



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Βελτιστοποίηση λειτουργίας αιολικού πάρκου με
ενσωματωμένη αποθήκευση υπό περιορισμούς
έγχυσης**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

Σκρέμπου Γ. Παναγιώτη

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2023



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Βελτιστοποίηση λειτουργίας αιολικού πάρκου με
ενσωματωμένη αποθήκευση υπό περιορισμούς
έγχυσης**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΟΥ

Σκρέμπου Γ. Παναγιώτη

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 9^η Μαρτίου 2023.

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

.....

.....

.....

Σταύρος Παπαθανασίου

Πάυλος Γεωργιλάκης

Γεώργιος Κορρές

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2023

(Υπογραφή)

.....

Σκρέμπος Γ. Παναγιώτης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Σκρέμπος Παναγιώτης, 2023.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ' ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Η Ελλάδα, στα πλαίσια των ευρωπαϊκών στόχων, οι οποίοι έχουν τεθεί, προκειμένου να υπάρξει στροφή της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) προς μια φιλικότερη προς το περιβάλλον ενεργειακή πραγματικότητα, αρχίζει να εισάγει ολοένα και με ταχύτερους ρυθμούς στο εγχώριο ενεργειακό μείγμα τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Ωστόσο, μερικές ιδιαιτερότητες των ΑΠΕ, όπως η αδυναμία ελέγχου και η μεγάλη διακύμανση στην παραγωγή τους, τις συνδέουν άρρηκτα με διάφορες μεθόδους αποθήκευσης. Η συνύπαρξη ΑΠΕ με συστήματα αποθήκευσης, κυρίως μπαταρίες, εξετάζεται ολοένα και περισσότερο και φαίνεται ότι σταδιακά θα ενισχυθεί και στην Ελλάδα.

Στην παρούσα εργασία, αναπτύσσεται ένα μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού, το οποίο αποσκοπεί στο να βελτιστοποιήσει τη λειτουργία ενός αιολικού πάρκου με ενσωματωμένη μονάδα αποθήκευσης υπό περιορισμούς έγχυσης ισχύος στο δίκτυο. Η βελτιστοποίηση, η οποία πραγματοποιείται είναι ημερήσια και η συνολική διάρκεια της επένδυσης ανέρχεται στα 20 έτη. Ως μέθοδος αποθήκευσης επιλέγεται η ηλεκτροχημική μέθοδος και ειδικότερα, η μπαταρία ιόντων λιθίου, για την οποία δοκιμάζονται διαφορετικές χωρητικότητες κατά τη διάρκεια της μελέτης.

Η μπαταρία ιόντων λιθίου που μελετάται, βρίσκεται πίσω από το μετρητή και δραστηριοποιείται, αποκλειστικά, στο ενεργειακό arbitrage, χρησιμοποιώντας ενέργεια από το αιολικό πάρκο, μη μπορώντας να απορροφήσει απευθείας από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Παρόλο που, στην παρούσα μελέτη, δεν εξετάζεται η συμμετοχή της μπαταρίας σε άλλες αγορές με πιθανή αύξηση των εσόδων, ο αλγόριθμος δίνει μια σαφή εικόνα για το πως λειτουργεί η μπαταρία σε συνεργασία με ΑΠΕ, σε καταστάσεις περιορισμών. Ειδικότερα, εξετάζονται έξι διαφορετικά σενάρια περιορισμών, τα οποία φτάνουν έως και το 50% της ονομαστικής ισχύος του αιολικού πάρκου, στα οποία παρατηρείται ότι σε χαμηλούς περιορισμούς η μπαταρία επιχειρεί να εκτελέσει arbitrage για μεγιστοποίηση του κέρδους, ενώ σε υψηλότερους περιορισμούς επιχειρεί, κυρίως, να απορροφήσει ενέργεια που υπό άλλες συνθήκες θα είχε περικοπεί.

Εν κατακλείδι, μέσω της εξέτασης των διαφορετικών σεναρίων περιορισμών, υπό διαφορετικές διαμορφώσεις μπαταριών, στο διάστημα από το 2025 έως και το 2045 εξάγονται διαφορετικά και χρήσιμα συμπεράσματα ανά διαμόρφωση, έτος ή περιορισμό.

Λέξεις Κλειδιά: ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, γραμμικός προγραμματισμός, αποθήκευση ενέργειας, μπαταρίες ιόντων λιθίου, περικοπές ΑΠΕ, αγορές ενέργειας, αιολική ενέργεια

Abstract

Greece, within the framework of the European objectives, which have been set, in order for the European Union (EU) to shift towards a more environmentally friendly energy reality, is starting to introduce Renewable Energy Sources (RES) into the domestic energy mix at an increasingly faster rate. However, some special attributes of RES, such as the impossibility of control and the large fluctuation in their production, inextricably link them to various storage methods. The collocation of RES with storage systems, which are mainly batteries, is being examined more and more and it seems that it will gradually be strengthened in Greece as well.

In this paper, a linear programming model is developed, which aims to optimize the operation of a wind farm with an integrated storage unit under grid power injection constraints. The optimization, which is carried out, is daily and the total duration of the investment is 20 years. The electrochemical method is chosen, as the storage method of this study, and in particular the lithium ion (Li-Ion) battery, for which different capacities are tested during this study.

The lithium-ion battery, under study, is a behind-the-meter battery, and operates, exclusively, for energy arbitrage, using energy from the wind park, as being unable to absorb energy directly from the grid. Although the participation of the battery in other markets, with potential revenue growth, is not considered in the present study, the algorithm gives insight on how the battery works in cooperation with RES, in circumstances of constraints. In particular, six different limitation scenarios are examined, which reach up to 50% of the nominal power of the wind farm, in which it is observed that at low limitations the battery tries to perform arbitrage in order to maximize profit, while at higher limitations it mainly tries to absorb energy that under other circumstances, would have been curtailed.

In conclusion, by examining the different constraint scenarios, with different battery configurations, from 2025 to 2045, different and important conclusions are drawn per configuration, year or constraint.

Keywords: renewable energy sources, linear programming, energy storage, Li-Ion Batteries, RES curtailments, energy markets, wind energy, collocation

Ευχαριστίες

Με την παρούσα διπλωματική εργασία ολοκληρώνονται οι προπτυχιακές μου σπουδές στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (ΕΜΠ), στο τμήμα των Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών. Κατά την πενταετή μου φοίτηση στο συγκεκριμένο πανεπιστημιακό ίδρυμα, απέκτησα γνώσεις πάνω σε αντικείμενα του επιστητού, τα οποία με συναρπάζουν, ήρθα σε επαφή με νέες ιδέες και γνώρισα πολλούς σημαντικούς ανθρώπους, με τους οποίους απέκτησα μοναδικές εμπειρίες. Αυτοί άνθρωποι, οι οποίοι αποτέλεσαν αναπόσπαστο κομμάτι της φοιτητικής μου πορείας προσέφεραν αμέριστη βοήθεια και υποστήριξη, αποτέλεσαν κίνητρο για βελτίωση και συντέλεσαν στην επίτευξη πολλών στόχων, οι οποίοι διαδραμάτισαν σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση της προσωπικότητάς μου.

Κατ' αρχάς, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου, η οποία αποτέλεσε στήριγμα στις δύσκολες στιγμές και μου προσέφερε απλόχερα αγάπη, τόσο στα φοιτητικά μου χρόνια όσο και τα χρόνια που προηγήθηκαν αυτών.

Εν συνεχεία, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Σταύρο Παπαθανασίου, Καθηγητή ΕΜΠ και επιβλέποντα της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας, ο οποίος κατέστησε δυνατό να ασχοληθώ με ένα τόσο επίκαιρο και ενδιαφέρον ερευνητικό θέμα. Επίσης, τον ευχαριστώ για τη συνεχή στήριξη και καθοδήγηση καθ' όλη τη διάρκεια της διπλωματικής μου εργασίας, την αδιάλειπτη μετάδοση γνώσεων καθώς και για το κίνητρο που μου έδωσε να ασχοληθώ περαιτέρω με τον ενεργειακό κλάδο, μέσω των μαθημάτων του.

Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Ευάγγελο Χατζηστυλιανό, υποψήφιο διδάκτορα της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, για τη στήριξη και το ενδιαφέρον που επέδειξε ως προς την εκπόνηση της διπλωματικής μου εργασίας. Ακόμα, τον ευχαριστώ για την υποδειγματική επικοινωνία, την οποία είχαμε για την επίλυση αποριών και λοιπών προβλημάτων, για την καθοδήγηση, καθώς και για τις αμέτρητες ώρες, κατά τις οποίες συνέβαλε τα μέγιστα για την επιτυχημένη ολοκλήρωση της εργασίας.

Παράλληλα, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους φίλους μου, εντός και εκτός σχολής, με τους οποίους βιώσαμε αμέτρητες αξέχαστες εμπειρίες κατά τη διάρκεια των φοιτητικών μου χρόνων. Τα κοινά βιώματα, οι ανησυχίες για το μέλλον και τα κοινωνικοπολιτικά δρώμενα, οι συζητήσεις μας και όλες

οι άλλες εμπειρίες μας, συνιστούν ένα πολύ σημαντικό κομμάτι των φοιτητικών και όχι μόνο χρόνων. Τέλος, ευχαριστώ όλους εκείνους τους συμφοιτητές και ταυτόχρονα φίλους, με τους οποίους περάσαμε αμέτρητες ώρες μαζί είτε ετοιμάζοντας τις διπλωματικές μας εργασίες ή, παλαιότερα, διαβάζοντας για τα μαθήματα των εξεταστικών.

Περιεχόμενα

| | | |
|----------|---|----|
| 1 | Εισαγωγή | 13 |
| 1.1 | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας | 14 |
| 1.2 | Ενεργειακό μείγμα..... | 16 |
| 1.3 | Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά-Διασυνδέσεις | 21 |
| 1.4 | Στόχοι για την Ενέργεια και το Κλίμα | 23 |
| 1.5 | Αποθήκευση στην Ελλάδα στα ΜΔΝ | 24 |
| 1.6 | Βιβλιογραφική ανασκόπηση- Αποθήκευση σε συνδυασμό με ΑΠΕ..... | 25 |
| 2 | Μέθοδοι αποθήκευσης | 28 |
| 2.1 | Αντλησιοταμίευση- Pumped Hydro Storage (PHS) | 28 |
| 2.2 | Αποθήκευση ενέργειας με πεπιεσμένο αέρα (CAES) | 29 |
| 2.3 | Αποθήκευση ενέργειας σε σφονδύλους- Flywheel Energy Storage (FES) | 30 |
| 2.4 | Battery Energy Storage System - Σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μπαταρίας (BESS) | 31 |
| 2.4.1 | Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου (Li-Ion)..... | 32 |
| 2.4.2 | Flow batteries | 34 |
| 2.5 | Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας – Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)..... | 36 |
| 2.6 | Υπερτυκνωτές – Super-Capacitor (SC)..... | 37 |
| 2.7 | Υδρογόνο – Hydrogen (H ₂) | 38 |
| 2.8 | Σύγκριση μεταξύ διαφορετικών μεθόδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας..... | 41 |
| 2.9 | Κριτήρια Επιλογής-Γενικά στοιχεία για μπαταρίες | 44 |
| 2.10 | Μπαταρίες: Ρόλοι & Χρήσεις | 46 |
| 2.10.1 | Πλεονεκτήματα - Χρήσεις με τη συνύπαρξη με αιολικό πάρκο..... | 47 |
| 2.10.2 | Χρήσεις-Ρόλοι ως προς το δίκτυο..... | 48 |
| 2.11 | Τεχνικά χαρακτηριστικά μπαταριών | 50 |
| 2.11.1 | Διαστασολόγηση (Sizing) | 50 |
| 2.11.2 | Φθορά μπαταρίας - Αλγόριθμος Rainflow..... | 51 |
| 3 | Βιβλιογραφική ανασκόπηση | 52 |
| 3.1 | Μπαταρίες πίσω από το μετρητή | 52 |
| 3.2 | Επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ..... | 53 |
| 3.3 | ΑΠΕ σε νησιωτικές περιοχές | 54 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 3.4 | ΑΠΕ & Αποθήκευση | 55 |
| 3.5 | Μπαταρίες σε συνδυασμό με Α/Π..... | 56 |
| 4 | Αγορές ηλεκτρικής ενέργειας..... | 60 |
| 5 | Εισαγωγή του Μοντέλου-Εξισώσεις..... | 66 |
| 5.1 | Δεδομένα Εισόδου | 66 |
| 5.1.1 | Δεδομένα εισόδου-Επεξεργασία..... | 67 |
| 5.2 | Εξισώσεις μοντέλου..... | 68 |
| 5.2.1 | Αντικειμενική συνάρτηση..... | 68 |
| 5.2.2 | Ισοζύγιο Ενέργειας BESS | 69 |
| 5.2.3 | Εξισώσεις Λειτουργίας BESS..... | 70 |
| 5.2.4 | Εξισώσεις Λειτουργίας Σταθμού και Σύνδεσης στο Δίκτυο | 71 |
| 5.3 | Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά μοντελοποίησης..... | 72 |
| 5.3.1 | Σύστημα αποθήκευσης..... | 72 |
| 5.3.2 | Αιολικό Πάρκο | 73 |
| 5.3.3 | Περιορισμοί και Τιμές | 73 |
| 5.3.4 | Οικονομική αξιολόγηση | 74 |
| 5.3.5 | Διαμορφώσεις BESS | 77 |
| 5.3.6 | Βασικοί εξεταζόμενοι περιορισμοί-Σενάρια | 77 |
| 5.3.7 | Επιπλέον σενάρια περιορισμών..... | 78 |
| 6 | Αποτελέσματα-Σχολιασμός..... | 79 |
| 6.1 | Σενάριο No cap | 79 |
| 6.1.1 | No cap-10MWh..... | 80 |
| 6.1.2 | No cap-Συγκεντρωτικά | 84 |
| 6.1.3 | «No cap» Οικονομική αξιολόγηση | 86 |
| 6.2 | Σενάριο 80-65..... | 88 |
| 6.2.1 | «80-65» Συγκεντρωτικά..... | 90 |
| 6.2.2 | «80-65» Οικονομική αξιολόγηση..... | 93 |
| 6.3 | Σενάριο «65% Daily» | 95 |
| 6.3.1 | «65% Daily» 10MWh..... | 95 |
| 6.3.2 | «65% Daily» Συγκεντρωτικά | 98 |
| 6.3.3 | «65% Daily» Οικονομική αξιολόγηση | 100 |
| 6.3.4 | «65% Daily» Energy Throughput..... | 101 |
| 6.4 | Συγκεντρωτικά αποτελέσματα 3 βασικών σεναρίων | 102 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 6.5 | Επιπλέον σενάρια | 103 |
| 6.6 | Συγκεντρωτικά αποτελέσματα έξι σεναρίων..... | 104 |
| 6.6.1 | Συγκεντρωτική οικονομική αξιολόγηση..... | 104 |
| 6.6.2 | Λειτουργία μπαταρίας | 106 |
| 6.6.3 | Χρήση μπαταρίας | 109 |
| 6.6.4 | Περιοπέδες-Απώλειες μπαταρίας..... | 112 |
| 6.7 | Συγκρίσεις..... | 114 |
| 6.7.1 | Συγκρίσεις ανά διαμόρφωση..... | 114 |
| 6.7.2 | Σύγκριση 5 σεναρίων με No car και ίδια διαμόρφωση | 117 |
| 6.7.3 | Σύγκριση ανά σενάριο | 119 |
| 6.7.4 | Σύγκριση ανά σενάριο με τη διαμόρφωση χωρίς BESS..... | 121 |
| 7 | Επίλογος | 123 |
| 7.1 | Συμπεράσματα | 123 |
| 7.1.1 | Συμπεράσματα για τη χρήση της μπαταρίας ανά σενάριο..... | 123 |
| 7.1.2 | Συμπεράσματα για τη χρήση της μπαταρίας ανά έτος..... | 124 |
| 7.1.3 | Συμπεράσματα για τη λειτουργία της μπαταρίας | 125 |
| 7.1.4 | Συμπεράσματα ως προς την οικονομική αξιολόγηση | 127 |
| 7.1.5 | Συμπεράσματα ως προς τα επίπεδα περικοπών | 128 |
| 7.2 | Μελλοντικές προεκτάσεις..... | 128 |
| 8 | Βιβλιογραφία | 129 |

Πίνακας γραφημάτων

| | |
|--|-----|
| Διάγραμμα 5. 1 Τα έξι εξεταζόμενα σενάρια περιορισμών (Cap) | 79 |
| Διάγραμμα 6. 1 Λειτουργία σταθμού με μπαταρία 10 MWh No cap..... | 81 |
| Διάγραμμα 6. 2 Boxplot του SOC για τις 10MWh στο σενάριο No cap και τιμή ενέργειας ... | 82 |
| Διάγραμμα 6. 3 Μέση λειτουργία φόρτισης/εκφόρτισης για όλα τα έτη της μελέτης No cap | 83 |
| Διάγραμμα 6. 4 Φόρτιση/εκφόρτιση 2030 και 2040 (No cap - βασικές διαμορφώσεις) | 84 |
| Διάγραμμα 6.5 Χρήση μπαταρίας για τα έτη 2030,2040 No cap για τις βασικές διαμορφώσεις | 85 |
| Διάγραμμα 6. 6 Καμπύλη διάρκειας περικοπών για το No cap για τις διαμορφώσεις 0, 5 και 10 MWh | 86 |
| Διάγραμμα 6. 7 IRR και LCOE για το σενάριο No cap | 87 |
| Διάγραμμα 6. 8 Λειτουργία σταθμού με μπαταρία 10 MWh 80-65..... | 88 |
| Διάγραμμα 6. 9 Boxplot του SOC για τις 10 MWh και τιμή ενέργειας για το σενάριο 80-65 | 89 |
| Διάγραμμα 6. 10 Μέση λειτουργία φόρτισης/εκφόρτισης για τις 10MWh όλα τα έτη για το σενάριο 80-65..... | 90 |
| Διάγραμμα 6. 11 Φόρτιση/Εκφόρτιση για το σενάριο 80-65 και τις βασικές διαμορφώσεις του για τα έτη 2030 και 2040 | 91 |
| Διάγραμμα 6. 12 Φόρτιση/Εκφόρτιση 2030 για το σενάριο 80-65 για όλες τις διαμορφώσεις | 92 |
| Διάγραμμα 6. 13 Φόρτιση/Εκφόρτιση 2040 για το σενάριο 80-65 για όλες τις διαμορφώσεις | 92 |
| Διάγραμμα 6. 14 Καμπύλη διάρκειας περικοπών του σεναρίου 80-65 για τις διαμορφώσεις των 0, 5 και 10 MWh | 93 |
| Διάγραμμα 6. 15 IRR και LCOE όλων των διαμορφώσεων του σεναρίου 80-65 | 94 |
| Διάγραμμα 6. 16 Λειτουργία σταθμού με μπαταρία 10 MWh σενάριο 65% Daily | 96 |
| Διάγραμμα 6. 17 Boxplot του SOC για τις 10 MWh του σεναρίου 65% Daily και τιμή της ενέργειας..... | 97 |
| Διάγραμμα 6. 18 Μέση ημερήσια φόρτιση/εκφόρτιση για όλα τα εξεταζόμενα έτη για τις 10MWh του σεναρίου 65% Daily | 98 |
| Διάγραμμα 6. 19 Φόρτιση/εκφόρτιση βασικών διαμορφώσεων του σεναρίου 65% Daily για τα έτη 2030 και 2040..... | 99 |
| Διάγραμμα 6. 20 Καμπύλη διάρκειας περικοπών για το σενάριο 65% Daily για τις διαμορφώσεις των 0, 5 και 10 MWh | 100 |
| Διάγραμμα 6. 21 IRR και LCOE όλων των διαμορφώσεων για το σενάριο 65% Daily | 101 |
| Διάγραμμα 6. 22 IRR και LCOE όλων των διαμορφώσεων για τα 3 βασικά σενάρια..... | 103 |
| Διάγραμμα 6. 23 IRR για όλα τα σενάρια για τις περιπτώσεις με μπαταρία 10 MWh και χωρίς, και η διαφορά μεταξύ των 2 αυτών περιπτώσεων ανά σενάριο | 105 |
| Διάγραμμα 6. 24 LCOE για όλα τα σενάρια για τις περιπτώσεις με μπαταρία 10 MWh και χωρίς, και η διαφορά μεταξύ των 2 αυτών περιπτώσεων ανά σενάριο | 106 |
| Διάγραμμα 6. 25 Μέση ημερήσια φόρτιση και εκφόρτιση των 5 MWh για όλα τα σενάρια των ετών 2030 και 2040 | 108 |
| Διάγραμμα 6. 26 Μέση ημερήσια φόρτιση και εκφόρτιση των 10 MWh για όλα τα σενάρια των ετών 2030 και 2040 | 108 |
| Διάγραμμα 6. 27 Χρήση της μπαταρίας για τις 5MWh όλων των σεναρίων για το 2030 | 109 |

| | |
|---|-----|
| Διάγραμμα 6. 28 Χρήση της μπαταρίας κατά την αποφόρτιση για τις 5MWh όλων των σεναρίων για το 2040..... | 110 |
| Διάγραμμα 6. 29 Χρήση της μπαταρίας για τις 10MWh όλων των σεναρίων για το 2030.. | 110 |
| Διάγραμμα 6. 30 Χρήση της μπαταρίας για τις 10MWh όλων των σεναρίων για το 2040.. | 111 |
| Διάγραμμα 6. 31 Περικοπές και απώλειες μπαταρίας για όλα τα σεσάρια για τις περιπτώσεις με ύπαρξη μπαταρίας 10 MWh και χωρίς | 112 |
| Διάγραμμα 6. 32 Απώλεια εσόδων από τις περικοπές σε €/MWh στις περιπτώσεις χωρίς και με μπαταρία 10MWh για όλα τα σεσάρια. | 113 |
| Διάγραμμα 6. 33 Μείωση του IRR για τις 3 βασικές διαμορφώσεις όλων των σεναρίων σε σχέση με την περίπτωση χωρίς μπαταρία | 115 |
| Διάγραμμα 6. 34 Μείωση των περικοπών όλων των σεναρίων σε σχέση με την περίπτωση χωρίς μπαταρία για τις 5, 10 και 20MWh..... | 116 |
| Διάγραμμα 6. 35 Καμπύλη διάρκειας περικοπών όλων των σεναρίων για τις 5 και 10MWh | 117 |
| Διάγραμμα 6. 36 Αύξηση των περικοπών για τις 5 και 10MWh των 5 σεναρίων σε σχέση με το σεσάριο No cap | 118 |
| Διάγραμμα 6. 37 Αύξηση των περικοπών για τις 20MWh των 5 σεναρίων σε σχέση με το σεσάριο No cap..... | 118 |
| Διάγραμμα 6. 38 Χρήση της μπαταρίας για τα έτη 2030 και 2040 για τις βασικές διαμορφώσεις των σεναρίων «65% Daily» «No cap»..... | 120 |
| Διάγραμμα 6. 39 Μείωση περικοπών για τα έτη 2030, 2040, για τις βασικές διαμορφώσεις, των σεναρίων «No cap» και «65% Daily» | 121 |
| Διάγραμμα 6. 40 Μείωση στις περικοπές ανά σεσάριο εν συγκρίσει με την περίπτωση χωρίς μπαταρία για τις διαμορφώσεις των 5, 10, 20MWh για τα έτη 2030 και 2040 | 122 |

Πίνακας εικόνων/πινάκων

| | |
|---|----|
| Εικόνα 1. 1 Η εξέλιξη των ενεργειακών στόχων για τις ΑΠΕ μέχρι το 2030 [3] | 14 |
| Εικόνα 1. 2 Εγκατεστημένες ισχείς ΑΠΕ με βάση RED III και REPowerEU.4 [6]..... | 16 |
| Εικόνα 1. 3 Ποιες μορφές ενέργειας αντικαθιστούν οι ΑΠΕ το διάστημα 2011-2019 [8]..... | 17 |
| Εικόνα 1. 4 Πρόβλεψη ενεργειακού μείγματος και ζήτησης ενέργειας στην ΕΕ [9] | 18 |
| Εικόνα 1. 5 Προσθήκες αιολικής ισχύος σε χώρες της Ευρώπης [10] | 18 |
| Εικόνα 1. 6 Μεταβολή της παραγωγής ενέργειας από Α/Π στην ΕΕ [10]..... | 19 |
| Εικόνα 1. 7 Νέες εγκαταστάσεις Α/Π offshore και onshore στην Ευρώπη [12] | 20 |
| Εικόνα 1. 8 Προβλέψεις εγκαταστημένης ισχύος παγκοσμίως ανά τύπο BESS [14]..... | 21 |
| Εικόνα 1. 9 Σχέδιο διασυνδέσεων ΑΔΜΗΕ έως το 2030 [17] | 22 |
| Εικόνα 1. 10 Χάρτης με τα αιολικά δυναμικά της Ευρώπης και τη μέση ταχύτητα ανέμων [10] | 23 |
| Εικόνα 2. 1 Σχεδιάγραμμα κύριων μερών ενός PHS [35]..... | 28 |
| Εικόνα 2. 2 Διάγραμμα ροής ενός συστήματος CAES [43]..... | 30 |
| Εικόνα 2. 3 Δομικά μέρη ενός FES [49] | 31 |
| Εικόνα 2. 4 Βασική αρχή λειτουργίας μπαταριών ιόντων λιθίου [53] | 33 |
| Εικόνα 2. 5 Πρόβλεψη τιμών Li-Ion BESS έως το 2030 (\$/kWh) [56]..... | 34 |
| Εικόνα 2. 6 Διάγραμμα λειτουργίας μπαταρίας ροής [59] | 35 |
| Εικόνα 2. 7 Δομικά μέρη ενός συστήματος SMES [66] | 37 |
| Εικόνα 2. 8 Διάγραμμα κυψέλης καυσίμου σε μονάδα αποθήκευσης με υδρογόνο [74]..... | 39 |

| | |
|--|-----|
| Εικόνα 2. 9 Διαδικασία ηλεκτρόλυσης [75] | 40 |
| Εικόνα 2. 10 Ολοκληρωμένη εικόνα λειτουργίας σταθμού αποθήκευσης με H ₂ και σύνδεση στο δίκτυο [35] | 40 |
| Εικόνα 2. 11 Λειτουργία σταθμού αποθήκευσης με H ₂ και χρήση CO ₂ [35]..... | 41 |
| | |
| Εικόνα 4. 1 Η ακολουθία της λειτουργίας των αγορών στο EXE [173]..... | 61 |
| | |
| Εικόνα 5. 1 Προβλέψεις κόστους ενέργειας για μια μπαταρία ιόντων λιθίου 4 ωρών | 76 |
| Εικόνα 5. 2 Προβλέψεις κόστους ισχύος για μια μπαταρία ιόντων λιθίου 4 ωρών..... | 76 |
| | |
| Πίνακας 2. 1 Σύγκριση μεθόδων αποθήκευσης (εκτός BESS)..... | 42 |
| Πίνακας 2. 2 Σύγκριση διαφορετικών BESS | 43 |
| | |
| Πίνακας 6. 1 Οικονομική αξιολόγηση No cap σεναρίου..... | 87 |
| Πίνακας 6. 2 Energy throughput για το σενάριο 80-65 | 91 |
| Πίνακας 6. 3 Οικονομική αξιολόγηση σεναρίου 80-65..... | 94 |
| Πίνακας 6. 4 Οικονομική αξιολόγηση σεναρίου 65% Daily | 100 |
| Πίνακας 6. 5 Energy throughput 65% Daily..... | 102 |
| Πίνακας 6. 6 IRR 3 εξετρα σεναρίων | 104 |
| Πίνακας 6. 7 LCOE 3 εξετρα σεναρίων..... | 104 |

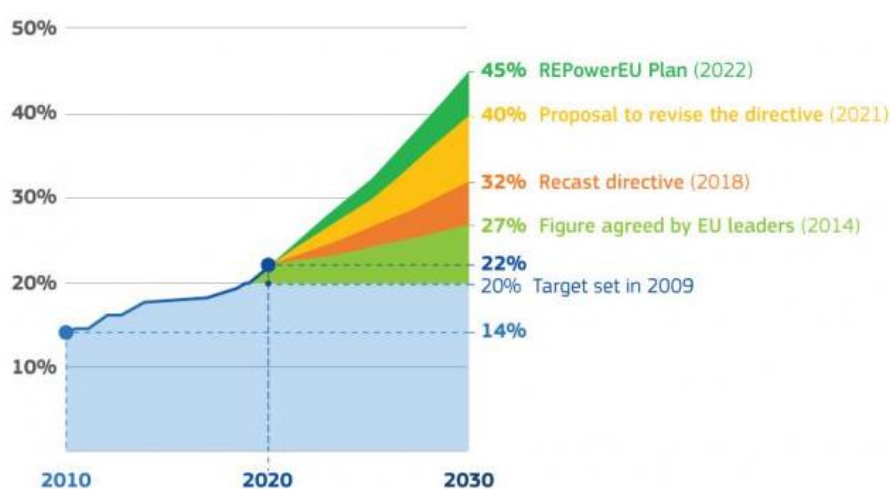
1 Εισαγωγή

Η ανθρωπότητα με την εξελικτική πορεία, την οποία ακολούθησε τα τελευταία 20 χρόνια πολλαπλασίασε τις ανάγκες της για ηλεκτρική ενέργεια. Σε όλες τις εκφάνσεις του ανθρώπινου βίου, όπως οι μετακινήσεις, η επικοινωνία αλλά και σε άλλες τεχνολογικές εφαρμογές, όπως η χρήση υπολογιστικών συστημάτων, η ψύξη και η θέρμανση απαιτείται η χρήση σημαντικών ποσών ενέργειας. Μέχρι και τις αρχές του 21^{ου} αιώνα η παγκόσμια κοινότητα, μη μεριμνώντας επαρκώς για τη περιβαλλοντική πλευρά και λόγω της τότε υπάρχουσας τεχνολογίας, χρησιμοποίησε κυρίως ρυπογόνες μορφές ενέργειας για την ηλεκτροδότηση και όλες τις άλλες ανθρώπινες δραστηριότητες που απαιτούσαν ποσά ενέργειας για την ολοκλήρωσή τους. Αυτή η λανθασμένη πολιτική οδήγησε σε ένα περιβαλλοντικό τέλμα, αυξάνοντας σε τέτοιο βαθμό τις εκπομπές άνθρακα που η παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας και η συνεπαγόμενη άνοδος της στάθμης των υδάτων έγινε αισθητή [1].

Αυτή η συνειδητοποίηση για την κρισιμότητα της κατάστασης οδήγησε την παγκόσμια κοινότητα, σχεδόν εξολοκλήρου, να συσπειρωθεί και να αρχίζει να λαμβάνει δράση, προκειμένου να περιορίσει τα αρνητικά περιβαλλοντικά επακόλουθα και να αντιστρέψει την κατάσταση. Ήδη από το 1987, κατά το οποίο προτάθηκε το πρωτόκολλο του Μόντρεαλ, το οποίο κάθε χώρα οικουμενικά επικύρωσε, καταργήθηκε η παραγωγή επιβλαβών, για το στρώμα του όζοντος, ουσιών, όπως οι χλωροφθοράνθρακες (CFCs). Ωστόσο, η ουσιαστική μεταβολή στην παγκόσμια πολιτική, ως προς την πράσινη ενέργεια, ξεκίνησε με το Πρωτόκολλο του Κιότο. Παρόλο που εγκρίθηκε το 1997, τέθηκε σε ισχύ οκτώ χρόνια αργότερα, το 2005 και αποτέλεσε την πρώτη νομικά δεσμευτική συνθήκη για το κλίμα για τις ανεπτυγμένες χώρες, οι οποίες δεσμεύονταν να μειώσουν τις εκπομπές CO₂ 5% κάτω εν συγκρίσει με τα επίπεδα εκπομπών του 1990, και καθιέρωσε ένα σύστημα παρακολούθησης της προόδου των χωρών. Ωστόσο, οι αναπτυσσόμενες χώρες της εποχής, όπως η Κίνα και η Ινδία, με μεγάλες εκπομπές άνθρακα, και εν τέλει και οι Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής, δε δεσμεύτηκαν από τη συμφωνία, γεγονός που μείωσε τα θετικά επακόλουθα της εφαρμογής του. Η πραγματική πρόοδος σημειώθηκε 10 χρόνια αργότερα, το 2015, με τη Συμφωνία του Παρισιού, η οποία χαρακτηρίζεται ως η σημαντικότερη παγκόσμια συμφωνία για το κλίμα μέχρι σήμερα. Όλες οι χώρες δεσμεύονται να ορίσουν στόχους (κάποιοι από τους οποίους φαίνονται στην Εικόνα 1. 1). Οι στόχοι αυτοί είναι

γνωστοί ως Εθνικά Καθορισμένες Συνεισφορές (Nationally Determined Contributions-NDC), με στόχο να αποτρέψουν την άνοδο της παγκόσμιας μέσης θερμοκρασίας κατά 2°C σε σχέση με τα επίπεδα προ Βιομηχανικής Εποχής και να συνεχίσουν τις προσπάθειες να διατηρηθεί κάτω από τους 1,5°C. Επιπροσθέτως, αποσκοπεί στην επίτευξη παγκόσμιων καθαρών μηδενικών εκπομπών από το 2050 και ύστερα μέσω ενός ουδέτερου ισοζυγίου εκπομπών, θέτοντας, δηλαδή, ως στόχο η ποσότητα των αερίων του θερμοκηπίου που εκπέμπονται να ισούται με την ποσότητα των αερίων που απομακρύνεται από την ατμόσφαιρα [2].

Evolution of renewable energy targets



Εικόνα 1. Η εξέλιξη των ενεργειακών στόχων για τις ΑΠΕ μέχρι το 2030 [3]

Ωστόσο, εκτός από τις διακρατικές συμφωνίες και τα νομικώς δεσμευτικά σύμφωνα, παρουσιάζεται διεθνώς μια τάση για να ληφθεί περαιτέρω δράση σχετικά με το περιβάλλον και τις ΑΠΕ. Χαρακτηριστικό παράδειγμα συνιστά η διεθνής σύνοδος για το κλίμα (World Climate Summit), η οποία συνιστά μέσο σύνδεσης των αγορών με τις πολιτικές και τα νομοθετικά πλαίσια γύρω από την ενέργεια και συνιστά ένα επιχειρηματικό και επενδυτικό φόρουμ παράλληλα με τις ετήσιες διεθνείς διαπραγματεύσεις για το κλίμα [4].

1.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

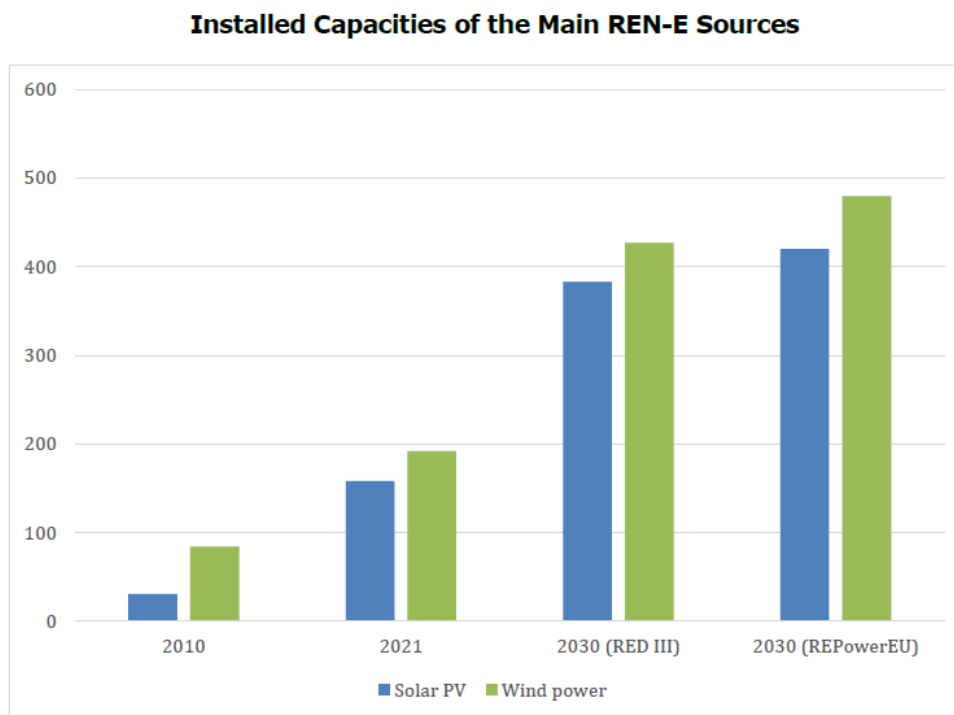
Για την επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί και για ένα οικολογικότερο μέλλον στην ηλεκτρική ενέργεια, τα κράτη τείνουν να συμφωνήσουν ότι οι μορφές ενέργειας με εκπομπές ρύπων οφείλουν να αντικατασταθούν από φιλικότερες μορφές ενέργειας προς το περιβάλλον και για αυτό το λόγο,

διεθνώς, υπάρχει ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Οι ΑΠΕ αποτελούν μορφές ενέργειας, προερχόμενες από φυσικές διαδικασίες και πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με την οδηγία 2009/28/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, στην κατηγορία των ΑΠΕ εντάσσονται η αιολική, η ηλιακή, η γεωθερμική, η ενέργεια από αξιοποίηση της βιομάζας και η υδροηλεκτρική, οι οποίες θεωρούνται ως οι κύριες εκπρόσωποι των ΑΠΕ. Ωστόσο, με την πάροδο των χρόνων έχουν εξεταστεί και άλλες μορφές ενέργειας, λιγότερο διαδεδομένες και λιγότερο αξιοποιήσιμες, όπως η υδροθερμική, καθώς και η ενέργεια από αέρια, όπως τα βιοαέρια, τα εκλυόμενα στους χώρους υγειονομικής ταφής και τα αέρια μονάδων επεξεργασίας λυμάτων. Οι ΑΠΕ, αποκαλούνται, ακόμα, ως ήπιες μορφές ενέργειας, καθώς δεν απαιτούν κάποια ανθρώπινη παρέμβαση, όπως εξόρυξη ή άντληση ενώ δεν εκλύουν απόβλητα, επιβλαβή για το περιβάλλον, όπως CO₂, ή για την ανθρώπινη υγεία, όπως ραδιενεργά απόβλητα.

Το ενδιαφέρον για την ανάπτυξη των ΑΠΕ ξεκίνησε από τη δεκαετία του 1970, λόγω των έντονων πετρελαϊκών κρίσεων της εποχής και τη συνεπαγόμενη μεγάλη μεταβλητότητα στην τιμή του πετρελαίου και των προϊόντων του που οδήγησε σε μια αναζήτηση άλλων πηγών ενέργειας, ώστε να μειωθεί η εξάρτηση από τις χώρες του ΟΠΕΚ (Οργανισμός Εξαγωγών Πετρελαιοπαραγωγών Χωρών). Ωστόσο η τεχνολογική ανωριμότητα, η έλλειψη επενδυτικών κεφαλαίων για έρευνα, η ανεπαρκής συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας και της ευστάθειας του συστήματος, και οι υψηλές τιμές ανέβαλαν για αρκετά χρόνια τη μαζική χρήση τους στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Με την πρόοδο της τεχνολογίας και με την αύξηση των επενδύσεων για έρευνα στον τομέα των ανανεώσιμων, όμως, η χρήση των ΑΠΕ συνεχώς αυξάνεται.

Τα δύο προηγούμενα έτη, μάλιστα, συνιστούν ένα κρίσιμο σημείο καμπής για την ιστορία των ΑΠΕ στην ευρωπαϊκή ένωση (ΕΕ), καθώς η παγκόσμια ενεργειακή κρίση φαίνεται να ευνόησε την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με αλματώδεις ρυθμούς. Εκτιμάται ότι εντός των 5 επόμενων χρόνων θα διπλασιαστεί η παραγωγική τους ικανότητα, ξεπερνώντας τον άνθρακα με σκοπό τη διατήρηση της υπερθέρμανσης εντός του εύρους των 1,5 βαθμών Κελσίου. Ένα στοιχείο που επισημαίνει τα παραπάνω και την πρόοδο των ΑΠΕ, αποτελεί το γεγονός ότι παγκοσμίως πρόκειται να εγκατασταθούν επιπλέον σταθμοί ΑΠΕ 2.4TW κατά την περίοδο 2022-2027, σημειώνοντας 30% αύξηση τις περσινές προβλέψεις για την ίδια περίοδο [5].

Οι στόχοι που θέτει η ΕΕ για τις ΑΠΕ είναι δεκαετίες και το πλάνο για την πρόοδο των κύριων μορφών ΑΠΕ (Α/Π, Φ/Β) για το 2030, όπως προκύπτει από την τρέχουσα πρόταση RED III και το σχέδιο, υπό συζήτηση, το REPowerEU.4 φαίνεται στην Εικόνα 1. 2, στην οποία γίνεται πρόδηλη η αλματώδης αύξηση της εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ τις 2 τελευταίες δεκαετίες.



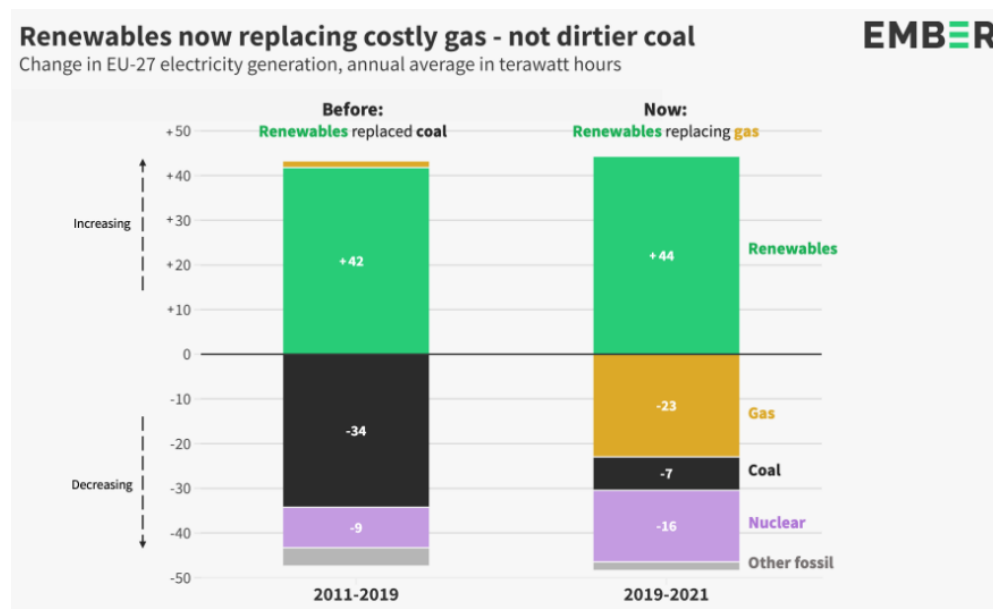
Εικόνα 1. 2 Εγκατεστημένες ισχύεις ΑΠΕ με βάση RED III και REPowerEU.4 [6]

1.2 Ενεργειακό μείγμα

Ωστόσο, οι περιβαλλοντικοί στόχοι δεν ήταν οι μοναδικοί για την επίτευξη αυτής της ανάπτυξης. Τα δύο τελευταία χρόνια οι ανησυχίες για την ενεργειακή ασφάλεια και για τη συνεχώς αυξανόμενη τιμή του φυσικού αερίου που προερχόταν από τη Ρωσία, λόγω του Ουκρανό-Ρωσικού πολέμου, συνέβαλαν στην αύξηση των προσπαθειών της ΕΕ για απεξάρτηση από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα. Επομένως, παρατηρείται μια συνεχώς αυξανόμενη τάση να αντικαθίστανται το φυσικό αέριο, με το οποίο τροφοδοτούσε τις μονάδες βάσης της ΕΕ η Ρωσία, με εγκατάσταση νέων μονάδων ΑΠΕ ή με εισαγωγές LNG. Παρά τη στόχευση της ηγεσίας της ΕΕ για απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα, η ανάγκη για ευστάθεια στο σύστημα και κάποιοι τεχνικοί περιορισμοί οδήγησαν στην επαναχρησιμοποίηση των μονάδων άνθρακα ως μέσο αντικατάστασης του φυσικού αερίου, όπως πχ συνέβη στην Ελλάδα με την

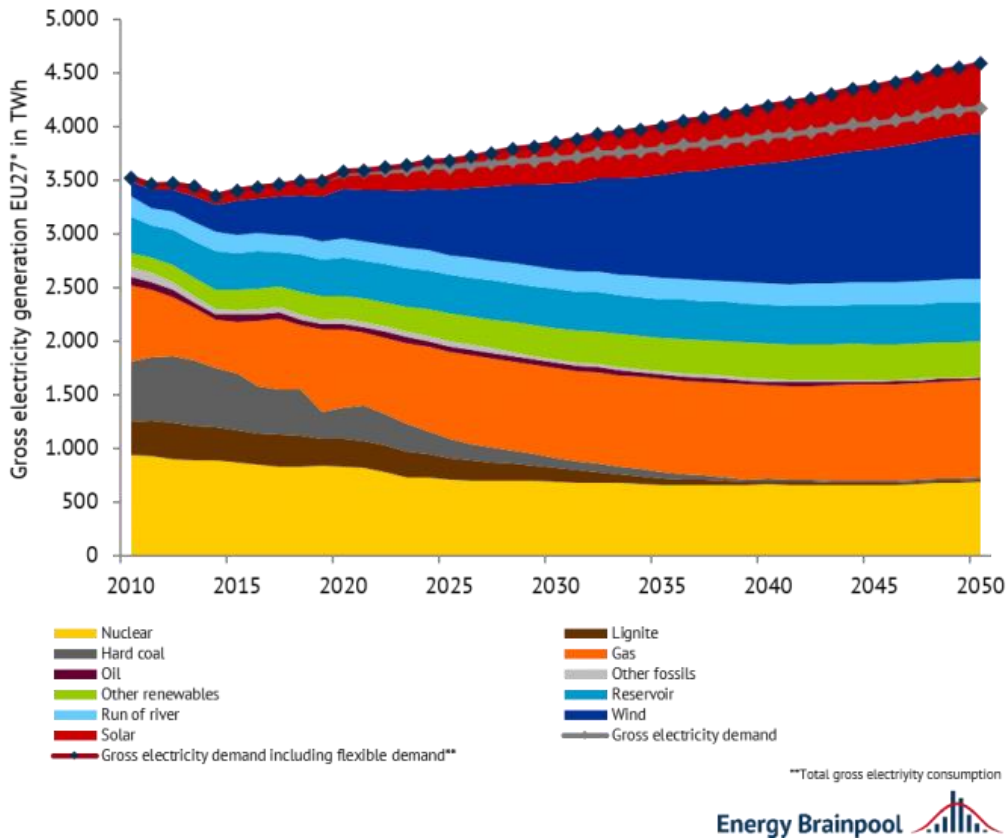
επαναλειτουργία λιγνιτικών μονάδων που είχαν τεθεί εκτός λειτουργίας [7].

Επομένως, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 1. 3 η εγκατάσταση νέων σταθμών ΑΠΕ, η οποία μέχρι και το 2021 συντελούσε στην απεξάρτηση κυρίως από το λιγνίτη, πλέον συμβάλλει στην μείωση της παρουσίας του κοστοβόρου φυσικού αερίου από το ενεργειακό μείγμα.



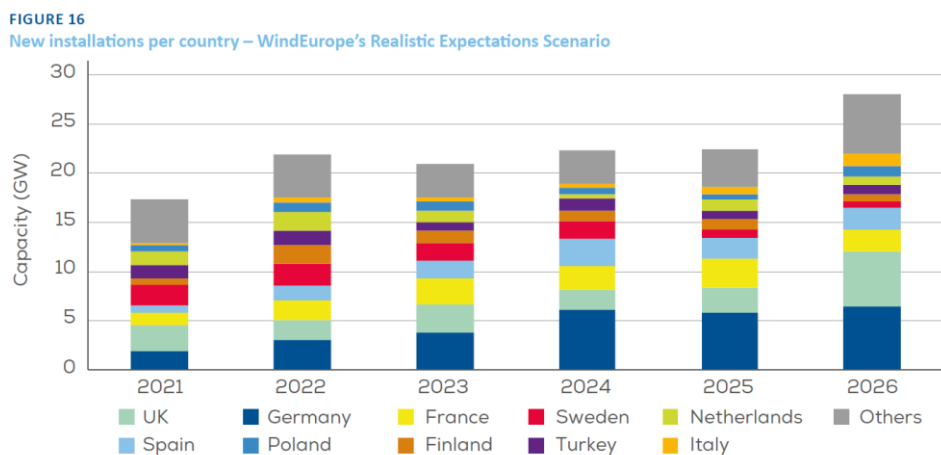
Εικόνα 1. 3 Ποιες μορφές ενέργειας αντικαθιστούν οι ΑΠΕ το διάστημα 2011-2019 [8]

Παρά την ύπαρξη διαφόρων μορφών ΑΠΕ στην ΕΕ, όπως και διεθνώς, κυριαρχούν 2 μορφές, τα αιολικά πάρκα (Α/Π) και τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β). Τα αιολικά, όπως φαίνεται και στο παρακάτω διάγραμμα που παρουσιάζει την υπάρχουσα και προβλέψεις για τη μελλοντική σύσταση του ενεργειακού μείγματος της ΕΕ, προβλέπεται μέχρι το 2050 να ξεπεράσουν σε παραγωγή ενέργειας και εγκαταστημένη ισχύ όλες τις υπόλοιπες μορφές ενέργειας ακόμα και τις κυρίαρχες μέχρι σήμερα, όπως το φυσικό αέριο. Σημαντική αύξηση προβλέπεται να έχουν και τα φωτοβολταϊκά. Ωστόσο, παρά την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ το μηδενικό αποτύπωμα ρύπων είναι δύσκολο να επιτευχθεί, καθώς ταυτόχρονα επισυμβαίνει μια αύξηση της ζήτησης ενέργειας, όπως απεικονίζεται στο παρακάτω διάγραμμα, άμεση απόρροια του σύγχρονου τρόπου ζωής.

