMF Fossil Fuel Subsidies Data: 2023 Update*.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). *The Role of Decentralized Renewables in Achieving Universal Energy Access*.
- Kirschen D. & Strbac G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*.
- Koohi-Fayegh S. & Rosen M.A. (2020). A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*.
- Lawrence Berkeley National Laboratory. (2023). *The Impact of Rooftop Solar on Household Energy Burden*.
- Lund P. D. et. al. (2015). Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Ministry of Environment and Energy. (2023). *NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN*.
- Naemi M. & Davis D. (2022). Optimisation and analysis of battery storage integrated into a wind power plant participating in a wholesale electricity market with energy and ancillary services. *Journal of Cleaner Production*.
- Nagayama, H. (2010). Impacts on investments, and transmission/distribution loss through power sector reforms. *Energy Policy*.
- Nominated Electricity Market Operators. (2024). *EUPHEMIA Public Description*.
- Nordic Regional Coordination Centre. (2021). *Fulfillment of economic surplus maximization in SDAC delivered via the PCR Euphemia algorithm*.
- Omri Carmon et al. (2025, July). Evaluating energy security in decentralized systems: Review and new index. *Energy Strategy Reviews*.
- Orion, B. (2004). Transmission in Transition: Analyzing California's Proposed Electricity Transmission Regulatory Reforms. *Hastings Law Journal*.
- Pablo David Necoechea-Porras, A. L.-E. (2021, January). Deregulation in the Energy Sector and Its Economic Effects on the Power Sector: A Literature Review. *Sustainability MDPI*.

- Pacific Northwest National Laboratory. (2023). *Microgrid Resilience Case Studies*.
- Padmanabhan N. et. al. (2020). Battery Energy Storage Systems in Energy and Reserve Markets. *IEEE*.
- Papadaskalopoulos D. et. al. (2018). Quantifying the Potential Economic Benefits of Flexible Industrial Demand in the European Power System. *IEEE Journal*.
- R. Sioshansi, P. D. (2022, March). Energy-storage modeling: state-of-the-art and future research directions. *IEEE Transactions on Power Systems* .
- Shakoor A. et. al. (2017). *ROADMAP FOR FLEXIBILITY SERVICES TO 2030*.
- Siano P. & Mohammad D. (2021). MILP Optimization Model for Assessing the Participation of Distributed Residential PV-battery Systems in Ancillary Services Market . *JOURNAL OF POWER AND ENERGY SYSTEMS*.
- SMA. (2025). *SUNNY PORTAL*. Ανάκτηση από <https://www.sunnyportal.com/Templates/Start.aspx?ReturnUrl=%2fLogin>
- Tang W.J. & Yang H.T. (2019). Optimal Operation and Bidding Strategy of a Virtual Power Plant Integrated with Energy Storage Systems and Elasticity Demand Response. *IEEE* .
- Tang Z. et. al. (2022). A multi-timescale operation model for hybrid energy storage system in electricity markets. *Electrical Power and Energy Systems*.
- U.S. Department of Energy. (2024). *U.S. Energy & Employment Report*.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2023). *Annual Report on Power Outage Trends*.
- Urpelainen, J. Y. (2019). Global patterns of power sector reform. *Energy Strategy Reviews*.
- US Congress. (2022). *Inflation Reduction Act*.
- US Department of Energy. (2023). *U.S. National Hydrogen Strategy and Roadmap*.
- Vinuales J. (2023). *The Ukraine war and the energy transition*. Ανάκτηση από Geopolitique: <https://geopolitique.eu/en/articles/the-ukraine-war-and-the-energy-transition/>
- Wood Mackenzie. (2024). *Q3 2024 Microgrid Market Outlook*.
- World Energy Council. (2024). *WORLD ENERGY TRILEMMA 2024: EVOLVING WITH RESILIENCE AND JUSTICE*.
- World Nuclear Association. (2023, December). *DECLARATION TO TRIPLE NUCLEAR ENERGY. COP28 DECLARATION*.
- Zhang, Y.-F., Parker, D., & Kirkpatrick, C. (2008). Electricity sector reform in developing countries: an econometric assessment of the effects of privatization, competition and regulation. *Journal of Regulatory Economics* .
- PAAEY. (2016). *Special Account for RES and CHP*.

PAAEY. (2021). *Market Reform Plan for Greece*.

PAAEY. (χ.χ.). *About RAAEY*.