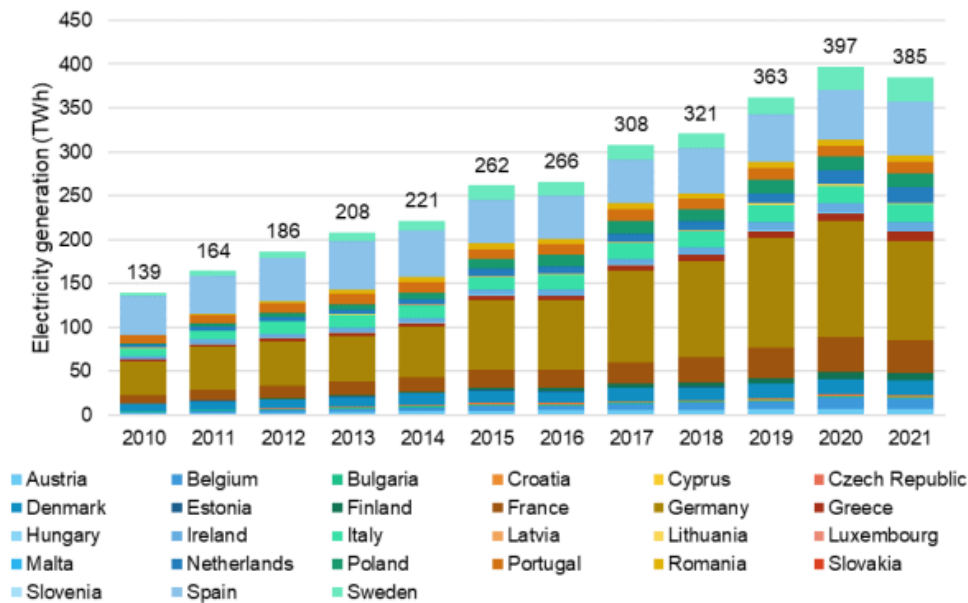


Εικόνα 1. 4 Πρόβλεψη ενεργειακού μείγματος και ζήτησης ενέργειας στην ΕΕ [9]

Πιο συγκεκριμένα, τα αιολικά πάρκα πρόκειται να αυξηθούν σε όλες τις χώρες της Ευρώπης, κυρίως στο Ηνωμένο Βασίλειο αλλά και σε μικρότερες χώρες της ΕΕ. Στα παρακάτω διαγράμματα απεικονίζονται η μεταβολή της αιολικής ισχύος (νέες εγκαταστάσεις Α/Γ) διαφόρων ευρωπαϊκών χωρών το 2021 και το 2022 και προβλέψεις για τα επόμενα χρόνια.



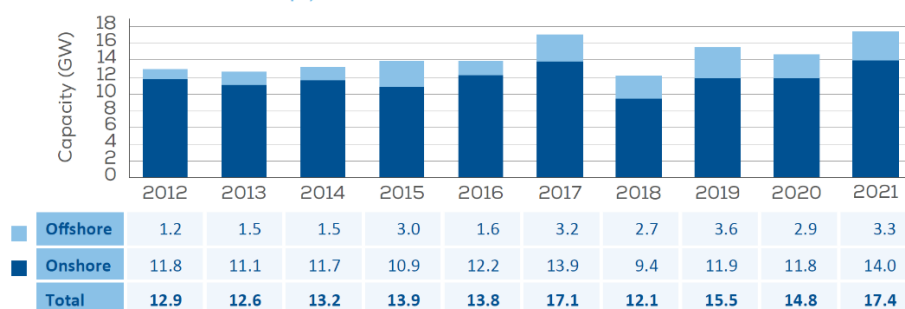
Εικόνα 1. 5 Προσθήκες αιολικής ισχύος σε χώρες της Ευρώπης [10]



Εικόνα 1. 6 Μεταβολή της παραγωγής ενέργειας από Α/Π στην ΕΕ [10]

Αξίζει να σημειωθεί ότι στα αιολικά πάρκα υπάρχουν 2 μεγάλες κατηγορίες αναφορικά με τη θέση που βρίσκονται, τα υπεράκτια (offshore) και τα χερσαία (onshore). Στις περισσότερες περιοχές της Ευρώπης κυριαρχούν τα χερσαία, ελλείψει κατάλληλων προϋποθέσεων για τη δημιουργία υπεράκτιων, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 1. 7, στην οποία διακρίνεται σε εύρος 10 χρόνων η αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ αιολικής παραγωγής υπεράκτιας και μη. Μια σημαντική διαφορά μεταξύ των χερσαίων και των υπεράκτιων Α/Π είναι η ισχύς των ανέμων, καθώς οι υπεράκτιοι άνεμοι είναι ισχυρότεροι, έχουν μικρότερη μεταβλητότητα και είναι σχεδόν συνεχείς καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας. Τα χερσαία Α/Π εγκαθίστανται ταχύτερα, ενώ συντηρούνται ευκολότερα και οικονομικότερα, ωστόσο κατά μέσο όρο παράγουν μικρότερα ποσά ενέργειας, γεγονός που οφείλεται στη μικρότερη απόδοση που διαθέτουν εν συγκρίσει με τα υπεράκτια [11].

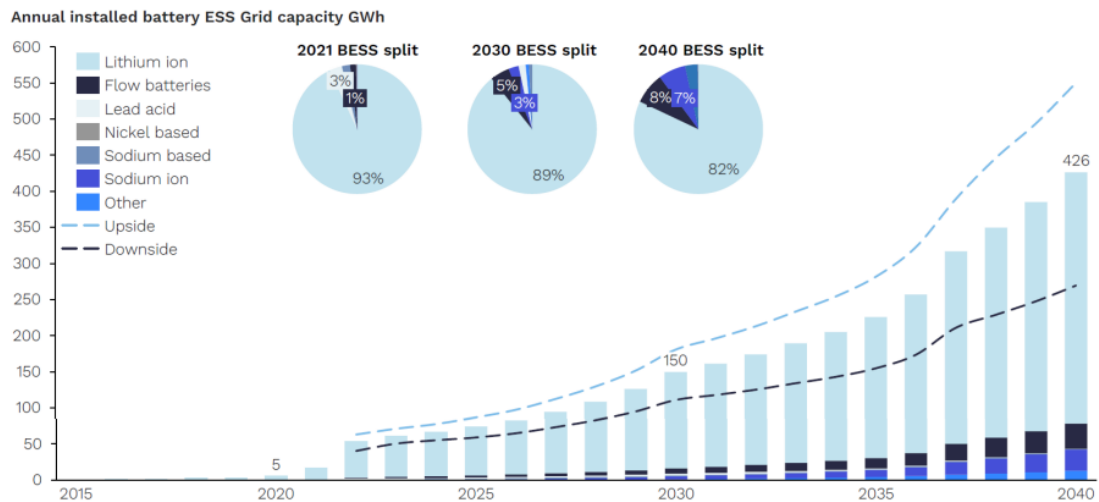
Annual new wind installations in Europe, 2012-21



Source: WindEurope

Εικόνα 1. 7 Νέες εγκαταστάσεις Α/Π offshore και onshore στην Ευρώπη [12]

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι σε συνδυασμό με τις ΑΠΕ αναπτύσσονται και τεχνολογίες αποθήκευσης, ώστε να υποστηριχτεί η λειτουργία των ΑΠΕ στο δίκτυο. Αν και η έρευνα συνεχώς φέρνει στο φως νέα ελπιδοφόρα στοιχεία οι περισσότεροι τύποι αποθήκευσης δεν συνιστούν ώριμες και επενδυτικά βιώσιμες τεχνολογίες, όπως το υδρογόνο, ενώ άλλες περιορίζονται από γεωγραφικά κριτήρια, όπως η αντλησιοταμίευση. Παρόλα αυτά, υπάρχουν κάποιες αρκετά αποδοτικές μέθοδοι αποθήκευσης, των οποίων τα χαρακτηριστικά ταιριάζουν στην συνύπαρξη με Α/Π ή Φ/Β, όπως μερικοί τύποι μπαταριών, π.χ. οι μπαταρίες ιόντων λιθίου. Οι τελευταίες κυριαρχούν ανά τον κόσμο σαν μονάδες αποθήκευσης, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 1. 8, η οποία απεικονίζει την κατανομή των διαφόρων ειδών μπαταριών που χρησιμοποιούνται στην Ευρώπη το 2020 και προβλέψεις μέχρι το 2040. Ωστόσο, παρά τα θετικά βήματα της ανάπτυξης των μπαταριών για να επιτευχθεί η καθαρότερη παραγωγή ενέργειας απαιτούνται πρωτοβουλίες και επιχορηγήσεις, προκειμένου να αποτελέσουν οι μπαταρίες ελκυστικότερη επένδυση. Σε αυτή την πορεία κινούνται διάφορες χώρες της ΕΕ, οι οποίες δίνουν κίνητρα οικονομικά ή ταχύτερης σύνδεσης στο δίκτυο σε όσους μαζί με το σταθμό ΑΠΕ τοποθετούν και μπαταρία, όπως συμβαίνει αυτή τη στιγμή στην Ελλάδα [13].



Εικόνα 1. 8 Προβλέψεις εγκαταστημένης ισχύος παγκοσμίως ανά τύπο BESS [14]

1.3 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά-Διασυνδέσεις

Στην Ελλάδα υπάρχει έντονο πρόβλημα λόγω του γεωγραφικού ανάγλυφου, το οποίο περιέχει πολλά νησιωτικά συμπλέγματα. Ο στόχος του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας σε συνεργασία με τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), με βάση το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2021-2030, συνίσταται η πλήρης διασύνδεση των ελληνικών νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Με αυτόν τον τρόπο, εξασφαλίζεται αξιόπιστη, φθηνότερη και περισσότερο πράσινη ηλεκτροδότηση σε όλη την ελληνική επικράτεια, ενώ ταυτόχρονα αναμένονται να εξαλειφθούν χρεώσεις στους λογαριασμούς ρεύματος, όπως οι Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας που αφορούν τις διαφοροποιήσεις στις τιμές ενέργειας λόγω απουσίας διασυνδέσεων. Προβλέπεται να προστεθούν στο υφιστάμενο Σύστημα Μεταφοράς 5.000 χιλιόμετρα ηλεκτρικών διακρατικών ή εγχώριων διασυνδέσεων, σχέδιο το οποίο φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα. Αυτές οι διασυνδέσεις πρόκειται να επιτύχουν μεγαλύτερη ευστάθεια στο σύστημα και κυρίως μεγαλύτερες προοπτικές για περαιτέρω διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα. Κατά την 1^η φάση του σχεδίου έχει ήδη ολοκληρωθεί η υποβρύχια διασύνδεση εναλλασσόμενου ρεύματος Κρήτης-Πελοποννήσου, η οποία συνιστά τη μεγαλύτερη σε μήκος υποβρύχια διασύνδεση σε διεθνές επίπεδο και τέθηκε σε λειτουργία τον Ιούλιο του 2021 [15].

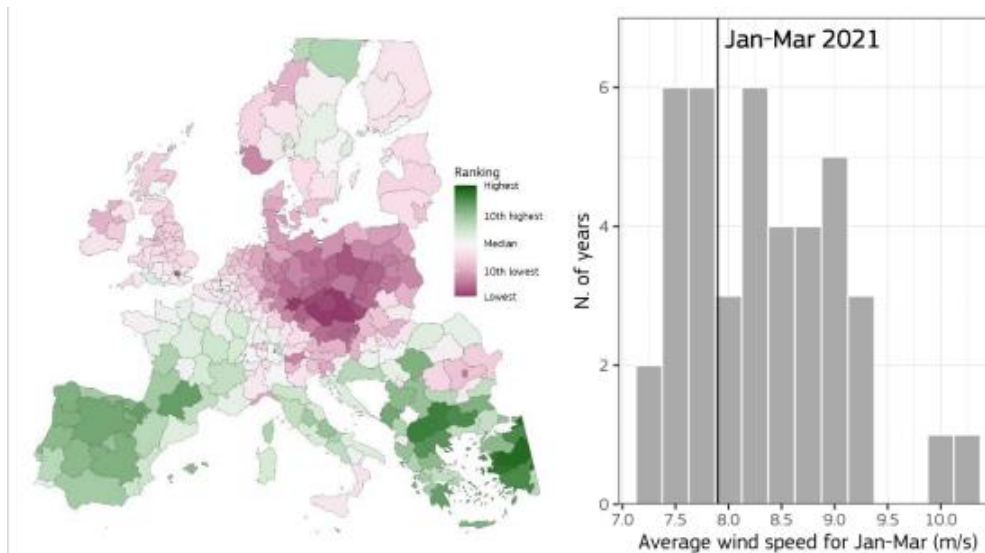
Με αυτόν τον τρόπο ενισχύθηκε η επάρκεια ισχύος και η ενεργειακή ασφάλεια της Κρήτης, εξοικονομώντας, σύμφωνα με προβλέψεις του ΑΔΜΗΕ, 1 εκατομμύριο ευρώ σε ημερήσια βάση για τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας. Εκτός από τις νησιωτικές διασυνδέσεις, ο ΑΔΜΗΕ

στοχεύει στη διασύνδεση της Ελλάδας με τις γειτονικές χώρες, με μια δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας-Βουλγαρίας με εναέρια γραμμή μεταφοράς 400kV και με μια δεύτερη ενισχυτική διασύνδεση Ελλάδας-Ιταλίας. Επιπλέον, αποσκοπεί στη δημιουργία νέας υποβρύχιας διασύνδεσης με τη χώρα της Αιγύπτου [16].



Εικόνα 1. 9 Σχέδιο διασυνδέσεων ΑΔΜΗΕ έως το 2030 [17]

Η διασύνδεση των ΜΔΝ θα συντελέσει στην αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ, μειώνοντας τους τεχνικούς περιορισμούς που έθετε η χαμηλή αδράνεια και τα τεχνικά ελάχιστα των ανίσχυρων και απομονωνόμενων ηλεκτρικών δικτύων. Με αυτό τον τρόπο η Ελλάδα δύναται να αξιοποιήσει το αυξημένο αιολικό δυναμικό, το οποίο διαθέτει στα νησιωτικά συμπλέγματα και αποτελεί ένα από τα ισχυρότερα στην ΕΕ, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 1. 10



Εικόνα 1. 10 Χάρτης με τα αιολικά δυναμικά της Ευρώπης και τη μέση ταχύτητα ανέμων [10]

1.4 Στόχοι για την Ενέργεια και το Κλίμα

Για να ποσοτικοποιηθούν και να γίνουν σαφείς οι NDC, στις οποίες δεσμεύθηκαν οι χώρες του κόσμου, η Ελλάδα έχει ξεκινήσει το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), το οποίο έθετε ξεκάθαρους στόχους για τα έτη 2020 και 2030 προκειμένου να επιτευχθεί ένα πιο πράσινο μέλλον, με μειωμένες εκπομπές CO₂. Το σχέδιο έχει αναπροσαρμοστεί και στην τελευταία του έκδοση θέτει τους εξής στόχους για το 2030:

- Η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου να ανέρχεται σε ποσοστό άνω του 42% σε σχέση με τις εκπομπές του έτους 1990 και σε άνω του 56% σε σχέση με τις εκπομπές του έτους 2005, στόχοι αρκετά υψηλότεροι εν συγκρίσει με το αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ.
- Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας οφείλει να ξεπερνάει το 35%, ποσοστό υψηλότερο και από τον αντίστοιχο ευρωπαϊκό στόχο.
- Ως προς την ηλεκτροπαραγωγή το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ πρέπει να υπερβαίνει το 60% του ενεργειακού μείγματος.
- Επίτευξη βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά 38%.

Επίσης, εκτός από αυτούς τους κύριους στόχους, παρουσιάζονται πρωτοβουλίες για τις αστικές περιοχές ως προς την βιώσιμη χρήση της γης, την προώθηση της βιώσιμης κινητικότητας, ποικίλοι τρόποι καλύτερης

διαχείρισης αποβλήτων και η ανάπτυξη της κυκλικής οικονομίας. Επιπλέον, παρουσιάζονται πρωτοβουλίες για απλοποίηση του αδειοδοτικού πλαισίου, τη βέλτιστη ένταξη των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα, τη λειτουργία συστημάτων αποθήκευσης, καθώς και την προώθηση της ηλεκτροκίνησης. Ως προς την απόδοση, δίνεται έμφαση στις κτηριακές εγκαταστάσεις και στον τομέα των μεταφορών.

Τέλος, ορίζεται το 2028 ως το χρονικό όριο για την πλήρη απένταξη των λιγνιτικών μονάδων από το εγχώριο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, η οποία θα επέλθει με σταδιακή μείωση του μεριδίου λιγνίτη στο ελληνικό μείγμα [18].

1.5 Αποθήκευση στην Ελλάδα στα ΜΔΝ

Στον ελλαδικό χώρο για την ευστάθεια του συστήματος, ελλείπει αρκετών συστημάτων αποθήκευσης ενσωματωμένα στους σταθμούς ΑΠΕ, υπάρχει όριο για τη διείσδυση των ΑΠΕ και κρίνεται αναγκαία η ύπαρξη μονάδων βάσης. Οι μονάδες βάσης πρόκεινται για ελεγχόμενες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, οι οποίες λειτουργούν με λιγνίτη ή κάποιον υδρογονάνθρακα. Αυτή η αναγκαιότητα επιβάλλεται συνήθως από τεχνικούς περιορισμούς (τεχνικά ελάχιστα) των συμβατικών μονάδων παραγωγής, οι οποίες αδυνατούν να λειτουργούν σε ποσοστό λειτουργικής ικανότητας μικρότερο του 30% της ονομαστικής ισχύος τους, καθώς και από λόγους δυναμικής απόκρισης. Πιο συγκεκριμένα, σε περιόδους, στις οποίες το σύστημα χρειάζεται άεργο ή ενεργό ισχύ, όπως στην περίπτωση ενός σφάλματος στο δίκτυο, οι συμβατικές μονάδες είναι ευκολότερα διαχειρίσιμες και δύνανται να παρέχουν την απαραίτητη ισχύ ταχύτερα, σε σχέση με τις ΑΠΕ, όπως τα Φ/Β και τα Α/Π. [19]

Ειδικά σε ΜΔΝ, στα οποία, λόγω υψηλού αιολικού δυναμικού, βρίσκεται σημαντικό ποσοστό των αιολικών της χώρας τίθενται επιπλέον περιορισμοί. Αυτό συμβαίνει διότι, η μεταβαλλόμενη φύση της παραγωγής ΑΠΕ η έλλειψη ακριβής πρόβλεψης της παραγωγής και η αδυναμία ελέγχου (αύξηση και μείωση κατά το δοκούν), σε συνδυασμό με το μικρό μέγεθος και τη χαμηλή αδράνεια των νησιωτικών συστημάτων, άρα και τον υψηλό ρυθμό μεταβολής της συχνότητας, παρουσιάζουν κινδύνους ως προς την ευστάθεια και τη ρύθμιση συχνότητας. Ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (Rate of Change of Frequency – ROCOF) εκφράζει το πόσο ραγδαία μεταβάλλεται η συχνότητα του συστήματος και αν λαμβάνει υψηλές τιμές, γεγονός που οφείλεται σε χαμηλή αδράνεια, ενδέχεται να

αποσυντονίσει το σύστημα και να προκληθούν σοβαρές ζημιές. Αυτοί οι περιορισμοί περιορίζουν την επιτεύξιμη διείσδυση ενέργειας από ΑΠΕ, περίπου στο 25% της ετήσιας ζήτησης φορτίου [20], [21].

Στα ΜΔΝ η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας συνίσταται από συμβατικές μονάδες με καύση πετρελαίου, μονάδες με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και πιθανώς κάποια μορφή αποθήκευσης, αυτόνομη είτε μαζί με ένα σταθμό ΑΠΕ (collocation), [22]. Επομένως, εξαιτίας της ύπαρξης αυτών των θερμικών μονάδων, τα ηλεκτρικά συστήματα των μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΜΔΝ) χαρακτηρίζονται από αυξημένες εκπομπές CO₂. Επιπλέον, έχουν υψηλό λειτουργικό κόστος λόγω της εξάρτησής τους από την τιμή του εκάστοτε υδρογονάνθρακα για την παραγωγή ενέργειας, γεγονός που έχει επίδραση στην εγχώρια τιμή ενέργειας. Με τη συμβολή της αποθήκευσης στο ενεργειακό μείγμα των νησιωτικών συστημάτων, υποστηρίζοντας μονάδες ΑΠΕ, εξετάζεται η ολική ή εν μέρει αντικατάσταση των θερμικών μονάδων. Ωστόσο, η στρατηγική λειτουργίας των αποθηκευτικών μονάδων είναι δύσκολο να αποκρυσταλλωθεί, εφόσον οι μονάδες αυτές έχουν αντικρουόμενους στόχους. Σκοπός των συστημάτων αυτών αποτελεί το κέρδος μέσω υπηρεσιών εξισορρόπησης και κυρίως μέσω arbitrage. Ωστόσο, στα ΜΔΝ τα συστήματα αποθήκευσης έχουν περιορισμένες δυνατότητες για τις 2 παραπάνω λειτουργίες, εφόσον λειτουργούν πρωτίστως για την παροχή άμεσης απόκρισης εφεδρειών, [23]. Για τα νησιωτικά συστήματα, προτείνονται δύο επιπλέον τρόποι λειτουργίας των συστημάτων αποθήκευσης, ο πρώτος με βάση την αξιοπιστία και ο δεύτερος με υβριδική χρήση της αποθήκευσης [24].

Στον πρώτο τρόπο δίνεται έμφαση στην εξάλειψη των κορυφών της καμπύλης φορτίου, για να επιτευχθεί μέγιστη συνεισφορά ΑΠΕ. Ωστόσο, αυτή η μέθοδος κρίνεται ως μη βέλτιστη επενδυτικά και ως προς τη διαχείριση του BESS. Στην υβριδική μέθοδο δίνεται προτεραιότητα στη μείωση αιχμών φορτίου σε περιόδους υψηλής ζήτησης και τις υπόλοιπες μέρες υιοθετείται μια βέλτιστη οικονομικά και βέλτιστη για τη διαχείριση του SOF της μπαταρίας.

1.6 Βιβλιογραφική ανασκόπηση-

Αποθήκευση σε συνδυασμό με ΑΠΕ

Στο [25], μελετάται ένα νησί συνδεδεμένο στο ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, με υψηλή διείσδυση αιολικών στο μείγμα του, στο

οποίο οι μονάδες μείωσης αιχμών φορτίου αντικαθίστανται αποτελεσματικά από μονάδες αποθήκευσης. Στο [26] μέσω συνδυασμένης λειτουργίας μονάδων αποθήκευσης (πιο συγκεκριμένα χρήση μπαταρίας) βελτιώθηκε η αξιοπιστία του συστήματος και ικανότητα του να παρέχει εφεδρείες σε στιγμές που απαιτούνται (άμεση απόκριση). Επιπλέον, εναλλακτικές στρατηγικές λειτουργίας για μονάδες αποθήκευσης εφαρμόζονται στο [27], τόσο από την πλευρά των διαχειριστών όσο και των αιολικών πάρκων.

Οι συγγραφείς του [28], με τη χρήση αποθήκευσης ενέργειας, επιχείρησαν να επιτευχθεί η αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ (συγκεκριμένα αιολικής ενέργειας) και ταυτόχρονα να βελτιωθεί το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ως προς την ευστάθεια και την αξιοπιστία. Από το [29], προκύπτει ότι η κοινή λειτουργία φωτοβολταϊκών μαζί με αποθήκευση αυξάνει τις δυνατότητες και τη ροή εσόδων από την ηλεκτρική ενέργεια.

Πρέπει να σημειωθεί ότι η σύγκριση τοποθέτησης μπαταριών στο διασυνδεδεμένο δίκτυο, εν συγκρίσει με το μη διασυνδεδεμένο έχει σημαντικές διαφοροποιήσεις. Τα συστήματα αποθήκευσης σε αγορές ηπειρωτικών συστημάτων δύνανται να συμμετάσχουν σε διάφορες αγορές ενέργειας αυξάνοντας τις ροές εισοδήματος, ενώ στα νησιωτικά συστήματα οι δυνατότητες τέτοιων ροών περιορίζονται σημαντικά. Επιπλέον, είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι σε διάφορες περιπτώσεις η τοποθέτηση μπαταρίας σαν επένδυση και ως προς τις δυνατότητες συμμετοχής σε ενεργειακές αγορές διαφέρει από χώρα σε χώρα. Στο [22] πραγματοποιήθηκε η εξέταση 2 στρατηγικών στην αποθήκευση στα νησιωτικά συστήματα. Προτάθηκαν οι ιδέες της αυτόνομης λειτουργίας των σταθμών και της κεντρικής διαχείρισής τους. Η ανάλυση έδειξε ότι και τα δύο σενάρια μπορούν να υποστηρίξουν υψηλά επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ, άνω του 45% ετησίως, ωστόσο η κεντρική διαχείριση BESS αποδεικνύεται ως αποδοτικότερη οικονομικά.

Για το σύστημα της Κύπρου, το οποίο εξετάστηκε στο [30], προέκυψε το συμπέρασμα ότι οι κεντρικά διαχειριζόμενες μονάδες αποθήκευσης δύνανται να συμβάλλουν στην παροχή εφεδρειών και να βελτιώσουν την οικονομική πτυχή του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σε υψηλά επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ.

Στη μελέτη του [31] εξετάζεται η έννοια του υβριδικού σταθμού αποθήκευσης (hybrid wind-hydro power stations-HPS), σε συνδυασμό με το υπάρχον Α/Π, σε ένα μη διασυνδεδεμένο νησί, προκειμένου να υπάρξει περαιτέρω διείσδυση ΑΠΕ. Ενσωματώθηκαν δύο τύποι αποθήκευσης, μια μονάδα αντλησιοταμίευσης (PHS) και ένα BESS, και αποδείχθηκε ότι ο

συνδυασμός δύναται να συμβάλλει στην αντικατάσταση των συμβατικών μονάδων υπό ορισμένες συνθήκες. Αναφέρεται, ακόμα, ότι ένα σύστημα πολλαπλών τιμολογιακών ζωνών συνιστά ισχυρό οικονομικό κίνητρο για τον επενδυτή του υβριδικού σταθμού. Στη συγκεκριμένη μελέτη χρησιμοποιούνται δύο στρατηγικές για το HPS. Στην 1^η, το BESS χρησιμοποιείται για την αποθήκευση της περίσσειας αιολικής ενέργειας, οι υδροστρόβιλοι λειτουργούν όταν η διαθέσιμη αιολική ισχύς είναι χαμηλότερη από το όριο διείσδυσης και οι θερμικές μονάδες διατηρούν εφεδρείες για την πλήρη ισχύ του υβριδικού συστήματος. Στη 2^η, οι υδροστρόβιλοι παρέχουν την ισχύ τους μόνο κατά τις ώρες αιχμής του συστήματος, ενώ οι Α/Γ λειτουργούν σε προκαθορισμένο επίπεδο ισχύος, εξαρτώμενο από τη ζήτηση φορτίου και οι θερμικές μονάδες διατηρούν εφεδρείες στα επίπεδα της αιολικής παραγωγής. Μέσω των δύο παραπάνω στρατηγικών φάνηκε να είναι εφικτή η αύξηση των επιπέδων διείσδυσης αιολικής ενέργειας, αλλά το υψηλό επενδυτικό κόστος του HPS δρα αποτρεπτικά όταν αξιολογείται με οικονομικά κριτήρια και συνεπώς κρίνονται απαραίτητες, από τους συγγραφείς, ειδικές τιμολογιακές πολιτικές για τη βιωσιμότητα τέτοιων επενδύσεων.

Στην περίπτωση του [32] δοκιμάζεται ξανά ένας HPS σταθμός με λειτουργίες να παρέχεται ο κύριος όγκος της ενέργειας από το PHS και η κύρια παροχή ταχείας απόκρισης από τη μπαταρία. Από τις συγκρίσεις διαφόρων σεναρίων με βάση την απόδοση, την χειρότερη απόδοση παρουσίασε το σενάριο εν απουσία BESS, κάτι που αναδεικνύει τη συμβολή της μπαταρίας.

Τέλος, στο [33] παρουσιάζεται ένας σχεδιασμός HPS, με σκοπό την επίτευξη υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, σε ποσοστά άνω του 75%, για το νησί της Ικαρίας, εξετάζοντας σενάρια υπό διαφορετικές συνθήκες. Η μονάδα HPS έχει ως αποτέλεσμα σημαντική αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα, η οποία σε ορισμένες εξεταζόμενες περιπτώσεις υπερβαίνει το 50% σε ετήσια βάση ενώ ταυτόχρονα αντικαθιστά τις κοστοβόρες συμβατικές μονάδες αιχμής.

2 Μέθοδοι αποθήκευσης

2.1 Αντλησιοταμίευση- Pumped Hydro Storage (PHS)

Η συγκεκριμένη μέθοδος αποθήκευσης αποτελείται από υδάτινους ταμιευτήρες (water reservoirs) με υψομετρική διαφορά, οι οποίοι χρησιμοποιούνται κατάλληλα στις δύο θεμελιώδεις διαδικασίες της αντλησιοταμίευσης. Τις ώρες εκτός αιχμής, κατά την οποία υπάρχει περίσσεια ηλεκτρικής ισχύος, αντλείται νερό από τον υψομετρικά χαμηλότερο ταμιευτήρα μεταφέροντας το στον υψηλότερο, διαδικασία, η οποία θεωρείται ισοδύναμη με τη διαδικασία της φόρτισης. Κατά τη διαδικασία εκφόρτισης, κατά την οποία η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι μικρότερη των απαιτήσεων (αιχμής φορτίου), το νερό από τον άνω ταμιευτήρα αφήνεται και ρέει μέσω υδροστροβίλων που συνδέονται με γεννήτριες, παράγοντας με αυτόν τον τρόπο ηλεκτρική ενέργεια. Η πρώτη κατάσταση λειτουργίας εφαρμόζεται σε περιόδους που επισυμβαίνουν χαμηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και υψηλή παραγωγή από ΑΠΕ. [34]

Σήμερα στον ελληνικό χώρο ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχουν, εν λειτουργία, δύο σταθμοί PHS, οι οποίοι ανήκουν στη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) και αθροιστικά έχουν ισχύ περί των 700 MW, ενώ στη φάση υλοποίησης έχει εισέλθει ένας σταθμός με εγκατεστημένη ισχύ άντλησης-αποθήκευσης 730 MW. Εκ των δύο λειτουργικών σταθμών, ο ένας βρίσκεται στο φράγμα της Σφηκιάς και ο άλλος στο φράγμα του Θησαυρού, ενώ ο υπό κατασκευή σταθμός βρίσκεται στην Αμφιλοχία.

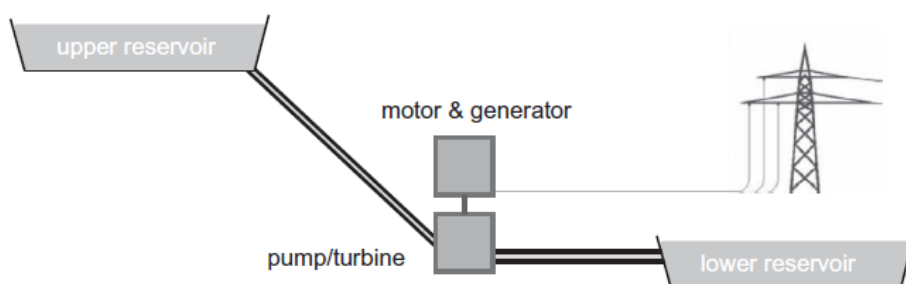


Fig. 1. Schematic diagram of a PHS.

Εικόνα 2. 1 Σχεδιάγραμμα κύριων μερών ενός PHS [35]

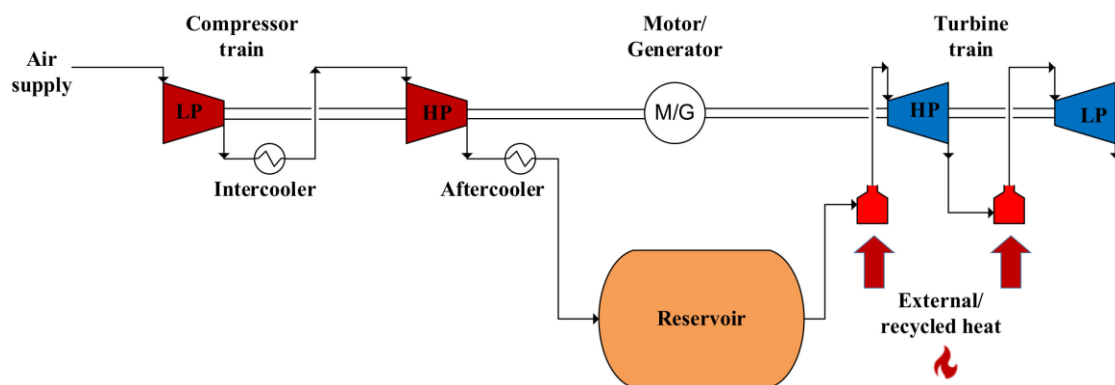
Οι κύριες εφαρμογές του PHS για την ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας είναι η διαχείριση ενέργειας μέσω χρονικής μετατόπισης, ο έλεγχος-

ρύθμιση συχνότητας και η παροχή εφεδρειών. Λόγω της αργής απόκρισης που οφείλεται στη διάταξή του, το PHS δεν είναι κατάλληλο για την καταστολή των διακυμάνσεων του ανέμου, ενώ απαιτεί ιδιαίτερες γεωγραφικές συνθήκες για να μπορέσει να δημιουργηθεί και η κατασκευή του, άνω κάποιων επιπέδων ισχύος, θεωρείται πως έχει αντίκτυπο στο φυσικό περιβάλλον. Ως εκ τούτου, η ευελιξία της εφαρμογής του είναι χαμηλή. Τέλος, η απόδοση ενός πλήρους κύκλου αυτής της μεθόδου (cycle efficiency) κυμαίνεται μεταξύ 65% και 87% αναλόγως τα τεχνικά χαρακτηριστικά του σταθμού. [36]

2.2 Αποθήκευση ενέργειας με πεπιεσμένο αέρα (CAES)

Η συγκεκριμένη μέθοδος αποθήκευσης χρησιμοποιεί ηλεκτρικούς συμπίεστες προκειμένου να επιτευχθεί η συμπίεση του αέρα και η αποθήκευση του είτε σε κάποια υπόγεια δομή, όπως σπήλαια αλατιού ή εγκαταλελειμμένα ορυχεία ή σε ένα υπέργειο σύστημα σωληνώσεων.

Όταν είναι επιθυμητή η απελευθέρωση του συμπιεσμένου αέρα, απελευθερώνεται και αναμιγνύεται με φυσικό αέριο, με σκοπό τη διαστολή του και την τροφοδότησή του σε τροποποιημένο αεριοστρόβιλο υψηλής ισχύος, του οποίου η ενεργειακή χωρητικότητα εξαρτάται από τις γεωγραφικές συνθήκες και τις προδιαγραφές. Η κίνηση του αεριοστρόβιλου παράγει ηλεκτρική ενέργεια, η οποία ωστόσο προαπαιτεί τη χρήση και καύση φυσικού αερίου, γεγονός που μετατρέπει τη συγκεκριμένη μέθοδο αποθήκευσης σε λιγότερο φιλική στο περιβάλλον σε σχέση με τις υπόλοιπες. Η απόδοση αυτής της μεθόδου βρίσκεται στα επίπεδα 54-60% [37], [38]. Πέρα από αυτή την τυπική μορφή διαβατικής αποθήκευσης ενέργειας με πεπιεσμένο αέρα υπάρχουν ορισμένες τροποποιήσεις, όπως οι αδιαβατικοί σταθμοί συμπιεσμένου αέρα (AA-CAES). Σε παγκόσμιο επίπεδο υπάρχουν επί του παρόντος μόνο δύο διαβατικές μονάδες CAES σε λειτουργία [39] ενώ το AA-CAES βρίσκεται ακόμη σε φάση σχεδιασμού χωρίς να έχει παρουσιαστεί κάποια εμπορική εφαρμογή [40]. Οι μονάδες AA-CAES, βασίζονται στην άντληση θερμότητας από μια αποθήκη θερμικής ενέργειας, η οποία δεσμεύει τη θερμική ενέργεια που εκλύεται κατά τη συμπίεση του αέρα, κάτι το οποίο μειώνει τη ρυπογόνο φύση της διαβατικής CAES [41]. Οι μονάδες AA-CAES προβλέπεται ότι θα δύνανται να φτάσουν σε επίπεδα απόδοσης μεταξύ 60% και 80%. [42]



Εικόνα 2. 2 Διάγραμμα ροής ενός συστήματος CAES [43]

Τα βασικά στοιχεία ενός συστήματος CAES είναι οι συμπιεστές, οι αποθήκες αέρα και καυσίμων, μια γεννήτρια/κινητήρας, το σύστημα ελέγχου. Οι καταστάσεις λειτουργίας είναι δύο, η κατάσταση συμπίεσης και αυτή της αποσυμπίεσης. Στην πρώτη κατάσταση, σε περιόδους χαμηλής ζήτησης και χαμηλών τιμών ενέργειας, χρησιμοποιείται ηλεκτρική ενέργεια για τη λειτουργία των συμπιεστών, οι οποίοι με τη βοήθεια μιας βαλβίδας ρύθμισης καθορίζουν την πίεση των αποθηκευμένων αερίων. Κατά τη δεύτερη κατάσταση λειτουργίας απελευθερώνεται συμπιεσμένος αέρας, ο οποίος κινεί τον αεριοστρόβιλο με σκοπό την παραγωγή ενέργειας. [44]

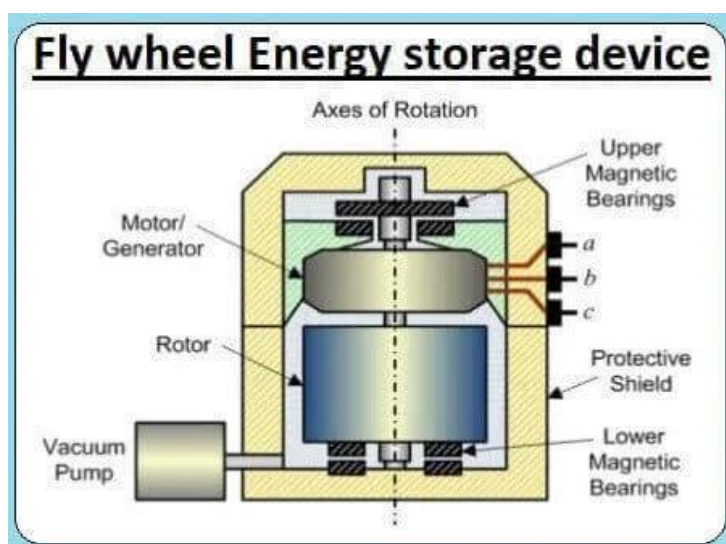
2.3 Αποθήκευση ενέργειας σε σφονδύλους- Flywheel Energy Storage (FES)

Στη συγκεκριμένη μέθοδο αποθήκευσης, η ηλεκτρική ενέργεια αποθηκεύεται ως περιστροφική ενέργεια, η οποία αποθηκεύεται σε έναν επιταχυνόμενο δρομέα (rotor) [45]. Τα κύρια εξαρτήματα της συγκεκριμένης μεθόδου είναι μία ηλεκτρική μηχανή, ένας περιστρεφόμενος κύλινδρος μέσα σε θάλαμο πίεσης και ένας άξονας. Ολόκληρη η προαναφερθείσα δομή τοποθετείται σε ένα περίβλημα κενού, με τη χρήση μιας αντλίας αέρα, για τη μείωση των απωλειών από τον αέρα κατά την περιστροφική κίνηση. Κατά τη διαδικασία φόρτισης, ο δρομέας επιταχύνεται σε ταχύτητα από 20.000 έως και πάνω από 50.000 στροφές ανά λεπτό (ΣΑΛ). Η ενέργεια αποθηκεύεται στον σφόνδυλο διατηρώντας το περιστρεφόμενο σώμα σε σταθερή ταχύτητα. Κατά τη διαδικασία εκφόρτισης, ο σφόνδυλος απελευθερώνει ενέργεια, η οποία στα άκρα της

διάταξης μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια και η διάταξη λειτουργεί ως γεννήτρια.

Η συγκεκριμένη μέθοδος αποθήκευσης χαρακτηρίζεται από εξαιρετική σταθερότητα κύκλου, μεγάλη διάρκεια ζωής παροχής πλήρους κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης, μικρό κόστος συντήρησης, υψηλή πυκνότητα ισχύος υψηλή απόδοση και ταχεία απόκριση. Λόγω της ταχείας απόκρισης στις απαιτήσεις του συστήματος, εφαρμόζεται κυρίως ως μέσο διασφάλισης ποιότητας ισχύος για την καταστολή των γρήγορων διακυμάνσεων του ανέμου. [46]

Ωστόσο, η μικρή διάρκεια λειτουργίας, οι χαμηλές δυνατότητες ως προς τη χωρητικότητα και υψηλές απώλειες αυτοεκφόρτισης (self-discharge) αποτρέπουν την αποκλειστική χρήση τους (standalone), αλλά αντιθέτως θεωρούνται ως μονάδες υποστήριξης για ανεμογεννήτριες σε συνδυασμό με άλλα συστήματα αποθήκευσης. [47], [48]



Εικόνα 2. 3 Δομικά μέρη ενός FES [49]

2.4 Battery Energy Storage System - Σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μπαταρίας (BESS)

Μια συμβατική μπαταρία αποτελείται από ένα σύνολο κυψελών μπαταρίας χαμηλής τάσης/ ισχύος σε παράλληλη ή εν σειρά συνδεσμολογία για την επίτευξη ενός επιθυμητού ηλεκτρικού

χαρακτηριστικού. Κάθε στοιχείο αποτελείται από έναν υγρό, παχύρευστο ή στερεό ηλεκτρολύτη μαζί με άνοδο και κάθοδο [50].

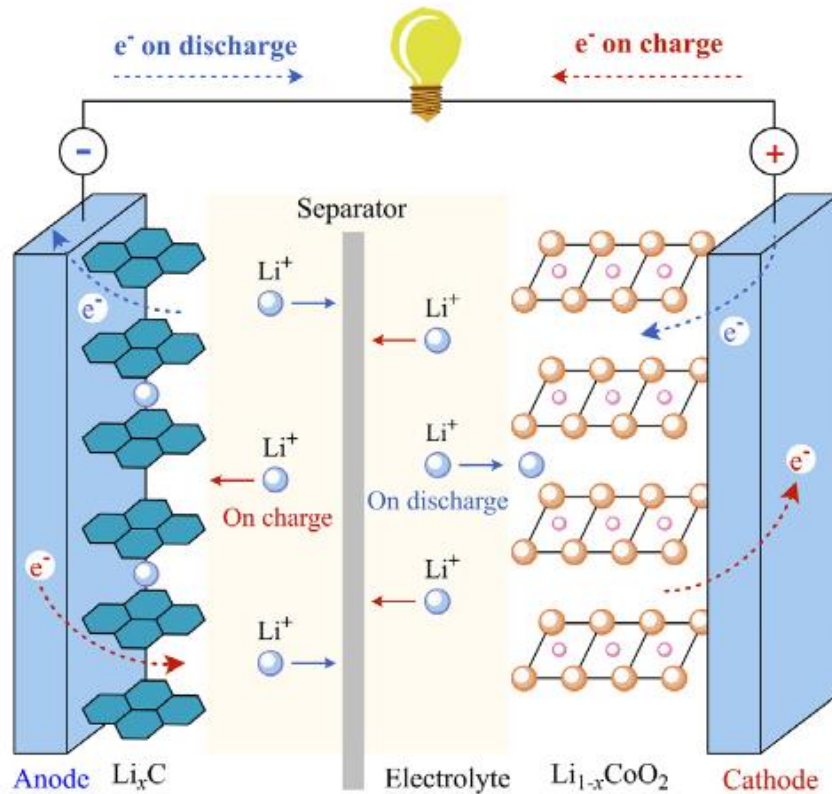
Η φόρτιση της μπαταρίας επιτυγχάνεται από μια χημική αντίδραση με την ταυτόχρονη εφαρμογή δυναμικού στα δύο ηλεκτρόδια. Έχουν αναπτυχθεί διάφοροι τύποι μπαταριών: μόλυβδου-οξέος (Lead-acid), νικελίου-καδμίου (NiCd), νικελίου μετάλλων υβριδίου (NiMH), ιόντων λιθίου (Li-Ion) και θειούχου νατρίου (NaS).

Οι μπαταρίες έχουν πολύ γρήγορο χρόνο απόκρισης που επιτρέπει την παρακολούθηση αλλαγών φορτίου για τη βελτίωση της σταθερότητας και τα εύρυθμης λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η απώλεια αυτοεκφόρτισης είναι μικρή και η απόδοση πλήρους κύκλου (round-trip efficiency) υψηλή. Ωστόσο, οι περισσότερες μπαταρίες περιέχουν μεταλλικά τοξικά υλικά, τα οποία δημιουργούν οικολογικό πρόβλημα κατά την απόρριψη της μετά τη χρήση της. [51]

Η μπαταρία Li-ion έχει την υψηλότερη πυκνότητα ισχύος και ενέργειας. Το υψηλό κόστος κεφαλαίου περιορίζει τη χρήση σε μεγάλη κλίμακα της μπαταρίας ιόντων λιθίου, ωστόσο με την πάροδο των χρόνων η τιμή της μπαταρίας αυτού του τύπου μειώνεται και πλέον εφαρμόζεται και σε αιολικά πάρκα. Η μπαταρία NaS είναι μια οικονομική λύση για τη βελτίωση της ποιότητας ισχύος και τις εφαρμογές περιορισμού αιχμής (peak-shaving). Ωστόσο, η υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας (300–340 C) χρησιμοποιεί την αποθηκευμένη ενέργεια εν μέρει για θέρμανση, γεγονός που μειώνει την απόδοση λειτουργίας και το υψηλός κόστος μειώνουν τις εφαρμογές τους. [52]

2.4.1 Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου (Li-Ion)

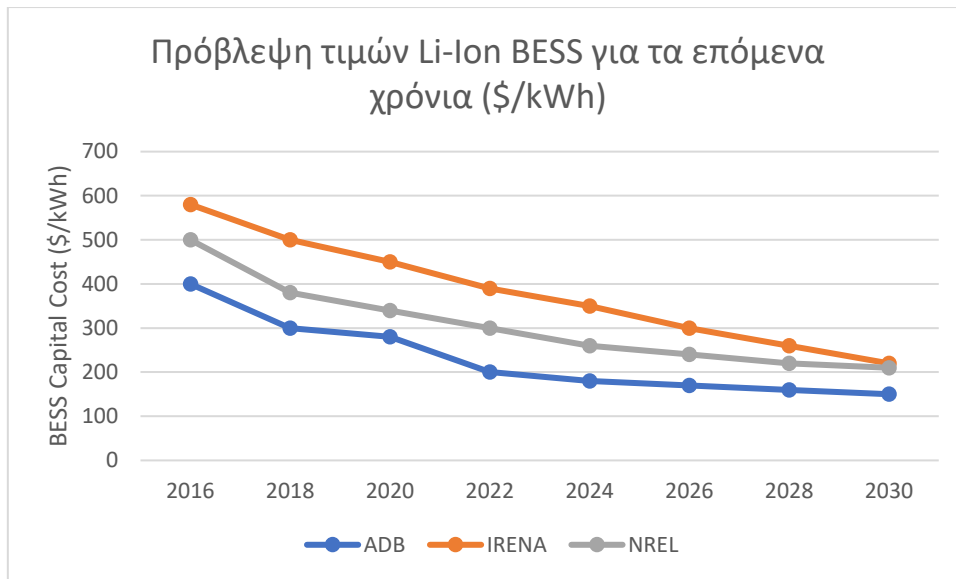
Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου αποτελούνται από έναν ηλεκτρολύτη, ο οποίος επιτρέπει την μετακίνηση των ιόντων, και από δύο ηλεκτρόδια. Η λειτουργία της μπαταρίας βασίζεται στις διαδικασίες φόρτισης και εκφόρτισης. Κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης τα θετικά ιόντα λιθίου (Li^+) κινούνται από το αρνητικό ηλεκτρόδιο (άνοδος) προς το θετικό ηλεκτρόδιο (κάθοδος) και αντίστροφα κατά τη φόρτιση.



Εικόνα 2. 4 Βασική αρχή λειτουργίας μπαταριών ιόντων λιθίου [53]

Η αποθήκευση με χρήση μπαταριών ιόντων λιθίου έχει υποστηριχθεί από τις μειώσεις κόστους, σχεδόν 85% κατά την περίοδο 2010–2019, [54]. Πιο συγκεκριμένα, ως προς το κόστος των τεχνολογιών αποθήκευσης με μπαταρίες σύμφωνα με το [55] θα συνεχίζει να μειώνεται περαιτέρω, με αποτέλεσμα το φάσμα των οικονομικά βιώσιμων εφαρμογών για το συστήματα αποθήκευσης BESS και κυρίως για τις μπαταρίες ιόντων λιθίου, αναμένεται να αυξηθούν. [56]

Οι προβλέψεις του κόστους τους απεικονίζονται στην Εικόνα 2. 5

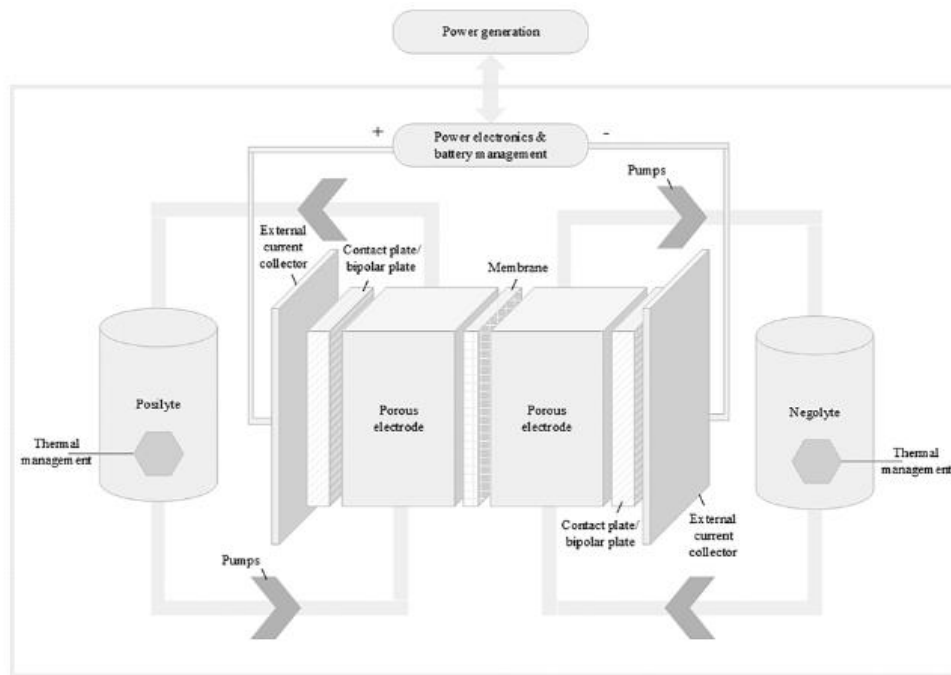


Εικόνα 2. 5 Πρόβλεψη τιμών Li-Ion BESS έως το 2030 (\$/kWh) [56]

Εκτός από τη μείωση του κόστους τους, η ικανότητα των μπαταριών Li-Ion για την παροχή υπηρεσιών υψηλής ισχύος ή ενέργειας συντελεί στη διάδοσή τους. Τα χαρακτηριστικά βάρους και χώρου που καταλαμβάνουν αποτελούν τους κύριους λόγους της ευρείας εφαρμογής τους σε φορητές συσκευές και τη χρήση τους στην αγορά της ηλεκτροκίνησης. Οι τεχνολογίες ιόντων λιθίου μπορούν επίσης να παρέχουν υπηρεσίες σε υψηλότερη απόδοση από άλλες τεχνολογίες μπαταριών.

2.4.2 Flow batteries

Οι μπαταρίες ροής αποτελούνται συνήθως από δύο ξεχωριστά υγρά, τα οποία έχουν αναμειγμένα υλικά με οξειδοαναγωγικά ζεύγη, στα οποία εφαρμόζονται κατάλληλα επίπεδα τάσης και αντλούνται εκατέρωθεν μιας μεμβράνης. Κατά την άντληση υφίστανται αντιδράσεις οξείδωσης ή αναγωγής [57], οι οποίες φορτίζουν ή εκφορτίζουν την κυψέλη της μπαταρίας αντίστοιχα. Η προσαρμογή της ενεργειακής χωρητικότητας μιας μπαταρίας ροής γίνεται με αλλαγή του όγκου ή της συγκέντρωσης του ηλεκτρολύτη [58]. Η μεταβολή αυτή συχνά δεν απαιτεί αλλαγές σχεδιασμού της μπαταρίας και η ευελιξία αυτή αποτελεί ένα από τα πιο σημαντικά πλεονεκτήματά της.



Εικόνα 2. 6 Διάγραμμα λειτουργίας μπαταρίας ροής [59]

Οι μπαταρίες ροής υφίστανται πολύ μικρή ετήσια φθορά στα επίπεδα χωρητικότητάς τους όταν χρησιμοποιούνται υπό μεγάλα DoD (Depth of Discharge), σε αντίθεση με άλλους τύπους μπαταριών, όπως οι μπαταρίες μόλυβδου-οξέος, οι οποίες δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν συνήθως σε τέτοια βάθη εκφόρτισης χωρίς ουσιαστική υποβάθμιση. [60]

Η αύξηση της ενεργειακής χωρητικότητας σε αυτές τις μπαταρίες, μπορεί να είναι χρήσιμη σε εφαρμογές που απαιτούν μεγάλα DoD, όπως ο περιορισμός της ζήτησης φορτίου. Η προτεινόμενη διάρκεια ζωής του κύκλου των μπαταριών ροής είναι εξαιρετικά μεγάλος σε σύγκριση με μπαταρίες ιόντων λιθίου και μόλυβδου-οξέος [61] με τις εγγυήσεις των κατασκευαστών να ανέρχονται στα 20 έτη έναντι των συνήθως 10 για των ιόντων λιθίου.

Ωστόσο, η απόδοση πλήρους κύκλου είναι πολύ χαμηλότερη στις μπαταρίες ροής. Οι τυπικές αποδόσεις μετατροπής AC-AC μπαταρίας ροής είναι 60–70%, ενώ οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι πιθανό να ξεπερνάνε το 90%. [62]

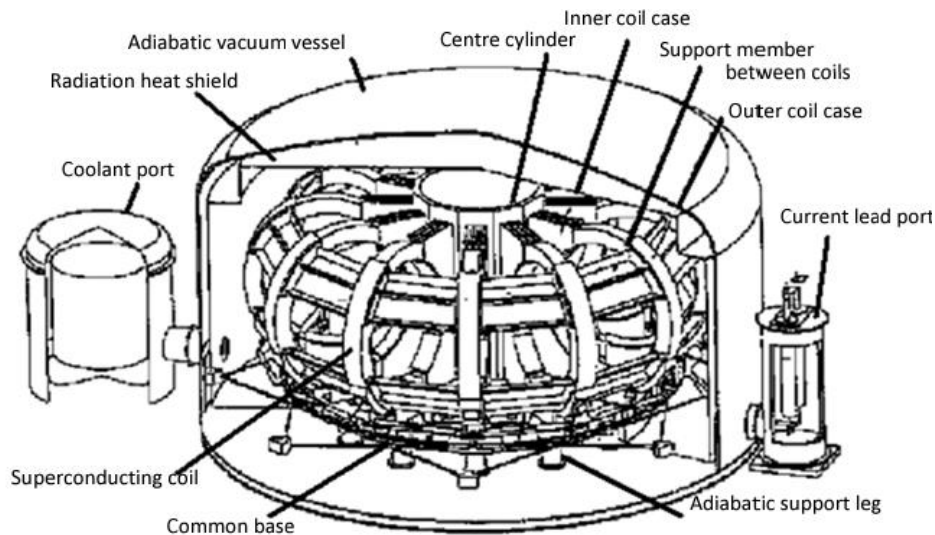
Οι μπαταρίες ροής δύναται να χρησιμοποιηθούν στην αγορά αποθήκευσης, αλλά προς το παρόν αξιοποιούνται κυρίως σε υπηρεσίες κοινής ωφέλειας με μέγεθος αγοράς παγκοσμίως να κυμαίνεται στα 317 εκατομμύρια δολάρια το 2022 και εκτιμάται να πενταπλασιαστεί μέχρι το 2030 [63].

Οι μπαταρίες ροής κρίνονται ιδιαίτερα κατάλληλες για οικιακές και εμπορικές εφαρμογές λόγω των εγγενών χαρακτηριστικών τους, όπως ο υψηλός αριθμός κύκλων ζωής (life cycle count), η προσαρμοστικότητα και η μεγάλη χωρητικότητα αποθήκευσης, η οποία επιτρέπει εντονότερες μειώσεις της ζήτησης. Αυτό θα μπορούσε να είναι χρήσιμο στο επίπεδο διανομής σε επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας για αντιστάθμιση σπάνιων αιχμών φορτίων ή στη χρονική μετατόπιση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας προερχόμενο από ΑΠΕ σε πιο προσοδοφόρες στιγμές της ημέρας συντελώντας στην αποσυμφόρηση από την παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

2.5 Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας – Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)

Το συγκεκριμένο σύστημα αποθήκευσης αποτελείται από υπεραγώγιμο πηνίο, ένα σύστημα ρύθμισης ισχύος και μια συσκευή (ψυγείο) με κρυογονική ψύξη, τα οποία απεικονίζονται στο παρακάτω σχήμα. Η συγκεκριμένη μέθοδος αποθηκεύει ενέργεια στο μαγνητικό πεδίο που δημιουργείται από τη ροή συνεχούς ρεύματος στο υπεραγώγιμο πηνίο. [64]

Κατά τη φόρτιση του πηνίου, το ρεύμα δεν μειώνεται και επομένως η μαγνητική ενέργεια μπορεί να αποθηκευτεί για μεγάλο χρονικό διάστημα χωρίς να υπάρχουν ουσιαστικές απώλειες. Η αποθηκευμένη μαγνητική ενέργεια δύναται να απελευθερωθεί πίσω στο δίκτυο με την εκφόρτιση του πηνίου. Το σύστημα ρύθμισης της ισχύος χρησιμοποιεί έναν μετατροπέα/ανορθωτή για να μετατρέψει την ισχύ εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) σε συνεχές ρεύμα (DC) ή να μετατρέψει το συνεχές ξανά σε τροφοδοσία εναλλασσόμενου ρεύματος. Η συνολική απόδοση της μεθόδου κυμαίνεται από 90% έως 99% [65].



Εικόνα 2. 7 Δομικά μέρη ενός συστήματος SMES [66]

Η συγκεκριμένη μέθοδος έχει γρήγορους χρόνους εκφόρτισης, καθώς συνήθως απαιτείται λιγότερο από ένα λεπτό για μια πλήρη εκφόρτιση. Η εκφόρτιση είναι δυνατό να συντελεστεί σε χιλιοστά του δευτερολέπτου με την ύπαρξη υπερυπολογιστών ικανών να υποστηρίξουν αυτή τη διαδικασία, κάτι που θα αύξανε ωστόσο το κόστος της λειτουργίας σε μεγάλο βαθμό. Η συγκεκριμένη μέθοδος αποθήκευσης δύναται να λειτουργήσει για χιλιάδες κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης χωρίς μείωση της απόδοσης και η προβλεπόμενη χρήσιμη περίοδος ζωής ξεπερνά τα 20 χρόνια.

Λόγω των χαρακτηριστικών της είναι ιδανική για χρήση σε υπηρεσίες ποιότητας ισχύος, προστατεύοντας τον εξοπλισμό από γρήγορες στιγμιαίες διακυμάνσεις τάσης, επικίνδυνες για την ακεραιότητα του. Επιπλέον, συνίσταται ως μέσο αναβάθμισης δικτύου με προβλέψεις ότι δύναται να βελτιώσει την ικανότητα ενός τοπικού δικτύου έως και 15%. [67]

Ωστόσο, λόγω των υψηλών απαιτήσεων σε ενέργεια του συστήματος ψύξης, την ευαισθησία στις αλλαγές θερμοκρασίας και το υψηλό κόστος η συγκεκριμένη μέθοδο κρίνεται ως ακατάλληλη για καθημερινές εφαρμογές και μέχρι σήμερα μόνο μικρής χωρητικότητας SMES είναι διαθέσιμα για εμπορική χρήση. [68]

2.6 Υπερπυκνωτές – Super-Capacitor (SC)

Αντί για την κοινή διάταξη ενός απλού πυκνωτή που χρησιμοποιεί ένα μονωτικό υλικό, το οποίο ονομάζεται διηλεκτρικό του πυκνωτή, μεταξύ των ηλεκτροδίων, στον υπερπυκνωτή τοποθετείται ένα διάλυμα ηλεκτρολύτη

διπλής στρώσης μεταξύ δύο στερεών αγωγών, διαφοροποίηση, η οποία συμβάλλει στην αύξηση της χωρητικότητας. [42]

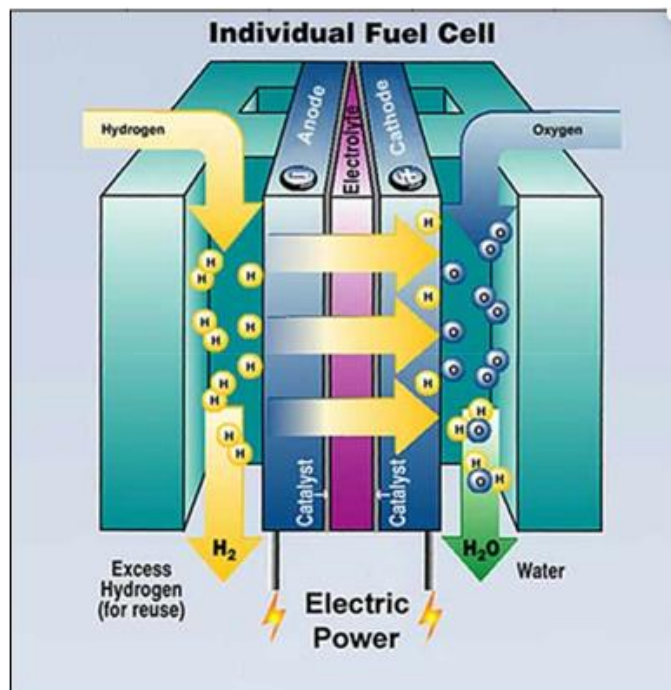
Ο υπερπυκνωτής έχει εξαιρετικά υψηλή πυκνότητα ισχύος και γρήγορη φόρτιση και εκφόρτιση λόγω της εξαιρετικά χαμηλής εσωτερικής αντίστασης. Η συγκεκριμένη μέθοδος αποθήκευσης παρουσιάζει ανθεκτικότητα, αξιοπιστία και μεγάλη διάρκεια ζωής, η οποία εκτιμάται ότι υπερβαίνει τους 10^6 κύκλους, ενώ η απόδοση κυμαίνεται μεταξύ 90% με 95%, [69], [70]. Οι υπερπυκνωτές χρησιμοποιούνται, λόγω των χαρακτηριστικών τους, σε υπηρεσίες εξασφάλισης ποιότητας ισχύος. Επίσης, το γεγονός ότι δεν εκλύει κάποια επιβλαβή ουσία καθ' όλη τη ζωή του, καθιστά τον υπερπυκνωτή μια εναλλακτική έναντι των μπαταριών σε υβριδικά οχήματα, κινητά τηλέφωνα και εξισορρόπηση φορτίου (load levelling) σε ώρες αιχμής. [71]

2.7 Υδρογόνο – Hydrogen (H₂)

Το υδρογόνο αποτελεί το στοιχείο, το οποίο παρουσιάζεται στη φύση σε μεγαλύτερη αφθονία, ωστόσο δε βρίσκεται ελεύθερο, οπότε απαιτείται κάποια διαδικασία προκειμένου να εξαχθεί. Η παραγωγή υδρογόνου δύναται να πραγματοποιηθεί με τρεις τρόπους: εξαγωγή από ορυκτά καύσιμα, με χρήση μεθανίου και με ηλεκτρόλυση. Λόγω του κόστους και της αφθονίας του νερού στη φύση, στα συστήματα αποθήκευσης το υδρογόνο παράγεται συνήθως μέσω της διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης. Κατά την ηλεκτρόλυση χρησιμοποιείται μια κατάλληλη ουσία, ο ηλεκτρολύτης, ο οποίος μαζί με την παροχή συνεχούς ρεύματος προκαλεί τη διάσπαση του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο. Το οξυγόνο διαχέεται στην ατμόσφαιρα και το υδρογόνο αποθηκεύεται έτσι ώστε να μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μελλοντική χρήση. Λόγω του υψηλού κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται η πιο ελκυστική επιλογή για μελλοντικές εφαρμογές είναι η ενσωμάτωση μονάδων ηλεκτρόλυσης σε σταθμούς ΑΠΕ. [72]

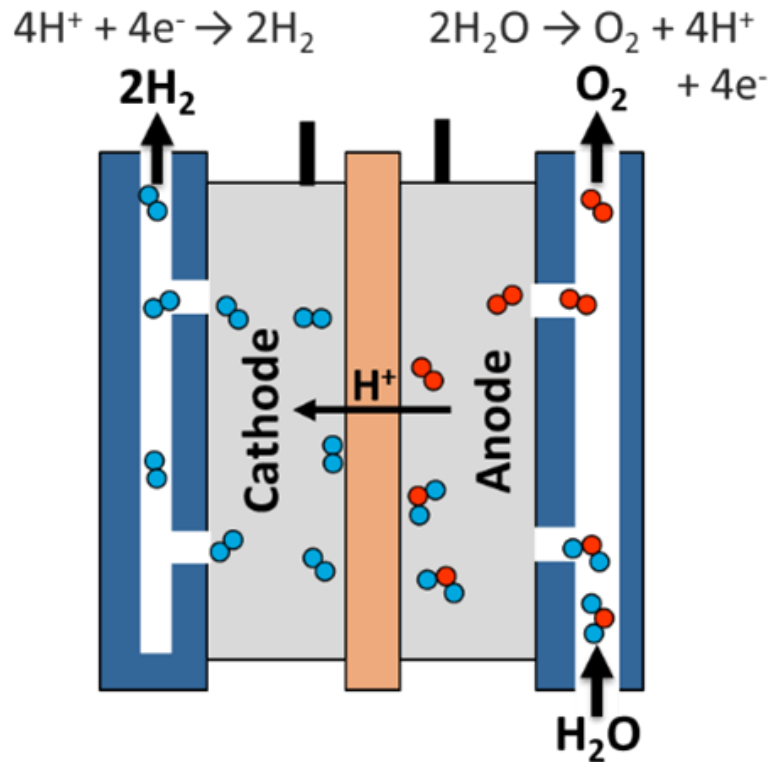
Στη συνέχεια, το υδρογόνο αποθηκεύεται είτε υπό πίεση σε δεξαμενές πίεσης ή σε κατάλληλους γεωλογικούς σχηματισμούς (π.χ. σπήλαια αλατιού ή βράχων) όταν προορίζεται για κεντρικές εγκαταστάσεις μεγάλης κλίμακας, τρόπος ο οποίος αποτελεί τον πιο συχνό στη σύγχρονη βιομηχανία. Επιπλέον, υπάρχει η δυνατότητα να αποθηκευτεί είτε σε υγροποιημένη μορφή, τρόπος ο οποίος αυξάνει την ενεργειακή πυκνότητα, ή με απορρόφηση από υδρίδια μετάλλων (metal hydrides). Για να

μετατραπεί εκ νέου η αποθηκευμένη ενέργεια σε ηλεκτρική, το υδρογόνο τροφοδοτείται σε θερμικές μονάδες ή αποθηκεύεται σε κυψέλη καυσίμου, ώστε αν χρειαστεί να μετατραπεί αργότερα σε χρήσιμη ηλεκτρική ενέργεια. [73]



Εικόνα 2. 8 Διάγραμμα κυψέλης καυσίμου σε μονάδα αποθήκευσης με υδρογόνο [74]

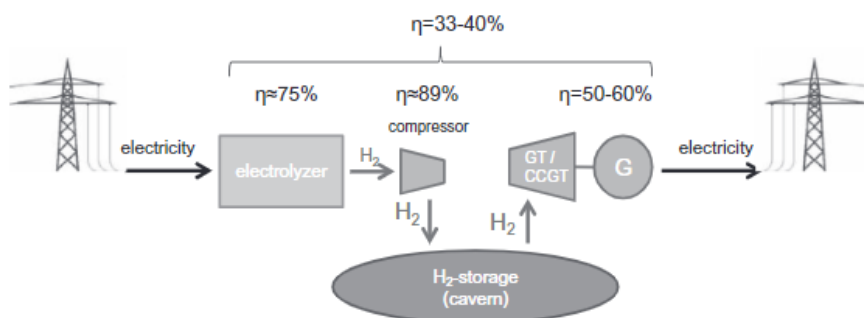
Το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας είναι υψηλό αν και αναμένεται να μειωθεί όσο επέρχεται η ωρίμανση και αυξάνονται οι εμπορικές χρήσεις της τεχνολογίας. Η σύγχρονη έρευνα επικεντρώνεται στη δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρολυτών που μπορούν να προκαλούν τη συμπίεση του υδρογόνου κατά τη διάρκεια της ηλεκτρόλυσης, το σχήμα της οποίας φαίνεται παρακάτω, καθώς η συμπίεση του υδρογόνου μετά την παραγωγή είναι δαπανηρή και αναξιόπιστη. Οι θετικές μελλοντικές προβλέψεις γύρω από το υδρογόνο αποσκοπούν στην μείωση των θερμικών απωλειών με σκοπό να επιτευχθεί μεγαλύτερη απόδοση, καθώς η απουσία εκπομπών, το χαμηλό βάρος, η αξιοπιστία και η ευελιξία του το καθιστούν μια πολλά υποσχόμενη μέθοδος αποθήκευσης.



[refs]

Εικόνα 2. 9 Διαδικασία ηλεκτρόλυσης [75]

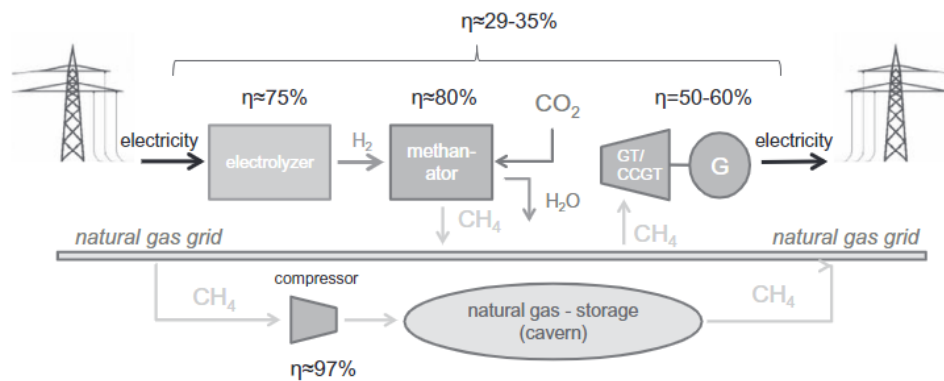
Για αποθήκευση μεγάλης κλίμακας, οι διεργασίες, για την μετατροπή του υδρογόνου σε χρήσιμη ηλεκτρική ενέργεια, θα γίνονταν είτε σε έναν αεριοστρόβιλο μονού κύκλου (gas turbine-GT) ή σε μονάδα αεριοστρόβιλου συνδυασμένου κύκλου (combined cycle gas turbine plant-CCGT). Σε αυτή την περίπτωση θα μπορούσε να επιτευχθεί απόδοση κύκλου από 33% έως 40%. [76]



Εικόνα 2. 10 Ολοκληρωμένη εικόνα λειτουργίας σταθμού αποθήκευσης με H₂ και σύνδεση στο δίκτυο [35]

Μια άλλη προσέγγιση για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, συναφής με την αποθήκευση με υδρογόνο είναι η ανανεώσιμη αποθήκευση με μεθάνιο (Renewable methane storage), δηλαδή η μετατροπή υδρογόνου σε μεθάνιο. Με τον τρόπο αυτό, η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται πρώτα σε

υδρογόνο και στη συνέχεια μετατρέπεται σε μεθάνιο με την προσθήκη CO₂, όπως φαίνεται και στο παρακάτω διάγραμμα. Το μεθάνιο μπορεί να τροφοδοτηθεί στο δίκτυο φυσικού αερίου και αντίστοιχα οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου δύνανται να χρησιμοποιηθούν για την αποθήκευση του. Επομένως, ναι μεν απαιτείται πρόσβαση στο δίκτυο φυσικού αερίου, αλλά η εξάπλωση του δικτύου του φυσικού αερίου δύναται να λειτουργήσει ευεργετικά στην εξάπλωση της συγκεκριμένης μεθόδου αποθήκευσης. [77]



Εικόνα 2. 11 Λειτουργία σταθμού αποθήκευσης με H₂ και χρήση CO₂ [35]

2.8 Σύγκριση μεταξύ διαφορετικών μεθόδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Η αξιολόγηση κάθε συστήματος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας οφείλει να αξιολογείται ανά σενάριο εφαρμογής, καθώς η κάθε μέθοδος διαθέτει διαφορετικά χαρακτηριστικά από την άλλη. Αυτή η ποικιλομορφία μεταξύ των μεθόδων καθιστά κάποιες μεθόδους πολύ χρήσιμες για ορισμένες υπηρεσίες και ακατάλληλες για άλλες. Συνεπώς, για να εξεταστεί το εύρος των μεθόδων αποθήκευσης ακολουθούν δύο πίνακες με τα πλεονεκτήματα, τα μειονεκτήματα καθώς και τις κύριες εφαρμογές των βασικών μεθόδων αποθήκευσης. [56], [78], [79], [80]

| Τεχνολογία | Πλεονεκτήματα | Μειονεκτήματα | Εφαρμογές |
|---------------------|--|---|---|
| PHS | <ul style="list-style-type: none"> Υψηλή ενεργειακή πυκνότητα Τεχνολογική ωριμότητα Χαμηλό κόστος παραγωγής Μεγάλη διάρκεια ζωής | <ul style="list-style-type: none"> Πολύ υψηλό αρχικό κόστος Γεωγραφικοί περιορισμοί Μεγάλη κλίμακα εγκατάστασης | <ul style="list-style-type: none"> Arbitrage Υπηρεσίες εξισορρόπησης Ρύθμιση συχνότητας |
| CAES | <ul style="list-style-type: none"> Υψηλή ενεργειακή πυκνότητα Μεγάλη διάρκεια ζωής Χαμηλό κόστος παραγωγής | <ul style="list-style-type: none"> Πολύ υψηλό αρχικό κόστος Γεωγραφικοί περιορισμοί Μεγάλη κλίμακα εγκατάστασης Απαιτήσεις σε καύσιμα | <ul style="list-style-type: none"> Υπηρεσίες εξισορρόπησης Ρύθμιση συχνότητας |
| Flywheels | <ul style="list-style-type: none"> Υψηλή πυκνότητα ισχύος Καλύτερο cycle life σε σχέση με BESS | <ul style="list-style-type: none"> Χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα Υψηλό κόστος Υψηλές απώλειες | <ul style="list-style-type: none"> Ρύθμιση συχνότητας Μείωση διακυμάνσεων Bridging power |
| Υπερπυκνωτές | <ul style="list-style-type: none"> Υψηλή πυκνότητα ισχύος Μεγάλο cycle life Υψηλή απόδοση | <ul style="list-style-type: none"> Χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα Υψηλό κόστος | <ul style="list-style-type: none"> Ποιότητα ισχύος Bridging power Μείωση διακυμάνσεων |
| SMES | <ul style="list-style-type: none"> Ευελιξία Εύρος εφαρμογών Υψηλή απόδοση | <ul style="list-style-type: none"> Υψηλό κόστος Απαιτήσεις συντήρησης | <ul style="list-style-type: none"> Υπηρεσίες εξισορρόπησης Εξομάλυνση καμπύλης φορτίου Μείωση αιχμών φορτίου |

Πίνακας 2. 1 Σύγκριση μεθόδων αποθήκευσης (εκτός BESS)

| <u>Τεχνολογία</u> <u>BESS</u> | <u>Πλεονεκτήματα</u> | <u>Μειονεκτήματα</u> | <u>Εφαρμογές</u> |
|----------------------------------|--|---|--|
| NAS | <ul style="list-style-type: none"> Υψηλή ενεργειακή πυκνότητα Υψηλή απόδοση | <ul style="list-style-type: none"> Υψηλό αρχικό κόστος Κίνδυνοι σχετικοί με την ασφάλεια | <ul style="list-style-type: none"> Μείωση αιχμών φορτίου Βελτίωση συστημάτων Διανομής και Μεταφοράς |
| Ni - Cd | <ul style="list-style-type: none"> Τεχνολογική ωριμότητα Υψηλή απόδοση | <ul style="list-style-type: none"> Τοξικά συστατικά (κάδμιο) Υψηλό κόστος | <ul style="list-style-type: none"> Back up |
| NiMH | <ul style="list-style-type: none"> Υψηλή ενεργειακή πυκνότητα | <ul style="list-style-type: none"> Προβλήματα σε ακραίες θερμοκρασίες Υψηλό κόστος | <ul style="list-style-type: none"> Μικρές ηλεκτρικές συσκευές |
| Lead Acid | <ul style="list-style-type: none"> Τεχνολογική ωριμότητα Χαμηλό αρχικό κόστος Χαμηλές απαιτήσεις συντήρησης | <ul style="list-style-type: none"> Προβλήματα σε ακραίες θερμοκρασίες Μικρή διάρκεια ζωής | <ul style="list-style-type: none"> UPS Ποιότητα ισχύος |
| Li-Ion | <ul style="list-style-type: none"> Ευελιξία Εύρος εφαρμογών Υψηλή απόδοση | <ul style="list-style-type: none"> Υψηλό κόστος Απαιτήσεις συντήρησης | <ul style="list-style-type: none"> Υπερρεσίες εξισορρόπησης Εξομάλυνση καμπύλης φορτίου Μείωση αιχμών φορτίου |

Πίνακας 2. 2 Σύγκριση διαφορετικών BESS

Από τη βιβλιογραφική ανασκόπηση προέκυψε ότι για μεγάλες απαιτήσεις ισχύος (>50 MW) και για χωρητικότητες (>100 MWh) οι δύο μέθοδοι αποθήκευσης, οι οποίες προτείνονται είναι η PHS και η CAES. Ωστόσο, αυτές οι δύο μέθοδοι, όπως αναφέρθηκε και άνωθεν, έχουν γεωγραφικούς περιορισμούς, καθώς απαιτούν ιδιαίτερα σπάνια τοπογραφικά χαρακτηριστικά, όπως πχ μεγάλα υπόγεια σπήλαια, και επομένως η χρήση τους ως μονάδες αποθήκευσης δεν μπορεί να είναι διευρυμένη. Για μεσαίες απαιτήσεις ισχύος και χωρητικότητας ως ενδεδειγμένες μέθοδοι αποθήκευσης προβάλλονται οι μπαταρίες (BESS), η FES, η οποία

χρησιμοποιείται για ισχείς έως 750 KW [81] και η SMES, οι οποίες παρουσιάζουν μεγάλη ποικιλία ως προς την ισχύ και τις ώρες λειτουργίας.

Λαμβάνοντας υπόψη ότι η συνήθης ονομαστική ισχύς των σύγχρονων Α/Π κυμαίνεται από τα μερικές δεκάδες έως εκατοντάδες MW γίνεται αντιληπτό ότι εν γένει τα Α/Π ανέρχονται στο μεταίχμιο των υψηλών και μέτριων απαιτήσεων, κάτι το οποίο συνεπάγεται ότι οι καλύτερες επιλογές για αποθήκευση σε συνύπαρξη (collocation) με αιολικό πάρκο θα ήταν οι BESS, PHS και CAES. Δεδομένου ότι τα PHS και CAES περιορίζονται από γεωγραφικούς περιορισμούς, το BESS θεωρείται ως πιο ανταγωνιστική επιλογή για Α/Π και δη για το συγκεκριμένο, το οποίο μελετάται στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής με ισχύ που ανέρχεται στα 10kW. Τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρία προτείνονται λόγω της υψηλής ενεργειακής πυκνότητας (energy density), της δυνατότητας επεκτασιμότητας, της ταχείας απόκρισης, τις μικρές απαιτήσεις συντήρησης και την υψηλή διάρκεια ζωής. [82], [83]

Ωστόσο, εφόσον το ιδεατό σενάριο είναι ο συνδυασμός υψηλής πυκνότητας ισχύος μαζί με υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, το οποίο δεν προσφέρεται σε κανένα σύστημα αποθήκευσης σε μέγιστο βαθμό, προτείνεται ένα υβριδικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας (hybrid ESS). Σε ένα τέτοιο σύστημα, ο συνδυασμός διαφόρων μεθόδων αποθήκευσης πολλαπλών επιπέδων μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την βελτιστοποίηση της επιθυμητής χρονοσειράς της ισχύος εξόδου. [84]

Για την αποθήκευση υψηλής ενεργειακής πυκνότητας χρησιμοποιείται συνήθως ένα BESS, που χρησιμοποιείται για το μετριασμό της διακύμανσης χαμηλής συχνότητας, ενώ για την υψηλή πυκνότητα ισχύος, μπορούν να χρησιμοποιηθούν υπερπυκνωτές, SMES ή FES για εξομάλυνση των διακυμάνσεων υψηλής συχνότητας. [50], [85], [86], [87]

2.9 Κριτήρια Επιλογής-Γενικά στοιχεία για μπαταρίες

Για την περιγραφή και τη σύγκριση συστημάτων αποθήκευσης χρησιμοποιούνται κάποια χαρακτηριστικά τους ως κριτήρια. [88], [89]

- Throughput (KWh/MWh): Το Cycle life είναι ο αριθμός των φορών που η μπαταρία μπορεί να αποφορτιστεί και να επαναφορτιστεί κατά τη διάρκεια της ωφέλιμης ζωής της. Η διάρκεια ζωής του κύκλου

προσδιορίζεται συχνά ως ο αριθμός κύκλων έως κάποιο επίπεδο DOD, καθώς πολλές μπαταρίες θα έχουν μεγαλύτερη διάρκεια ζωής εάν το βάθος των εκφορτίσεων (Depth of Discharge) παραμένει χαμηλό. Υπάρχει μια αυξανόμενη τάση για την παροχή εγγυήσεων με βάση τη throughput που ορίζεται ως ο αριθμός των KWh που παρέχονται από την μπαταρία. Ωστόσο, αυτό προϋποθέτει ότι η διάρκεια ζωής του κύκλου παρουσιάζει σχέση αναλογίας με το DOD κάτι το οποίο πιθανώς δεν ισχύει σε πολλές περιπτώσεις.

- Υποβάθμιση- Degradation (% ανά έτος): Με ορισμένες τεχνολογίες (ειδικά μόλυβδου-οξέος και ιόντων λιθίου), η χωρητικότητα της μπαταρίας θα υποβαθμιστεί με την πάροδο του χρόνου και λόγω της λειτουργικής φθοράς. Επομένως, σε ορισμένες μπαταρίες κρίνεται απαραίτητη η αντικατάσταση των μονάδων κατά τη διάρκεια της ζωής τους ενώ άλλες, όπως οι μπαταρίες ροής ενδέχεται να υποστούν μικρή ή καθόλου υποβάθμιση κατά τη διάρκεια ζωής τους.
- Ονομαστική ενέργεια (KWh): Η ποσότητα ενέργειας, η οποία μπορεί να αποθηκευτεί στην μπαταρία. Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι ορισμένοι κατασκευαστές καθορίζουν την ονομαστική ενέργεια μαζί με ένα μέγιστο βάθος εκφόρτισης (DOD) που περιορίζει την πραγματική διαθέσιμη ενέργεια.
- Ονομαστική ισχύς (KW): Η μέγιστη ισχύς που μπορεί να παρέχει ένα σύστημα μπαταρίας σε μια δεδομένη στιγμή.
- Απόδοση πλήρους κύκλου- Round Trip Efficiency (%): Αποτελεί το λόγο της ποσότητας ενέργειας που έχει αποφορτιστεί από την μπαταρία διαιρεμένη με την ποσότητα ενέργειας που απαιτείται για την επαναφόρτιση της μπαταρίας.
- Διάρκεια ζωής συστήματος (έτη): Συνιστά την αναμενόμενη ημερολογιακή διάρκεια ζωής μιας μπαταρίας ή ενός συστήματος και εξαρτάται από παράγοντες διάβρωσης, υποβάθμισης χωρητικότητας, διάρκεια ζωής βοηθητικών υλικών, θερμοκρασιακών μεταβολών και άλλους.
- Λόγος ενέργειας προς ισχύ (ώρες αποθήκευσης) - (Energy-to-power ratio): Οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας πρέπει να μετρούνται σε τουλάχιστον δύο διαστάσεις: την ονομαστική τους ισχύ (rated output) και την ενεργειακή τους χωρητικότητα (energy capacity). Η ονομαστική τους ισχύς εκφράζει τη στιγμιαία ζήτηση, την οποία δύναται να αποδώσει. Η ενεργειακή χωρητικότητα εκφράζει τη συνολική ενέργεια, την οποία η

μονάδα μπορεί να αποθηκεύσει. Το πηλίκο της ενεργειακής χωρητικότητας την ονομαστική ισχύ συνιστά τη διάρκεια, στην οποία μπορεί να λειτουργήσει η μονάδα παρέχοντας την ονομαστική της ισχύ. Αυτή η διάρκεια ονομάζεται λόγος ενέργειας προς ισχύ ή χρόνος εκφόρτισης. Λόγοι ενέργειας προς ισχύ μέχρι περίπου 4 ώρες αναφέρονται ως βραχυπρόθεσμη αποθήκευση, ενώ μια αναλογία μέχρι τις 12 ώρες αναφέρεται ως μεσοπρόθεσμη αποθήκευση και για τιμές άνω των 12 ωρών ως μακροπρόθεσμη αποθήκευση. Οι τυπικές μπαταρίες εμπορικών εφαρμογών κυμαίνονται από 15 λεπτά έως περίπου 8 ώρες, με μια ευδιάκριτη τάση προς μπαταρίες χωρητικότητας 2-4 ωρών.

Επιπλέον, αξίζει να σημειωθεί η ύπαρξη του Συστήματος Διαχείρισης Μπαταρίας (Battery Management System - BMS), το οποίο συνιστά ένα ηλεκτρονικό μέσο διαχείρισης μιας επαναφορτιζόμενης μπαταρίας. Για τη βελτιστοποίηση της απόδοσης της μπαταρίας, το BMS διαδραματίζει ζωτικό ρόλο στη διασφάλιση της ασφαλούς λειτουργίας της μπαταρίας σε διάφορες συνθήκες. Το BMS παρακολουθεί βασικές μεταβλητές κατάστασης της συστοιχίας ή του κυττάρου της μπαταρίας όπως η κατάσταση φόρτισης (State of Charge - SoC), η κατάσταση της υγείας (State of Health - SoH) και η θερμοκρασία, για την αποφυγή λανθασμένης διαχείρισης και άσκοπης επιβάρυνσης της μπαταρίας, βοηθώντας έτσι στην επιβράδυνση της υποβάθμισης της μπαταρίας, η οποία θα μελετηθεί εκτενώς παρακάτω. [90], [91]

2.10 Μπαταρίες: Ρόλοι & Χρήσεις

Για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας με συστήματα μπαταριών υπάρχουν τέσσερις βασικοί τομείς εφαρμογής. Πρώτος τομέας είναι η αγορά ενέργειας (arbitrage), στην οποία γίνεται αποθήκευση πλεονάζουσας ενέργειας σε ώρες εκτός αιχμής μέχρι την πώλησή της σε περιόδους αιχμής. Επιπλέον ένα BESS παρέχει εφεδρείες για έκτακτα περιστατικά, προκειμένου το σύστημα μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας να λειτουργεί αξιόπιστα. Επίσης, συμβάλλει στη ρύθμιση συχνότητας μέσω της παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας (Frequency Containment Reserved - FCR), μειώνοντας τις διακυμάνσεις τάσης και συχνότητας. Τέλος, υπάρχει η παρακολούθηση φορτίου (load following) παρέχοντας υπηρεσίες εξισορρόπησης ώστε να μετριαστούν οι διαφορές μεταξύ προβλεπόμενης και πραγματικής παροχής ενέργειας, ώστε να καλυφθεί η ζήτηση των φορτίων. [92]

2.10.1 Πλεονεκτήματα - Χρήσεις με τη συνύπαρξη με αιολικό πάρκο

Παρόλο που η αποθήκευση ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα είχε ξεκινήσει σαν ιδέα δύο αιώνες πριν με την κατασκευή των πρώτων υδροηλεκτρικών σταθμών, η χρήση μπαταριών στην αγορά ενέργειας άρχισε να ευδοκιμεί. Συνεπώς, λόγω της τεχνολογικής ανωριμότητας των μπαταριών, τα αιολικά πάρκα δε συνδυάζονταν με μπαταρίες, ούτε εν γένει με κάποια μορφή αποθήκευσης. Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια λόγω της προόδου, την οποία σημειώνουν τα συστήματα αποθήκευσης, σε συνδυασμό με τα κατάλληλα νομοθετικά πλαίσια, συντελούν στην συνύπαρξη αιολικών πάρκων με συστήματα αποθήκευσης, τα οποία κυρίως είναι μπαταρίες. Πιο συγκεκριμένα, ο συνδυασμός αυτός δύναται να συμβάλλει με θετικό πρόσημο τόσο στη λειτουργία του αιολικού πάρκου όσο και σε αυτή του δικτύου.

- Χρονική μετατόπιση (Time shifting): Η παραγωγή ενέργειας μέσω Α/Π θεωρείται ως μια μη ρυθμιζόμενη διαδικασία (non-dispatchable), καθώς η παραγωγή της κρίνεται από την ταχύτητα του ανέμου και όχι από την παροχή καυσίμου, όπως στις συμβατικές θερμικές μονάδες. Επομένως, αυτή η αδυναμία ελέγχου στην ποσότητα και τη χρονική στιγμή της παραγωγής ενέργειας από Α/Π προκαλεί μερικές φορές πρόβλημα για το διαχειριστή ενέργειας. Τα προβλήματα δημιουργούνται σε περιόδους με ισχυρούς ανέμους και κατ' επέκταση μεγάλη παραγωγή αιολικής ενέργειας ενώ υπάρχει χαμηλή ζήτηση ή όταν υφίσταται χαμηλή αιολική ενέργεια κατά τη διάρκεια αιχμής φορτίου. Η μπαταρία μπορεί να μειώσει την έκθεση σε κίνδυνο από συμμετοχή σε αγορές σε ασταθείς τιμές ενέργειας, ενώ η αξία του arbitrage αυξάνεται αναλογικά με την ημερήσια διακύμανση της τιμής της ενέργειας, μέχρι το σημείο όπου το arbitrage ευνοείται έναντι όλων των άλλων πιθανών λειτουργιών [93]. Επομένως, η ενσωμάτωση ενός BESS συντελεί στη χρονική μετατόπιση της αιολικής παραγωγής, ώστε να αποθηκεύεται η περίσσεια σε περιόδους χαμηλής ζήτησης και να αποστέλλεται στο δίκτυο σε περιόδους αιχμής φορτίου, [94]. Η συνύπαρξη Α/Π με μπαταρία δύναται να συντελέσει στην εξομάλυνση των βραχυπρόθεσμων διακυμάνσεων, [95], και μέσω της χρονικής μετατόπισης της παραγωγής, αποθηκεύοντας ενέργεια, η οποία υπό άλλες συνθήκες θα είχε

- περικοπεί, και πωλώντας τη σε περιόδους υψηλότερων τιμών αυξάνοντας τα έσοδα του σταθμού (arbitrage). [96], [97]
- Εξομάλυνση εξόδου: Το BESS μπορεί να χρησιμοποιηθεί για εξομάλυνση των διακυμάνσεων λόγω της έντονης διακύμανσης της αιολικής παραγωγής για να συμβάλλει στη σταθερότητα του δικτύου. Η έξοδος του δύναται να ρυθμιστεί για την απορρόφηση της περίσσειας ενέργειας κατά τις περιόδους υψηλής παραγωγής και μικρή κατανάλωσης και την έγχυση ενέργειας στο δίκτυο κατά τη διάρκεια μειωμένης παραγωγής, βελτιώνοντας την ποιότητα ισχύος. [98]
 - Αποδοτικότητα στη μεταφορά ενέργειας: Τα περισσότερα Α/Π βρίσκονται συχνά σε αγροτικές περιοχές μακριά από υφιστάμενες γραμμές μεταφοράς υψηλής χωρητικότητας, ή σε ΜΔΝ. Επομένως, η έλλειψη κατάλληλων γραμμών μεταφοράς και η πιθανή συμφόρηση που θα συμβεί σε καταστάσεις υψηλών αιολικών δυναμικών, δημιουργούν περιορισμούς στη δυνατότητα μεταφοράς της αιολικής παραγωγής. Η προσθήκη ενός BESS μπορεί να μειώσει τη συμφόρηση και να μειώσει ή να αναβάλλει τις απαιτήσεις για αναβάθμισης των συστημάτων μεταφοράς και διανομής.

2.10.2 Χρήσεις-Ρόλοι ως προς το δίκτυο

- Ρύθμιση συχνότητας: Με υψηλό επίπεδο διείσδυσης Α/Π στο ενεργειακό μείγμα, η παροχή απόκρισης συχνότητας από ένα αιολικό πάρκο είναι τεχνικά εφικτή με τη χρήση πρόσθετου ελέγχου, του στατισμού (droop control). Ωστόσο, ενδέχεται να προκαλέσει φθορά στις ανεμογεννήτριες και πρόβλημα αστάθειας [99], [100]. Μια αποτελεσματική λύση συνιστά η χρήση BESS, στου οποίου τον ελεγκτή ενεργού ισχύος προστίθεται ένας βρόχος ελέγχου στατισμού. Ο στατισμός υπολογίζεται ως το πηλίκο της μεταβολής συχνότητας προς τη μεταβολή της ισχύος ($\Delta f/\Delta P$). Ο βρόχος αυτός στοχεύει στην αλλαγή στην παραγωγή ενεργού ισχύος εξόδου (Pout) αναλογικά με την απόκλιση συχνότητας [101].
- Συμβολή στην αδράνεια: Η αδράνεια του δικτύου-συστήματος μειώνει τη μεταβλητότητα της συχνότητας και καθιστά το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας λιγότερο ευαίσθητο σε ξαφνικές μεταβολές και κατ' επέκταση περισσότερο ευσταθές. Η στιγμιαία απόκριση αδράνειας καθορίζει τον ρυθμό μεταβολής της συχνότητας (Rate of Change of Frequency - ROCOF) και επομένως όσο μεγαλύτερος είναι αυτός ο ρυθμός (df/dt) τόσο πιο

ραγδαία μεταβάλλεται η συχνότητα του συστήματος, γεγονός που οφείλεται σε χαμηλή αδράνεια, και ενδέχεται να αποσυντονίσει το σύστημα και να προκαλέσει σοβαρές ζημιές. Η προσθήκη BESS θα μπορούσε να αυξήσει την αδράνεια του συστήματος προσθέτοντας παραπάνω ισχύ, μειώνοντας έτσι το ROCOF. [102]

- Υποστήριξη και έλεγχος τάσης: Η μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής μπορεί να υποβαθμίσει τη σταθερότητα της τάσης του δικτύου. Ωστόσο, το εγκατεστημένο BESS μπορεί να παρέχει επαρκή άεργο ισχύ (reactive power) ώστε να διατηρήσει το τοπικό επίπεδο τάσης. Αυτή η υπηρεσία μπορεί να ληφθεί από το μετατροπέα πλήρους γέφυρας που είναι συνδεδεμένος στο δίκτυο. [47]
- Υποστήριξη χαμηλής τάσης (Low Voltage Ride Through - LVRT): Τα αιολικά πάρκα οφείλουν πλέον να έχουν δυνατότητα LVRT, δηλαδή να παραμένουν συνδεδεμένα στο δίκτυο κατά τη διάρκεια ισχυρών σφαλμάτων του δικτύου, όπως καθορίζεται από τους εγχώριους και διεθνείς κώδικες. Αυτό συμβαίνει προκειμένου να αποφευχθεί η αστάθεια του συστήματος σε περίπτωση μαζικής αποσύνδεσης των ΑΠΕ σε ένα τέτοιο σφάλμα. Επιπλέον, μερικοί κώδικες απαιτούν τα Α/Π να παρέχουν το μέγιστο άεργο ρεύμα (reactive current) κατά τη διάρκεια τέτοιων σφαλμάτων. Επίσης, ο μετατροπέας του σταθμού πρέπει να αντλεί ενεργό ισχύ για την αντιστάθμιση των διακοπτικών απωλειών (switching losses). Κατά τα σφάλματα αυτά, δεν μπορεί να ληφθεί ρεύμα από το δίκτυο και ως αποτέλεσμα, η τάση συνεχούς ρεύματος μειώνεται και οι διακόπτες του μετατροπέα ανοίγουν. Συνεπώς, σε τέτοιες περιπτώσεις, το BESS δύναται να υποστηρίξει την τάση συνεχούς ρεύματος. [103]
- Παροχή εφεδρειών: Λόγω του σφάλματος πρόβλεψης της αιολικής ενέργειας, απαιτούνται εφεδρείες ώστε να καλυφθεί η ζήτηση σε περίπτωση που έχει γίνει υπερεκτίμηση της αιολικής παραγωγής. Η βραχυπρόθεσμη και μεσοπρόθεσμη αποθήκευση ενέργειας, στην οποία ανήκουν και οι μπαταρίες και στην οποία εντάσσονται οι μέθοδοι που συνδυάζονται με αιολικά πάρκα, συμβάλλουν ουσιαστικά στην παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας (FCR) και λιγότερο στην παροχή δευτερεύουσας (aFRR). [104]
- Τροφοδοσία ισχύος έκτακτης ανάγκης: Το BESS μπορεί να χρησιμοποιηθεί για επανεκκίνηση κατόπιν κατάστασης διακοπής λειτουργίας, χωρίς να υπάρχει ανάγκη για τη βοήθεια από το ηλεκτρικό

δίκτυο και μπορεί να ενεργοποιήσει το σύστημα σε περίπτωση καταστροφικής βλάβης.

2.11 Τεχνικά χαρακτηριστικά μπαταριών

2.11.1 Διαστασολόγηση (Sizing)

Μόλις προσδιοριστεί ο τύπος της μεθόδου αποθήκευσης, ο οποίος κρίνεται κατάλληλος για την περίπτωση, κρίνεται αναγκαίο να λυθεί το πρόβλημα του βέλτιστου μεγέθους, ώστε να μεγιστοποιηθεί το κέρδος της επένδυσης. Στο πρόβλημα περιλαμβάνεται ο προσδιορισμός της ονομαστικής ισχύος και της χωρητικότητας. Στο [105], μέσω της ανάλυσης χρονοσειρών αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων σε συνδυασμό με καθημερινά προφίλ φορτίου, αναπτύχθηκε ένα μαθηματικό μοντέλο για ένα αυτόνομο ESS, το οποίο έχει σχεδιαστεί σύμφωνα με την περίπτωση του χειρότερου σεναρίου (worst case scenario) για τον υπολογισμό του μεγέθους του ESS. Βασισμένο σε αυτό το μοντέλο, δημιουργήθηκε μια νέα μέθοδος, η οποία χρησιμοποίησε μια συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του σφάλματος πρόβλεψης της αιολικής ενέργειας [106].

Με βάση αυτή τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας, μπορεί να προσδιοριστεί η ονομαστική ισχύς του ESS, ωστόσο, προκειμένου να επιτευχθεί η εύρεση της κατάλληλης μπαταρίας, κρίνεται απαραίτητη η εκτίμηση της χωρητικότητας του ESS. Η συγκριμένη ομάδα μελετητών, βασισμένη στη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του σφάλματος πρόβλεψης της αιολικής ενέργειας περιέγραψαν έναν τρόπο, ώστε να είναι εφικτός ο προσδιορισμός τη χωρητικότητας του ESS, πέρα από τον προσδιορισμό της ισχύος.

Το πρόβλημα του μεγέθους ESS μπορεί να μοντελοποιηθεί ως πρόβλημα βελτιστοποίησης. Οι παράγοντες που σχετίζονται με το μέγεθος του BESS είναι το σφάλμα πρόβλεψης αιολικής ενέργειας, η εφαρμογή, η προτεινόμενη στρατηγική ελέγχου και ο οικονομικός παράγοντας, οι οποίοι μπορούν να ποσοτικοποιηθούν και να ενταχθούν στο πρόβλημα βελτιστοποίησης ως περιορισμοί [107]. Επιπροσθέτως, έχει προταθεί η αξιολόγηση της αντικειμενικής συνάρτησης κόστους με βάση την απόκλιση ισχύος από τον προβλεπόμενο ωριαίο μέσο όρο [108].

Επίσης, ένα νέο εργαλείο σχεδιασμού για δίκτυα διανομής μέσης τάσης προτείνεται στο [109], με βάση το Γενετικό Αλγόριθμο (Genetic Algorithm)

και το Δυναμικό Προγραμματισμό (Dynamic Programming), το οποίο δύναται να ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος του δικτύου, υπολογίζοντας την ενδεδειγμένη ισχύ και χωρητικότητα. [110]

Τέλος, το βέλτιστο μέγεθος των μονάδων αποθήκευσης, δύναται να προσεγγιστεί με βάση τις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου για την επίτευξη της βέλτιστης ενσωμάτωσης στο δίκτυο [111].

2.11.2 Φθορά μπαταρίας - Αλγόριθμος Rainflow

Ένα απαραίτητο στοιχείο στον σχεδιασμό και τη λειτουργία της αποθήκευσης ενέργειας είναι η ακριβής μοντελοποίηση και πρόβλεψη του λειτουργικού κόστους της, το οποίο προέρχεται κυρίως από την υποβάθμιση της μπαταρίας. [112]

Η υποβάθμιση της μπαταρίας (battery degradation) δύναται να θεωρηθεί μια πολύπλοκη διαδικασία καταπόνησης υλικού (material fatigue process), η οποία βασίζεται στους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης (stress cycles). Ο αλγόριθμος rainflow είναι ένας τρόπος για την αναγνώριση των κύκλων στη διαδικασία καταπόνησης υλικού και χρησιμοποιείται εκτενώς στην αξιολόγηση της υποβάθμισης της μπαταρίας. [113]

Ένα σημαντικό κομμάτι για την οικονομική αξιολόγηση και τη σύγκριση των μπαταριών μεταξύ τους είναι το πότε επέρχεται το τέλος ζωής τους (End-of-Life - EoL), το οποίο λαμβάνεται ως θεώρηση σε κάθε μελέτη. Τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρία συνήθως φτάνουν στο τέλος της ζωής τους εάν η χωρητικότητά τους υποβαθμιστεί πέρα από ένα ορισμένο ελάχιστο όριο-κατώφλι (συνήθως ορίζεται στο 80% της αρχικής χωρητικότητάς τους), πέραν του οποίου δεν συντελείται η αναμενόμενη λειτουργία. [114]

Το κόστος αντικατάστασης των κυττάρων μπαταρίας (battery cell) για να αποφευχθεί η υποβάθμιση της μπαταρίας, αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο μέρος από το λειτουργικό κόστος των μπαταριών, λόγω της υψηλής τιμής κατασκευής των ηλεκτροχημικών στοιχείων της μπαταρίας.

Ως προς τον αλγόριθμο και τον τρόπο εκτέλεσης του, είναι σκόπιμο να αναφερθεί ο τρόπος μέτρησης των κύκλων. Η διαδικασία μείωσης μιας χρονοσειράς καταπόνησης σε έναν αριθμό μικρότερων κύκλων ονομάζεται μέτρηση κύκλου και αποτελεί το βασικό βήμα του αλγορίθμου. Ο αλγόριθμος για την αξιολόγηση της διάρκειας ζωής της εξεταζόμενης μπαταρίας, χρειάζεται μια χρονοσειρά της κατάστασης φόρτισης της

μπαταρίας (State of Charge- SoC) ως είσοδο και μετά την εκτέλεση του, προσδιορίζει το βάθος όλων των κύκλων που περιέχονται σε αυτή τη σειρά.

Αναλυτικότερα, ο συγκεκριμένος αλγόριθμος παρουσιάζεται με βάση τη μέθοδο των τεσσάρων σημείων (4 point counting method). Στη συγκεκριμένη μέθοδο το σύνολο των δεδομένων εισόδου εξετάζεται διαδοχικά σε τετράδες, έστω τα σημεία Σ1, Σ2, Σ3, Σ4. Για αυτά τα σημεία εξετάζονται δύο απόλυτες διαφορές, η πρώτη μεταξύ των σημείων Σ1 και Σ4, και η δεύτερη μεταξύ των Σ2 και Σ3. Οι διαφορές αυτές ονομάζονται εξωτερική διαφορά έντασης (outer stress) και εσωτερική διαφορά έντασης (inner stress) αντιστοίχως. Αν τα σημεία Σ2, Σ3 περικλείονται μεταξύ Σ1,Σ4, δηλαδή αν η εσωτερική διαφορά έντασης είναι μικρότερη ή ίση από την εξωτερική και ταυτόχρονα τα εσωτερικά σημεία έντασης (Σ2, Σ3) είναι μικρότερα από την ελάχιστη τιμή και μεγαλύτερα από τη μέγιστη του συνόλου {Σ1, Σ4} τότε μετριέται ένας κύκλος. Σε περίπτωση που δεν τηρείται κάποια εκ των παραπάνω προϋποθέσεων τότε δεν σημειώνεται μέτρηση κύκλου. Όταν μετριέται ένας κύκλος τότε τα εσωτερικά σημεία έντασης αφαιρούνται από το dataset και λαμβάνονται εκ νέου τέσσερα σημεία, τα οποία είναι τα δύο εξωτερικά σημεία της προηγούμενης επανάληψης του αλγορίθμου και τα δύο επόμενα που δεν έχουν εξεταστεί ακόμα. Τα εσωτερικά σημεία σε αυτή την περίπτωση μεταφέρονται σε έναν πίνακα (rainflow matrix), στον οποίο διασώζονται όλα τα ζεύγη σημείων που αποτελούν κύκλο και το εύρος τους, δηλαδή η διαφορά των μέτρων τους. Σε περίπτωση, κατά την οποία δεν σημειωθεί μέτρηση κύκλου, το πρώτο σημείο της τετράδας των εξεταζόμενων σημείων αφήνεται και στην επόμενη επανάληψη του αλγορίθμου εξετάζονται τα σημεία Σ1, Σ2, Σ3 της προηγούμενης επανάληψης και το αμέσως επόμενο σημείο, το οποίο δεν έχει εξεταστεί ακόμα. Οι επαναλήψεις του αλγορίθμου συνεχίζονται μέχρι να προσπελαστούν όλα τα δεδομένα εισόδου [114], [115].

3 Βιβλιογραφική ανασκόπηση

3.1 Μπαταρίες πίσω από το μετρητή

Γενικά, για τις μπαταρίες πίσω από το μετρητή (Behind-the-meter batteries) η διεθνής βιβλιογραφία έχει εξετάσει τις συνθήκες, οι οποίες θα συνέβαλαν ώστε να βελτιστοποιηθεί η εφαρμογή τους και να μεγιστοποιηθεί το κέρδος του επενδυτή. Έχουν επιχειρηθεί εκτιμήσεις της οικονομικής πτυχής μονάδων αποθήκευσης, όπως η οικονομική αξιολόγηση του αρμπιτράζ για

τις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας των ΗΠΑ [116] και η συμβολή της ενσωματωμένης αποθήκευσης στη Νότια Κορέα [117].

Στο [118] η οικονομική ανάλυση των μπαταριών πίσω από το μετρητή κατέστησε σαφές ότι το νομοθετικό ρυθμιστικό πλαίσιο γύρω από τις μπαταρίες οφείλει να λαμβάνει υπόψιν τα πλεονεκτήματα της χρήσης των μπαταριών και τις παροχές τους στο δίκτυο, και όχι την οικονομική πτυχή, ενώ κρίνονται απαραίτητες οι χρηματοδοτήσεις και η επίσπευση των διαδικασιών διασύνδεσης. Επιπλέον, προτείνεται η περαιτέρω συνεργασία των διαχειριστών των συστημάτων μεταφοράς και διανομής, ώστε να επωφεληθούν οι μπαταρίες. Βασιζόμενο σε αυτή την συνεργασία, το [119], προτείνει ένα μαθηματικό μοντέλο Nash για τη βελτιστοποίηση των κεντρικά διαχειριζόμενων μπαταριών σε αγορές ενέργειας και ισχύος για τα ισπανικά δεδομένα. Από τη δοθείσα μελέτη προέκυψε ότι ο σχεδιασμός της αγοράς, η οποία βασίζεται σε αγορές ενέργειας και ισχύος μειώνει τη μεταβλητότητα στη συνολική ζήτηση του δικτύου τις τιμές αγοράς ενέργειας.

Επιπλέον, στο [56] μελετάται η χρήση BESS ως εφεδρική λύση (back-up) για αντικατάσταση των γεννητριών ντίζελ στην Ινδία, η οποία κρίνεται οικονομικά βιώσιμη στον τομέα των τηλεπικοινωνιών και στις οικιακές καταναλώσεις, και δύναται να έχει θετικό αντίκτυπο στο ισοζύγιο εισαγωγών και στην επίτευξη των στόχων μείωσης των εκπομπών CO₂.

Επιπροσθέτως, στην εργασία [120] παρουσιάζεται μια επισκόπηση της απόδοσης ενός υβριδικού BESS, το οποίο συνδυάζει μπαταρία ιόντων λιθίου και μόλυβδου-οξέος, με απόδοση πλήρους κύκλου να προκύπτει 90%, τιμή που εξαρτάται, όμως, από το βάθος εκφόρτισης (Depth of Discharge). Χάρης στον συνδυασμό των δύο τύπων μπαταριών δε σημειώθηκε σημαντική απώλεια χωρητικότητας για τις κυψέλες μόλυβδου-οξέος, δεν έγινε υποβάθμιση στη μπαταρία ιόντων λιθίου και αποδείχθηκε ότι δεν απαιτούνται ηλεκτρονικά ισχύος μεταξύ της διάταξης αυτής και του ζυγού, γεγονός που αποτελεί μέσο εξοικονόμησης χρημάτων για τον επενδυτή.

3.2 Επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ

Στο [121], προκειμένου να εξεταστεί ο ρόλος της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σε σενάρια υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, εισάγεται το μοντέλο DIETER (Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables). Το DIETER ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος, με ωριαία επίλυση, εξετάζοντας τις εφεδρείες εξισορρόπησης, τα όρια που τίθενται

στη λειτουργία και εξετάζοντας ταυτόχρονα περιπτώσεις αρμπιτράζ, και παροχής εφεδρειών. Προέκυψε ότι οι απαιτήσεις για αποθήκευση ενέργειας δεν αυξάνονται σημαντικά για ποσοστά ΑΠΕ κάτω του ποσοστού διείσδυσης 80%, οι οποίες τριπλασιάζονται για το σενάριο με μόνο ΑΠΕ στο δίκτυο.

Οι απαιτήσεις αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σε σενάρια υψηλής διείσδυσης διερευνώνται, για τον ελλαδικό χώρο, στο [122], παρουσιάζοντας μια μεθοδολογία για τον προσδιορισμό του βέλτιστου συνδυασμού βραχυπρόθεσμων και μεσαίας διάρκειας μεθόδων αποθήκευσης χρησιμοποιώντας μεικτό ακέραιο γραμμικό προγραμματισμό. Χρησιμοποιούνται μπαταρίες ιόντων λιθίου και αντλησιοταμίευση, ενώ η μεθοδολογία ανάλυσης βασίζεται στο DAS (day-ahead scheduling) με ωριαία λειτουργία και γενικεύεται για την ετήσια προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος.

Επιπλέον, για να αυξηθεί η διείσδυση ΑΠΕ, οι συγγραφείς του [123] αναλύουν τον κίνδυνο αβεβαιότητας στην παραγωγή των ΑΠΕ και το σφάλμα πρόβλεψης της ζήτησης, εισάγοντας ένα μοντέλο βελτιστοποίησης του προγραμματισμού της παραγωγής και ελαχιστοποίησης του κόστους. Τέλος, προτείνεται η δημιουργία ενός πρότυπου χαρτοφυλακίου ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (renewable portfolio standard) προκειμένου να αυξηθεί η χρήση και η αποδοτικότητα των ΑΠΕ.

3.3 ΑΠΕ σε νησιωτικές περιοχές

Για το ειδικό σενάριο των ΑΠΕ σε νησιωτικά συμπλέγματα διεθνώς εξετάζονται τα κατάλληλα ενεργειακά μείγματα, οι απαραίτητες προϋποθέσεις και μοντέλα βελτιστοποίησης της αποστολής της παραγόμενης ενέργειας στο δίκτυο. Στο [124] επιχειρείται η βελτιστοποίηση ενός νησιωτικού συστήματος ενέργειας, στο οποίο δοκιμάζονται διάφορα μείγματα ενέργειας, τα οποία περιέχουν κυψέλη καυσίμου (fuel cell), μια μονάδα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες ιόντων λιθίου, φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα και εξετάζονται μαζί με μια μονάδα παραγωγής ενέργειας με καύση πετρελαίου ή το ενδεχόμενο διασύνδεσης. Από την οικονομική αξιολόγηση προέκυψε ότι ένα σενάριο με 100% πράσινη ενέργεια από ΑΠΕ, υπό καθεστώς εγγυημένων σταθερών τιμών (Feed-in-Tariff), είναι εφικτό και παρουσίασε τη δεύτερη καλύτερη απόδοση, με IRR 10%, εν συγκρίσει με τα εξεταζόμενα σενάρια.

Προκειμένου να βρεθεί το όριο διείσδυσης ΑΠΕ των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων στο [20] διερευνάται η περίπτωση της ενδοημερησίας και της αγοράς της επόμενης μέρας, με χρήση ενός μοντέλου δέσμευσης μονάδας-οικονομικής αποστολής (unit commitment-economic dispatch - UC-ED), περιλαμβάνοντας τα τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων, τις απαιτήσεις εφεδρείας και το προφίλ ζήτησης. Λόγω της μεγάλης πολυπλοκότητας, παρουσιάζεται, επίσης, ένα εναλλακτικό, απλοποιημένο μοντέλο UC-ED, διαμορφωμένο με βάση τις περιστρεφόμενες εφεδρείες και εμπειρικά στοιχεία για τις προβλέψεις διείσδυσης. Αποδείχθηκε, ότι το λεπτομερές μοντέλο προσδιορίζει με μεγαλύτερη ακρίβεια ζητήματα ευστάθειας, αξιοπιστίας του συστήματος και παρουσιάζει καλύτερα αποτελέσματα στη διείσδυση ΑΠΕ, στη διαχείριση παραγωγής και στο κόστος του συστήματος.

Οι συγγραφείς του [19] παρουσίασαν μια διαφορετική μεθοδολογία για το ίδιο θέμα, η οποία εφαρμόζοταν στο παρελθόν από το Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ) και απαιτεί θεμελιώδη δεδομένα εισόδου (στατιστικά χρονοσειρών για τη ζήτηση, τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων ισχύος και στατιστικές κατανομές ταχύτητας ανέμου) και αποδείχθηκε ότι διείσδυση μέχρι 35% είναι εφικτή, ενώ για περαιτέρω διείσδυση απαιτείται χρήση μπαταριών.

3.4 ΑΠΕ & Αποθήκευση

Στη διεθνή βιβλιογραφία εξετάζονται διάφορες μορφές ΑΠΕ συνδυαστικά με μονάδες αποθήκευσης για την οικονομική βελτιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας εντός του υπάρχοντος ρυθμιστικού πλαισίου και για την επίλυση προβλημάτων που προκύπτουν από την παραγωγή ενέργειας με ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (Energy Storage Systems - ESS) δύνανται να συμβάλουν στην επίλυση της αβεβαιότητας των ΑΠΕ και της ασυνέπειας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης, λόγω της αδυναμίας πρόβλεψης και ελέγχου της ισχύος εξόδου των ΑΠΕ [125] [126]. Ωστόσο, στη διεθνή βιβλιογραφία συνδυαστικά με ΑΠΕ, φαίνεται να ερευνώνται περισσότερο τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες, όπως στο [127] που αναλύεται ένα σενάριο BESS ενσωματωμένο σε ανεμογεννήτρια για arbitrage τιμής χωρίς να ποσοτικοποιείται στο μοντέλο η υποβάθμιση της μπαταρίας, γεγονός που παρουσιάζει θετικότερα αποτελέσματα από την πραγματικότητα ως προς το λειτουργικό κόστος του BESS.

Στο [128] διερευνάται μια διάταξη, μονάδας ΑΠΕ με μονάδα αποθήκευσης πίσω από το μετρητή, η οποία φάνηκε ότι επιτρέπει τη βέλτιστη διαχείριση της παραγωγής ενέργειας μέσω χρονικής μετατόπισης και μείωσης της έκθεσης σε σφάλματα πρόβλεψης. Για τη μοντελοποίηση χρησιμοποιήθηκε ο αλγόριθμος Net Imbalance Volume chasing (NIV-chasing), και η υποβάθμιση της μπαταρίας παραμετροποιήθηκε ως κόστος. Αποδείχθηκε ότι τα οικονομικά αποτελέσματα με τη χρήση του NIV-chasing ήταν τα μοναδικά ελκυστικά, αλλά για αύξηση της κερδοφορίας απαιτείται η παροχή υπηρεσιών απόκρισης συχνότητας από τη μπαταρία, καθώς η λειτουργία μόνο για arbitrage δεν επαρκεί. Με κοινή βάση (ελαχιστοποίηση του κόστους και βελτιστοποίηση της διαχείρισης ενέργειας) το [129] αναλύει ένα σύστημα μικροδικτύων, με φωτοβολταϊκά πάνελ και μπαταρίες. Τα αποτελέσματα υποδεικνύουν ότι η αποθήκευση ενέργειας στις μπαταρίες με σκοπό το arbitrage δεν είναι βιώσιμη και δύναται να χρησιμοποιηθεί μόνο για μείωση αιχμής φορτίων, ενώ μεταξύ μπαταριών ιόντων λιθίου και μόλυβδου-οξέος, οι πρώτες αποδείχθηκαν οικονομικότερες και αποδοτικότερες.

3.5 Μπαταρίες σε συνδυασμό με Α/Π

Η συνύπαρξη BESS με Α/Π, σε γενικές γραμμές, συντελείται, προκειμένου να περιοριστούν οι έντονες διακυμάνσεις ισχύος, λόγω της στοχαστικής συμπεριφοράς της αιολικής παραγωγής, η οποία δεν μπορεί να ελεγχθεί και να προβλεφθεί με μεγάλη αξιοπιστία [130], [131], να προγραμματιστεί η παραγωγή με σκοπό την αύξηση των κερδών μέσω βραχυπρόθεσμης πρόβλεψης και στρατηγική βασισμένη σε arbitrage [132], [133] [134], [135], [38] και να προσφερθούν στο σύστημα υπηρεσίες απόκρισης συχνότητας και επικουρικές υπηρεσίες [136], [137], [138], [139].

Ωστόσο, όπως τονίζεται στο [140], το οποίο εξετάζει τη χρήση μπαταριών, μαζί με αιολικό πάρκο, για αρμπιτράζ, απαιτούνται περαιτέρω ροές εσόδων για να γίνει κερδοφόρα η εισαγωγή μπαταρίας λόγω του υψηλού επενδυτικού της κόστους, το οποίο όμως αναμένεται να μειωθεί. Στις περισσότερες μελέτες, η συστέγαση Α/Π με BESS επιχειρείται για την αύξηση των εσόδων του αιολικού πάρκου μέσω συμμετοχής σε διαφορετικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας [141], [142]. Παρόμοιες προσεγγίσεις εφαρμόστηκαν με την αρωγή του δυναμικού προγραμματισμού, [143], [144], στις οποίες επιχειρήθηκε η βελτιστοποίηση της αποστολής ενέργειας στο δίκτυο με σκοπό την αύξηση των κερδών.

Άλλες μελέτες επικεντρώνονται στη μείωση του σφάλματος πρόβλεψης και κατ' επέκταση των ποινών από το Διαχειριστή και του κόστους που επιφέρουν, [47], [145] ή στη χρήση υβριδικών μονάδων αποθήκευσης για την παροχή υπηρεσιών απόκρισης συχνότητας [146], [147]. Ένα μοντέλο πρόβλεψης με χρήση κυλιόμενου παραθύρου για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας αιολικού και μπαταρίας προτείνεται στο [148], στο οποίο ο αλγόριθμος ελαχιστοποιεί μόνο την απόκλιση μεταξύ πραγματικής και αναμενόμενης παραγωγής, προκειμένου να ελαχιστοποιήσει το κόστος λειτουργίας. Ομοίως, στο [149], το BESS στοχεύει να ελαχιστοποιήσει τις αποκλίσεις από την μέση ωριαία παραγωγή αιολικής ενέργειας, χρησιμοποιώντας πιθανοτική πρόβλεψη για τη μέση ωριαία παραγωγή αιολικής ενέργειας.

Σε μια πιο αναλυτική έρευνα, [150], παρουσιάζεται μια προσέγγιση για τη συνύπαρξη BESS με σταθμούς αιολικής ενέργειας, προκειμένου να ρυθμίζεται η έξοδος του σταθμού, να αξιοποιούνται οι διακυμάνσεις των τιμών στην αγορά επόμενης ημέρας (Day-ahead Market) και στην ενδοημερήσια αγορά (Intra-day Market), και να ελαχιστοποιούνται τα κοστοβόρα σφάλματα πρόβλεψης μαζί με τις ποινές που επιφέρουν. Για τις ίδιες λειτουργίες ενός BESS ενσωματωμένου σε αιολικό πάρκο στην αγορά της επόμενης μέρας (αρμπιτράζ, μείωση αποκλίσεων μεταξύ πραγματικής και προβλεπόμενης αιολικής παραγωγής) και με συμμετοχή στην αγορά εξισορρόπησης, στο [151], εξετάζεται η επενδυτική βιωσιμότητα. Με δοκιμή μπαταριών ιόντων λιθίου στην ισπανική αγορά προέκυψε ότι η συμμετοχή στην αγορά εξισορρόπησης δύναται να επιτύχει ελκυστικούς εσωτερικούς ρυθμούς απόδοσης (IRR) και ότι ο συνδυασμός πρόσθετων λειτουργιών στις αγορές δεν βελτιώνει ουσιαστικά τη βιωσιμότητα της επένδυσης.

Για την ισπανική αγορά, επίσης, παρουσιάζεται μια μεθοδολογία για τον υπολογισμό της βέλτιστης προσφοράς από έναν παραγωγό αιολικής ενέργειας σε πολυεπίπεδη αγορά ενέργειας στο [152]. Κατόπιν απλοποίησης των διαφορετικών χρονοδιαγραμμάτων των αγορών, η βελτιστοποίηση επιτυγχάνεται με χρήση γραμμικού προγραμματισμού με τροφοδότηση χρονοσειρών παραγωγής και τιμών προηγούμενων ετών, ενώ εξετάζεται και η συνύπαρξη μονάδας αποθήκευσης. Από τη μελέτη, προέκυψε ότι τα έσοδα εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από πιθανά σφάλματα πρόβλεψης και ότι η συμμετοχή της μονάδας αποθήκευσης στις ενδοημερήσιες αγορές δεν αυξάνει σημαντικά τα έσοδα, όπως διαπιστώθηκε και στο [152].

Στο [153] εξετάζεται η προσθήκη ενός συστήματος αποθήκευσης μπαταρίας σε αιολικό πάρκο για τη συμμετοχή στην αγορά επικουρικών υπηρεσιών (ancillary services market). Για σενάρια συνύπαρξης Α/Π με BESS, εν προκειμένω μπαταρίας ιόντων λιθίου πίσω από το μετρητή, η οποία λειτουργεί αυτόνομα και δεν διαχειρίζεται κεντρικά, οι συγγραφείς του [154] προτείνουν ένα μοντέλο δυναμικού προγραμματισμού για τη βελτιστοποίηση της αποστολής αιολικής ενέργειας στο δίκτυο, εξετάζοντας σενάρια με ύπαρξη και απουσία διμερούς σύμβασης αγοράς ενέργειας (PPA) και λοιπών επιδοτήσεων. Διαπιστώθηκε ότι εάν αφαιρεθούν οι επιδοτήσεις, προκύπτουν αρνητικά οικονομικά αποτελέσματα, ακόμα και αν δεν προσμετρήθηκε η υποβάθμιση της μπαταρίας, η οποία αποτελεί το κύριο λειτουργικό κόστος για τα BESS. Για την απλοποίηση του μοντέλου δεν εξετάστηκαν η βελτιστοποίηση του μεγέθους της μπαταρίας, πιθανές απορρίψεις προσφορών από το διαχειριστή και η σύνδεση τιμών ενέργειας με την ταχύτητα ανέμου και κατ'επέκταση με την αιολική παραγωγή. Στο συγκεκριμένο μοντέλο, εκτός από το αρμπιτράζ τιμών, η μπαταρία συμβάλλει στη βέλτιστη διαχείριση των προστίμων από το διαχειριστή σε περιπτώσεις λανθασμένης πρόβλεψης.

Επιπλέον, στο [155] προτείνεται ένας αλγόριθμος για τη λειτουργία ενός υβριδικού συστήματος αιολικού σταθμού με μπαταρία στην αγορά επόμενης μέρας, με χρήση της κατανομής περιορισμένης πιθανότητας (distributionally robust chance-constrained). Ο αλγόριθμος λαμβάνει υπόψη την αβεβαιότητα της αιολικής παραγωγής, τις απαραίτητες περικοπές αιολικής ενέργειας, το κόστος υποβάθμισης της μπαταρίας και τον περιορισμό χωρητικότητας της γραμμής μεταφοράς. Το συμπέρασμα, το οποίο προκύπτει, είναι ότι η μπαταρία διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στον προγραμματισμό της αιολικής ενέργειας στην αγορά της επόμενης μέρας, στο να πληροί το υβριδικό σύστημα τους περιορισμούς της γραμμής μεταφοράς και, ακόμα, συμβάλλει στην αύξηση της αξιοπιστίας του συστήματος.

Στα πλαίσια επαναχρησιμοποίησης των μπαταριών στο [156] προτείνεται ο συνδυασμός ενός επαναχρησιμοποιούμενου BESS (προερχόμενο από ηλεκτρικό όχημα) με Α/Γ για συμμετοχή στην αγορά ενέργειας και για παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας (Frequency Containment Reserve FCR). Από τη μελέτη προέκυψε ότι η συμμετοχή της μπαταρίας σε δυο αγορές αυξάνει σημαντικά την καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης, κυρίως λόγω της συμβολής στη ρύθμιση συχνότητας. Ομοίως, εξετάζεται εάν οι

επαναχρησιμοποιημένες μπαταρίες θα ήταν πιο κερδοφόρες για ένα αιολικό πάρκο σε σύγκριση με τις νέες μπαταρίες [157].

Τέλος, στο [158] επιχειρείται μια σύγκριση, στην αγορά ισχύος των ΗΠΑ, μεταξύ BESS τοποθετημένα μαζί με ΑΠΕ, και ανεξάρτητες δομές μπαταριών. Η συνύπαρξη ΑΠΕ και μπαταριών δύναται να μειώσει τις περικοπές από το διαχειριστή, να προσθέσει αξία στην πωλούμενη ενέργεια, να μειώσει το κόστος των δυο επενδύσεων και να προσφέρει τη δυνατότητα αξιοποίησης καλύτερων επενδυτικών όρων. Ωστόσο, ταυτόχρονα, περιορίζει τις πιθανές τοποθεσίες εγκατάστασης, κυρίως λόγω των χωρικών απαιτήσεων, μειώνοντας την κερδοφορία εν συγκρίσει με το σενάριο της ανεξάρτητης μπαταρίας, περιορισμός ο οποίος μεταφράζεται στην εν λόγω εργασία σε κόστος διασύνδεσης (coupling penalty) και υπολογίστηκε ότι είναι περίπου ίσο με την εξοικονόμηση κόστους από τη διασύνδεση. Επομένως, υπάρχει έντονη εξάρτηση από τις νομικές συνθήκες, όπως οι φορολογικοί συντελεστές, και από τις συνθήκες σύνδεσης στο δίκτυο, προκειμένου να γίνει ξεκάθαρο ποιο από τα δυο σενάρια είναι το βέλτιστο, αν και μέχρι σήμερα φαίνεται το νομοθετικό πλαίσιο να ευνοεί την συνύπαρξη BESS και ΑΠΕ.

Επιπλέον, στη διεθνή βιβλιογραφία παρουσιάζονται διαφορετικές μέθοδοι για την αντιμετώπιση του σφάλματος πρόβλεψης της παραγωγής από ΑΠΕ, οι οποίες είναι robust βελτιστοποίηση (robust optimization-RO), ο στοχαστικός προγραμματισμός (stochastic programming-SP) και ο προγραμματισμός πιθανοτικών περιορισμών (chance-constrained programming-CCP). Ο στοχαστικός προγραμματισμός χρησιμοποιεί μια καθορισμένη κατανομή για να αντιπροσωπεύει τις αβεβαιότητες που προκαλούνται από την παραγωγή ΑΠΕ [159], [160]. Ως μια πιο λεπτομερής εναλλακτική προτείνεται η στοχαστική βελτιστοποίηση πολλαπλών σταδίων στο [161], [162] για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας στην παραγωγή ΑΠΕ, υιοθετώντας την οπτική του διαχειριστή του συστήματος. Μια παρόμοια προσέγγιση υιοθετείται στο [163], στο οποίο προτείνεται μια μεθοδολογία βελτιστοποίησης της αποστολής ενέργειας για τη διαχείριση ενός μικροδικτύου με ΑΠΕ, μονάδα αποθήκευσης και φορτία. Στη βιβλιογραφία προτείνονται, επίσης, προσεγγίσεις για συντονισμό BESS και ΑΠΕ κατά τη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο, όπως στο [164]. Εν συγκρίσει με το στοχαστικό προγραμματισμό, η ισχυρή βελτιστοποίηση απαιτεί λιγότερο όγκο πληροφοριών και επιτυγχάνει ταχύτερους χρόνους επίλυσης [162].

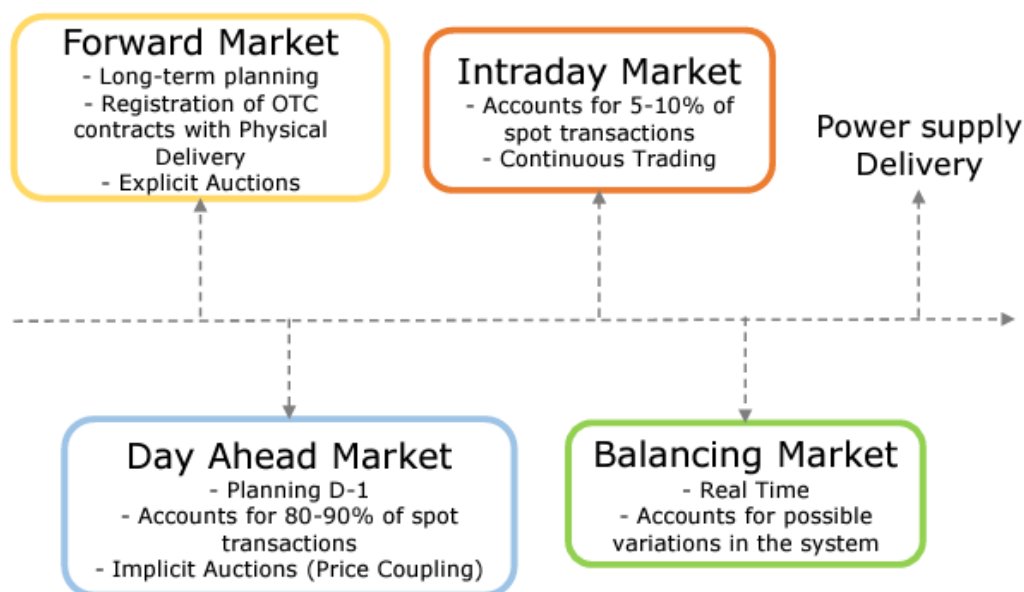
Σε μελέτες που εξετάζεται το κατάλληλο μείγμα αποθήκευσης ενέργειας για συνύπαρξη με ΑΠΕ χρησιμοποιούνται κυρίως δύο μέθοδοι προσομοίωσης, το μοντέλο βέλτιστης διαστασιολόγησης της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων (capacity expansion modeling-CEM) ή ο προγραμματισμός της επόμενης ημέρας (day-ahead scheduling -DAS). Η μέθοδος CEM διαστασιολογεί το ενεργειακό μείγμα και βελτιστοποιεί τη λειτουργία του συστήματος μακροπρόθεσμα, συνήθως δρώντας σε κλίμακα ετών, λαμβάνοντας υπόψη το επενδυτικό και το λειτουργικό κόστος και χρησιμοποιείται κατά κόρον για βελτιστοποίηση και διαστασιολόγηση υβριδικών σταθμών αποθήκευσης. Η διαστασιολόγηση της μπαταρίας γίνεται με υπόθεση σταθερού λόγου χωρητικότητας προς ισχύ (ώρες λειτουργίας) [165], [166], ή με ανεξάρτητη βελτιστοποίηση ισχύος και χωρητικότητας [167], [168]. Ωστόσο, η μέθοδος αντιμετωπίζει αυξημένη υπολογιστική πολυπλοκότητα λόγω της μακροπρόθεσμης βελτιστοποίησής και επομένως προτείνονται απλουστεύσεις για μείωση των παραμέτρων του συστήματος, συνήθως με περιορισμό του πλήθους των μεταβλητών ή με ομαδοποίηση παραμέτρων [169], [170]

Αντιθέτως, τα μοντέλα που βασίζονται στο DAS βελτιστοποιούν το σύστημα σε διάστημα 24 έως 36 ωρών [171], [172], εκφράζοντας μια ρεαλιστική αναπαράσταση της συμβολής της μπαταρίας και υιοθετώντας μια πιο ρεαλιστική προσέγγιση της (UC-ED). Ακολουθώντας, γίνεται γενίκευση σε μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα, με κίνδυνο να μη ληφθούν υπόψη εποχικά ή ημερήσια χαρακτηριστικά, όπως η αύξηση των φορτίων τις θερινές ημέρες. Στη μέθοδο αυτή η ποσοτικοποίηση της συμβολής της αποθήκευσης, γίνεται με σύγκριση προσομοιώσεων λειτουργίας του συστήματος με και χωρίς αποθήκευση.

4 Αγορές ηλεκτρικής ενέργειας

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα χωρίζεται σε δύο βασικά τμήματα: την αγορά χονδρικής και την αγορά λιανικής. Η χονδρική αγορά λειτουργείται από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), ο οποίος είναι υπεύθυνος για τη μεταφορά και την αποστολή της ηλεκτρικής ενέργειας και το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας. Στη λιανική αγορά, η ηλεκτρική ενέργεια πωλείται σε τελικούς καταναλωτές, συνήθως σε επίπεδο χαμηλής τάσης, και ρυθμίζεται από τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) και από ιδιωτικούς προμηθευτές λιανικής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στα πλαίσια συμμόρφωσης του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας στα ευρωπαϊκά πλαίσια και για την ολοκλήρωση της Ενιαίας Ευρωπαϊκής Αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχει διαμορφωθεί το Μοντέλο Στόχος (Target Model). Το μοντέλο αυτό έχει προταθεί από τον Οργανισμό για την Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) με σκοπό την ενοποίηση των ευρωπαϊκών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και την διευκόλυνση του διασυνοριακού εμπορίου ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη, δρομολογώντας την επίτευξη αξιόπιστων τιμών ενέργειας και αποτελεσματικού σχεδιασμού για την αγορά της επόμενης ημέρας και τις ενδοημερήσιες αγορές [173]. Το 2016, με τις διατάξεις του νόμου ν.4425/2016 θεσπίστηκαν τέσσερις επιμέρους χονδρεμπορικές Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας, οι οποίες είναι η Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά (Forward Market), η Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day-ahead Market), η Ενδοημερήσια Αγορά (Intra-day Market) και η Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing Market). Η ακολουθία της λειτουργίας των αγορών στο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (EXE) φαίνεται στην Εικόνα 4. 1.



Εικόνα 4. 1 Η ακολουθία της λειτουργίας των αγορών στο EXE [173]

Η λειτουργία των τριών πρώτων αγορών έχει ανατεθεί στο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας, ενώ ο ΑΔΜΗΕ διαχειρίζεται την Αγορά Εξισορρόπησης.

Στην Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day Ahead Market) πραγματοποιούνται συναλλαγές αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση φυσικής παράδοσης την επόμενη ημέρα από την τρέχουσα (δηλαδή την Ημέρα Εκπλήρωσης Φυσικής Παράδοσης) [174]. Η ηλεκτρική ενέργεια ανταλλάσσεται είτε με διμερή συμβόλαια OTC (Over The Counter), ή με

ανταλλαγή ισχύος, ενώ η συμμετοχή είναι υποχρεωτική μόνο για τους παραγωγούς. Η Day Ahead Market λειτουργεί σε πραγματικό χρόνο και κατά το κλείσιμο της, απαιτείται η προγραμματισμένη παραγωγή να ισούται με την προβλεπόμενη ζήτηση συνυπολογίζοντας τις εξαγωγές και τις εισαγωγές από άλλες ζώνες αγοράς. Η ύπαρξη αυτής της αγοράς, μεταξύ άλλων θετικών, αυξάνει την αξιοπιστία του συστήματος βοηθώντας στον αποτελεσματικό προγραμματισμό της παραγωγής και μειώνει την αβεβαιότητα στις τιμές της αγοράς σε πραγματικό χρόνο.

Έπειτα από την Αγορά Επόμενης Ημέρας, λειτουργεί η Ενδοημερήσια Αγορά, για την ίδια ημέρα. Σε αυτή, υποβάλλονται προσφορές αγοράς και πώλησης κατά την ημέρα φυσικής παράδοσης, συντελώντας έτσι στην κάλυψη των αποκλίσεων μεταξύ πραγματικής παραγωγής ή ζήτησης και προβλεπόμενης, πάνω στην οποία βασίστηκαν οι προσφορές στην Αγορά Επόμενης Ημέρας. Το χρονικό περιθώριο για κατάθεση προσφορών ξεκινάει μετά το κλείσιμο της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και φτάνει μέχρι και το πέρασ της τρέχουσας μέρας. [175]

Η λειτουργία της Ενεργειακής Χρηματοπιστωτικής Αγοράς συνίσταται η διαπραγμάτευση Συμβολαίων Μελλοντικής Εκπλήρωσης (ΣΜΕ), σχετικά με την ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας με καθορισμένο χρόνο, ποσότητα και τιμή και συνάπτονται διμερώς (Over-The-Counter), ή μέσω ενός οργανωμένου Χρηματιστηρίου Ενέργειας (Forward Market). Η προθεσμιακή αγορά συντελεί στο να αντισταθμιστεί ο κίνδυνος από τη μεταβλητότητα των τιμών στις αγορές που περιλαμβάνουν φυσική παράδοση. Ωστόσο, το γεγονός ότι εφαρμόζεται μερικώς, μόνο μέσω δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων με φυσική παράδοση, και ότι ιδρύθηκε αρκετά πρόσφατα, το 2020, στην Ελλάδα, περιορίζει τη συμβολή της [176].

Τέλος, η μοναδική αγορά, την οποία διαχειρίζεται ο ΑΔΜΗΕ, είναι η Αγορά Εξισορρόπησης που υιοθετεί το μοντέλο της κεντρικής κατανομής (Central Dispatch) των μονάδων, μέσω της εκτέλεσης Διαδικασιών Ενοποιημένου Παραγραμματισμού (ΔΕΠ). Σε αυτές τις διαδικασίες ο Διαχειριστής, με βάση τις προσφορές, επιλέγει τις βέλτιστες μονάδες για την παροχή κάθε υπηρεσίας. Η αγορά εξισορρόπησης αντιμετωπίζει τις συναλλαγές που πραγματοποιούνται σε πραγματικό χρόνο και αποσκοπεί στη διατήρηση του ισοζυγίου ζήτησης και παραγωγής ενέργειας. Για την εύρυθμη λειτουργία και αξιοπιστία του συστήματος ο ΑΔΜΗΕ καλείται να παρέχει οικονομικά κίνητρα στους συμμετέχοντες, για τη διασφάλιση της επάρκειας των απαιτούμενων πόρων για το σύστημα [177].

Οι συμμετέχοντες στην αγορά Εξισορρόπησης χαρακτηρίζονται ως εκπρόσωποι Οντοτήτων με Ευθύνη Εξισορρόπησης (Balancing Responsible Parties-BRP) ή/και εκπρόσωποι Οντοτήτων Υπηρεσιών Εξισορρόπησης (Balancing Service Providers-BSP). Με τον όρο BSP αναφέρεται μια οντότητα, η οποία είναι υπεύθυνη για τη διατήρηση του ισοζυγίου μεταξύ της προσφοράς και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, μέσω αγοράς ή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από την αγορά. Μια τέτοια οντότητα εξισορροπεί απρόβλεπτες διακυμάνσεις στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνοντας ή μειώνοντας ταχύως την ισχύ εξόδου τους σύμφωνα με τις απαιτήσεις του διαχειριστή. Για να αποκομίσουν έσοδα, λαμβάνουν πληρωμή για τη διαθεσιμότητα τους (capacity payment) μετά το κλείσιμο των αγορών και πληρωμή ενέργειας (energy payment) όταν ενεργοποιούνται από το διαχειριστή στην αγορά εξισορρόπησης [177]. Το BRP αναφέρεται σε μια οντότητα (συνήθως παραγωγό ή προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας), υπεύθυνη για να διασφαλίσει ότι η παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας αντιστοιχεί στην ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που αναφέρεται στη σύμβαση με το δίκτυο. Μια οντότητα BRP συμμετέχει στην Αγορά Επόμενης Μέρας και στην Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά. Τόσο το BSP όσο και το BRP διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στη διασφάλιση της σταθερότητας και της αξιοπιστίας του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Για τις εκπροσωπούμενες BSP δύνανται να υποβληθούν οι κάτωθι προσφορές:

- Ανοδικές και καθοδικές Προσφορές Εφεδρείας Διατήρησης Συχνότητας (ΕΔΣ)
- Ανοδικές και καθοδικές Προσφορές Χειροκίνητης Εφεδρείας Αποκατάστασης Συχνότητας (χΕΑΣ)
- Ανοδικές και καθοδικές Προσφορές Αυτόματης Εφεδρείας Αποκατάστασης Συχνότητας (αΕΑΣ)
- Ανοδικές και καθοδικές Προσφορές Ενέργειας Εξισορρόπησης

Τέλος, η ελληνική αγορά εξισορρόπησης αποτελείται από 3 επιμέρους αγορές Balancing Capacity Market, Balancing Energy Market, Imbalances Settlement.

Πιο αναλυτικά για τα συμβόλαια για την πώληση ενέργειας στην Ελλάδα, υπάρχουν αρκετές συμβάσεις που μπορούν να χρησιμοποιηθούν από παραγωγούς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας:

- **Σύστημα εγγυημένων σταθερών τιμών (Feed-in Tariffs - FiT):** αποτελεί μια πολιτική στην παροχή ενέργειας, συνήθως για την υποστήριξη της

ανάπτυξης νέων έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μικρής κλίμακας, προσφέροντας μακροπρόθεσμες συμφωνίες αγοράς για την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Αυτές οι συμφωνίες προσφέρονται στο πλαίσιο συμβάσεων που κυμαίνονται από 10-25 χρόνια και παρατείνονται για κάθε παραγόμενη κιλοβατώρα (KWh) ηλεκτρικής ενέργειας. Στα FiT, τα επίπεδα πληρωμής που προσφέρονται διαφοροποιούνται ανάλογα με τον τύπο της τεχνολογίας, το μέγεθος του έργου και την τοποθεσία του έργου, ώστε να αντικατοπτρίζουν καλύτερα το πραγματικό κόστος. Επιπλέον, αυτή η διαφοροποίηση στην τιμή πώλησης της ενέργειας ανά τεχνολογία πραγματοποιείται, προκειμένου να ενθαρρυνθεί η ανάπτυξη μιας τεχνολογίας έναντι μιας άλλης, ενώ με την πάροδο των χρόνων υπάρχει σταδιακή μείωση των προσφερόμενων τιμών, ώστε να ενθαρρυνθούν οι μειώσεις του τεχνολογικού κόστους. Οι επιτυχημένες πολιτικές FiT περιλαμβάνουν συνήθως τρία βασικά χαρακτηριστικά: την εγγυημένη πρόσβαση στο δίκτυο, τις σταθερές συμφωνίες αγοράς (συνήθως για διάστημα 15 έως 20 ετών) και τα επίπεδα πληρωμών με βάση το κόστος παραγωγής ΑΠΕ [178]. Ωστόσο, το FiT πλέον δε χρησιμοποιείται.

- **Λειτουργική Ενίσχυση με τη μορφή Διαφορικής Προσαύξησης (sliding Feed in Premium):** αποτελεί την εναλλακτική του συστήματος εγγυημένων σταθερών τιμών, το οποίο σταδιακά αντικαθιστά στις ευρωπαϊκές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Όποια μονάδα ΑΠΕ εντάσσεται στο νέο σύστημα, θα συμμετέχει στην αγορά, όπως οι συμβατικοί σταθμοί, λαμβάνοντας την τρέχουσα αποζημίωση βάσει της Οριακής Τιμής Συστήματος και της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων για την ενέργεια, την οποία παρέχει στο δίκτυο. Παράλληλα, θα λαμβάνει ενίσχυση (premium) πάνω από την τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Εν γένει, αυτό η ενίσχυση δύναται να είναι σταθερό ή να ποικίλλει με βάση μια ολισθαίνουσα κλίμακα. Στα ελληνικά δεδομένα, εφαρμόζεται η δεύτερη επιλογή και το premium υπολογίζεται και καταβάλλεται μηνιαίως βάσει δύο παραμέτρων, της Τιμής Αναφοράς (TA) και της Ειδικής Τιμής Αγοράς (ETA). Με το νέο αυτό τρόπο ενίσχυσης των ΑΠΕ, οι παραγωγοί απολαμβάνουν υψηλές ανταμοιβές όταν αυξάνονται οι τιμές της αγοράς, και χαμηλές σε αντίθετη περίπτωση, δηλαδή σημειώνεται αύξηση του επενδυτικού τους ρίσκου. Πιο συγκεκριμένα, για την ελληνική περίπτωση, το 2016 θεσμοθετήθηκε το νέο πλαίσιο για τη στήριξη των ΑΠΕ (ν. 4414/2016, ΦΕΚ 149 Α') ,

- προκειμένου να εναρμονιστεί η ελληνική αγορά ενέργειας με τις ευρωπαϊκές «Κατευθυντήριες Γραμμές για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς του περιβάλλοντος και της ενέργειας (2014-2020)» (ΕΕ C200/28.6.2014), το οποίο περιελάμβανε τη Λειτουργική Ενίσχυση με τη μορφή Διαφορικής Προσαύξησης. Τέλος, με το Ν. 4643/2019 (ΦΕΚ 193 Α') συμπληρώθηκε το πλαίσιο λειτουργίας των σταθμών ΑΠΕ που θεσπίστηκε με το Ν. 4414/2016 προσφέροντας στους σταθμούς ΑΠΕ τη δυνατότητα να συμμετέχουν απευθείας στη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού και να αμείβονται χωρίς τη λήψη κρατικής ενίσχυσης [179].
- **Net Metering:** Οι παραγωγοί μπορούν να πουλήσουν οποιαδήποτε πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια παράγουν πίσω στο δίκτυο σε τιμή λιανικής, όταν δεν υπάρχει συμφόρηση ενέργειας στο δίκτυο. Αυτό το σχέδιο χρησιμοποιείται συνήθως για έργα οικιακής/ βιομηχανικής κλίμακας, με χαρακτηριστικό παράδειγμα τα φωτοβολταϊκά πάνελ στις στέγες κατοικιών.
 - **Συμφωνίες αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Power Purchase Agreement-PPA):** αναφέρεται συχνά σε μια μακροπρόθεσμη διμερή συμφωνία προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, συνήθως μεταξύ ενός παραγωγού ηλεκτρικής ενέργειας και ενός αγοραστή (καταναλωτή ή έμπορο ηλεκτρικής ενέργειας). Παραγωγοί και αγοραστές συμφωνούν σε μια σταθερή τιμή για την ηλεκτρική ενέργεια που θα παραχθεί για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο, συνήθως για 5 με 20 χρόνια, όπως επίσης για τις κυρώσεις μη τήρησης του συμβολαίου και για το χρονοδιάγραμμα παράδοσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτές οι συμφωνίες χρησιμοποιούνται συνήθως σε έργα ΑΠΕ μεγαλύτερης κλίμακας, ενώ παρουσιάζουν διαφορετικά χαρακτηριστικά ανάλογα με την εφαρμογή. Οι συμφωνίες αυτές καθορίζουν, συνήθως, την ποιότητα των εσόδων και την πιστοληπτική ικανότητα ενός έργου παραγωγής, και χρησιμοποιούνται για τη μείωση των κινδύνων λόγω των διακυμάνσεων των τιμών της αγοράς, για τη μείωση του επενδυτικού κόστους, για την προστασία από ανταγωνισμό και ως εγγύηση για τη βιωσιμότητα της επένδυσης [180].

5 Εισαγωγή του Μοντέλου-Εξισώσεις

5.1 Δεδομένα Εισόδου

Για την παρούσα διπλωματική δημιουργήθηκε ένα μοντέλο ώστε να υπάρξει προσομοίωση των ετών 2025, 2030, 2035, 2040 και 2045 για ένα σταθμό Α/Π που συνυπάρχει με ένα σύστημα αποθήκευσης με μπαταρία Li-On. Το μοντέλο αυτό εντάσσεται στην κατηγορία των προβλημάτων γραμμικού προγραμματισμού και επιχειρεί να μεγιστοποιήσει το κέρδος που προκύπτει από το Α/Π και τη μπαταρία κατά τη συμμετοχή τους στην αγορά ενέργειας.

Ο γραμμικός προγραμματισμός συνιστά μια μέθοδο βελτιστοποίησης μιας συνάρτησης (συνάρτηση βελτιστοποίησης ή αντικειμενική συνάρτηση), λαμβάνοντας υπόψιν ορισμένους περιορισμούς που τίθενται. Αυτοί οι περιορισμοί μαζί με τη συνάρτηση βελτιστοποίησης συνιστούν τις σχέσεις του προβλήματος, οι οποίες αποτελούν τα δεδομένα εισόδου του γραμμικού προγραμματισμού. Προκειμένου να εντάσσεται στην κατηγορία του γραμμικού προγραμματισμού ένα μοντέλο, οφείλει να διαθέτει αποκλειστικά γραμμικές εξισώσεις και ανισώσεις.

Για τη συγκεκριμένη διπλωματική έγινε χρήση του προγράμματος GAMS (General Algebraic Modeling System), το οποίο συνιστά λογισμικό υψηλού επιπέδου για βελτιστοποίηση και μοντελοποίηση μαθηματικά ορισμένων προβλημάτων. Το GAMS περιέχει διάφορους λύτες για τα διάφορα προβλήματα, τα οποία μπορεί να επεξεργαστεί, αλλά για το συγκεκριμένο χρησιμοποιήθηκε η επίλυση με χρήση CPLEX. Η επίλυση με χρήση CPLEX προσφέρει ταχύτητα και υψηλές αποδόσεις σε προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού, όπως αυτό που εξετάζεται στη παρούσα εργασία.

Τα δεδομένα εισόδου για το GAMS προέρχονται από το λογισμικό MATLAB, στο οποίο και εν τέλει τροφοδοτούνται τα τελικά αποτελέσματα της βελτιστοποιημένης λύσης που παρέχει το GAMS.

5.1.1 Δεδομένα εισόδου-Επεξεργασία

Η ευρεία χρήση αισθητήρων Internet of Things (IoT), τεχνολογιών επεξεργασίας ροής έχει εισαχθεί και στη μελέτη της συμπεριφοράς των Α/Γ. Πιο συγκεκριμένα με χρήση SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) παρακολουθείται άμεσα η λειτουργία των ανεμογεννητριών και ειδικότερα, υπολογίζονται οι απώλειες, η ισχύς εξόδου, τυχούσες αποκλίσεις από την αναμενόμενη συμπεριφορά, ενώ ταυτόχρονα καταγράφονται δεδομένα για τις καιρικές συνθήκες, κυρίως για τις συνθήκες του πνέοντα ανέμου. Ωστόσο, παρά την εξαιρετική ακρίβεια των SCADA που δύναται να φτάσει στο 99%, προβλήματα μορφοποίησης και τυποποίησης των δεδομένων δυσχεραίνουν τις προσπάθειες μελέτης και αξιοποίησης των δεδομένων.

Στη συγκεκριμένη μελέτη, τα δεδομένα που εισάγονται στο πρόγραμμα βελτιστοποίησης προέρχονται από ένα αιολικό πάρκο με ονομαστική ισχύ 10MW, του οποίου ο συντελεστής χρησιμοποίησης (capacity factor) είναι 23.23%. Τα δεδομένα εισόδου δίνουν στοιχεία για όλες τις Α/Γ του αιολικού πάρκου για διάστημα 4 ετών. Πιο συγκεκριμένα, παρέχουν δεδομένα για τη ταχύτητα του ανέμου και την ισχύ εξόδου της κάθε Α/Γ, αλλά και του αιολικού πάρκου σαν σύνολο. Τα δεδομένα δίνονται ανά δεκάλεπτα, χρόνος που συνιστά την ορισμένη συχνότητα ανανέωσης των δεδομένων από τα εγκατεστημένα SCADA. Από τα δεδομένα εισόδου Από τα δεδομένα εισόδου έλειπαν τιμές, λόγω μη επικοινωνίας του SCADA, οι οποίες και επεξεργάστηκαν καταλλήλως, προκειμένου να μην αλλοιωθούν τα αποτελέσματα της έρευνας.

Ως πρώτη μέθοδο επεξεργασίας των δεδομένων χρησιμοποιείται η αντικατάσταση των δεδομένων που δεν υπάρχουν για μια Α/Γ από τα δεδομένα των υπολοίπων. Πιο συγκεκριμένα, σε περίπτωση που δεν υπάρξει είσοδος από SCADA μιας Α/Γ ελέγχεται αν εκείνη τη χρονική στιγμή παρέχονται δεδομένα από τις υπόλοιπες Α/Γ. Σε περίπτωση που το 75% των υπόλοιπων Α/Γ δίνουν δεδομένα τότε αυτά λαμβάνουν τη θέση των τιμών που απουσίαζαν. Ωστόσο, με αυτή τη μέθοδο δεν λαμβάνονται υπόψη φαινόμενα αεροδυναμικής σκίασης και περιπτώσεις, στις οποίες οι μεταβλητές του ανέμου (ταχύτητα και κατεύθυνση) μεταβάλλονται μεταξύ των ανεμογεννητριών του ίδιου αιολικού πάρκου, λόγω διαφορετικής γεωγραφικής τοποθέτησης.

Σε δεύτερο επίπεδο επεξεργασίας τα απουσιάζοντα δεδομένα εισόδου ταξινομούνται σε 3 περιπτώσεις, με βάση το πλήθος των διαδοχικών τιμών

που λείπουν και επιχειρείται μια διόρθωση των δεδομένων σε ημερήσια βάση. Στην πρώτη περίπτωση, όταν οι διαδοχικές τιμές που απουσιάζουν είναι για 12 ή λιγότερα δεκάλεπτα (λιγότερα από δύο διαδοχικές ώρες δηλαδή), τότε εφαρμόζεται η γραμμική παρεμβολή μεταξύ του αμέσως προηγούμενου και του αμέσως επόμενου κυτίου του πίνακα δεδομένων από αυτή της απουσιάζουσας ακολουθίας δεδομένων. Ακολούθως, στην περίπτωση, στην οποία τα διαδοχικά δεκάλεπτα που δεν έχουν τιμή είναι περισσότερα από 12 και λιγότερα από 72 (μεταξύ 2 και 12 διαδοχικών ωρών δηλαδή), γίνεται αναζήτηση εντός της ίδιας χρονιάς για μια μέρα με παρόμοιο ενεργειακό αποτύπωμα τις υπόλοιπες ώρες. Πιο συγκεκριμένα, ελέγχονται τα αξιόπιστα δεδομένα της μέρας, η οποία περιέχει τα εξεταζόμενα απουσιάζοντα δεδομένα με τις αντίστοιχες ώρες άλλων ημερών και από όποια ημέρα παρουσιάσει το μεγαλύτερο βαθμό ομοιότητας λαμβάνονται αυτούσια τα δεδομένα, τα οποία και συμπληρώνουν τα κενά. Τελικά, σε περίπτωση που τα διαδοχικά κενά ξεπερνούν τα 72 δεκάλεπτα εντός της ίδιας ημέρας, αναζητείται μεταξύ των δύο προηγούμενων και των δύο επόμενων ημερών η πιο κατάλληλη μέρα για να την αντικαταστήσει εξ ολοκλήρου. Για να επιτευχθεί η ορθότερη αντικατάσταση ελέγχεται ποια από τις εξεταζόμενες μέρες βρίσκεται κοντινότερα στο μέσο όρο της ημερήσιας παραγωγής εκείνου του έτους και τα δεδομένα της αντικαθιστούν τα αντίστοιχα NaN της ημέρας που εμπίπτει στην τελευταία κατηγορία επεξεργασίας.

Για κάθε μια από τις εξεταζόμενες χρονιές (2025-2045) χρησιμοποιείται η ίδια τελική και συμπληρωμένη χρονοσειρά Α/Π με τελικό capacity factor 23%. Επιπλέον, προκειμένου να υπάρξει ευκολότερη διαχείριση και αξιολόγηση των δεδομένων, καθώς και εναρμόνιση με τις ενεργειακές αγορές, τα δεδομένα εισόδου μετατράπηκαν σε ωριαία βάση λαμβάνοντας τον μέσο όρο από 6 διαδοχικά 10-λεπτα, από την αρχή κάθε ώρας έως και το πέρας της.

5.2 Εξισώσεις μοντέλου

5.2.1 Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του συγκεκριμένου προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού, όπως αναφέρθηκε, είναι η συνάρτηση που περιγράφει τα έσοδα του σταθμού από την πώληση ενέργειας. Στην προσπάθεια βελτιστοποίησης του μοντέλου επιχειρείται μεγιστοποίηση των εσόδων.

Στα έσοδα λαμβάνεται υπόψιν, η πώληση ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία συνιστά τον πρώτο όρο της αντικειμενικής συνάρτησης και αποτελεί το γινόμενο της τρέχουσας τιμής ενέργειας (E_{price}) επί την τιμή της ισχύος που εγχέει στο δίκτυο το συνδυαστικό σύστημα μπαταρίας και αιολικού πάρκου (P_{net}).

Ωστόσο, ταυτόχρονα διαδραματίζουν ρόλο δύο επιπρόσθετοι παράγοντες, οι οποίοι δεν προκύπτουν από τις λογικές εξισώσεις του μοντέλου αλλά έχουν προστεθεί προκειμένου να βελτιστοποιήσουν τη λειτουργικότητα του συστήματος της μπαταρίας. Αναλυτικότερα, υπάρχει ένα κόστος αποφόρτισης (Dis_{cost}), το οποίο πολλαπλασιάζεται με την εγχεόμενη ενέργεια της μπαταρίας στο δίκτυο και εν συνεχεία το γινόμενο αφαιρείται από τα έσοδα. Ο όρος αυτός αποτελεί ένα μέσο, ώστε η μέθοδος επίλυσης να μην χρησιμοποιεί αλόγιστα, ως προς τη συχνότητα, τη μπαταρία, κάτι το οποίο θα οδηγούσε σε ταχύτερη υποβάθμιση της μπαταρίας, ζήτημα που θα αναλυθεί περαιτέρω. Ο τελευταίος όρος της εξίσωσης είναι το γινόμενο της εναπομείνουσας ενέργειας στη μπαταρία, η οποία εκφράζεται εν γένει με τον όρο ($E(t)$), την τελευταία ώρα της ημέρας με ένα σταθερό κέρδος (E_{24}), προκειμένου να δοθεί κίνητρο στη μέθοδο επίλυσης να διατηρήσει ενέργεια στη μπαταρία σε περίπτωση που τις πρώτες πρωινές ώρες της επόμενης ημέρας υπάρχουν υψηλές τιμές. Η αντικειμενική συνάρτηση και οι 3 όροι της ορίζονται κάτωθι με μαθηματικούς όρους:

$$R_{daily} = \sum_{t=1}^{23} P_{net}(t) \cdot E_{price}(t) - P_{charge}(t) \cdot Dis_{cost} \quad (1a)$$

$$t=24: R_{daily} = \sum_{t=1}^{23} P_{net}(t) \cdot E_{price}(t) - P_{charge}(t) \cdot Dis_{cost} + E_{24} \cdot E(24) \quad (1b)$$

$$Obj_{function} = \max \{R_{daily}\} \quad (2)$$

Η βελτιστοποίηση που επιχειρείται στη συγκεκριμένη μοντελοποίηση είναι ημερήσια και στις εξισώσεις του γραμμικού προγραμματισμού τα όρια, τα οποία τίθενται στα χρόνο (t) είναι οι ακέραιοι αριθμοί από το 1 έως το 24, τα οποία εκφράζουν τις ώρες κάθε ημέρας.

5.2.2 Ισοζύγιο Ενέργειας BESS

Το BESS, το οποίο μοντελοποιείται μέσω GAMS, οφείλει να ικανοποιεί διαρκώς το ισοζύγιο ενέργειας, το οποίο ουσιαστικά εκφράζει ότι η εναπομείνουσα ενέργεια εντός της μπαταρίας προκύπτει από το άθροισμα της ενέργειας που υπήρχε στη μπαταρία την προηγούμενη ώρα με την ενέργεια που απορροφάει η μπαταρία από την αιολική παραγωγή την τρέχουσα χρονική στιγμή και αφαιρώντας την ενέργεια, την οποία εγχέει την τρέχουσα ώρα στο δίκτυο. Πιο συγκεκριμένα, για την ενέργεια στη μπαταρία την προηγούμενη ώρα πρέπει να δοθεί προσοχή στο σενάριο η

τρέχουσα ώρα να είναι η πρώτη της ημέρας. Σε αυτή την περίπτωση, η μπαταρία να μεν βελτιστοποιείται ως προς τη λειτουργία της ημερησίως, αλλά η συνάρτηση της ενέργεια στο εσωτερικό της, οφείλει να διατηρεί μια συνέχεια τόσο ενδοημερήσια όσο και από μέρα σε μέρα. Επομένως, στο συγκεκριμένο σενάριο λαμβάνεται ως ενέργεια προηγούμενης ώρας, η ενέργεια της μπαταρίας την 24^η ώρα της προηγούμενης μέρας. Στο ακόμα πιο ειδικό σενάριο να εξετάζεται η πρώτη μέρα γενικώς για το μοντέλο, ορίζεται με κατάλληλο τρόπο η τιμή της ενέργειας της προηγούμενης ώρας ως μηδενική, εφόσον δεν προϋπάρχει ενέργεια στη μπαταρία. Επιπροσθέτως, η ενέργεια που απορροφάει ή εγχέει η μπαταρία εκφράζεται από την πλευρά του δικτύου, δηλαδή από την οπτική του Διαχειριστή, και συνεπώς πρέπει να διαιρεθεί με την απόδοση της μπαταρίας (Efficiency) ώστε να διατυπωθεί ορθά η εξίσωση του ισοζυγίου. Ακόμα, οι όροι που χρησιμοποιούνται στην εξίσωση, αφορούν μεγέθη ενέργειας, οπότε θα έπρεπε να εκφράζονται σε MWh ή κάποια άλλη μονάδα μέτρησης της ενέργειας, ενώ στην εξίσωση (4) φαίνεται να χρησιμοποιούνται όροι ισχύος. Αυτό συμβαίνει διότι, στο συγκεκριμένο μοντέλο, στο οποίο εξετάζεται η μπαταρία σε ωριαία βάση, η ενέργεια ανά ώρα θα δινόταν από το γινόμενο της ισχύος σε MW επί τη μονάδα της ώρας (1 hour) ώστε να προκύψει ένα μέγεθος ενέργειας (σε MWh), το οποίο ως προς το μέτρο θα είναι ίσο με αυτό της αντίστοιχης ισχύος. Ως εκ τούτου, για να εξυπηρετηθεί η απλότητα και η κατανόηση του μοντέλου και των συνακόλουθων εξισώσεων γίνεται αυτή η σύμβαση, η οποία πρόκειται να τηρηθεί για όλη την υπόλοιπη έρευνα.

Για να εξεταστεί ορθώς το ισοζύγιο ενέργειας, απαιτείται μια επιπλέον εξίσωση, η οποία περιορίζει τη μπαταρία, ώστε να μη δύναται να λάβει τιμές άνω της ονομαστικής της χωρητικότητας ($B_{capacity}$).

$$E(t) \leq B_{capacity} \quad \forall t \quad (3)$$

$$E(t) = E(t - 1) + \frac{P_{Charge}(t) - P_{Discharge}(t)}{Efficiency} \quad \forall t \quad (4)$$

5.2.3 Εξισώσεις Λειτουργίας BESS

Η κάθε μπαταρία εκτός από το όριο, το οποίο προκύπτει για τη μέγιστη ενέργεια της από τη χωρητικότητα, έχει περιορισμούς και στην ισχύ. Αναλυτικότερα, τόσο η ισχύς εκφόρτισης όσο και η ισχύς φόρτισης πρέπει να είναι μικρότερες ή ίσες από την ονομαστική ισχύ (P_{limit}) της μπαταρίας και αυτοί οι δύο περιορισμοί εκφράζονται στις εξισώσεις (5), (6). Ωστόσο, για ένα BESS δεν είναι εφικτό να φορτίζεται και να εκφορτίζεται

ταυτόχρονα. Οπότε, ορίζεται μια δυαδική μεταβλητή (*State*), με δυνατές τιμές 1 και 0, για τις οποίες η μπαταρία δύναται να εκφορτίζεται και να φορτίζεται αντίστοιχα.

$$P_{Discharge}(t) \leq P_{limit} \cdot State(t) \quad \forall t \quad (5)$$

$$P_{Charge}(t) \leq P_{limit} \cdot (1 - State(t)) \quad \forall t \quad (6)$$

Επίσης, προκειμένου να αποφευχθούν αρνητικές τιμές για τη χωρητικότητα, την ισχύ εκφόρτισης και φόρτισης της μπαταρίας, κάτι που θα ήταν άτοπο εκ φυσικής απόψεως, οι 3 αυτές μεταβλητές ορίζονται ως θετικές, δηλαδή μπορούν να λάβουν τιμές μηδενικές ή μεγαλύτερες. Ουσιαστικά, αυτή η τριάδα των περιορισμών επιφέρει τρεις επιπλέον εξισώσεις, οι οποίες περιγράφονται παρακάτω στις εξισώσεις (7), (8), (9).

$$P_{Discharge}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (7)$$

$$P_{Charge}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (8)$$

$$E(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (9)$$

5.2.4 Εξισώσεις Λειτουργίας Σταθμού και Σύνδεσης στο Δίκτυο

Λόγω περιορισμών στην έξοδο του σταθμού ή λόγω συμφόρησης του Δικτύου Μεταφοράς υπάρχουν φορές, κατά τις οποίες η αιολική παραγωγή σε συνδυασμό με την ισχύ εκφόρτισης της μπαταρίας ξεπερνάνε τα επιτρεπτά όρια. Σε περίπτωση που η μπαταρία δε δύναται να απορροφήσει την περίσσεια ενέργειας, τότε αυτή περικόπτεται. Η περίπτωση αυτή εξετάζεται στην εξίσωση (10), σύμφωνα με την οποία εάν αφαιρεθούν από την παραγόμενη διαθέσιμη αιολική ισχύ (P_w) οι περικοπές (P_{curt}) προκύπτει η αξιοποιήσιμη ενέργεια του αιολικού πάρκου ($P_{w_{final}}$).

$$P_w(t) - P_{curt}(t) = P_{w_{final}}(t) \quad \forall t \quad (10)$$

Ως προς το ισοζύγιο ισχύος του σταθμού με το δίκτυο, η ισχύς που εγχέει ο συνδυασμός μπαταρίας και Α/Π είναι ένα άθροισμα με τρεις παράγοντες. Πιο συγκεκριμένα, προκύπτει αθροίζοντας την αξιοποιήσιμη ενέργεια του αιολικού πάρκου με την ισχύ εκφόρτισης της μπαταρίας και αφαιρώντας την τιμή της ισχύος φόρτισης, σχέση που εκφράζεται στην εξίσωση (11). Ωστόσο, η ισχύς του δικτύου έχει περιορισμούς, ένας εκ των οποίων είναι ότι πρόκειται για θετική μεταβλητή (12), εφόσον μελετάται μια μπαταρία πίσω από το μετρητή χωρίς δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο και δύο ακόμα που σχετίζονται με τα όρια που τίθενται από το Διαχειριστή. Στη συγκεκριμένη εργασία εξετάζονται δυο ειδών όρια, εκ των οποίων το πρώτο στην εξίσωση (13) εκφράζει έναν περιορισμό ως προς τη

μέγιστη ισχύ του, εισάγοντας τον όρο $cap (A_{cap}(t))$, ο οποίος αποτελεί το όριο ανά ώρα επί της εγκατεστημένης ισχύος που δύναται να παράξει ο σταθμός ΑΠΕ. Το δεύτερο όριο εκφράζει τη διαθεσιμότητα του δικτύου και εισάγει τον όρο A_{grid} (15), τον οποίο δεν πρέπει να ξεπερνάει η ισχύς εξόδου του σταθμού. Για να υπολογιστεί αυτός ο όρος χρησιμοποιείται μια χρονοσειρά προερχόμενη από τη μοντελοποίηση και την επίλυση του συστήματος για την κατάσταση που θα επικρατεί στο ενεργειακό μείγμα και στο ελληνικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι και το 2050. Για αυτή τη χρονοσειρά χρησιμοποιείται ο όρος (T_{grid})

Οι περιορισμοί έγχυσης λόγω συμφόρησης του συστήματος εφαρμόζονται φυσικά, μετά τον περιορισμό του δικτύου (cap). Αυτό συμβαίνει διότι, ο διαχειριστής, που επιβάλλει τους περιορισμούς έγχυσης, "βλέπει" το σταθμό με ονομαστική ισχύ το cap και όχι την εγκατεστημένη του ισχύ. Κατόπιν της εφαρμογής των περιορισμών λόγω συμφόρησης, προκύπτει είναι η μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς εξόδου του σταθμού (14).

$$P_{net}(t) = P_{wfinal}(t) + P_{Discharge}(t) - P_{Charge}(t) \quad \forall t \quad (11)$$

$$P_{net}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (12)$$

$$P_{net}(t) \leq P_{limit} \cdot A_{cap}(t) \quad \forall t \quad (13)$$

$$A_{grid}(t) = T_{grid} \cdot \min\{P_{limit} \cdot A_{cap}(t), P_w(t)\} \quad \forall t \quad (14)$$

$$P_{net}(t) \leq A_{grid}(t) \quad \forall t \quad (15)$$

Τέλος, σημειώνεται ότι προκειμένου να είναι θετική η μεταβλητή της ισχύος δικτύου, παραλείπονται, σε περιπτώσεις απουσίας αιολικής παραγωγής, οι αυτοκαταναλώσεις του σταθμού που θα οδηγούσαν σε αρνητικές τιμές, κάτι που λόγω της μικρής κατανάλωσης ισχύος δεν αλλοιώνει τα αποτελέσματα της παρούσας μελέτης.

5.3 Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά μοντελοποίησης

5.3.1 Σύστημα αποθήκευσης

Για την ορθή μοντελοποίηση του BESS οφείλει να υπάρξει η βέλτιστη διαχείριση της μπαταρίας, προκειμένου να μην υπάρξει άσκοπη χρήση. Για αυτό το λόγο τίθεται ένα κόστος αποφόρτισης 10€/MWh, ώστε να προτιμάται από τον αλγόριθμο η περιορισμένη και συνετή αξιοποίηση της μπαταρίας. Για την υποβάθμιση πέρα από τα πλαίσια αυτού του κόστους αποφόρτισης, γίνεται ενδελεχής μελέτη της υποβάθμισης της μπαταρίας,

η οποία θα αναλυθεί εκτενώς παρακάτω στο ίδιο κεφάλαιο, στο κομμάτι της οικονομικής αξιολόγησης. Εκτός από αυτό το κόστος, ορίζεται ένα τεχνητό κέρδος 45€/MWh επί της ενέργειας της μπαταρίας την 24^η ώρα της μέρας, ώστε να δίνεται κίνητρο στον αλγόριθμο να διατηρεί ενέργεια στο τέλος της μέρας σε περίπτωση που υπάρχει υψηλή τιμή ενέργειας τις πρώτες πρωινές ώρες. Οι δύο αυτοί παράμετροι του προβλήματος δεν έχουν φυσική σημασία στον πραγματικό κόσμο, αλλά συντελούν στην ταυτόχρονη μεγιστοποίηση των κερδών και βελτιστοποίησης της αξιοποίησης της μπαταρίας και έχουν εκτιμηθεί βάσει δοκιμών. Προσομοιάζονται μπαταρίες ιόντων λιθίου με απόδοση 80%.

5.3.2 Αιολικό Πάρκο

Τα στοιχεία για την αιολική παραγωγή προκύπτουν από ελληνικό χερσαίο αιολικό πάρκο, με συντελεστή χρησιμοποίησης στα 23.23%, ο οποίος είναι χαμηλότερος από το συνήθη ευρωπαϊκό που ξεπερνούσε το 25% το 2019 [12], αλλά και από τον ελληνικό που φτάνει το 25% κατά μέσο όρο στην ενδοχώρα και 30% στα νησιά. Για το υπό μελέτη αιολικό πάρκο η ονομαστική του ισχύς ανέρχεται στα 10MW, ενώ το κόστος εγκατάστασής του υπολογίστηκε ως 1000€/KW.

5.3.3 Περιορισμοί και Τιμές

Στο μοντέλο εφαρμόζονται, όπως αναφέρθηκε και στην προηγούμενη ενότητα δύο είδη περιορισμών. Το πρώτο είδος περιορισμών (Cap) είναι και αυτό που εξετάζεται εντονότερα και πρόκειται για περιορισμό από τον διαχειριστή επί της μέγιστης/ονομαστικής ισχύος του σταθμού. Αυτός ο περιορισμός υπεισέρχεται στον τομέα των ΑΠΕ όλο και εντονότερα, οι οποίες μέχρι πριν κάποια χρόνια δεν περιορίζονταν ως προς την ισχύ τους και είχαν απόλυτη προτεραιότητα. Αυτό συμβαίνει διότι, με αυτή τη σημαντική αύξηση στο επίπεδο διείδυσης των ΑΠΕ και την κλιμάκωσή της στο εγγύς μέλλον, οι ΑΠΕ πλέον θα διαδραματίζουν βαρυσήμαντο ρόλο στο ενεργειακό μείγμα, κάτι το οποίο όμως επιβάλλει και υποχρεώσεις για την ευστάθεια του συστήματος. Πέρα από την ευστάθεια του συστήματος, τις μεσημβρινές ώρες η είσοδος των φωτοβολταϊκών στην αγορά ενέργειας αυξάνει την προσφορά ενέργειας από ΑΠΕ και μάλιστα σε περίοδο χαμηλών αναγκών ως προς τη ζήτηση ενέργειας. Επομένως, λόγω αυτού του μεγάλου ποσοστού από ΑΠΕ στο μείγμα, επιβάλλονται περιορισμοί, εντονότεροι κατά τις μεσημβρινές ώρες, ώστε να μπορέσουν κατά το δυνατόν περισσότεροι σταθμοί ΑΠΕ να συμμετέχουν στο ενεργειακό

μείγμα, έστω και μέρος της διαθέσιμης παραγωγής τους. Επιπλέον, υπάρχει και ένας δεύτερος περιορισμός που εξετάζεται και δρα επιπρόσθετα από τον προηγούμενο. Πρόκειται για περιορισμό επί της διαθέσιμης ισχύς δικτύου του σταθμού από το Διαχειριστή, προκειμένου να προσομοιαστούν περιπτώσεις περιοχών με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, οι οποίες δε μπορούν λόγω περίσσειας παραγωγής να απορροφήσουν άλλη ενέργεια και θέτουν περιορισμούς στην παραγωγή ΑΠΕ.

Όσον αφορά τις τιμές των ετών 2025, 2030, 2035, 2040 και 2045 που χρησιμοποιούνται για το μοντέλο προέρχονται από ένα μοντέλο προσομοίωσης της αγοράς ενέργειας που αναπτύχθηκε στο εργαστήριο Ηλεκτρικής Ισχύος του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, το οποίο λαμβάνει υπόψιν του τους ευρωπαϊκούς στόχους για τη διείσδυση των ΑΠΕ με βάση το ΕΣΕΚ. Με άξονα τη σύσταση του ενεργειακού μείγματος, τα λειτουργικά έξοδα για κάθε τεχνολογία, τεχνικούς περιορισμούς μονάδων (πχ τεχνικά ελάχιστα συμβατικών μονάδων παραγωγής) και παράγοντες ευστάθειας του συστήματος προκύπτουν οι τιμές της ενέργειας που χρησιμοποιούνται στο παρόν μοντέλο.

5.3.4 Οικονομική αξιολόγηση

Η συγκεκριμένη μελέτη βασίστηκε σε δύο κύριους δείκτες οικονομικής αξιολόγησης, αυτούς του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (Internal Interest Rate – IRR) και του σταθμισμένο κόστους ενέργειας (Levelized Cost of Energy – LCOE), ενώ ταυτόχρονα για κάθε διαμόρφωση που εξετάστηκε υπολογίστηκαν η Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value– NPV) και η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (Deferred Payment Plan – DPP) της επένδυσης. Το IRR εκφράζει τον ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης, τον οποίο αναμένεται να προσδώσει η επένδυση, ενώ το LCOE εκφράζει το ποσό εσόδων που απαιτείται ανά παραγόμενη μονάδα ενέργειας, ώστε να ισοσταθμιστούν τα κόστη για την κατασκευή και τη λειτουργία του σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Υπενθυμίζεται ότι υψηλότερο IRR σηματοδοτεί μια καλύτερη επένδυση, ενώ για το LCOE ισχύει το ακριβώς αντίστροφο.

Στα πλαίσια του συγκεκριμένου μοντέλου, για να γίνει μια λεπτομερής οικονομική αξιολόγηση έπρεπε να ληφθεί υπόψιν η υποβάθμιση της μπαταρίας, η οποία συνιστά το μεγαλύτερο μέρος των λειτουργικών εξόδων ενός BESS. Η υποβάθμιση της μπαταρίας υπολογίστηκε σε ετήσια βάση από τον αλγόριθμο *rainflow*. Το ποσοστό της ετήσιας υποβάθμισης εισήχθη ως κόστος αναπλήρωσης της εγκατεστημένης χωρητικότητας,

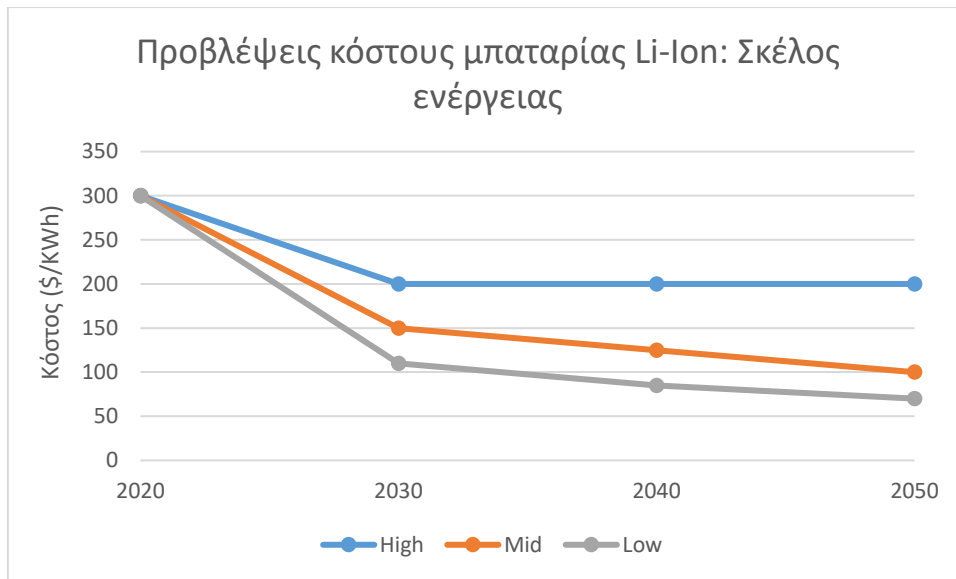
προκειμένου σε κάθε έναρξη ενός νέου έτους να μοντελοποιείται μια μπαταρία χωρίς καμία υποβάθμιση. Το κόστος αναπλήρωσης της εγκατεστημένης χωρητικότητας που υποβαθμίστηκε, προκειμένου να γίνει αναλυτική αξιολόγηση, δεν παραμένει ίδιο ανά τα έτη. Αντιθέτως, προσαρμόζεται με βάση τις προβλέψεις από το [54], οι οποίες είναι πτωτικές εφόσον η τεχνολογική πρόοδος και ωρίμανση της τεχνολογίας οδηγούν σε μικρότερα κόστη για τις μπαταρίες ιόντων λιθίου με την πάροδο των χρόνων.

Για την οικονομική αξιολόγηση σε βάθος 20 ετών που επιχειρείται σε αυτή την εργασία απαιτείται συμπλήρωση των ενδιάμεσων ετών, καθώς προσομοιώθηκαν μόνο τα έτη 2025, 2030, 2035, 2040 και 2045. Για τη συμπλήρωση των ενδιάμεσων ετών επιλέχθηκε η μέθοδος της γραμμικής παρεμβολής, η οποία εφαρμόστηκε επί των οικονομικών στοιχείων.

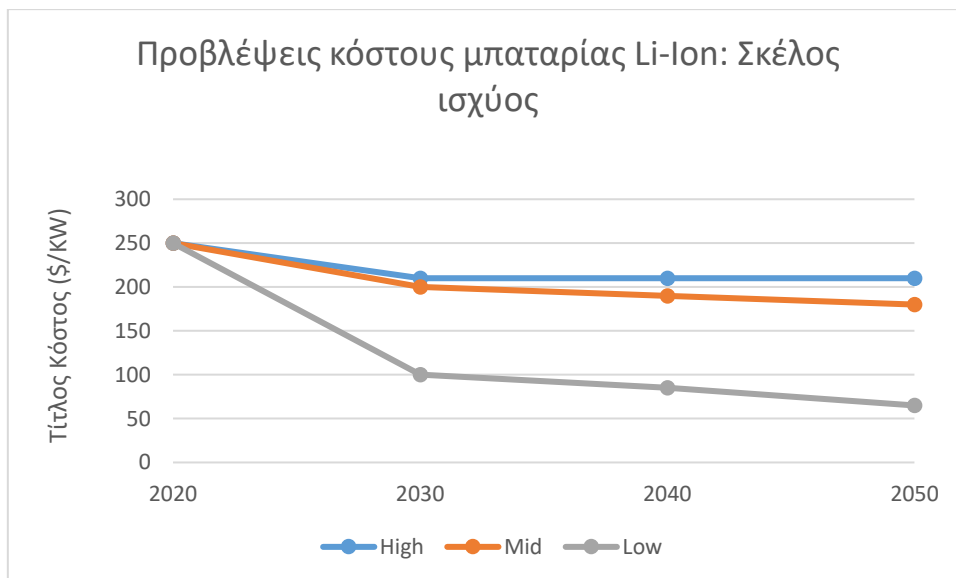
Επιπλέον, για τον υπολογισμό της NPV θεωρήθηκε ότι η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο τελευταίο έτος είναι μηδενική. Ως προς τις τιμές, για τις οποίες ελήφθησαν μετά από υπόθεση, δίνονται ακολούθως:

- Επιτόκιο Αναγωγής (Interest Rate): 7%
- Φορολογικός συντελεστής: 22%
- Τέλος υπέρ ΟΤΑ (Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης): 2€/MWh
- Προμήθεια ΦΟΣΕ (Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης): 2€/MWh
- Κόστος εγκατάστασης για το Α/Π: 1000€/KW
- Κόστος εγκατάστασης ισχύος BESS: 110€/KW
- Κόστος εγκατάστασης ενέργειας BESS: 250€/KWh

Οι υποθέσεις για τα κόστη που επιλέχθηκαν για την μπαταρία βασίστηκαν στο [54], στο οποίο γίνεται αναλυτική πρόβλεψη για το συνολικό κόστος μιας μπαταρίας Li-Ion μέχρι και το 2050 και για τα επιμέρους κόστη ενέργειας και ισχύος. Στη συγκεκριμένη μελέτη η κάθε πρόβλεψη είχε τρία σενάρια, το υψηλό (high), μεσαίο (mid) και το χαμηλό (low) με βάση τις τιμές του κόστους και οι προβλέψεις για το κόστος ενέργειας και ισχύος φαίνονται στα παρακάτω διαγράμματα (Εικόνα 5. 1 και Εικόνα 5. 2).



Εικόνα 5. 1 Προβλέψεις κόστους ενέργειας για μια μπαταρία ιόντων λιθίου



Εικόνα 5. 2 Προβλέψεις κόστους ισχύος για μια μπαταρία ιόντων λιθίου

Με βάση τα παραπάνω γίνεται αντιληπτό ότι το αρχικό κόστος της επένδυσης προκύπτει με κατάλληλη χρήση των τριών τελευταίων στοιχείων της παραπάνω λίστας. Με βάση το αρχικό κόστος γίνεται και η τελευταία υπόθεση, η οποία αφορά το λειτουργικό ετήσιο κόστος της επένδυσης που λαμβάνεται ως το 2.5% του αρχικού κόστους. Επιπροσθέτως, τονίζεται ότι σύμφωνα με την ελληνική νομοθεσία, ο φορολογικός συντελεστής επιβάλλεται επί των κερδών, οπότε σε περίπτωση που σημειωθεί ζημία κάποια χρονιά δεν υποχρεούται ο επενδυτής να πληρώσει φόρους. Τέλος, γίνεται γραμμική απόσβεση του αρχικού κόστους, δηλαδή κάθε έτος από τα 20 της επένδυσης μοιράζεται εξίσου το ποσό αυτό.

5.3.5 Διαμορφώσεις BESS

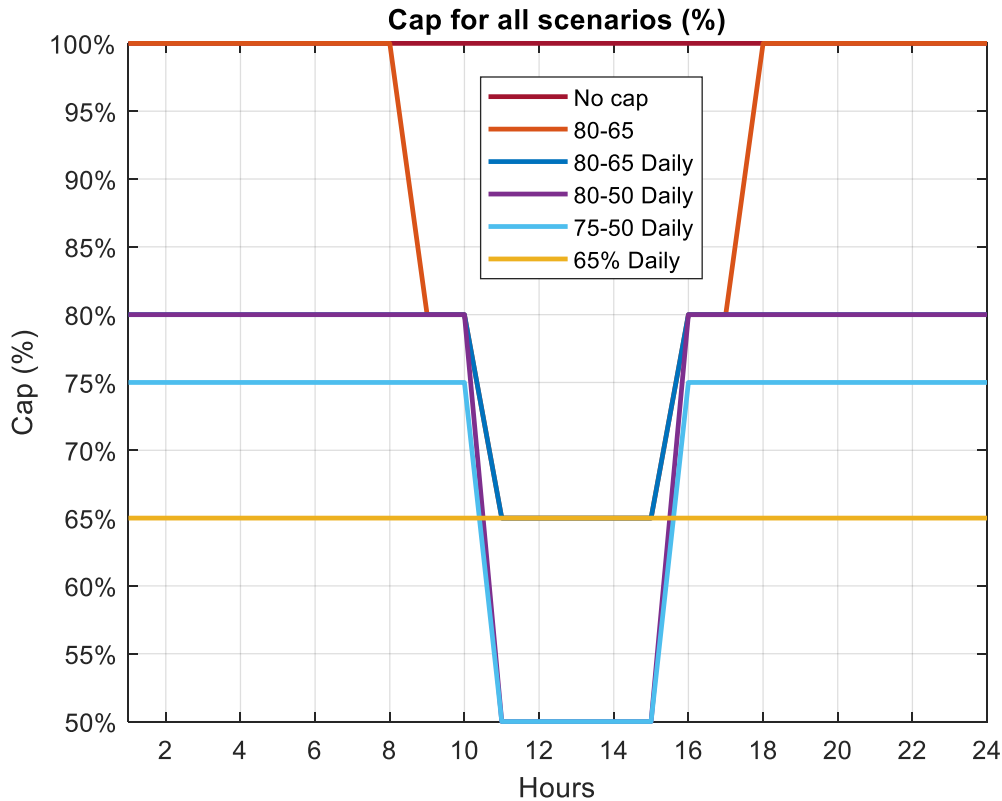
Στα εξεταζόμενα σενάρια περιορισμών, τα οποία αναλύονται ενδελεχώς στην επόμενη παράγραφο, γίνονται δοκιμές 10 διαμορφώσεων μπαταριών, σημαντικού εύρους χωρητικότητας. Πιο συγκεκριμένα, δοκιμάζονται διαμορφώσεις από 2MWh έως 20MWh, με βήμα 2MWh. Όλες οι μπαταρίες που χρησιμοποιούνται έχουν λόγο ενέργειας προς ισχύ (διάρκεια λειτουργίας) τις δύο ώρες, επομένως εξετάζεται ένα εύρος ισχύος από 1-10MW. Το μέγιστο όριο ισχύος των εξεταζόμενων διαμορφώσεων ισούται με την ονομαστική έξοδο του Α/Π, καθώς στα πλαίσια ενός αιολικού πάρκου με χαμηλό συντελεστή χρησιμοποίησης και τέτοιας ισχύος δεν υπάρχει σκοπιμότητα στην εξέταση μεγαλύτερων χωρητικότητων.

5.3.6 Βασικοί εξεταζόμενοι περιορισμοί-Σενάρια

Για να μελετηθεί ένα σημαντικό εύρος διαφορετικών περιορισμών δοκιμάζονται 3 βασικά σενάρια περιορισμών, τα οποία αποσκοπούν σε 2 στόχους. Κατ' αρχάς, μέσω των σεναρίων αυτών πραγματοποιείται μια εκτενέστερη ανάλυση ως προς τις πιθανές συνθήκες περιορισμών, τις οποίες είναι πιθανό να αναγκαστεί να εφαρμόσει ο Διαχειριστής αναλόγως το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ για λόγους ευστάθειας του συστήματος. Ακολούθως, σε αυτά τα σενάρια πρόκειται να μελετηθεί η συμβολή της μπαταρίας στην μείωση των απωλειών ενέργειας καθώς και η συμμετοχή της στην αύξηση των εσόδων του σταθμού. Τα βασικά σενάρια που εξετάζονται είναι αυτό χωρίς επιπλέον περιορισμούς ως προς τη μέγιστη ισχύ, για το οποίο θα χρησιμοποιείται το όνομα «No cap» και το δεύτερο επιβαρύνεται με περιορισμό της τάξης του 80%, 65% και 80% μόνο τις ώρες 9:00-11:00, 11:00-15:00 και 15:00-17:00 αντίστοιχα, το οποίο σενάριο θα αναφέρεται ως «80-65». Το τελευταίο σενάριο αποτελεί το πιο επιβαρυνόμενο ως προς τους περιορισμούς, καθώς ο περιορισμός επί της μέγιστης ισχύος εξόδου της συνύπαρξης Α/Π με μπαταρία ανέρχεται στο 65% της ονομαστικής του δυνατότητας. Αυτός ο περιορισμός θα αποκαλείται ως «65% Daily» και επιχειρεί να προσομοιάσει καταστάσεις πολύ υψηλού επιπέδου διείσδυσης ΑΠΕ και πιθανώς μια κατάσταση, στην οποία το Δίκτυο Μεταφοράς αντιμετωπίζει προβλήματα συμφόρησης, τα οποία τα αντιμετωπίζει με οριζόντιες περικοπές όπως αυτή. Ωστόσο, πέρα από τους περιορισμούς που αναφέρονται, σε όλα τα σενάρια, υπάρχουν οι περιορισμοί επί της διαθέσιμης ισχύος δικτύου του σταθμού από το Διαχειριστή.

5.3.7 Επιπλέον σενάρια περιορισμών

Δοκιμάζονται 3 επιπλέον σενάρια, τα οποία βασίζονται στο σενάριο 80-65 που εξετάστηκε ως ένα εκ των βασικών. Ωστόσο, αυτός ο περιορισμός, ο οποίος εφαρμόζεται μόνο τις ώρες 9:00-17:00 και γίνεται εντονότερος τις ώρες με μεγάλη παραγωγή από Φ/Β, ίσως να μην επαρκεί για σενάρια υψηλότερης διείσδυσης ΑΠΕ ή σε απομονωμένα συστήματα, όπως τα ΜΔΝ. Αυτό συμβαίνει διότι, αυτός ο περιορισμός μειώνει την ενέργεια από σταθμούς ΑΠΕ (κυρίως από Α/Π), η οποία εγχέεται στο δίκτυο εκείνες τις ώρες και επιτρέπει την έγχυση της, τις υπόλοιπες ώρες της μέρας και της νύχτας. Επομένως, τις ώρες που θα εγχέουν δίχως κάποιο περιορισμό οι μονάδες ΑΠΕ, ειδικά σε μελλοντικά σενάρια μετά το 2030, στα οποία η διείσδυση των ΑΠΕ θα είναι ακόμα μεγαλύτερη και ομοίως η συνεισφορά των Α/Π χερσαίων και υπεράκτιων στο ενεργειακό μείγμα, θα προκαλείται συμφόρηση στο δίκτυο. Η συμφόρηση στο σύστημα θα προκαλείται, εφόσον θα υπάρχει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με τη ζήτηση εκείνων των ωρών. Συνεπώς, πρόκειται να εξεταστούν 3 εξτρά σενάρια με ολοήμερο περιορισμό 80%, 80%, 75% εκτός από τις ώρες 11:00-15:00, στις οποίες ο περιορισμός θα φτάνει στο 65%, 50% και 50% επί της ονομαστικής δυνατότητας ισχύος εξόδου του σταθμού αντίστοιχα, προκειμένου να εξεταστούν πιο ρεαλιστικά σενάρια για τα έτη από το 2030 και ύστερα. Αυτά τα σενάρια θα αποκαλούνται ως «80-65 Daily» «80-50 Daily» και «75-50 Daily» αντιστοίχως. Για αυτά τα σενάρια, θα εξεταστούν μόνο τρεις διαμορφώσεις αυτή των 5, 10, 20MWh. Αυτές οι βασικές διαμορφώσεις θα αποτελέσουν κριτήριο σύγκρισης, για να απαντηθούν ερωτήματα για το βαθμό που συντελεί η ενσωμάτωση της μπαταρίας στο Α/Π για την αντιμετώπιση των περιορισμών ανά σενάριο, για την εύρεση του βέλτιστου περιορισμού ανά μπαταρία και το αντίστροφο. Το σύνολο των περιορισμών φαίνεται στο Διάγραμμα 5. 1.



Διάγραμμα 5. 1 Τα έξι εξεταζόμενα σενάρια περιορισμών (Cap)

6 Αποτελέσματα-Σχολιασμός

Για όλα τα σενάρια διαφορετικών περιορισμών που εξετάζονται γίνεται εξέταση της λειτουργίας του BESS ως προς 3 διαφορετικούς παράγοντες. Η ανάλυση των διαμορφώσεων περιλαμβάνει την εξέταση των περικοπών, τις οποίες διασώζει η μπαταρία, εν συγκρίσει με το ίδιο σενάριο περιορισμών εν απουσία μπαταρίας. Πέρα από τις περικοπές, εξετάζεται η χρήση της μπαταρίας, δηλαδή ποιο ποσοστό της χωρητικότητας της μπαταρίας χρησιμοποιείται κατά τη συνολική χρονική διάρκεια της επένδυσης. Επίσης, εξετάζονται τα επιπλέον έσοδα, τα οποία προκύπτουν από την εγκατάσταση της μπαταρίας, μέσω της χρονικής μετατόπισης της παραγωγής του Α/Π και του arbitrage που εκτελεί, καθώς και λοιποί οικονομικοί δείκτες της συνύπαρξης αιολικού πάρκου και BESS, όπως IRR και LCOE.

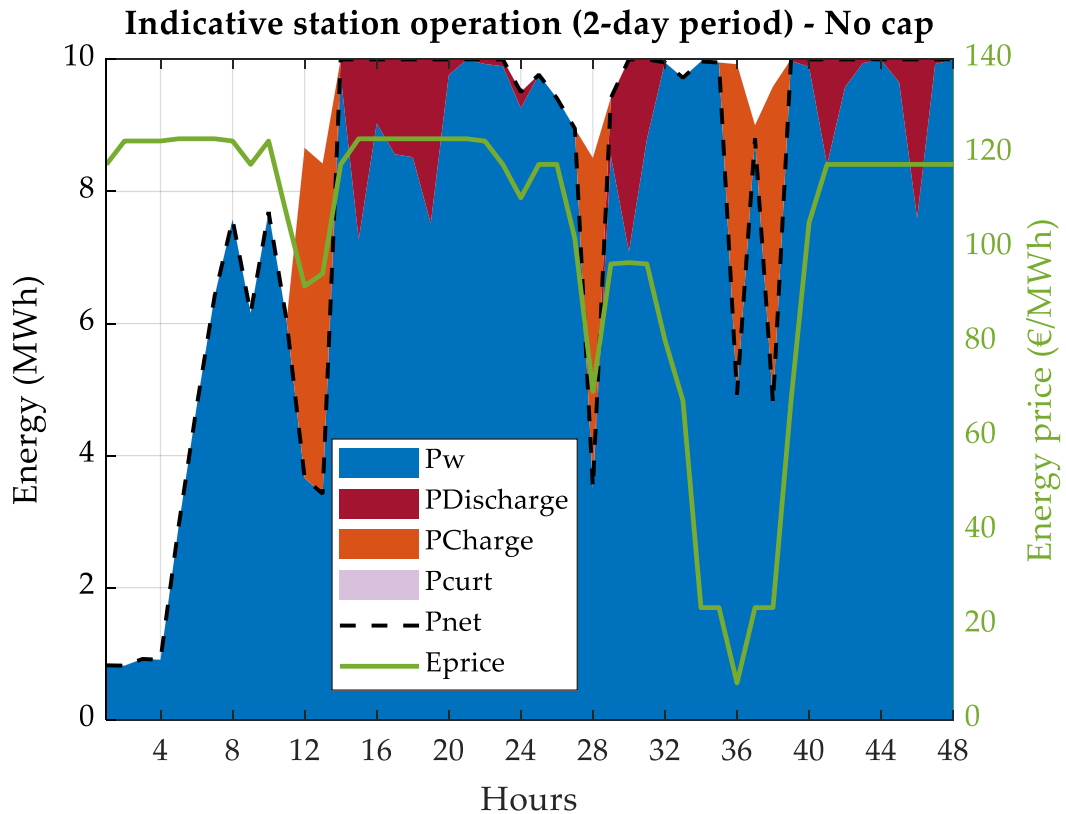
6.1 Σενάριο No cap

Στο σενάριο αυτό δεν υπάρχουν περικοπές συστήματος (cap), παρά μόνο περικοπές δικτύου, κάτι που σημαίνει ότι οι συνολικές περικοπές που

δέχεται η συνύπαρξη μπαταρίας και Α/Π είναι οι ελάχιστες εν συγκρίσει με όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Πρόκειται για σενάριο, το οποίο αντιστοιχούσε μέχρι πριν μερικά χρόνια διεθνώς στους σταθμούς ΑΠΕ, στους οποίους δινόταν προτεραιότητα, χωρίς περιορισμούς στην ισχύ τους, εφόσον η μικρή τους διείδυση και η προσπάθεια ανάπτυξης τους δεν απαιτούσε μείωση της παραγωγικής τους ικανότητας.

6.1.1 No cap-10MWh

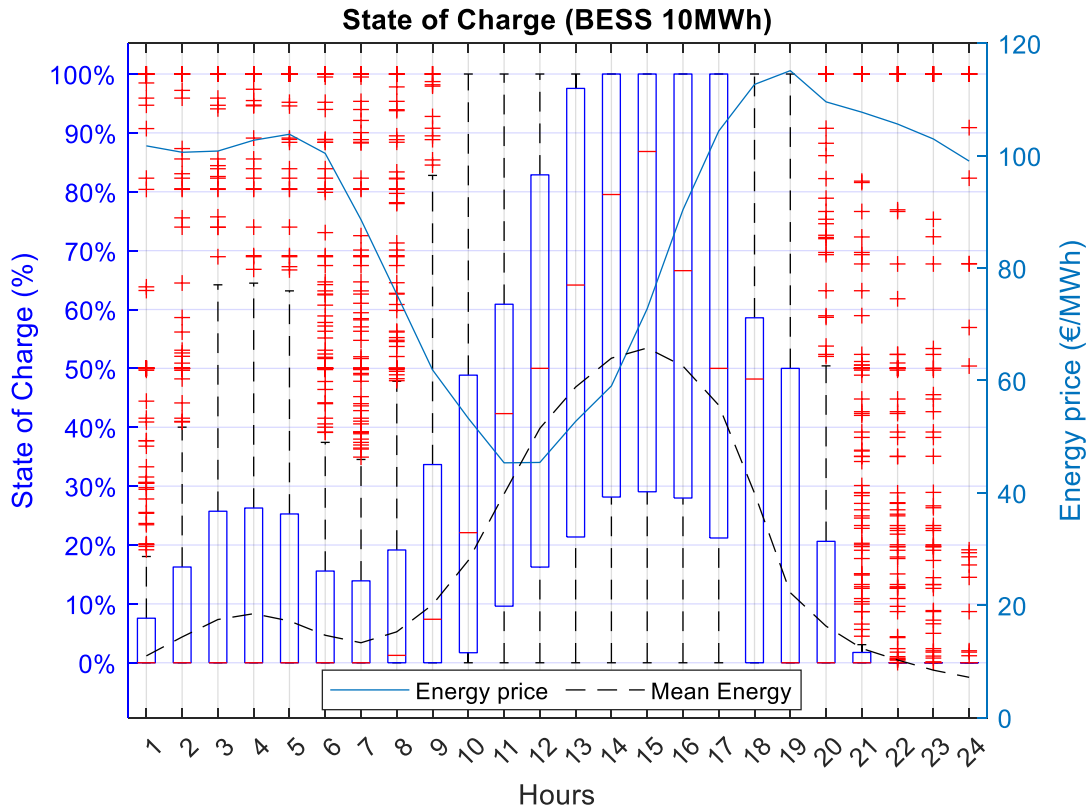
Για να εξεταστεί η λειτουργία της μπαταρίας υπό αυτό το σενάριο επιλέγεται μια τυπική περίοδος 48-ωρών στο έτος του 2025. Η ίδια περίοδος θα μελετάται και στα ακόλουθα σενάρια, ως σημείο αναφοράς, προκειμένου να είναι εφικτές οι ποιοτικές συγκρίσεις μεταξύ των σεναρίων. Στο Διάγραμμα 6. 1 απεικονίζεται η λειτουργία του σταθμού εντός αυτού του διαστήματος των δυο ημερών, στο οποίο παρόλη την υψηλή αιολική παραγωγή δεν υπάρχουν περικοπές ενώ είναι προφανής η σύνδεση τιμών ενέργειας με τη λειτουργία της μπαταρίας. Ειδικότερα, παρατηρείται ότι επιχειρείται από τον αλγόριθμο μία τυπική μορφή arbitrage, κατά το οποίο στις περιόδους χαμηλών τιμών ενέργειας η μπαταρία απορροφάει ενέργεια από το Α/Π, την οποία αποσκοπεί να εγχύσει στο σύστημα σε περιόδους υψηλότερων τιμών, προκειμένου να μεγιστοποιηθεί το συνολικό κέρδος του σταθμού.



Διάγραμμα 6. 1 Λειτουργία σταθμού με μπαταρία 10 MWh No cap

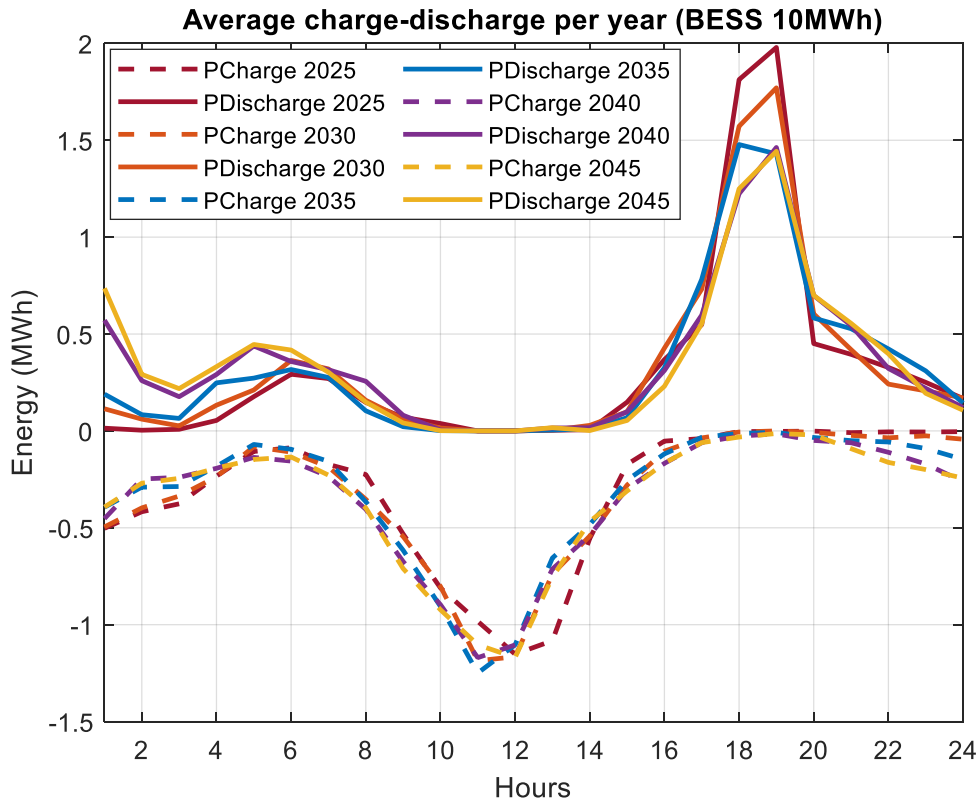
Εν συνεχεία, παρατίθεται ένα διάγραμμα για να εξεταστεί η ενέργεια στο εσωτερικό της μπαταρίας και η διακύμανσή της στο ωριαίο πλαίσιο του μέσου 24ώρου ενός έτους. Το έτος που εξετάζεται εν προκειμένω είναι το 2030. Η ενέργεια τόσο στο boxplot όσο και η μέση της τιμή απεικονίζονται ως ποσοστά επί της ονομαστικής χωρητικότητας της εκάστοτε διαμόρφωσης, εν προκειμένω των 10MWh.

Από το Διάγραμμα 6. 2 είναι ακόμα πιο εμφανές το arbitrage της μπαταρίας σε ημερήσια βάση, κατά το οποίο τις μεσημβρινές ώρες, λόγω των χαμηλών τιμών ενέργειας, η μπαταρία φορτίζεται και αποφορτίζεται αργότερα, όταν σημειώνονται οι υψηλότερες τιμές της ημέρας.



Διάγραμμα 6.2 Boxplot του SOC για τις 10MWh στο σενάριο No cap και τιμή ενέργειας

Προκειμένου να γίνει σαφές τι απεικονίζεται στο παραπάνω διάγραμμα οφείλει να αναλυθεί περαιτέρω ο όρος boxplot. Αυτό το εργαλείο συνιστά ένα μέσο απεικόνισης της κατανομής δεδομένων. Μέσω αυτής της γραφικής απεικόνισης δίνεται μια σαφή εικόνα για την κατανομή των δεδομένων γύρω από περιοχές, για πιθανά συμμετρικά χαρακτηριστικά που διαθέτουν και για τα όρια των τιμών της εξεταζόμενης μεταβλητής. Πιο συγκεκριμένα, τα ορθογώνια παραλληλόγραμμα που σχηματίζονται δείχνουν το εύρος, στο οποίο κατανέμεται το 50% των τιμών της μεταβλητής, δηλαδή παρακάτω από την κάτω πλευρά του ορθογωνίου βρίσκεται το 25% των τιμών της μεταβλητής ενώ πάνω από την άνω πλευρά του ορθογωνίου βρίσκεται το τελικό 25% των τιμών της μεταβλητής. Για να απεικονιστεί το διαχωριστικό σημείο μεταξύ των δύο κλάσεων δεδομένων της μεταβλητής με το ίδιο πλήθος στοιχείων, χρησιμοποιείται μια κόκκινη γραμμή παράλληλη στον άξονα x , η οποία ουσιαστικά αποτελεί τη διάμεσο (median). Τέλος, με τους κόκκινους σταυρούς απεικονίζονται έκτοπες τιμές (outliers) της μεταβλητής, οι οποίες δεν εναρμονίζονται με τη διασπορά της κατανομής των δεδομένων και με τη διάμεσο.



Διάγραμμα 6. 3 Μέση λειτουργία φόρτισης/εκφόρτισης για όλα τα έτη της μελέτης No cap

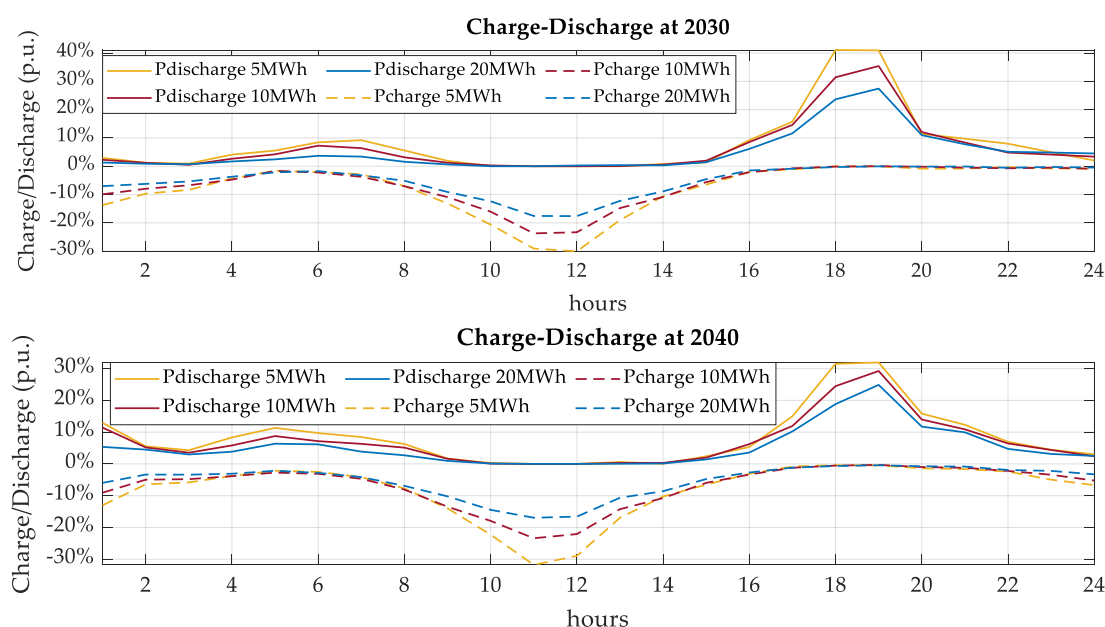
Στο Διάγραμμα 6. 3 παρουσιάζεται η μέση ημερήσια λειτουργία αποφόρτισης και φόρτισης της μπαταρίας για όλα τα εξεταζόμενα χρόνια της επένδυσης. Για την καλύτερη αποτύπωση και κατανόηση του σχήματος, οι γραφικές παραστάσεις για την φόρτιση είναι με διακεκομμένη γραμμή και έχουν αρνητικό μέτρο. Η συγκεκριμένη τακτική απεικόνισης θα ακολουθείται σε όλα τα αντίστοιχα διαγράμματα φόρτισης και εκφόρτισης.

Από την ανάλυση του διαγράμματος προκύπτουν οι δύο κύκλοι λειτουργίας (αποφόρτισης και φόρτισης) της μπαταρίας εντός της ημέρας. Ο βασικός κύκλος περιλαμβάνει φόρτιση κατά τις ώρες 8:00-15:00 και εκφόρτιση τις ώρες 16:00-22:00. Ωστόσο, υπάρχουν και δευτερεύοντες κύκλοι που συμβαίνουν τις πρώτες πρωινές ώρες. Επιπλέον, παρατηρείται ότι το μέγιστο πλάτος αποφόρτισης μειώνεται με την πάροδο των ετών στον κύριο κύκλο της μπαταρίας ενώ αυξάνεται το πλάτος στους μικρότερους κύκλους, ενώ για την κατάσταση φόρτισης δεν σημειώνεται κάποια διαφορά.

6.1.2 No cap-Συγκεντρωτικά

Στα κάτωθι διαγράμματα παρουσιάζεται η μέση ημερήσια λειτουργία αποφόρτισης και φόρτισης της μπαταρίας για τα έτη 2030, 2040 της επένδυσης ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος της εκάστοτε διαμόρφωσης, οι οποίες είναι οι 5, οι 10 και οι 20 MWh.

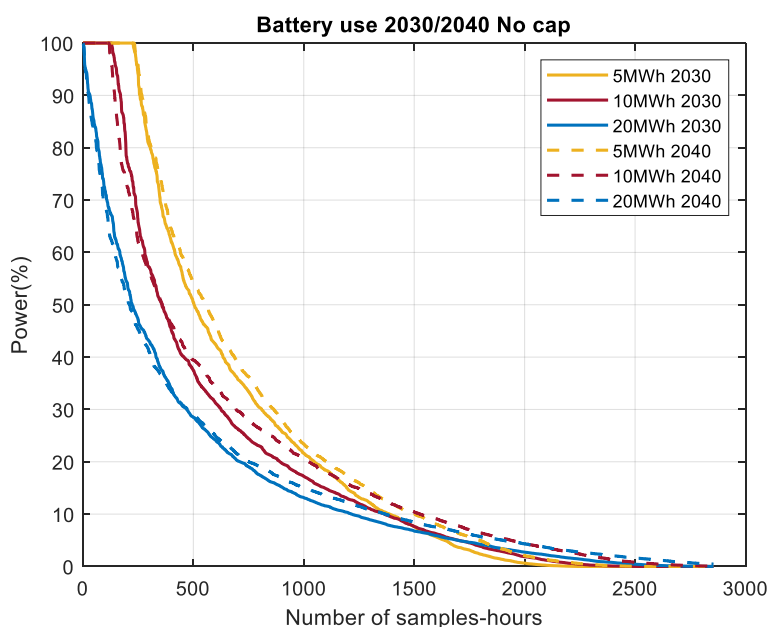
Από το Διάγραμμα 6. 4 είναι εμφανές ότι στο σενάριο «No cap» η αύξηση της χωρητικότητας στις 3 βασικές διαμορφώσεις, οι οποίες εξετάστηκαν επέφερε μείωση του ποσοστού της εκάστοτε μπαταρίας, το οποίο χρησιμοποιείται εντός της ημέρας. Επίσης, παρατηρείται ότι παρά τη διαφορά στη χωρητικότητα και οι 3 διαμορφώσεις έχουν ακριβώς τους ίδιους κύκλους φόρτισης-εκφόρτισης, με διαφορετικά πλάτη.



Διάγραμμα 6. 4 Φόρτιση/εκφόρτιση 2030 και 2040 (No cap - βασικές διαμορφώσεις)

Ακολούθως, απεικονίζεται η χρήση της μπαταρίας, για την κατάσταση φόρτισης, για τα έτη 2030 και 2040 του σεναρίου «No cap». Στον y-άξονα εκφράζεται το ποσοστό επί της ονομαστικής χωρητικότητας της εκάστοτε διαμόρφωσης, το οποίο χρησιμοποιείται ανά περίπτωση. Ενώ στο x-άξονα φαίνεται το πλήθος των περιπτώσεων (δηλαδή το πλήθος των ωρών), κατά τις οποίες επιτυγχάνεται η χρήση ενός συγκεκριμένου ποσοστού της μπαταρίας. Προκειμένου, να γίνει μια ποσοτική σύγκριση για το συγκεκριμένο σενάριο για τις διαφορετικές εξεταζόμενες χωρητικότητες μπαταρίας απεικονίζονται οι 3 βασικότερες διαμορφώσεις των 5,10,20 MWh.

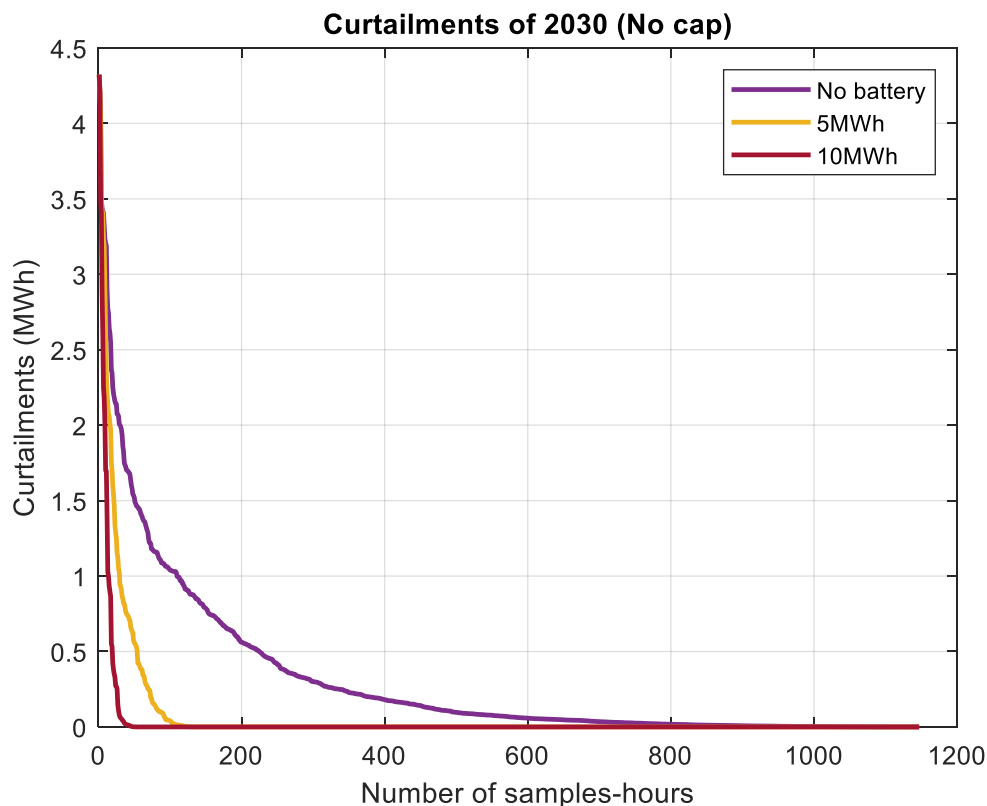
Από το παρακάτω διάγραμμα φαίνεται ότι η αύξηση της χωρητικότητας μειώνει τους κύκλους της μπαταρίας, κατά την οποία αυτή χρησιμοποιεί την πλήρη χωρητικότητά της. Ακόμα, παρατηρείται μια μικρή αύξηση της χρήσης της μπαταρίας το 2040 εν συγκρίσει με το 2030 σε αυτό το σενάριο, η οποία όμως συμβαίνει κυρίως σε χαμηλότερα ποσοστά χρήσης της μπαταρίας, κάτω του 60%. Αυτό το γεγονός οφείλεται στο ότι ναι μεν επιτυγχάνεται μεγαλύτερη χρήση, λόγω των μεγαλύτερων ενδοημερήσιων διακυμάνσεων στην τιμή της ενέργειας, αλλά η χρήση δεν ξεπερνά το 60%, καθώς πρόκειται κυρίως για περαιτέρω ενίσχυση των πρωινών κύκλων και λόγω της ύπαρξης εντονότερων περιορισμών συστήματος. Επίσης, παρατηρείται ότι με αύξηση της χωρητικότητας του BESS υπάρχει αύξηση των ωρών χρήσης της μπαταρίας τόσο το 2030 όσο και το 2040. Ωστόσο, αυτή η αύξηση πραγματοποιείται κυρίως λόγω συχνών χρήσεων της μπαταρίας σε περιπτώσεις αξιοποίησης ποσοστού της χωρητικότητας κάτω του 10%. Σε περιπτώσεις υψηλών ποσοστών χρησιμοποίησης της χωρητικότητας, η σχέση χωρητικότητας και πλήθους ωρών-δειγμάτων είναι αντιστρόφως ανάλογη.



Διάγραμμα 6.5 Χρήση μπαταρίας για τα έτη 2030,2040 No cap για τις βασικές διαμορφώσεις

Στο Διάγραμμα 6. 6 παρουσιάζεται η καμπύλη διάρκειας των περικοπών για το έτος 2030 για την περίπτωση απουσίας BESS και τις διαμορφώσεις των 5 και 10MWh. Από το διάγραμμα φαίνεται, κάτι που ήταν αναμενόμενο, ότι με αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας το σύστημα Α/Π και μπαταρίας δύναται να περιορώσει μεγαλύτερη ποσότητα

περικοπών, ενώ σημειώνεται σαφής βελτίωση σε σχέση με την περίπτωση, στην οποία δεν υπάρχει μπαταρία.



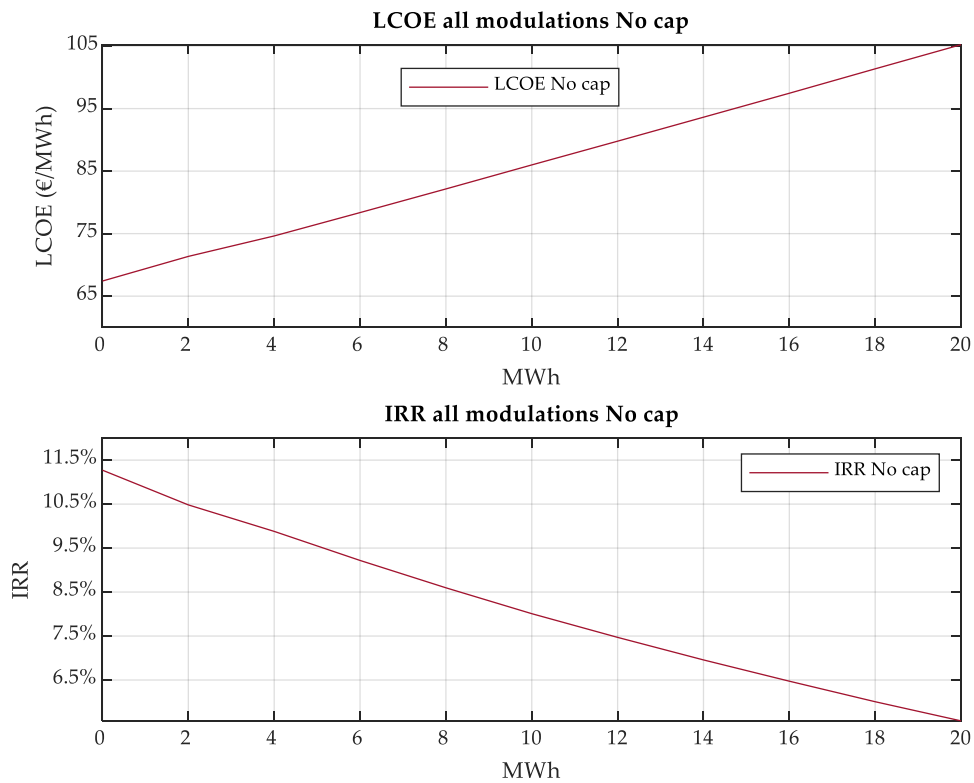
Διάγραμμα 6. 6 Καμπύλη διάρκειας περικοπών για το No cap για τις διαμορφώσεις 0, 5 και 10 MWh

6.1.3 «No cap» Οικονομική αξιολόγηση

Για το τελικό στάδιο της μελέτης του κάθε σεναρίου πραγματοποιείται μια οικονομική αξιολόγηση με βάση τους δείκτες IRR και LCOE. Για το σενάριο του «No cap» ο αναλυτικός πίνακας για την κάθε διαμόρφωση καθώς και η γραφική αναπαράσταση των 2 αυτών οικονομικών δεικτών βρίσκονται παρακάτω (Πίνακας 6. 1 και Διάγραμμα 6. 7)

| <i>Διαμόρφωση (MWh)</i> | <i>IRR (%)</i> | <i>LCOE (€/MWh)</i> |
|-------------------------|----------------|---------------------|
| 0 | 11.27 | 67.42 |
| 2 | 10.48 | 71.36 |
| 4 | 9.88 | 74.63 |
| 5 | 9.54 | 76.49 |
| 6 | 9.22 | 78.37 |
| 8 | 8.60 | 82.15 |
| 10 | 8.01 | 85.99 |
| 12 | 7.47 | 89.79 |
| 14 | 6.96 | 93.62 |
| 16 | 6.47 | 97.46 |
| 18 | 6.01 | 101.36 |
| 20 | 5.57 | 105.23 |

Πίνακας 6. 1 Οικονομική αξιολόγηση No cap σεναρίου

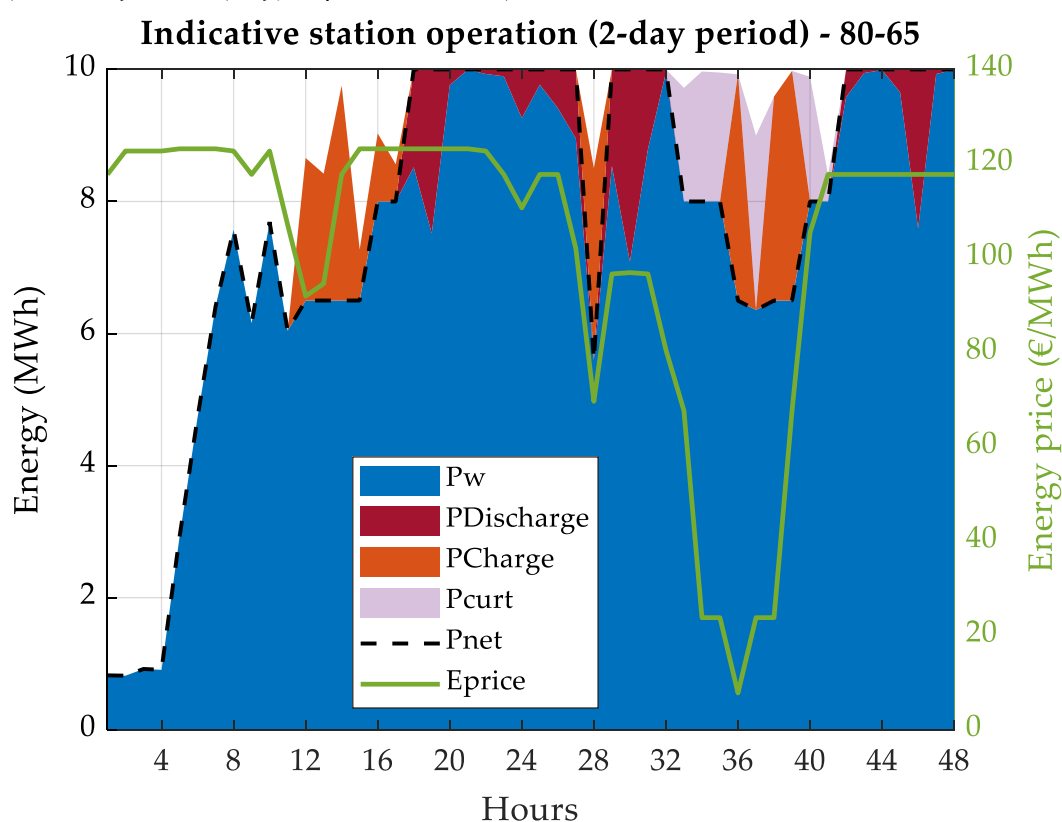


Διάγραμμα 6. 7 IRR και LCOE για το σενάριο No cap

6.2 Σενάριο 80-65

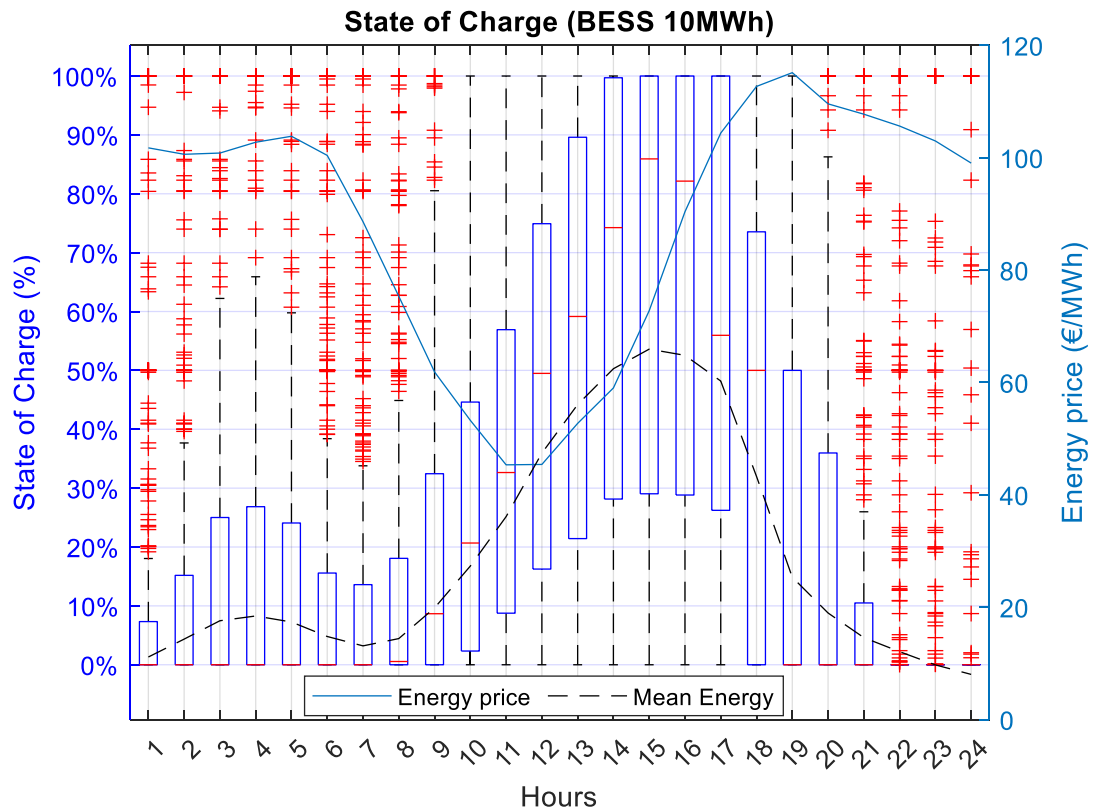
6.2.1 «80-65» 10MWh

Για το ίδιο διάστημα, το οποίο εξετάστηκε και στο προηγούμενο σενάριο, των 48 ωρών στο έτος του 2025, ακολουθεί το διάγραμμα, στο οποίο απεικονίζεται η λειτουργία του σταθμού. Για πρώτη φορά παρουσιάζεται, μεταξύ των ωρών 30 και 40, ένα διάστημα, στο οποίο επιβάλλονται περικοπές, κάτι το οποίο δεν υπήρχε για το αντίστοιχο διήμερο στην περίπτωση του προηγούμενου σεναρίου.



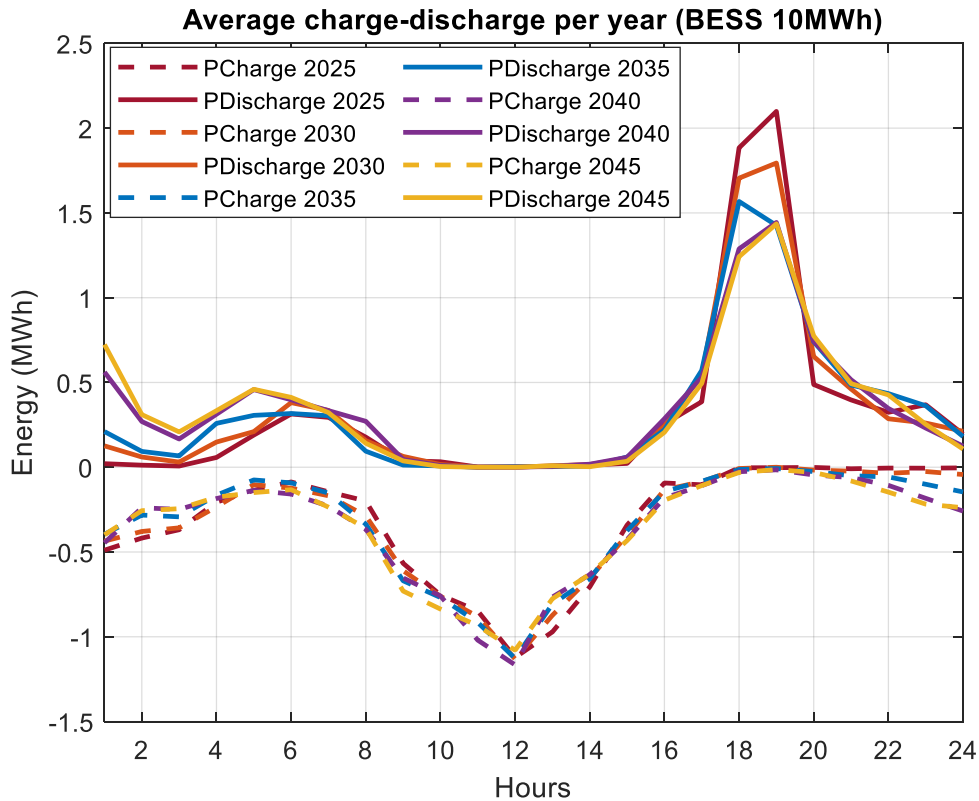
Διάγραμμα 6. 8 Λειτουργία σταθμού με μπαταρία 10 MWh 80-65

Κατόπιν, παρουσιάζεται το boxplot της ημερήσιας ενέργειας της μπαταρίας το 2030, το οποίο συνυπάρχει με τα διαγράμματα της μέσης ενέργειας και της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας για το ίδιο διάστημα. Από αυτό το διάγραμμα, σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο (Διάγραμμα 6. 2) παρατηρείται εντονότερη χρήση της μπαταρίας τις μεσημβρινές ώρες, λόγω των υποβολιμαίων περιορισμών, όπου η περικοπτόμενη αιολική ενέργεια που θα απέφεραν, απορροφάται από την μπαταρία ώστε να αξιοποιηθεί.



Διάγραμμα 6. 9 Boxplot του SOC για τις 10 MWh και τιμή ενέργειας για το σενάριο 80-65

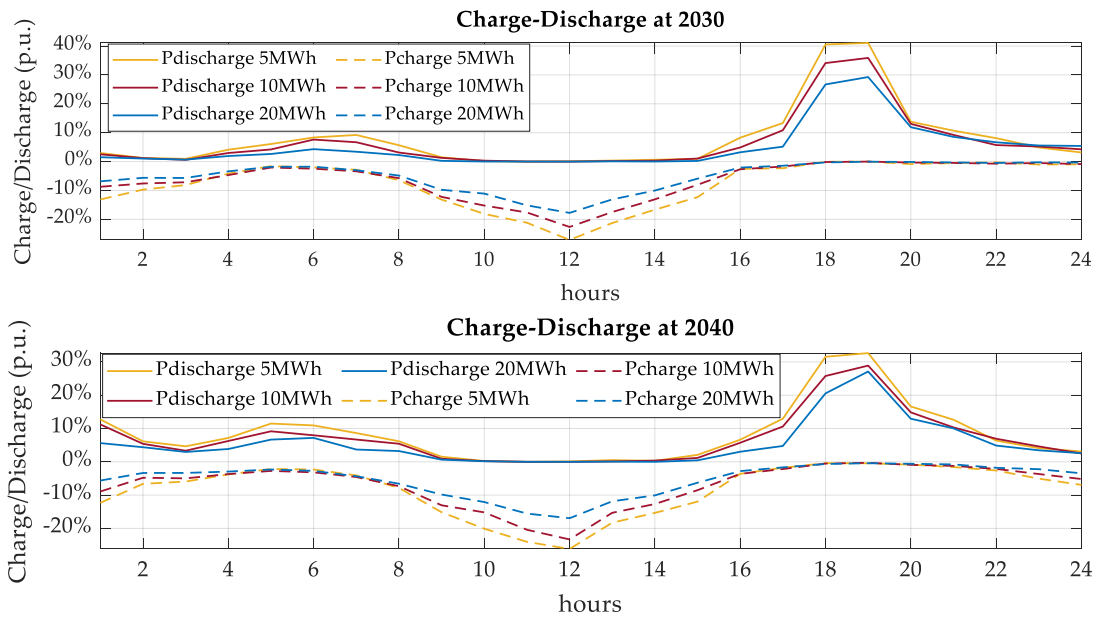
Ακολουθώντας, απεικονίζεται η μέση ημερήσια λειτουργία αποφόρτισης και φόρτισης της μπαταρίας για όλα τα εξεταζόμενα χρόνια της επένδυσης. Παρατηρείται ότι υπάρχει μια μικρή αύξηση της χρήσης της μπαταρίας κατά τις ώρες των περιορισμών και επίσης γίνεται εντονότερο ένα ειδικό φαινόμενο κατά το τέλος της ημέρας. Πιο συγκεκριμένα την 24^η ώρα παρατηρείται μια περιορισμένη φόρτιση της μπαταρίας, η οποία γίνεται εντονότερη με την πάροδο των ετών, φαινόμενο που θα αναλυθεί στην ενότητα 7.1.3 λεπτομερώς.



Διάγραμμα 6. 10 Μέση λειτουργία φόρτισης/εκφόρτισης για τις 10MWh όλα τα έτη για το σενάριο 80-65

6.2.2 «80-65» Συγκεντρωτικά

Στο Διάγραμμα 6. 11 παρουσιάζεται η μέση ημερήσια λειτουργία αποφόρτισης και φόρτισης της μπαταρίας για τα έτη 2030, 2040 της επένδυσης ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος των τριών βασικών διαμορφώσεων, οι οποίες είναι οι 5, οι 10 και οι 20 MWh. Με βάση αυτό προκύπτει ότι στο σενάριο «80-65» το πλάτος της εκφόρτισης μειώνεται το 2040, ωστόσο η συνολική ημερήσια χρήση της μπαταρίας αυξάνεται, όπως προκύπτει και από τον πίνακα, ο οποίος δείχνει για όλες τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις και όλα τα έτη μελέτης το energy throughput, δηλαδή τη συνολική ενέργεια που διαχειρίστηκε η μπαταρία στο συγκεκριμένο χρονικό διάστημα.

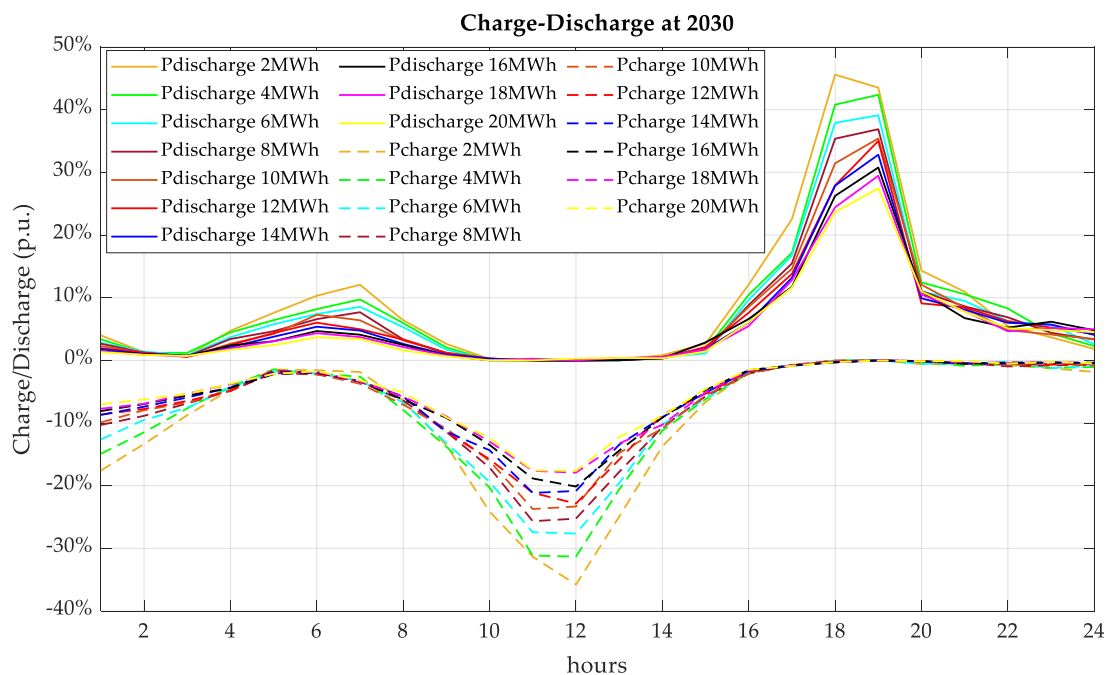


Διάγραμμα 6. 11 Φόρτιση/Εκφόρτιση για το σενάριο 80-65 και τις βασικές διαμορφώσεις του για τα έτη 2030 και 2040

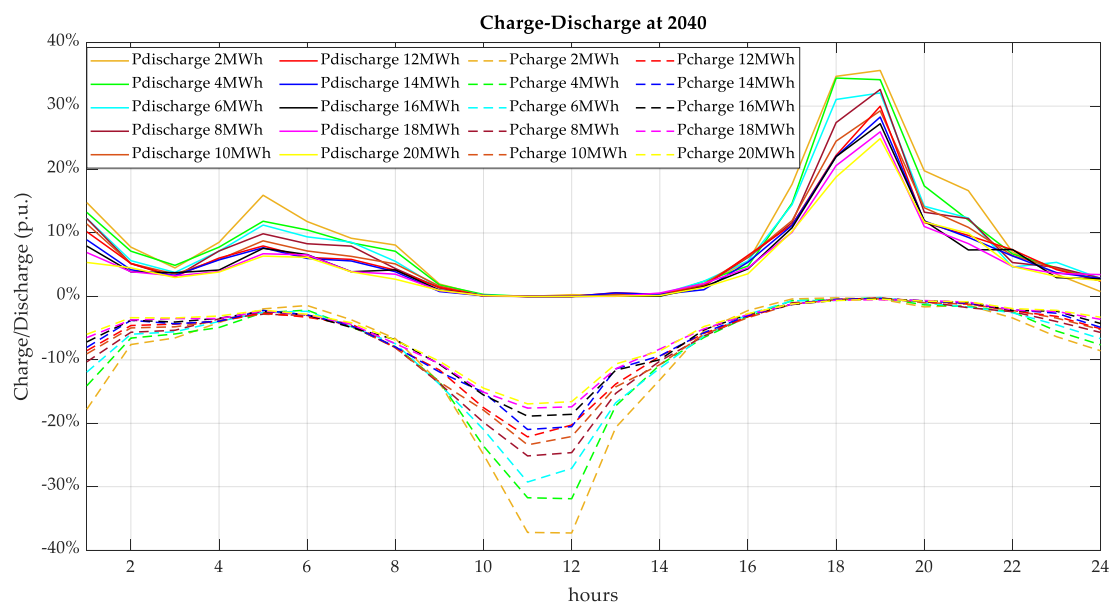
| <i>MWh</i> \ <i>Years</i> | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 2 | 378.25 | 393.72 | 389.69 | 416.79 | 413.29 |
| 4 | 340.82 | 355.35 | 353.66 | 380.05 | 378.64 |
| 6 | 314.23 | 325.23 | 323.19 | 349.88 | 350.20 |
| 8 | 293.67 | 301.12 | 300.69 | 326.52 | 326.49 |
| 10 | 276.80 | 283.50 | 282.32 | 307.21 | 307.80 |
| 12 | 261.27 | 268.44 | 266.94 | 289.05 | 290.76 |
| 14 | 247.20 | 255.12 | 253.35 | 272.88 | 274.59 |
| 16 | 233.79 | 243.14 | 240.90 | 258.27 | 259.27 |
| 18 | 221.64 | 231.94 | 229.99 | 245.72 | 246.28 |
| 20 | 210.08 | 220.66 | 220.08 | 233.92 | 234.71 |

Πίνακας 6. 2 Energy throughput για το σενάριο 80-65

Για να υπάρξει γενίκευση των συμπερασμάτων-παρατηρήσεων ως προς τη σχέση της χωρητικότητας της μπαταρίας και του ποσοστού χρήσης της σχεδιάζεται η ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης του 2030 και 2040 αντίστοιχα για όλες τις διαμορφώσεις που εξετάζονται στην παρούσα εργασία.



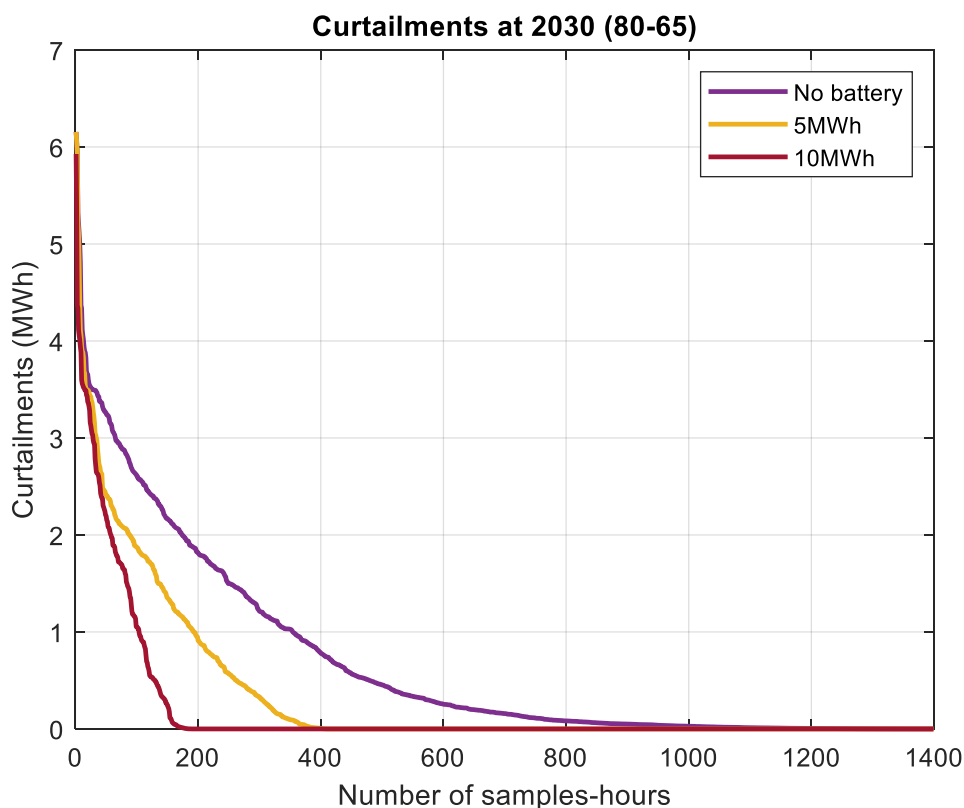
Διάγραμμα 6. 12 Φόρτιση/Εκφόρτιση 2030 για το σενάριο 80-65 για όλες τις διαμορφώσεις



Διάγραμμα 6. 13 Φόρτιση/Εκφόρτιση 2040 για το σενάριο 80-65 για όλες τις διαμορφώσεις

Με βάση τα παραπάνω διαγράμματα παρατηρείται ότι η αύξηση της χωρητικότητας σηματοδοτεί μείωση του ωριαίου ποσοστού χρήσης της μπαταρίας. Πέρα από αυτή την παρατήρηση από τα δύο παραπάνω διαγράμματα, παρατηρείται μείωση της χρήσης της μπαταρίας το 2040 σε σχέση με το 2030 για αντίστοιχες διαμορφώσεις. Τέλος, σημειώνεται ότι η αύξηση της χωρητικότητας μειώνει τη διαφορά μεταξύ της ποσοστιαίας χρήσης της μπαταρίας, γεγονός που οφείλεται στη μείωση των

δυνατοτήτων αξιοποίησης της μπαταρίας λόγω των περιορισμών και την αδυναμία έγχυσης της απορροφημένης ενέργειας στο δίκτυο.



Διάγραμμα 6. 14 Καμπύλη διάρκειας περικοπών του σεναρίου 80-65 για τις διαμορφώσεις των 0, 5 και 10 MWh

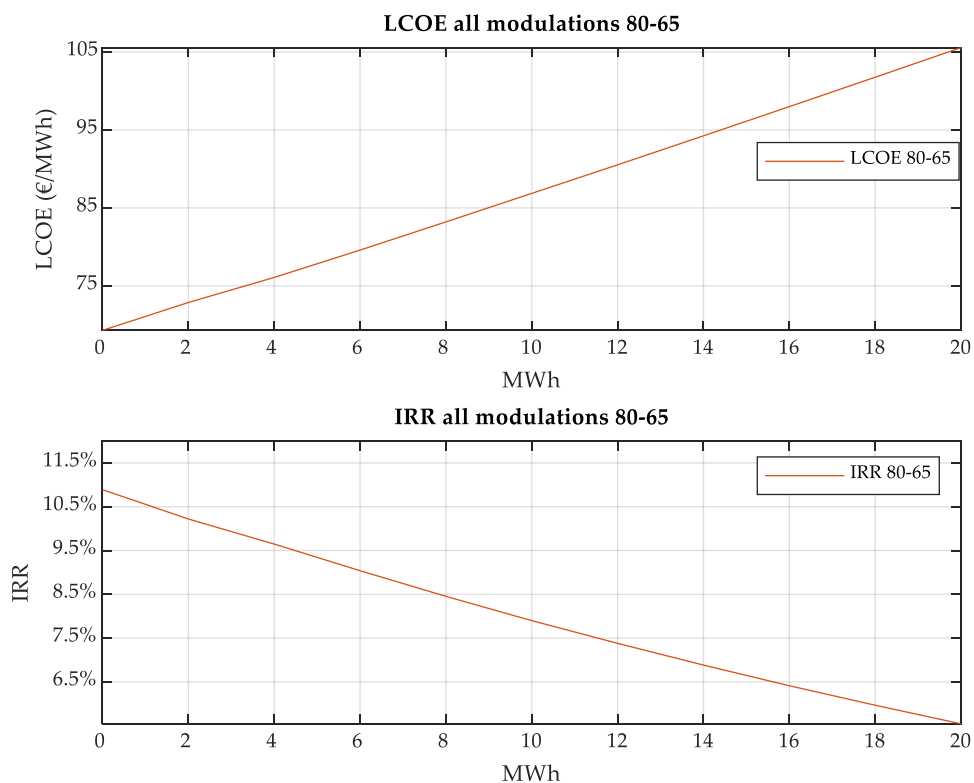
Στο Διάγραμμα 6. 14 παρουσιάζεται η καμπύλη διάρκειας των περικοπών για το έτος 2030 για την περίπτωση απουσίας BESS και τις διαμορφώσεις των 5 και 10MWh για το σενάριο «80-65». Από το διάγραμμα φαίνεται, κάτι που ήταν αναμενόμενο, ότι με αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας το σύστημα Α/Π και μπαταρίας δύναται να περισώσει μεγαλύτερη ποσότητα περικοπών, ενώ σημειώνεται σαφής βελτίωση σε σχέση με την περίπτωση, στην οποία δεν υπάρχει μπαταρία.

6.2.3 «80-65» Οικονομική αξιολόγηση

Ακολουθεί ο Πίνακας 6. 3 με τα αναλυτικά IRR, LCOE ανά διαμόρφωση και το διάγραμμα των 2 αυτών δεικτών για το σενάριο «80-65».

| <i>Διαμόρφωση (MWh)</i> | <i>IRR (%)</i> | <i>LCOE (€/MWh)</i> |
|-------------------------|----------------|---------------------|
| 0 | 10.8902 | 69.2918 |
| 2 | 10.2205 | 72.8631 |
| 4 | 9.6475 | 76.0799 |
| 5 | 9.3384 | 77.833 |
| 6 | 9.0394 | 79.5861 |
| 8 | 8.4535 | 83.2005 |
| 10 | 7.8983 | 86.8607 |
| 12 | 7.3797 | 90.5204 |
| 14 | 6.8829 | 94.2400 |
| 16 | 6.4112 | 97.9867 |
| 18 | 5.9661 | 101.7556 |
| 20 | 5.5413 | 105.5532 |

Πίνακας 6. 3 Οικονομική αξιολόγηση σεναρίου 80-65



Διάγραμμα 6. 15 IRR και LCOE όλων των διαμορφώσεων του σεναρίου 80-65

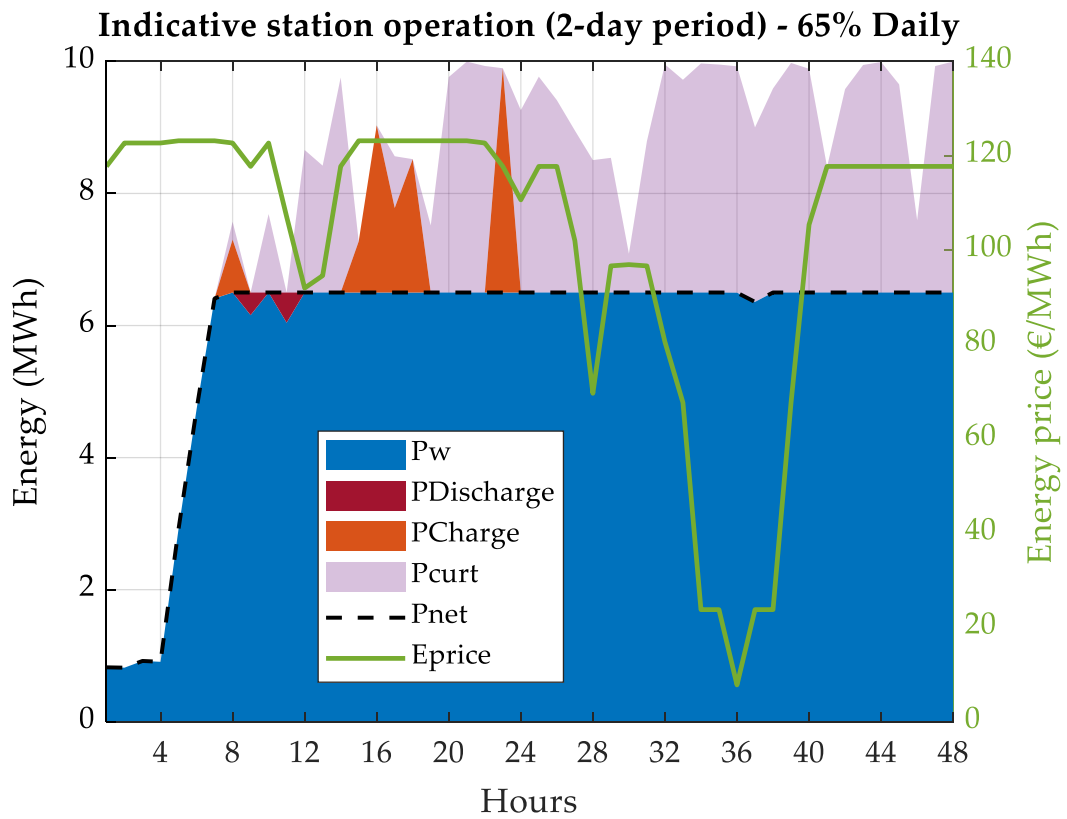
Με βάση το διάγραμμα, άνωθεν, φαίνεται πως οι δύο οικονομικοί δείκτες LCOE και IRR, παρουσιάζουν γραμμική σχέση αναλογίας με την αύξηση και τη μείωση της χωρητικότητας της μπαταρίας αντίστοιχα.

6.3 Σενάριο «65% Daily»

Αυτό το σενάριο πρόκειται για το τελευταίο εκ των βασικών και συνιστά αυτό με τον πιο έντονο περιορισμό συγκριτικά και με τα 6 εξεταζόμενα σενάρια, στο οποίο το όριο στη εγχεόμενη ενέργεια στο δίκτυο δεν ξεπερνά το 65% των δυνατοτήτων του σταθμού δηλαδή τις 6.5 MWh.

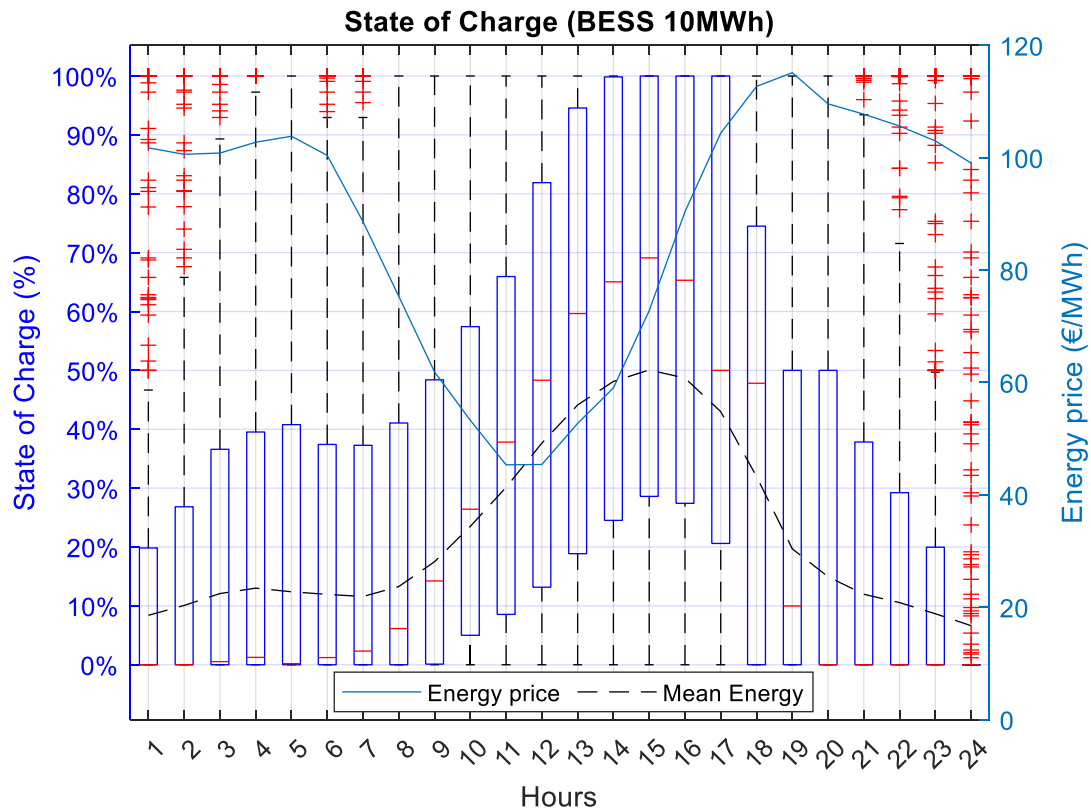
6.3.1 «65% Daily» 10MWh

Για το ίδιο διάστημα, το οποίο εξετάστηκε μέχρι τώρα, ακολουθεί το Διάγραμμα 6. 16, στο οποίο απεικονίζεται η λειτουργία του σταθμού. Οι επιβαλλόμενες περικοπές, λόγω του εντονότερου περιορισμού έχουν γίνει πλέον πιο αισθητές, έχουν μεγαλύτερο πλάτος και μεγαλύτερο εύρος σε σχέση με το αντίστοιχο διήμερο στην περίπτωση των 2 προηγούμενων σεναρίων. Επιπλέον, παρουσιάζεται μια μεταβολή στη βασική λειτουργική στόχευση της μπαταρίας από την εκτέλεση arbitrage για μεγιστοποίηση των εσόδων στη μείωση των περικοπών. Δηλαδή, σε περιόδους, κατά τις οποίες η επιτρεπόμενη εγχεόμενη ισχύς του σταθμού μειώνεται, από τους περιορισμούς του δικτύου, σε χαμηλότερα επίπεδα από την αιολική παραγωγή η μπαταρία επιχειρεί να απορροφήσει ενέργεια, ώστε να μειωθούν οι περικοπές και κατ' επέκταση οι απώλειες εσόδων.



Διάγραμμα 6. 16 Λειτουργία σταθμού με μπαταρία 10 MWh σενάριο 65% Daily

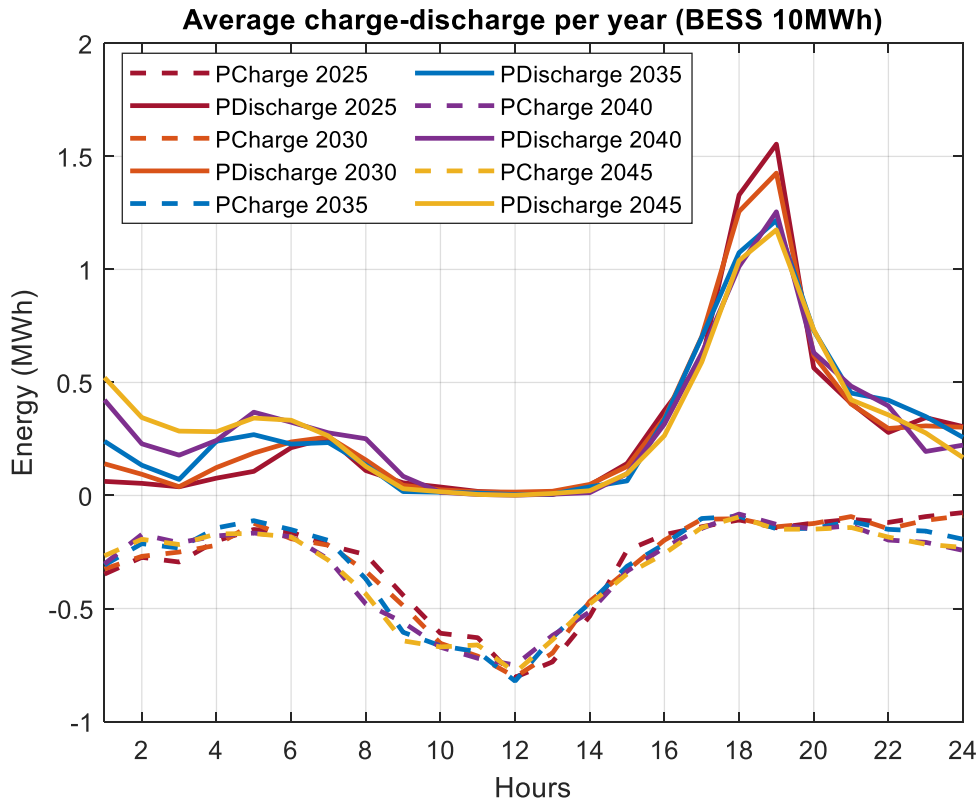
Κατόπιν, παρουσιάζεται το boxplot της ημερήσιας ενέργειας της μπαταρίας το 2030, το οποίο συνυπάρχει με τα διαγράμματα της μέσης ενέργειας και της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας για το ίδιο διάστημα.



Διάγραμμα 6. 17 Boxplot του SOC για τις 10 MWh του σεναρίου 65% Daily και τιμή της ενέργειας

Με βάση το Διάγραμμα 6. 17 προκύπτει το πόρισμα ότι παρότι ο σταθμός δέχεται μεγαλύτερους περιορισμούς από το δίκτυο ως προς την έγχυση ισχύος η μπαταρία δεν παρουσιάζει αύξηση στη συμμετοχή της. Αντιθέτως, όπως φαίνεται και από το ακόλουθο διάγραμμα, στο οποίο απεικονίζεται η μέση ημερήσια λειτουργία αποφόρτισης και φόρτισης της μπαταρίας για τις πέντε εξεταζόμενες πενταετίες της επένδυσης, το πλάτος εκφόρτισης και φόρτισης της μπαταρίας μειώνεται. Αυτό συμβαίνει διότι δεν καθίσταται εφικτό για το σύστημα Α/Π και μπαταρίας να αποστείλει την παραγόμενη ενέργεια στο δίκτυο λόγω του έντονου περιορισμού, κάτι το οποίο αποτρέπει και τη μπαταρία από το να αποθηκεύσει ενέργεια, αφού εν τέλει δε δύναται να την εγχύσει στο δίκτυο.

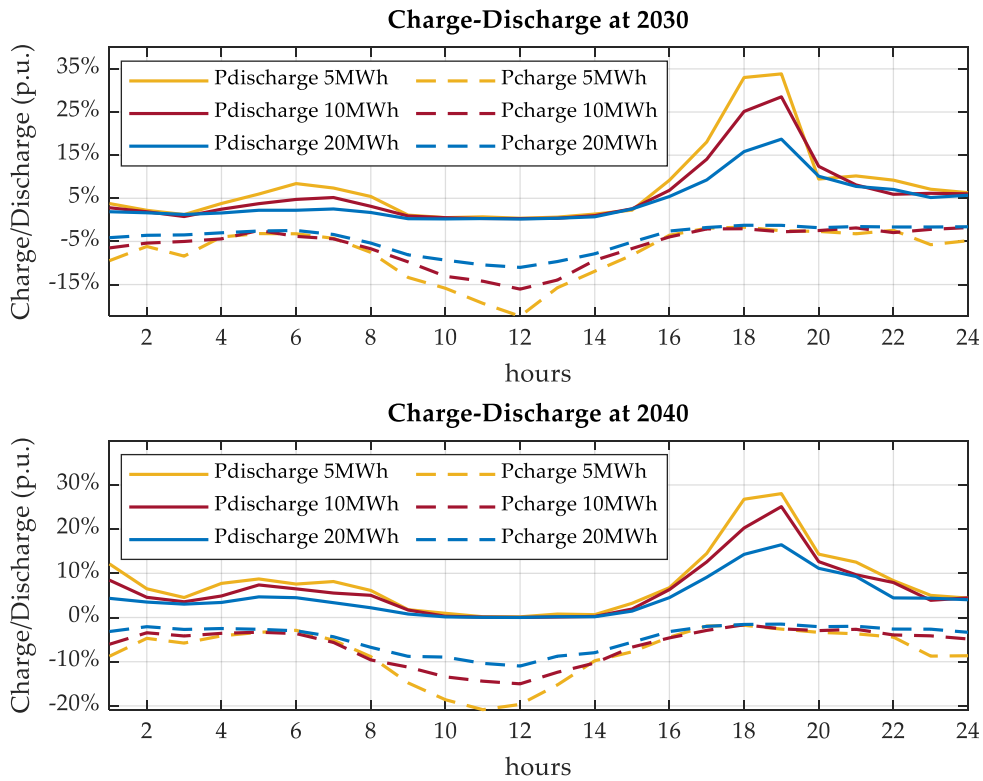
Σημειώνεται ότι για αυτό το σενάριο δεν υπάρχει έντονη εκφόρτιση και σχεδόν η καμπύλη του SOC μένει σταθερή. Επίσης, παρατηρείται ότι δεν υπάρχει πλήρης εκφόρτιση της μπαταρίας στο σενάριο με «65% Daily» όπως στα υπόλοιπα σενάρια πραγματοποιείται. Αυτό συμβαίνει διότι, σε σενάρια με μεγάλους περιορισμούς, όπως αυτό, η έξοδος του σταθμού περιορίζεται, με αποτέλεσμα να μειώνεται το περιθώριο έγχυσης ενέργειας στο δίκτυο.



Διάγραμμα 6. 18 Μέση ημερήσια φόρτιση/εκφόρτιση για όλα τα εξεταζόμενα έτη για τις 10MWh του σεναρίου 65% Daily

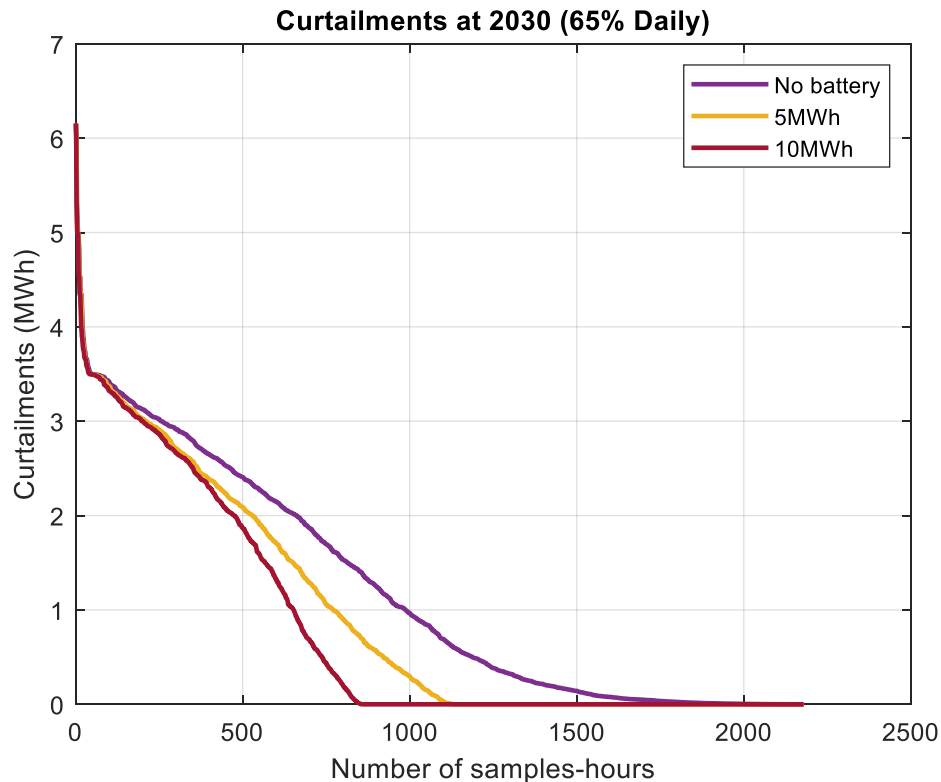
6.3.2 «65% Daily» Συγκεντρωτικά

Στο Διάγραμμα 6. 19 παρουσιάζεται η μέση ημερήσια λειτουργία αποφόρτισης και φόρτισης της μπαταρίας για τα έτη 2030, 2040 της επένδυσης ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος των τριών βασικών διαμορφώσεων, οι οποίες είναι οι 5, οι 10 και οι 20 MWh. Αυτό που παρατηρείται, εκτός από τη μικρότερη χρήση της μπαταρίας το 2040 σε σχέση με το 2030 είναι ότι αυτή η εκφόρτιση στο τέλος της ημέρας συμβαίνει και το 2030 για την μπαταρία των 5MWh (σε μικρότερο βαθμό από το 2040) αλλά και ότι στις πρώτες πρωινές ώρες η φθίνουσα πορεία της φόρτισης στα 2 προηγούμενα σενάρια, σε αυτό το σενάριο φθίνει αρχικά και μετά αυξάνεται ξανά.



Διάγραμμα 6. 19 Φόρτιση/εκφόρτιση βασικών διαμορφώσεων του σεναρίου 65% Daily για τα έτη 2030 και 2040

Στο κάτωθι διάγραμμα παρουσιάζονται η καμπύλη διάρκειας των περικοπών για το έτος 2030 για την περίπτωση απουσίας BESS και τις διαμορφώσεις των 5 και 10MWh για το σενάριο «65% Daily».



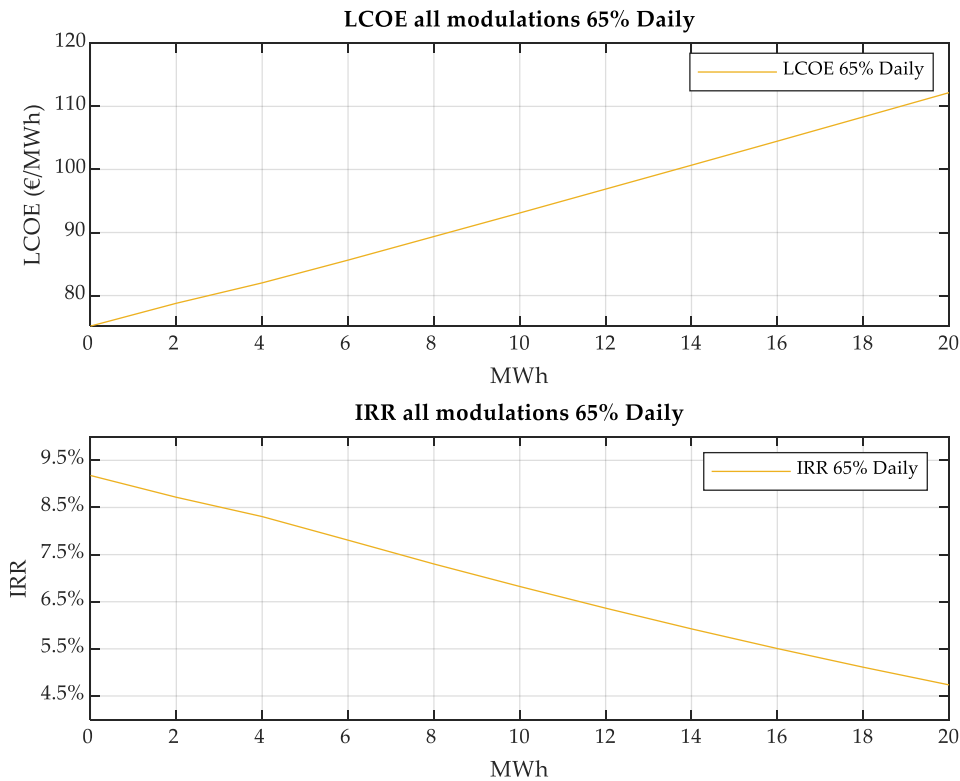
Διάγραμμα 6. 20 Καμπύλη διάρκειας περικοπών για το σενάριο 65% Daily για τις διαμορφώσεις των 0, 5 και 10 MWh

6.3.3 «65% Daily» Οικονομική αξιολόγηση

Ακολουθεί ο Πίνακας 6. 4 με τα αναλυτικά IRR, LCOE ανά διαμόρφωση και το διάγραμμα των 2 αυτών δεικτών για το σενάριο «65% Daily».

| Διαμόρφωση (MWh) | IRR (%) | LCOE (€/MWh) |
|------------------|---------|--------------|
| 0 | 9.1793 | 75.159 |
| 2 | 8.7172 | 78.7782 |
| 4 | 8.3068 | 82.0149 |
| 5 | 8.0432 | 81.9355 |
| 6 | 7.8069 | 85.6234 |
| 8 | 7.3013 | 89.3614 |
| 10 | 6.824 | 93.0984 |
| 12 | 6.3637 | 96.8866 |
| 14 | 5.9241 | 100.6751 |
| 16 | 5.5067 | 104.4887 |
| 18 | 5.1108 | 108.3294 |
| 20 | 4.7355 | 112.1785 |

Πίνακας 6. 4 Οικονομική αξιολόγηση σεναρίου 65% Daily



Διάγραμμα 6. 21 IRR και LCOE όλων των διαμορφώσεων για το σενάριο 65% Daily

Με βάση το Διάγραμμα 6. 21 φαίνεται πως οι δύο οικονομικοί δείκτες LCOE και IRR, παρουσιάζουν γραμμική σχέση αναλογίας με την αύξηση και τη μείωση της χωρητικότητας της μπαταρίας αντίστοιχα, κάτι το οποίο παρατηρήθηκε και στα προηγούμενα σενάρια. Ωστόσο, παρατηρείται μια έντονη επιδείνωση των οικονομικών δεικτών εν συγκρίσει με τα προηγούμενα σενάρια. Ειδικότερα, αυξάνεται σημαντικά το LCOE και αντιστοίχως μειώνεται το IRR σε όλες τις περιπτώσεις, ακόμα και σε αυτή εν απουσία BESS, γεγονός που αποδεικνύει το ρόλο, τον οποίο διαδραματίζει η αύξηση των περιορισμών στην επένδυση.

6.3.4 «65% Daily» Energy Throughput

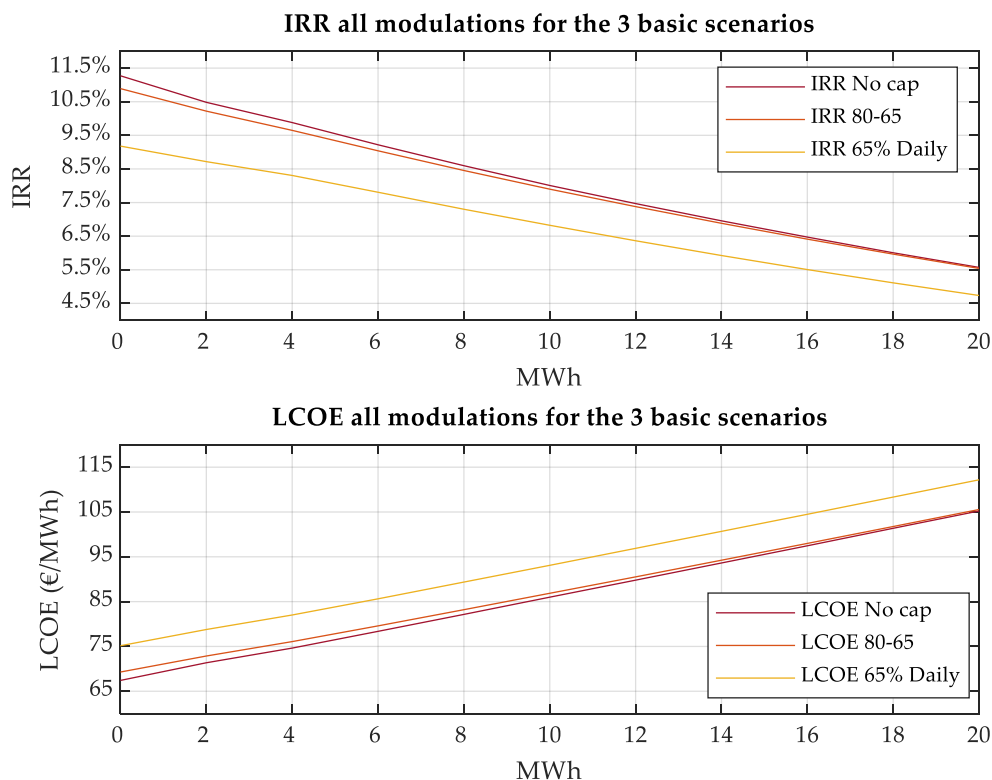
Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι κύκλοι της μπαταρίας ανά διαμόρφωση και ανά έτος μελέτης. Με την εξέταση και τη σύγκριση των κύκλων λειτουργίας προκύπτει ότι εν γίνεται οι κύκλοι της μπαταρίας παρουσιάζουν αυξητική πορεία. Ωστόσο, για μερικές διαμορφώσεις τα έτη 2030 και 2035, καθώς και τα έτη 2040 και 2045 δεν εμπίπτουν στον παραπάνω κανόνα.

| <i>MWh</i> \ <i>Years</i> | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
|---------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 2 | 386.1018 | 395.3834 | 395.2060 | 409.9739 | 406.9583 |
| 4 | 337.9940 | 349.5006 | 350.6684 | 365.7474 | 364.2810 |
| 6 | 303.9561 | 314.2908 | 314.4614 | 330.5103 | 331.9219 |
| 8 | 276.2857 | 284.8181 | 286.8908 | 302.8519 | 304.1841 |
| 10 | 254.9285 | 262.5672 | 264.3613 | 279.4814 | 281.3165 |
| 12 | 236.2584 | 244.0409 | 245.3366 | 258.2988 | 260.5087 |
| 14 | 219.1839 | 227.6625 | 228.9442 | 239.6276 | 242.3994 |
| 16 | 203.3836 | 213.9008 | 215.1780 | 224.2525 | 227.4000 |
| 18 | 189.7526 | 201.7759 | 203.285 | 211.1262 | 214.3797 |
| 20 | 178.0429 | 191.0211 | 192.8303 | 199.7162 | 202.8212 |

Πίνακας 6. 5 Energy throughput 65% Daily

6.4 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα 3 βασικών σεναρίων

Για αυτά τα τρία βασικά σενάρια εκτελείται μια συνολική οικονομική αποτίμηση της επένδυσης. Ειδικότερα, γίνεται σύγκριση των IRR, LCOE όλων των εξεταζόμενων διαμορφώσεων και αυτής που δεν περιλαμβάνει BESS, δηλαδή την περίπτωση του απλού Α/Π, η οποία παρουσιάζεται διαγραμματικά ακολούθως.



Διάγραμμα 6. 22 IRR και LCOE όλων των διαμορφώσεων για τα 3 βασικά σενάρια

Από το Διάγραμμα 6. 22 και τη σύγκριση των LCOE και των IRR, προκύπτει ότι το σενάριο «65% Daily» είναι το χειρότερο ως προς το επενδυτικό κομμάτι ενώ αντίθετα τα δύο σενάρια «80-65» το «No cap» έχουν πολύ κοντινούς οικονομικούς δείκτες με το 2^ο να είναι ελαφρώς καλύτερο, εφόσον έχει και μικρότερο επιβαλλόμενο περιορισμό. Ωστόσο, στα σενάρια 80-65» το «No cap» παρατηρείται σύγκλιση των οικονομικών δεικτών με αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας, και τα σενάρια με χωρητικότητες άνω των 14MWh είναι σχεδόν ταυτόσημα στα δύο αυτά σενάρια.

6.5 Επιπλέον σενάρια

Η ανάγκη για περαιτέρω εμβάθυνση και ανάλυση διαφόρων ειδών περιορισμών υπαγορεύει την εισαγωγή τριών νέων σεναρίων περιορισμών, τα οποία, όπως αναλύθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, θα ονομαστούν «80-65 Daily» «80-50 Daily» και «75-50 Daily».

Στους παρακάτω πίνακες απεικονίζονται διαδοχικά τα IRR και LCOE για την περίπτωση χωρίς μπαταρία και τις διαμορφώσεις των 5, 10 και 20 MWh για τα 3 επιπλέον σενάρια, τα οποία εξετάστηκαν. Αυτό που παρατηρείται

είναι ότι με αύξηση των περιορισμών οι οικονομικοί δείκτες της επένδυσης δυσχεραίνουν, το οποίο συμβαίνει επίσης και σε περίπτωση αύξηση της χωρητικότητας.

| MWh \ Years | 80-65 Daily | 80-50 | 75-50 |
|-------------|-------------|---------|--------|
| 0 | 10.345% | 10.050% | 9.726% |
| 5 | 8.749% | 8.546% | 8.302% |
| 10 | 7.626% | 7.469% | 7.254% |

Πίνακας 6. 6 IRR 3 εξετρα σεναρίων

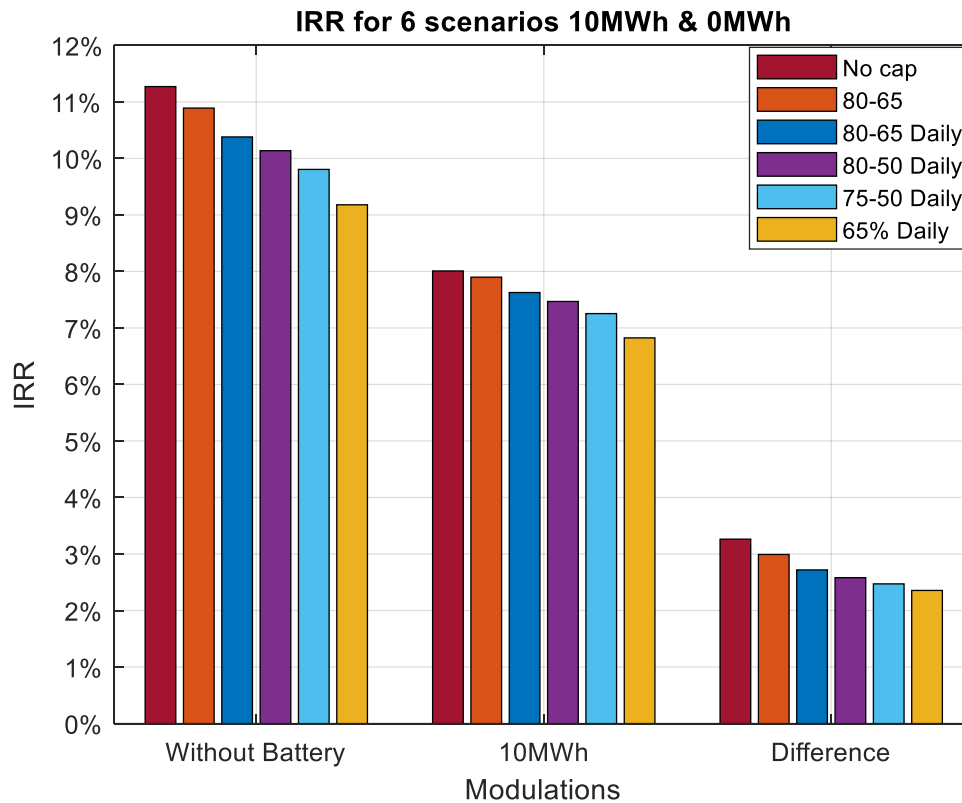
| MWh \ Years | 80-65 Daily | 80-50 | 75-50 |
|-------------|-------------|--------|--------|
| 0 | 71.100 | 72.823 | 73.991 |
| 5 | 85.214 | 86.506 | 87.824 |
| 10 | 88.610 | 90.075 | 91.393 |

Πίνακας 6. 7 LCOE 3 εξετρα σεναρίων

6.6 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα έξι σεναρίων

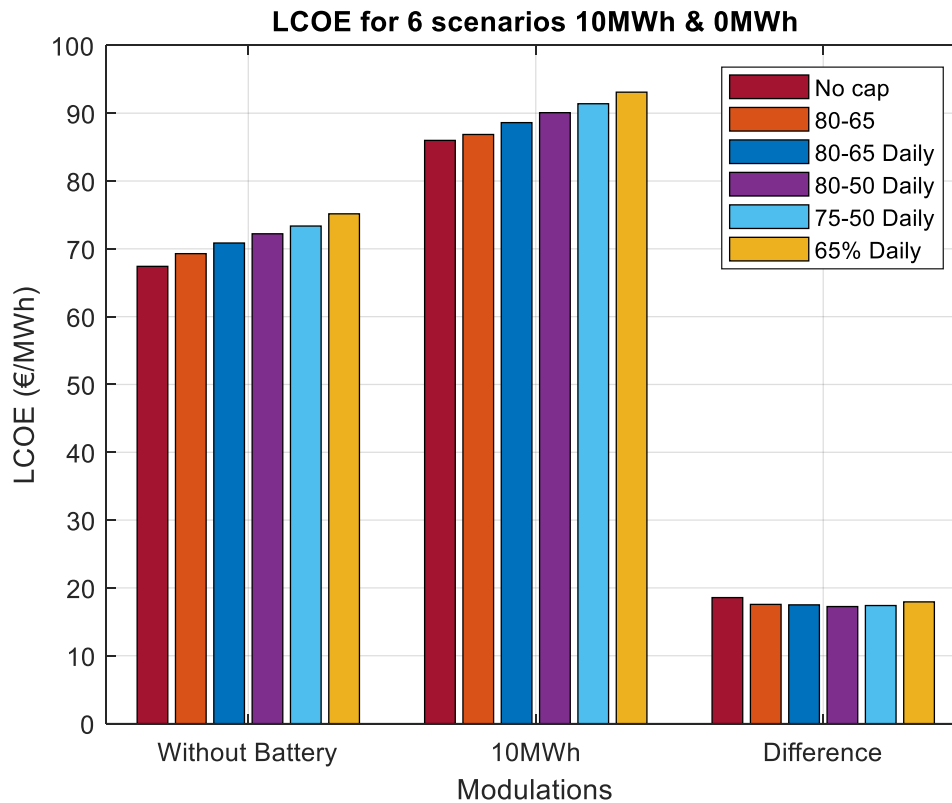
6.6.1 Συγκεντρωτική οικονομική αξιολόγηση

Στη συγκεκριμένη εργασία μελετάται η συμβολή της μπαταρίας στη βελτίωση της λειτουργίας του σταθμού ΑΠΕ σε διάφορα σενάρια περιορισμών. Ωστόσο, η απλή σύγκριση των οικονομικών δεικτών, για την αντίστοιχη διαμόρφωση, μεταξύ διαφορετικών σεναρίων στερείται λογικής, εφόσον είναι προφανές ότι τα σενάρια με μικρότερους περιορισμούς θα παρουσιάσουν τα καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα. Συνεπώς, θα γίνεται σύγκριση των οικονομικών στοιχείων με βάση τη διαφοροποίηση ανά σενάριο, την οποία αποφέρει η συμβολή της μπαταρίας στο IRR και στο LCOE. Δημιουργούνται, δηλαδή, 6 στήλες (bars) για τη διαμόρφωση των 10MWh, 6 για τη διαμόρφωση των 0 MWh και 6 για τη σύγκριση των διαμορφώσεων ανά σενάριο, ώστε να είναι δυνατή η σύγκριση ως προς το οικονομικό σκέλος των 6 διαμορφώσεων, για τα IRR και LCOE στο Διάγραμμα 6. 23 και στο Διάγραμμα 6. 24



Διάγραμμα 6. 23 IRR για όλα τα σενάρια για τις περιπτώσεις με μπαταρία 10 MWh και χωρίς, και η διαφορά μεταξύ των 2 αυτών περιπτώσεων ανά σενάριο

Παρατηρείται ότι όσο πιο έντονος είναι ο περιορισμός η οικονομική αξιολόγηση, ως προς IRR, των 2 διαμορφώσεων 10 και 0MWh συγκλίνει. Επομένως, σε καταστάσεις περιορισμών όπως το «65% Daily» και το «75-50 Daily» η χρήση της μπαταρίας κρίνεται πιο αποδοτική και οικονομικά αξιοποιήσιμη εν συγκρίσει με τα σενάρια μικρών περιορισμών, καθώς η διαφορά της διαμόρφωσης των 10 MWh σε σχέση με την περίπτωση χωρίς μπαταρία, είναι μικρότερη. Επομένως, στα σενάρια μεγαλύτερων περιορισμών η μπαταρία βελτιώνει περισσότερο, ως προς τον οικονομικό παράγοντα την επένδυση, σε σχέση με τα σενάρια χαμηλών περιορισμών.



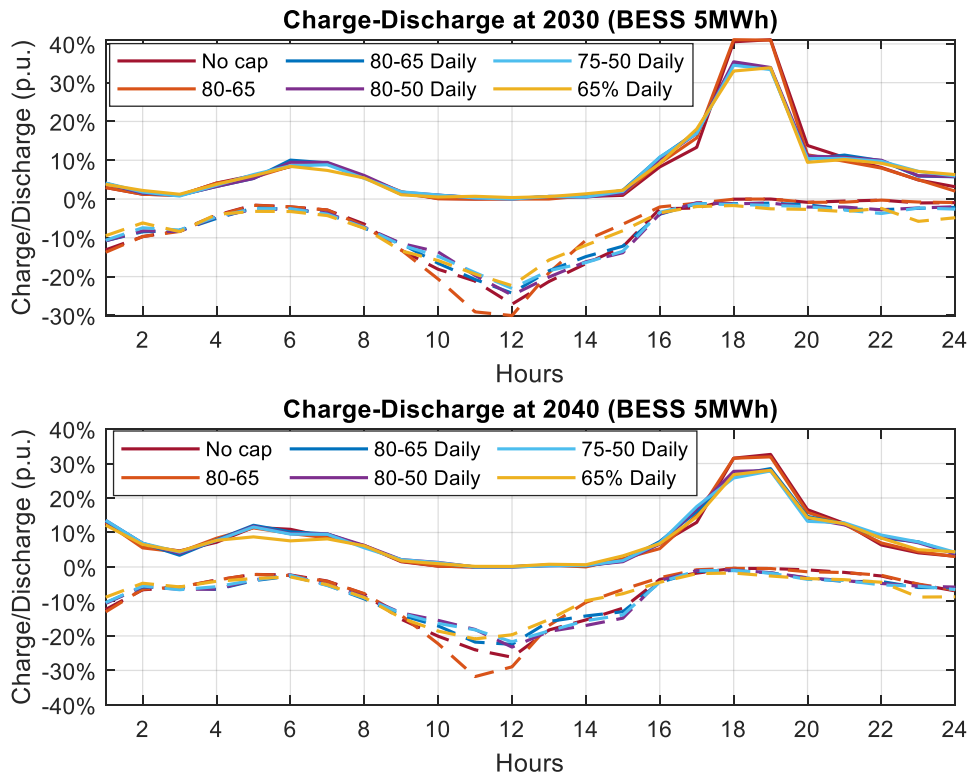
Διάγραμμα 6. 24 LCOE για όλα τα σενάρια για τις περιπτώσεις με μπαταρία 10 MWh και χωρίς, και η διαφορά μεταξύ των 2 αυτών περιπτώσεων ανά σενάριο

Σε περίπτωση που το παραπάνω διάγραμμα συνδυαστεί με το διάγραμμα των απωλειών και των περικοπών (Διάγραμμα 6. 31) φαίνεται ότι σε όλα τα σενάρια έχουν το ίδιο κόστος εγκατάστασης (ισχύος και ενέργειας) της μπαταρίας, την ίδια σχεδόν χρήση της μπαταρίας και παρόμοια μείωση των περικοπών εν συγκρίσει με το σενάριο με standalone A/Π. Επομένως, τα παραπάνω στοιχεία που είναι και τα μόνα που μεταβάλλονται σε σχέση με το σενάριο χωρίς ύπαρξη μπαταρίας είναι κοινά σχεδόν και στα 6 σενάρια περιορισμών που δοκιμάστηκαν. Συνεπώς, αφού είναι τα μόνα που επηρεάζουν το LCOE, η διαφορά των περιπτώσεων χωρίς και με ύπαρξη μπαταρίας είναι σχεδόν ίση.

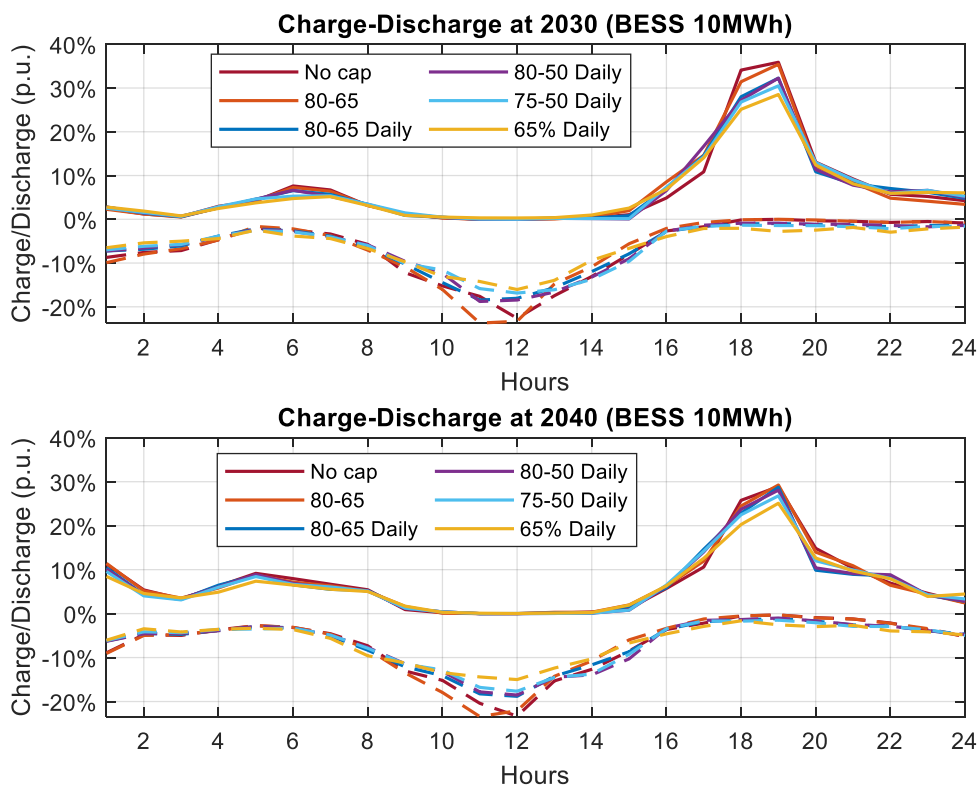
6.6.2 Λειτουργία μπαταρίας

Για να υπάρξει επίσης μια γενικότερη εικόνα της λειτουργίας και της χρήσης της εκάστοτε μπαταρίας υπό τους διάφορους περιορισμούς δημιουργούνται παρακάτω τα διαγράμματα για τις 5 και 10 MWh για τα έτη 2030 και 2040, στα οποία παρουσιάζονται οι μέσες ισχύεις φόρτισης και εκφόρτισης για όλα τα σενάρια εντός 24ώρου.

Από αυτά τα διαγράμματα φαίνεται ότι ανεξάρτητα από το βάθος του περιορισμού σε όλα τα σενάρια ακολουθείται το ίδιο μοτίβο ως προς τους κύκλους φόρτισης και αποφόρτισης, με μείωση του πλάτους κατά την αύξηση των περιορισμών. Επιπλέον, φαίνεται το εξής παράδοξο ότι στο σενάριο «80-65» υπάρχει μεγαλύτερο μέγιστο πλάτος φόρτισης, το οποίο επιτυγχάνεται στο διάστημα 11:00- 13:00. Αυτό συμβαίνει διότι, εκείνες τις ώρες υπάρχει έντονος περιορισμός της τάξης του 65%, οπότε η μπαταρία αποθηκεύει ενέργεια, προκειμένου να μην υπάρχουν απώλειες εσόδων από περικοπές. Ωστόσο, αυτό που διαφοροποιεί αυτό το σενάριο από τα υπόλοιπα σενάρια που έχουν τον ίδιο ή βαθύτερο περιορισμό εκείνη την ώρα είναι η το μεγάλο περιθώριο καθώς οι επιβαλλόμενοι περιορισμοί μόνο για αυτό το σενάριο δεν εκτείνονται σε όλη τη διάρκεια του 24ώρου. Επομένως, η μπαταρία αποθηκεύει μεγαλύτερα ποσά ενέργειας, εφόσον μπορεί να τα εγχύσει στο δίκτυο, σε αντίθεση με τα υπόλοιπα σενάρια περιορισμών. Εν συγκρίσει με το σενάριο «No cap», η μπαταρία εκείνες τις ώρες, προκειμένου να περισώσει ενέργεια που περικόπτεται, έχει μεγαλύτερα ανάγκες φόρτισης, λειτουργώντας πέρα από τα πλαίσια του arbitrage και των χαμηλών τιμών τις μεσημβρινές ώρες. Επομένως, έχει μεγαλύτερο μέγιστο πλάτος φόρτισης, αλλά οι υπόλοιποι κύκλοι έχουν μικρότερα πλάτη οπότε η συνολική χρήση της μπαταρίας παραμένει σχεδόν σταθερή για τα δύο σενάρια.



Διάγραμμα 6. 25 Μέση ημερήσια φόρτιση και εκφόρτιση των 5 MWh για όλα τα σενάρια των ετών 2030 και 2040

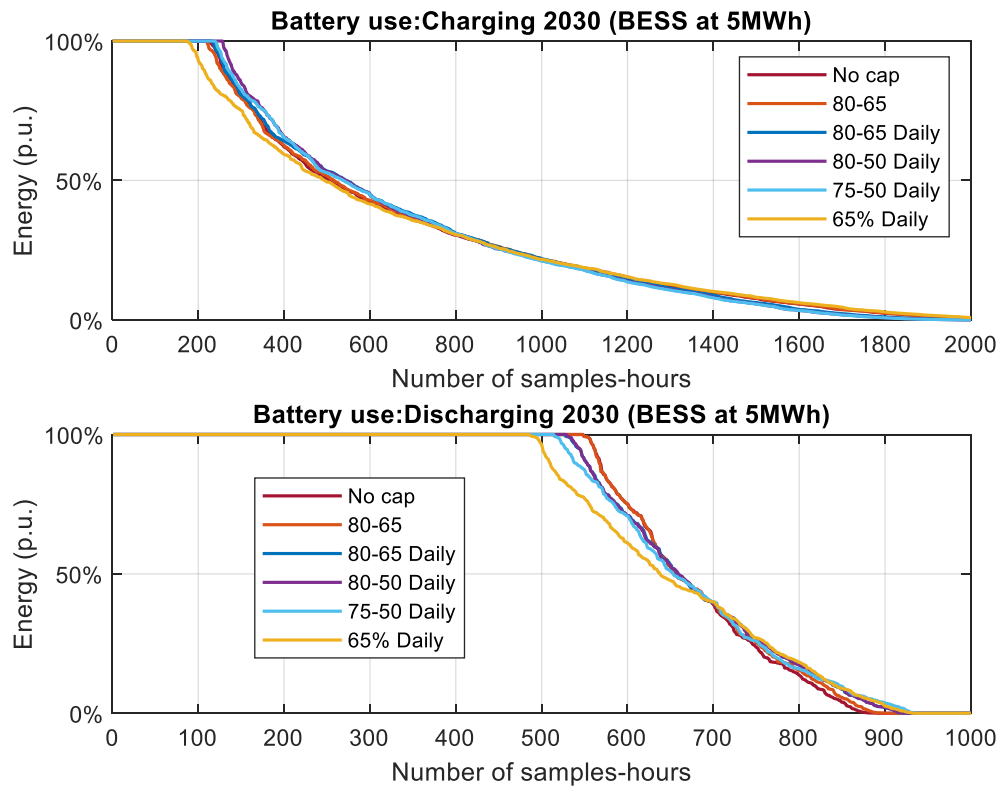


Διάγραμμα 6. 26 Μέση ημερήσια φόρτιση και εκφόρτιση των 10 MWh για όλα τα σενάρια των ετών 2030 και 2040

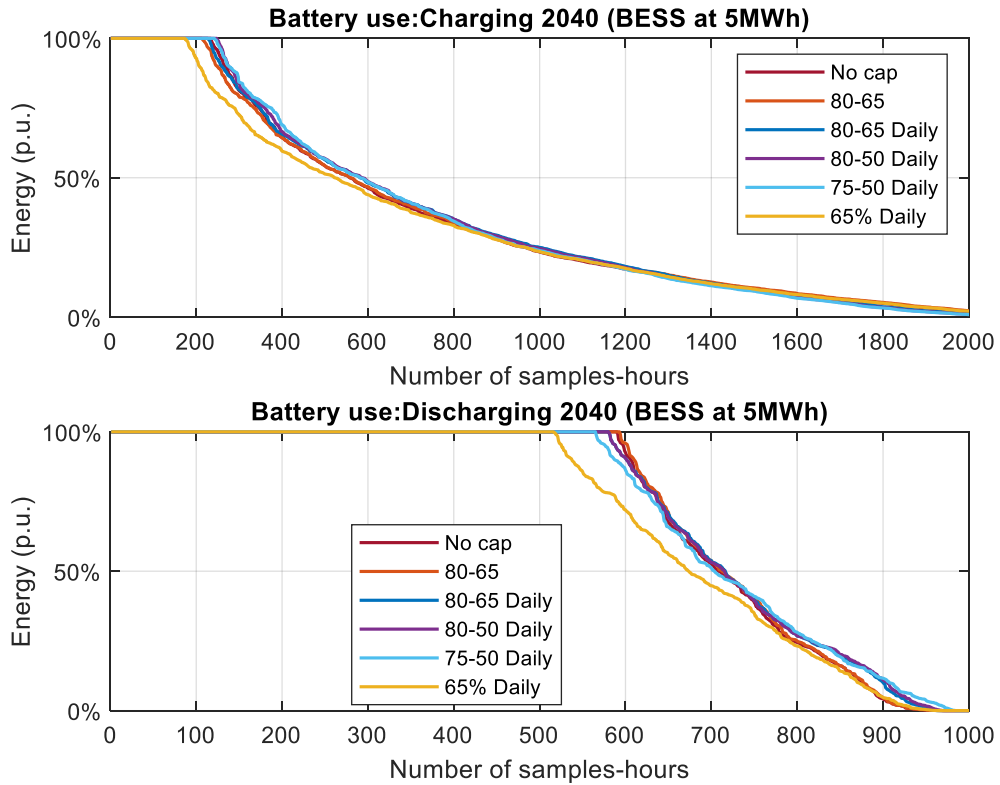
6.6.3 Χρήση μπαταρίας

Για να μελετηθεί η χρήση της μπαταρίας ως προς την κατάσταση της φόρτισης και εκφόρτισης της, η οποία δεν έχει εξεταστεί προηγουμένως, κατά το έτος 2030 και το έτος 2040 της λειτουργίας σχεδιάζονται τα παρακάτω διαγράμματα για τις διαμορφώσεις των 5 και 10 MWh.

- **5MWh:**

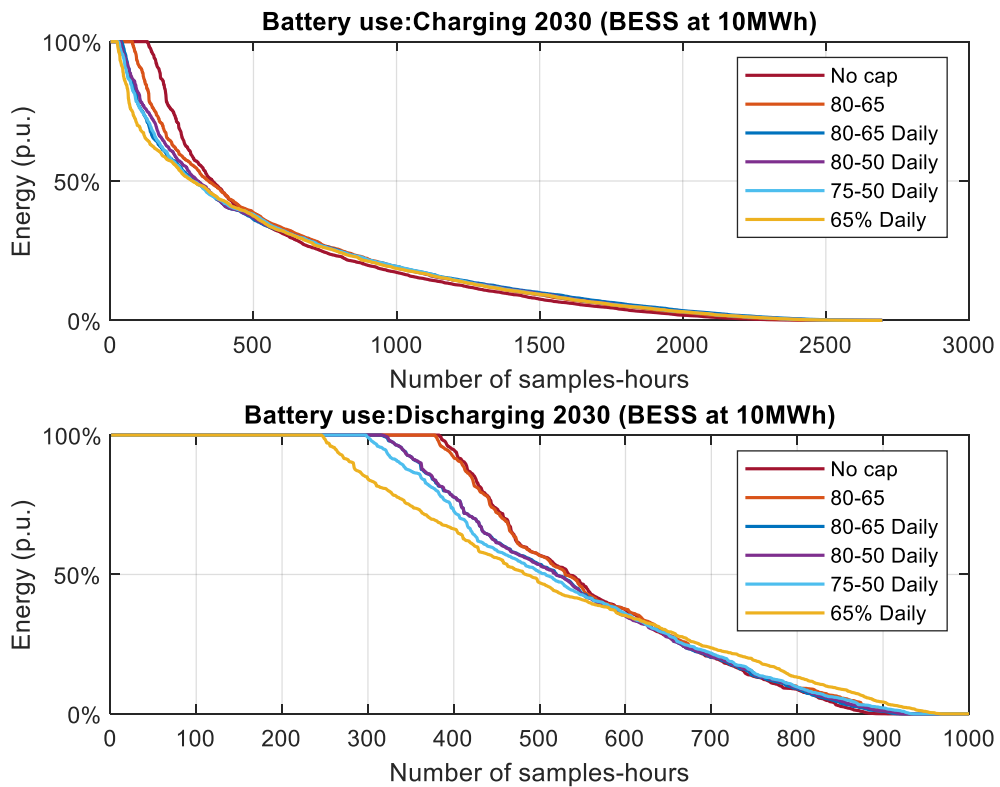


Διάγραμμα 6. 27 Χρήση της μπαταρίας για τις 5MWh όλων των σεναρίων για το 2030

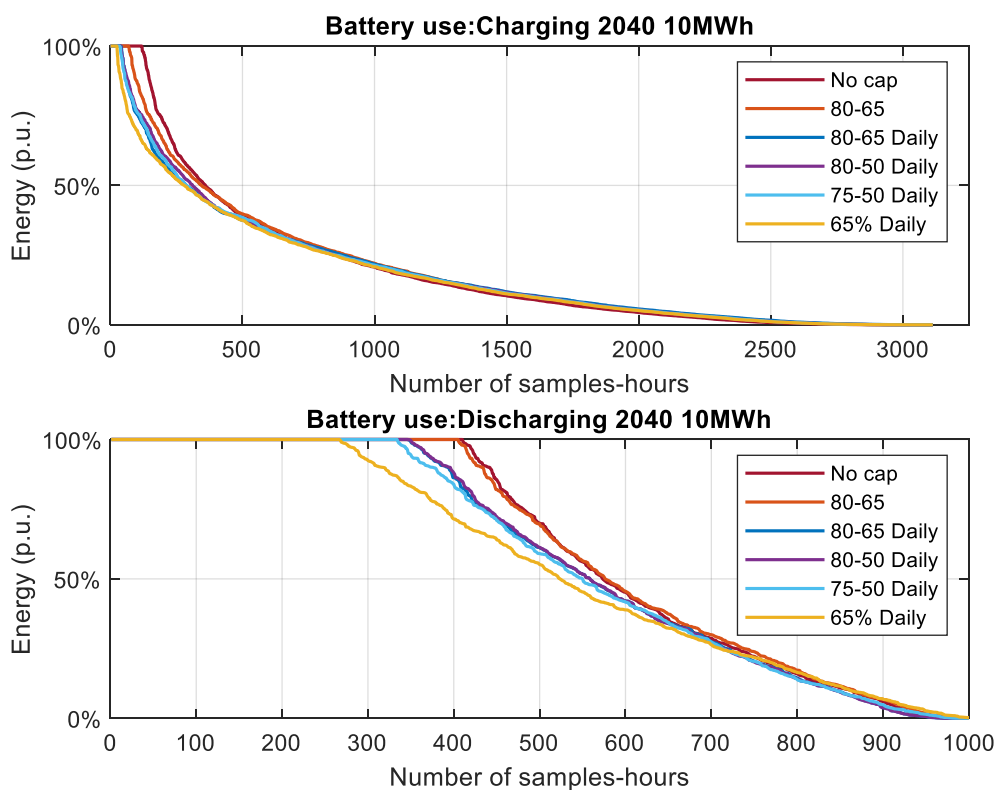


Διάγραμμα 6. 28 Χρήση της μπαταρίας κατά την αποφόρτιση για τις 5MWh όλων των σεναρίων για το 2040

• **10MWh:**



Διάγραμμα 6. 29 Χρήση της μπαταρίας για τις 10MWh όλων των σεναρίων για το 2030



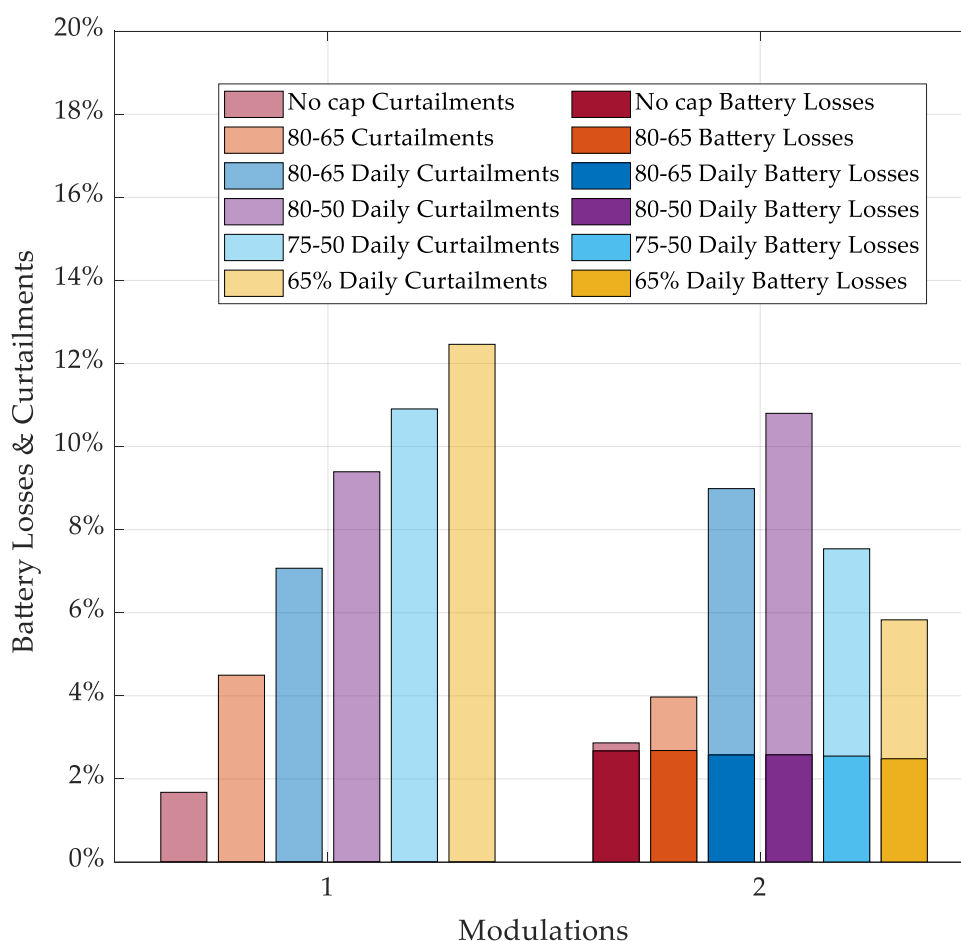
Διάγραμμα 6. 30 Χρήση της μπαταρίας για τις 10MWh όλων των σεναρίων για το 2040

Σε αυτά τα διαγράμματα παρατηρείται ότι οι καταστάσεις υψηλών περιορισμών αποτρέπουν τη μπαταρία από το να χρησιμοποιεί όλο το εύρος της χωρητικότητας της κατά τις φορτίσεις εν συγκρίσει με τα σεναρία χαμηλών περιορισμών όπως το No cap, το οποίο παρουσιάζει και τους περισσότερους κύκλους με τη μέγιστη ισχύ της μπαταρίας για φόρτιση.

Επιπλέον, τόσο από τα συγκεντρωτικά διαγράμματα όσο και από αυτά των πρώτων σεναρίων, προκύπτει ότι με την πάροδο των χρόνων γίνεται μεγαλύτερη χρήση της μπαταρίας και σύγκλιση των σεναρίων. Αυτό οφείλεται στην επιβολή μεγαλύτερων περιορισμών από το διαχειριστή και στη μεγαλύτερη ενδοημερήσια διακύμανση των τιμών ενέργειας. Τέλος, ως προς τη σύγκριση φόρτισης και εκφόρτισης παρατηρείται ότι σε κάθε σενάριο οι κύκλοι φόρτισης είναι υπερδιπλάσιοι των αντίστοιχων εκφόρτισης, αλλά ωστόσο έχουν λιγότερα δείγματα με χρήση παραπάνω από το 50% της χωρητικότητας της μπαταρίας, γεγονός που δείχνει ότι η φόρτιση γίνεται σε περισσότερα στάδια σε σχέση με την εκφόρτιση που είναι πιο απότομη.

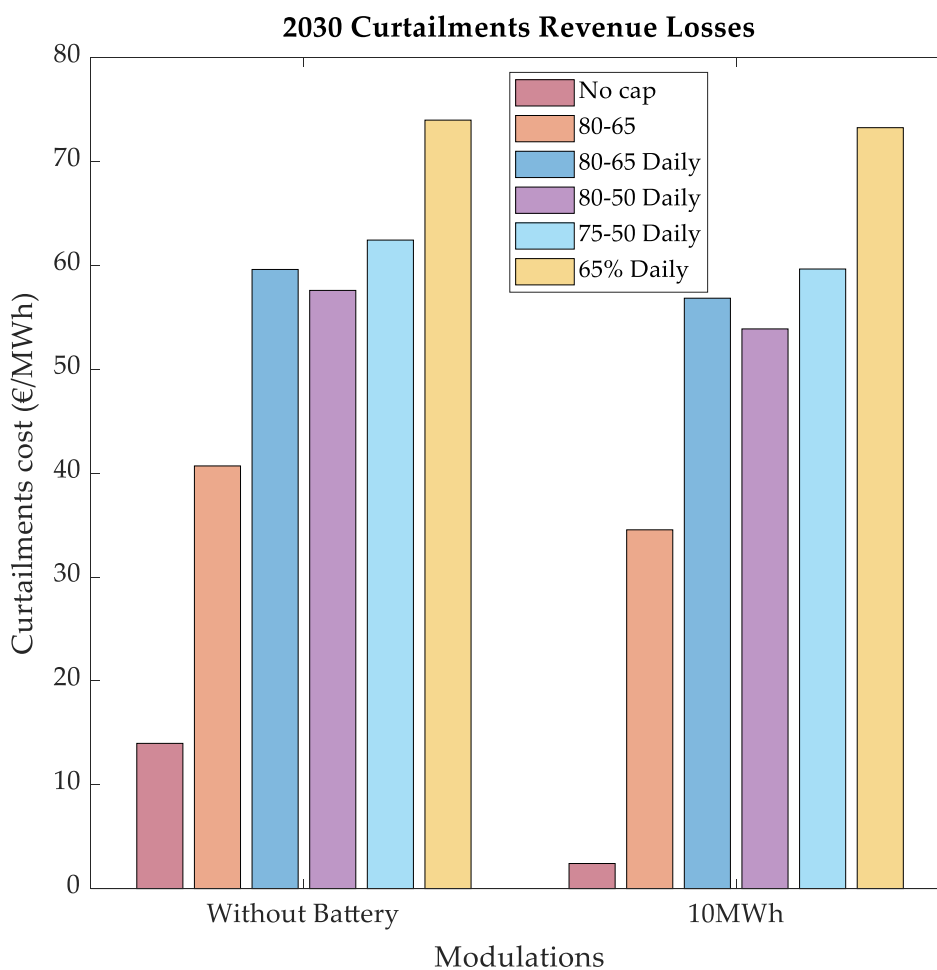
6.6.4 Περικοπές-Απώλειες μπαταρίας

Στο Διάγραμμα 6. 31 απεικονίζονται με αχνό χρώμα οι περικοπές από δίκτυο και σύστημα, ενώ με έντονο οι απώλειες ενέργειας από την φόρτιση και εκφόρτιση της μπαταρίας. Όλα τα μεγέθη απεικονίζονται ως ποσοστό επί της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας. Σε πιο έντονους περιορισμούς παρατηρείται αύξηση των περικοπών σε σχέση με αυτές στην περίπτωση του No cap και του 80-65 σεναρίου. Όλα τα σενάρια έχουν σχεδόν τις ίδιες απώλειες ενέργειας από τη χρήση της μπαταρίας, γεγονός που υποδεικνύει ότι ανεξάρτητα σεναρίου περιορισμού η χρήση της μπαταρίας παραμένει σχεδόν σταθερή. Ωστόσο οι χαμηλότεροι περιορισμοί έχουν τις μεγαλύτερες απώλειες μπαταρίας, κάτι που σημαίνει ότι έχουν και τη μεγαλύτερη χρήση της αποθήκευσης, έστω και με μικρή διαφορά από τα υπόλοιπα σενάρια.



Διάγραμμα 6. 31 Περικοπές και απώλειες μπαταρίας για όλα τα σενάρια για τις περιπτώσεις με ύπαρξη μπαταρίας 10 MWh και χωρίς

Στο Διάγραμμα 6. 32 απεικονίζεται η απώλεια εσόδων από τις περικοπές σε €/MWh στις περιπτώσεις χωρίς και με μπαταρία 10MWh για όλα τα σενάρια. Παρατηρείται μεταβολή της τάξης του 85% στην περίπτωση No cap όταν προστίθεται η μπαταρία, ενώ αντίθετα όσο εξετάζονται πιο σκληροί περιορισμοί η μεταβολή κυμαίνεται από 2-10%. Αυτό συμβαίνει διότι στην κατάσταση No cap η μπαταρία διαχειρίζεται βέλτιστα την ενέργεια που έχει για arbitrage ενώ σε περιόδους υψηλών περιορισμών η μπαταρία απλώς διασώζει περικοπές από την πλεονάζουσα αιολική παραγωγή και την αποστέλλει στο δίκτυο σε περιόδους, κατά τις οποίες η αιολική παραγωγή είναι χαμηλότερη από τον περιορισμό. Επομένως, όσο αυστηρότερος ο περιορισμός έγχυσης ισχύος στο δίκτυο τόσο δυσκολότερο είναι για την μπαταρία να μπορέσει να εκφορτιστεί σε περιόδους υψηλών τιμών για μεγιστοποίηση των κερδών και κατ' επέκταση διαδραματίζει λιγότερο σημαντικό ρόλο στη μείωση των απωλειών εσόδων από την ενέργεια που περικόπτεται.



Διάγραμμα 6. 32 Απώλεια εσόδων από τις περικοπές σε €/MWh στις περιπτώσεις χωρίς και με μπαταρία 10MWh για όλα τα σενάρια.

6.7 Συγκρίσεις

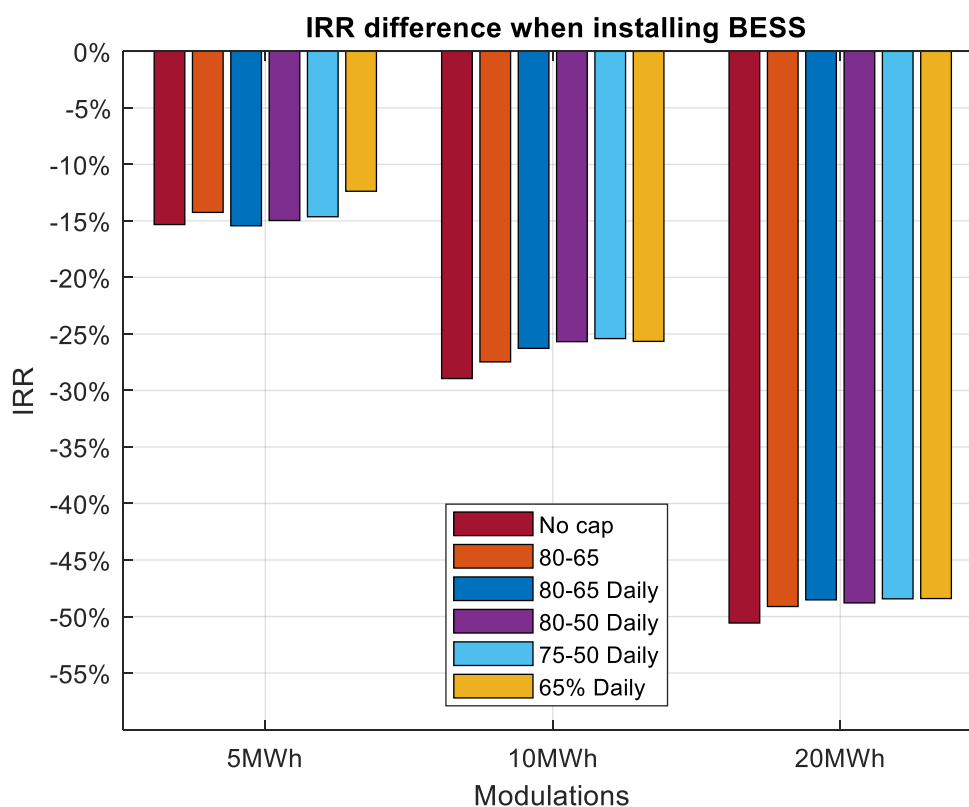
Για να απαντηθούν ορισμένα ερωτήματα για τη βέλτιστη διαμόρφωση ανά σενάριο και για το βέλτιστο σενάριο υπό δοθείσα διαμόρφωση πραγματοποιούνται οι κατάλληλες συγκρίσεις πάνω σε ένα συγκεκριμένο τρίπτυχο. Πιο συγκεκριμένα, αναλύονται, σε αυτές τις συγκρίσεις, η συμβολή της μπαταρίας στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης, μέσω του IRR, η χρήση της μπαταρίας ως ποσοστό της χωρητικότητάς της και η συνεισφορά της στη μείωση των περικοπών.

6.7.1 Συγκρίσεις ανά διαμόρφωση

Σε αυτό το κομμάτι θα γίνονται οι συγκρίσεις, υπό 3 βασικές διαμορφώσεις των 5, 10 και 20 MWh, για όλα τα σενάρια και η κάθε μια από τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις θα εξετάζεται με την περίπτωση του αντίστοιχου σεναρίου, η οποία δε διαθέτει μπαταρία.

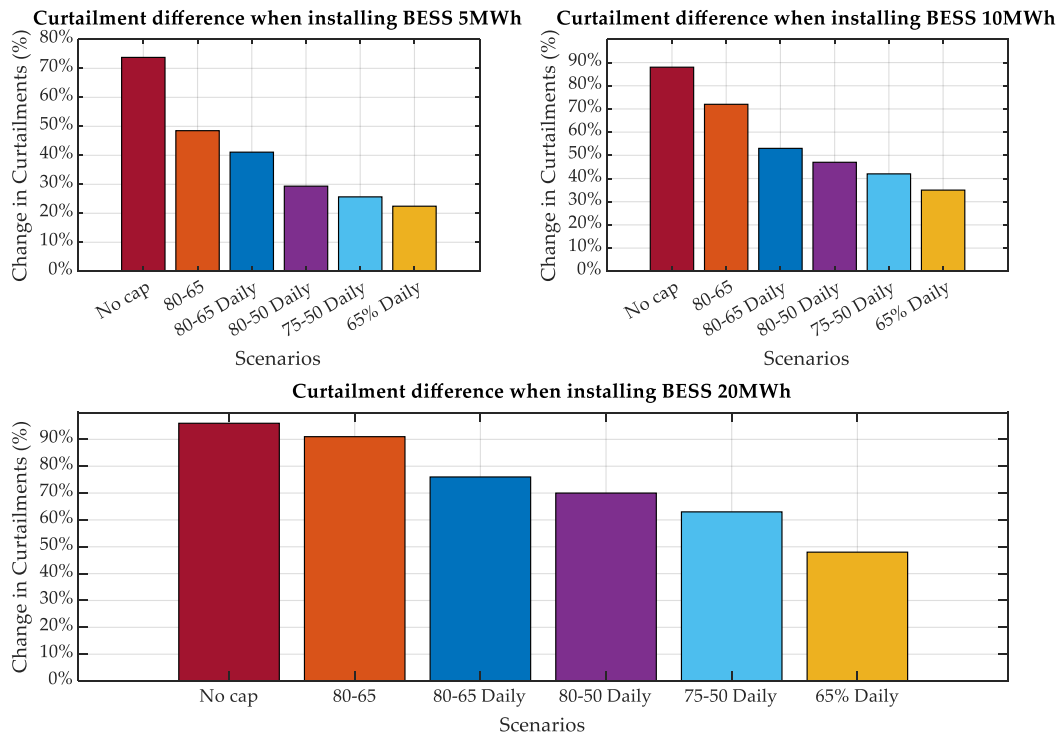
Κατ' αρχάς, εξετάζεται στο κάτωθι διάγραμμα, η ποσοστιαία διαφορά των 3 βασικών διαμορφώσεων σε σχέση με την περίπτωση χωρίς μπαταρία με βάση το IRR. Εξετάζοντας το, γίνεται αντιληπτό ότι :

- Ανά διαμόρφωση όλα τα σενάρια έχουν παρόμοια απόκλιση από το IRR των 0MWh.
- Για το σενάριο της μικρής μπαταρίας (5MWh) οι δύο καλύτερες επενδυτικά επιλογές είναι αυτή του σεναρίου των 80-65 και η καλύτερη του 65% ημερησίως.
- Για το σενάριο της μεσαίας μπαταρίας οι καλύτερες επενδυτικά επιλογές είναι αυτές με τους τρεις ημερήσιους μεγαλύτερους περιορισμούς.
- Για το σενάριο της μεγαλύτερης μπαταρίας(20MWh) οι δύο καλύτερες επενδυτικά επιλογές είναι αυτή του σεναρίου 75-50 ημερησίως και η καλύτερη του 65% ημερησίως. Ωστόσο, το γεγονός ότι όλα τα σενάρια είναι σχεδόν στο 50% δείχνει ότι το IRR της επένδυσης επιβαρύνεται σε μεγάλο βαθμό από μια τόσο μεγάλη μπαταρία.



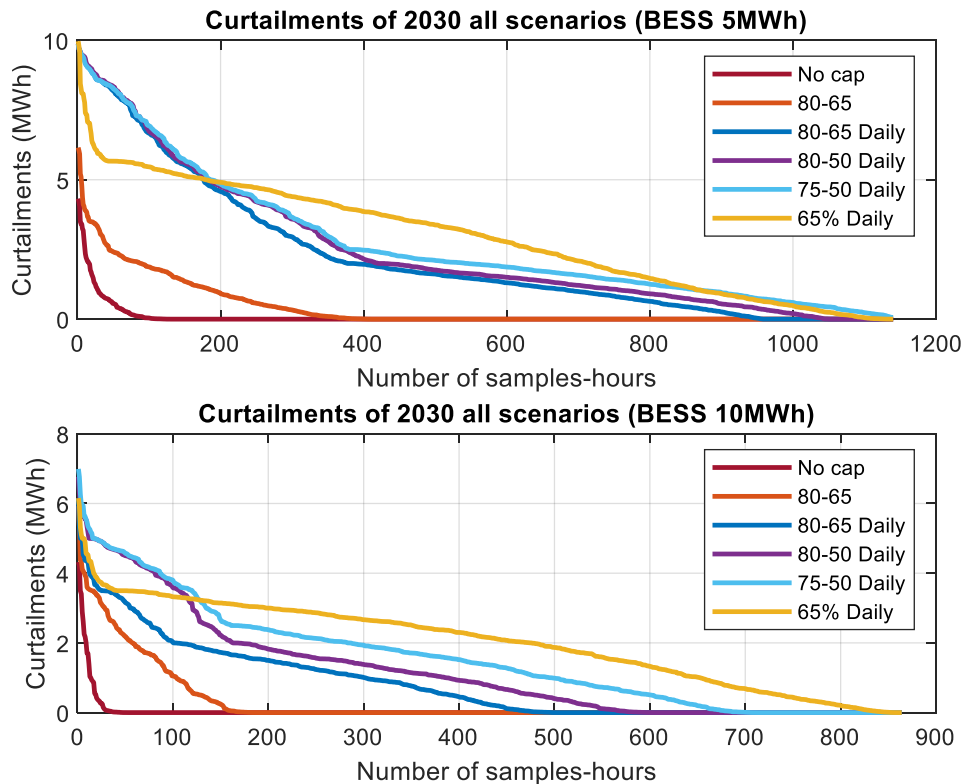
Διάγραμμα 6. 33 Μείωση του IRR για τις 3 βασικές διαμορφώσεις όλων των σεναρίων σε σχέση με την περίπτωση χωρίς μπαταρία

Επιπλέον, εκτός από την οικονομική αξιολόγηση επιχειρείται μια σύγκριση ως προς τη ποσοστιαία μεταβολή ανά σενάριο, για κάθε βασική διαμόρφωση εν συγκρίσει με την περίπτωση εν απουσία μπαταρίας. Στο Διάγραμμα 6. 34 γίνεται η σύγκριση των 6 σεναρίων με και χωρίς τη χρήση μπαταρίας, με χωρητικότητες 5, 10, 20MWh. Αυτό που προκύπτει είναι ότι με εντονότερους περιορισμούς μειώνεται η ποσοστιαία συμβολή της μπαταρίας στη μείωση των περικοπών, αν και σε απόλυτα μεγέθη αυξάνεται. Αυτό συμβαίνει διότι, σε καταστάσεις χαμηλών περιορισμών η έγχυση ενέργειας στο δίκτυο είναι ευκολότερη και έχει μεγαλύτερο περιθώριο. Επομένως, εξετάζοντας τη συμβολή στη μείωση των απωλειών για κάθε διαμόρφωση προτείνεται ως επικρατέστερο σενάριο αυτό χωρίς ύπαρξη cap. Επιπροσθέτως, παρατηρείται ότι με αύξηση της χωρητικότητας η μπαταρία μειώνει περαιτέρω τις περικοπές, με αξιοσημείωτη περίπτωση να αποτελεί η περίπτωση των 20MWh, στην οποία στα σενάρια «No cap» και «80-65» η μείωση των περικοπών υπερβαίνει το 90% σε σχέση με το σενάριο χωρίς μπαταρία.



Διάγραμμα 6. 34 Μείωση των περικοπών όλων των σεναρίων σε σχέση με την περίπτωση χωρίς μπαταρία για τις 5, 10 και 20MWh

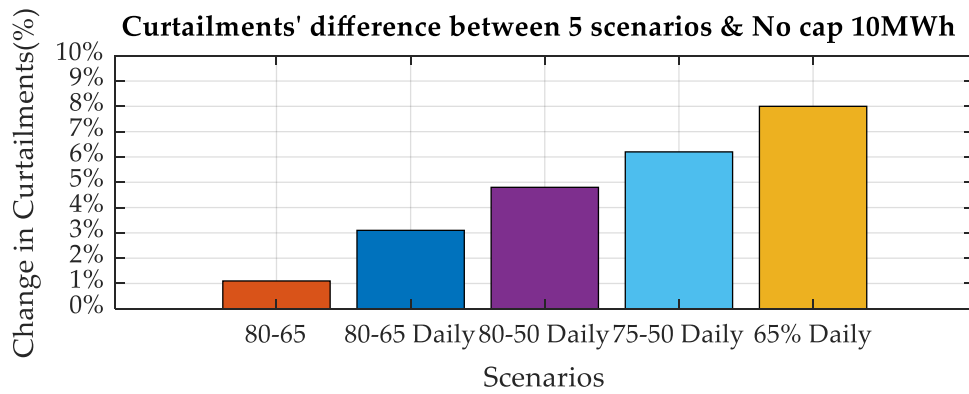
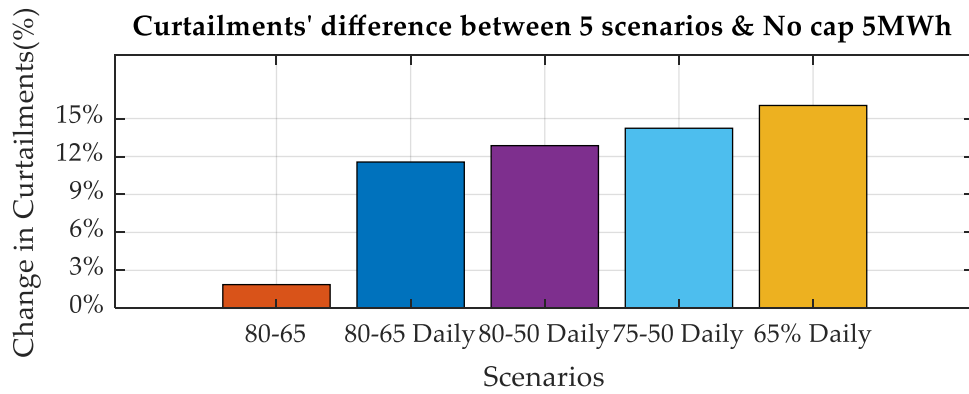
Για μια γενική εικόνα, ως προς τις περικοπές όλων των σεναρίων παρατίθενται το διάγραμμα της καμπύλης διάρκειας των περικοπών για τις 5 και 10 MWh. Αυτό που προκύπτει από το παρακάτω διάγραμμα είναι ότι με αύξηση των περιορισμών αυξάνονται και οι ώρες, τις οποίες συμβαίνουν περικοπές και το μέτρο των περικοπών αυτών.



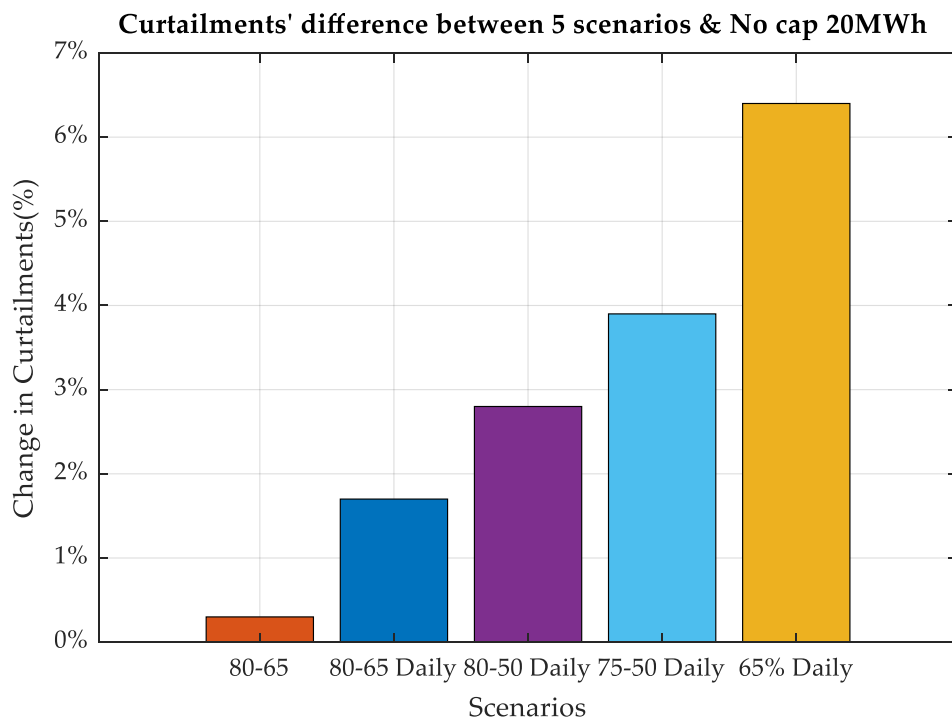
Διάγραμμα 6. 35 Καμπύλη διάρκειας περικοπών όλων των σεναρίων για τις 5 και 10MWh

6.7.2 Σύγκριση 5 σεναρίων με σενάριο άνευ περιορισμού έγχυσης και για ίδια διαμόρφωση

Μια από τις πιο σημαντικές λειτουργίες ενός BESS συνιστά η μείωση των περικοπών, ωστόσο αυτή η συνεισφορά οφείλει να μελετηθεί και με βάση τα διαφορετικά σενάρια περιορισμών που μελετήθηκαν. Πιο αναλυτικά, αναζητούνται εκείνα τα σενάρια, στα οποία μία εκ των τριών εξεταζόμενων διαμορφώσεων, έχει αύξηση στις περικοπές σε σχέση με το σενάριο που λαμβάνουμε ως βάση, να μην ξεπερνά το 5%. Το σενάριο βάσης ορίζεται για κάθε διαμόρφωση, εκ των τριών βασικών που εξετάζονται, ως το σενάριο «No cap» με μπαταρία ίδιας χωρητικότητας με αυτή που εξετάζεται ανά περίπτωση. Στα παρακάτω διαγράμματα απεικονίζονται οι ποσοστιαίες μεταβολές των περικοπών για τα πέντε σενάρια επί της διαθέσιμης ενέργειας σε σύγκριση με το «No cap» για τις διαμορφώσεις των 5, 10 και 20 MWh αντιστοίχως.



Διάγραμμα 6. 36 Αύξηση των περικοπών για τις 5 και 10MWh των 5 σεναρίων σε σχέση με το σενάριο No cap



Διάγραμμα 6. 37 Αύξηση των περικοπών για τις 20MWh των 5 σεναρίων σε σχέση με το σενάριο No cap

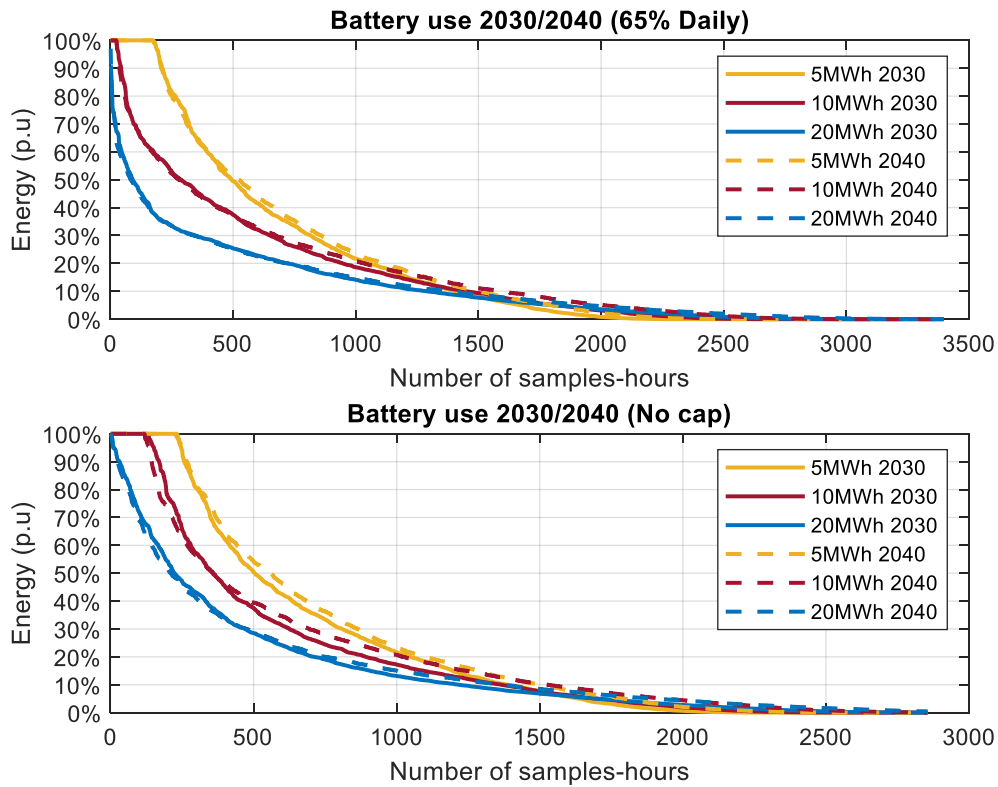
- **Σύγκριση ως προς τη χρήση:**

Ως προς τη χρήση της μπαταρίας, ανεξάρτητα διαμόρφωσης παρατηρείται ότι με αύξηση των περιορισμών υπάρχει μια μικρή μείωση της χρήσης της μπαταρίας.

6.7.3 Σύγκριση ανά σενάριο

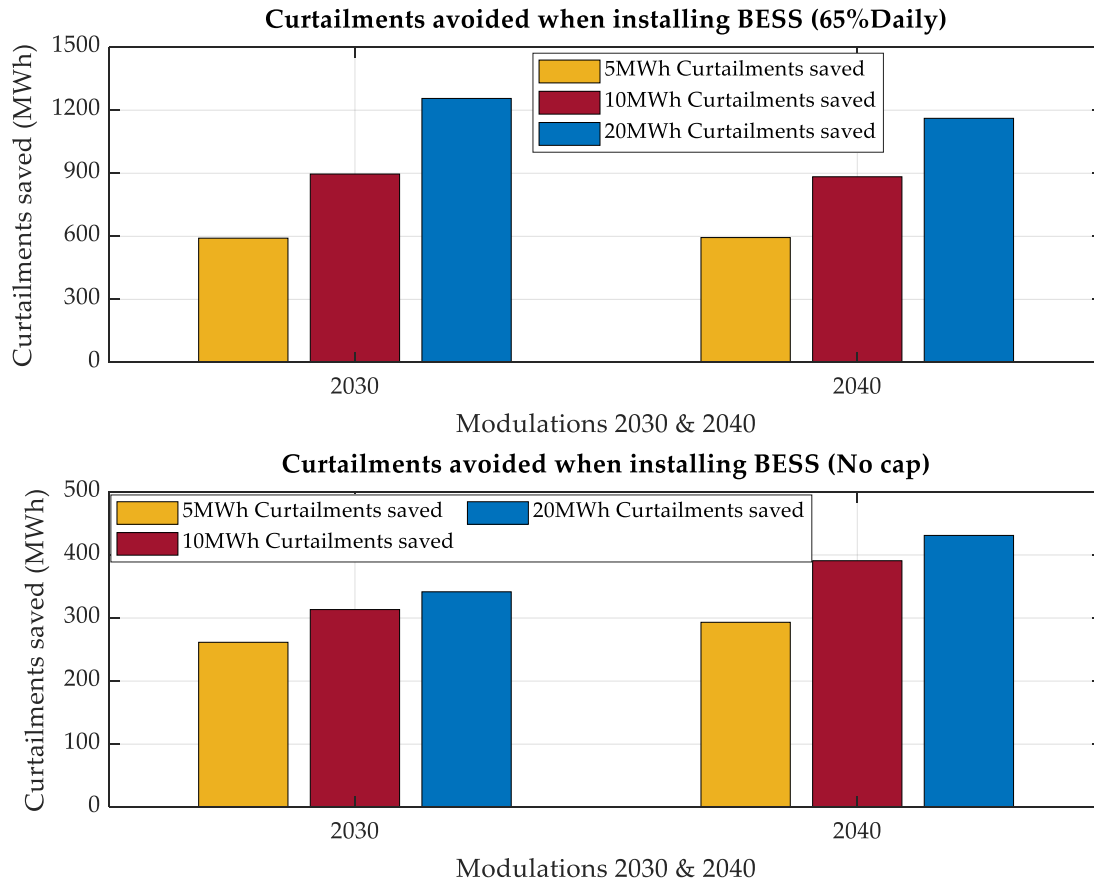
Στη συγκεκριμένη υποενότητα εξετάζεται κάθε σενάριο περιορισμών ξεχωριστά, προκειμένου να ερευνηθεί ποια είναι η βέλτιστη διαμόρφωση για το κάθε ένα. Όπως και στο προηγούμενο κομμάτι της εργασίας, στο οποίο επιχειρήθηκε κάποια σύγκριση, θα αξιολογηθούν τρεις παράγοντες: η χρήση της μπαταρίας, η συμβολή της στη μείωση των περικοπών και η οικονομική της πτυχή.

Ακολούθως, αποτυπώνεται γραφικά η χρήση της μπαταρίας για το σενάριο «No cap» και το «65% Daily» (Διάγραμμα 6. 38), τα οποία συνιστούν το πιο ευνοϊκό και πιο δυσίωνο από πλευράς περιορισμών για το σταθμό, για τις τρεις βασικές διαμορφώσεις για τα έτη 2030 και 2040. Αυτό που παρατηρείται είναι ότι το 2040 υπάρχει μια μικρή αύξηση στη χρήση της μπαταρίας, ανεξάρτητα διαμόρφωσης και ότι με αύξηση της χωρητικότητας μειώνεται η χρήση της μπαταρίας. Οπότε, σε κάθε σενάριο προτείνεται, ως προς τη χρήση της μπαταρίας, η μικρότερη χωρητικότητα, η οποία θα χρησιμοποιεί μεγαλύτερο ποσοστό της ικανότητας της μπαταρίας.



Διάγραμμα 6. 38 Χρήση της μπαταρίας για τα έτη 2030 και 2040 για τις βασικές διαμορφώσεις των σεναρίων «65% Daily» «No cap»

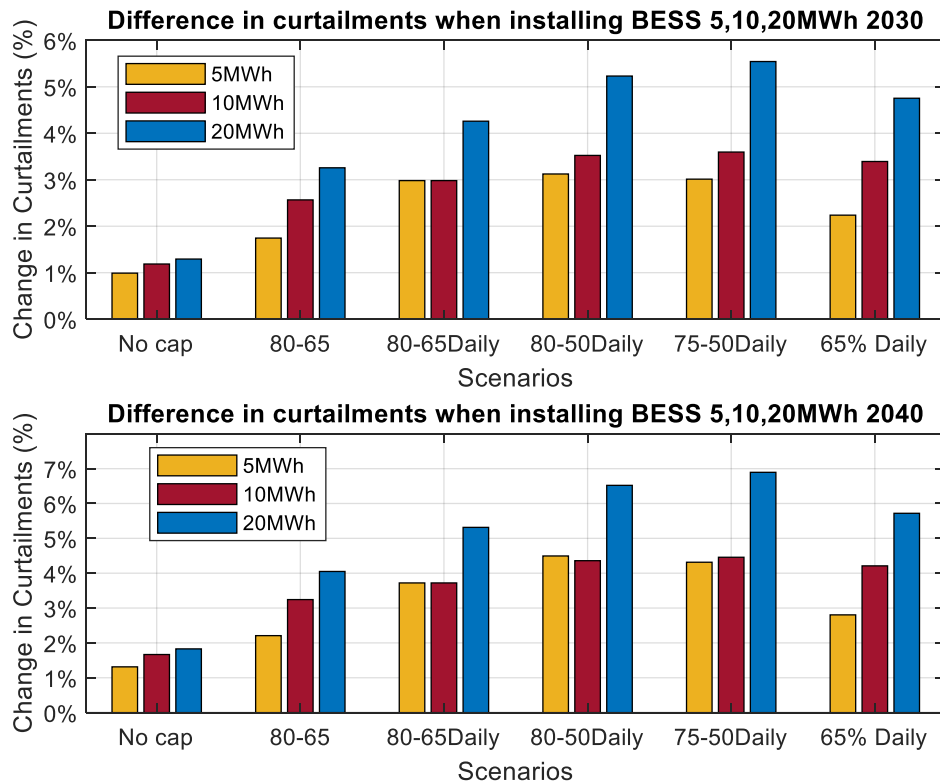
Μελετώντας το δεύτερο κομμάτι, αυτό των περικοπών, σε απόλυτα μεγέθη, όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως τα σεσνάρια των εντονότερων περιορισμών έχουν μεγαλύτερα περιθώρια βελτίωσης, επομένως οι μπαταρίες σε εκείνα τα σεσνάρια διασώζουν περισσότερη ενέργεια από περικοπές, όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 6. 39



Διάγραμμα 6. 39 Μείωση περικοπών για τα έτη 2030, 2040, για τις βασικές διαμορφώσεις, των σεναρίων «No cap» και «65% Daily»

6.7.4 Σύγκριση ανά σενάριο με τη διαμόρφωση χωρίς BESS

Για αυτό το κομμάτι της σύγκρισης είναι αναγκαίο να εξεταστεί ως βάση και κριτήριο σύγκρισης ανά σενάριο, η διαμόρφωση χωρίς μπαταρία που υπόκειται στους ίδιους περιορισμούς. Για αυτό το λόγο, τίθεται ένα όριο, στο 5% της διαθέσιμης ενέργειας, και εξετάζεται η μείωση στις περικοπές ανά σενάριο εν συγκρίσει με τη διαμόρφωση χωρίς ύπαρξη μπαταρίας αν προστεθούν μπαταρίες των 5, 10, 20MWh για έτη 2030 και 2040, η οποία εξετάζεται στο Διάγραμμα 6. 40. Αναζητούνται εκείνα τα σενάρια με κάποια από τις 3 διαμορφώσεις, στις οποίες η μείωση σε σχέση με το σενάριο που λαμβάνουμε ως βάση, να ξεπερνά το 5% της διαθέσιμης ενέργειας.



Διάγραμμα 6. 40 Μείωση στις περικοπές ανά σενάριο εν συγκρίσει με την περίπτωση χωρίς μπαταρία για τις διαμορφώσεις των 5, 10, 20MWh για τα έτη 2030 και 2040

Από τα παραπάνω διαγράμματα παρατηρείται ότι η σχέση της χρήσης της μπαταρίας και του μεγέθους της είναι αντιστρόφως ανάλογες. Με τις μεγαλύτερες μπαταρίες αυξάνεται η ενέργεια, η οποία υπό άλλες συνθήκες θα είχε περικοπεί. Ωστόσο, παρά την επιπλέον ενέργεια που διασώζει και εγχέει η μπαταρία στο δίκτυο και κατ' επέκταση τα επιπρόσθετα έσοδα δεν επαρκούν για να αντισταθμιστεί το επιπλέον κόστος για αύξηση του μεγέθους, όπως φαίνεται από το γραμμικά μειούμενο IRR και τη μειούμενη χρήση της μπαταρίας με αύξηση του μεγέθους της. Ως προς το χρονικό πλαίσιο συγκρίνονται τα έτη 2030 και 2040 στα οποία φαίνεται η χρήση της μπαταρίας να μεταβάλλεται και παρατηρείται ότι διασώζεται περισσότερη ενέργεια το 2040 σε σχέση με το 2030 από περικοπές.

7 Επίλογος

7.1 Συμπεράσματα

Καταληκτικά, στη συγκεκριμένη μελέτη καταστρώθηκε ένας αλγόριθμος για να επιτευχθεί η βελτιστοποίηση της λειτουργίας μιας μπαταρίας ιόντων λιθίου, η οποία συνυπάρχει με αιολικό πάρκο, υπό καθεστώς περιορισμών έγχυσης ισχύος στο δίκτυο. Προκειμένου να παρουσιαστούν τα συμπεράσματα, τα οποία προέκυψαν από την παρούσα διπλωματική εργασία θα ταξινομηθούν σε κατηγορίες, όπως φαίνεται παρακάτω.

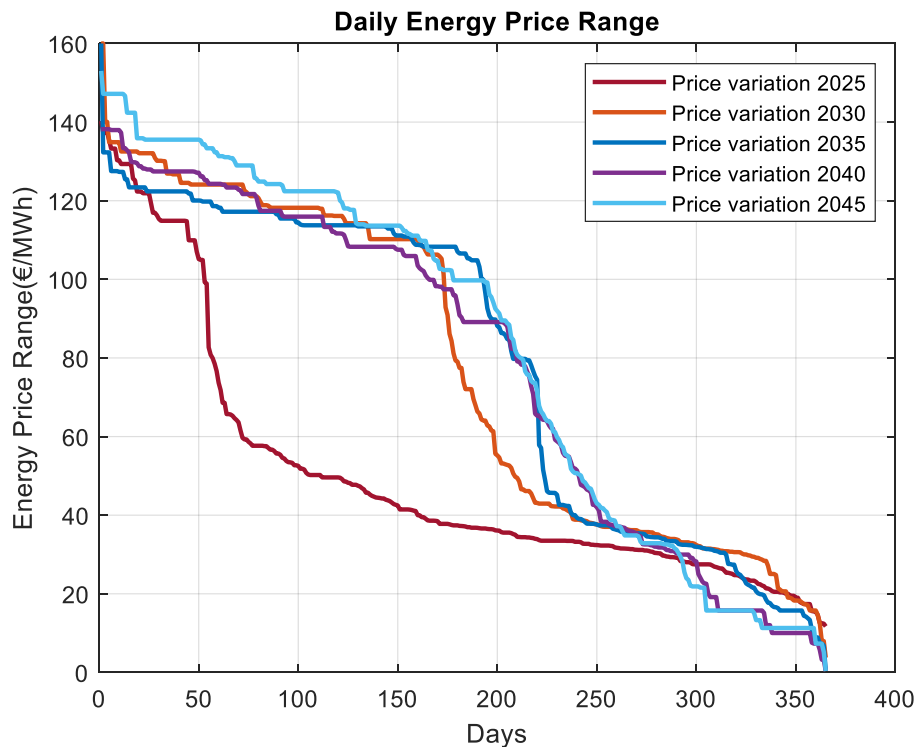
7.1.1 Συμπεράσματα για τη χρήση της μπαταρίας ανά σενάριο

- Με αύξηση της χωρητικότητας παρατηρούνται λιγότεροι κύκλοι, πιο συγκεκριμένα η σχέση της χρήσης της μπαταρίας και του μεγέθους της είναι αντιστρόφως ανάλογη, καθώς περιορίζεται η δυνατότητα πλήρους έγχυσης της ενέργειας τους στο δίκτυο λόγω των υφιστάμενων περιορισμών και εφόσον η συνολική ισχύς που μπορεί να δώσει το Α/Π και η μπαταρία δεν πρέπει να ξεπερνά τα 10MW.
- Οι καταστάσεις υψηλών περιορισμών αποτρέπουν τη μπαταρία από το να χρησιμοποιεί όλο το εύρος της χωρητικότητας της κατά τις φορτίσεις εν συγκρίσει με τα σενάρια χαμηλών περιορισμών όπως το «No cap», το οποίο παρουσιάζει και τους περισσότερους κύκλους με τη μέγιστη ισχύ της μπαταρίας για φόρτιση, χωρίς ωστόσο να υπάρχει σημαντική διαφοροποίηση. Με αύξηση των περιορισμών υπάρχει μικρότερη ενέργεια, η οποία διέρχεται από τις μπαταρίες και σε αυτά τα σενάρια φαίνεται να ευνοούνται οι μικρότερες μπαταρίες.
- Με τις μεγαλύτερες μπαταρίες μειώνεται η ποσότητα ενέργειας, η οποία υπό άλλες συνθήκες θα είχε περικοπεί, το οποίο οφείλεται στο μεγαλύτερο περιθώριο βελτίωσης που υπάρχει καθώς με πιο έντονους περιορισμούς υπάρχουν περισσότερες απώλειες. Ωστόσο, η μεγαλύτερη ποσοστιαία μεταβολή-βελτίωση σε σχέση με τη διαμόρφωση χωρίς μπαταρία, επιτυγχάνεται σε χαμηλούς περιορισμούς, εφόσον με την απουσία μεγάλων περιορισμών η μπαταρία δύναται να αξιοποιηθεί βέλτιστα και έχει μεγαλύτερο περιθώριο έγχυσης στο δίκτυο.

- Με μειωμένους περιορισμούς έχουμε μεγαλύτερο πλάτος φόρτισης και αποφόρτισης (DoD), καθώς η μπαταρία σε συνδυασμό με το αιολικό έχει μεγαλύτερο περιθώριο έγχυσης ενέργειας.

7.1.2 Συμπεράσματα για τη χρήση της μπαταρίας ανά έτος

- Κατά την πάροδο των ετών η διαφοροποίηση των τιμών ενέργειας μέσα στη μέρα αυξάνεται, όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 7. 1, δίνοντας τη δυνατότητα για περαιτέρω αξιοποίηση του arbitrage, γεγονός που αυξάνει τον αριθμό των κύκλων της μπαταρίας. Ωστόσο, οι συνεχώς μειούμενες τιμές ενέργειας σε συνδυασμό με τον ολοένα αυξανόμενο περιορισμό στις ΑΠΕ, λόγω υψηλής διείσδυσης στο ενεργειακό μείγμα οδηγούν σε περίπου ίδιους κύκλους τα έτη 2040 και 2045.



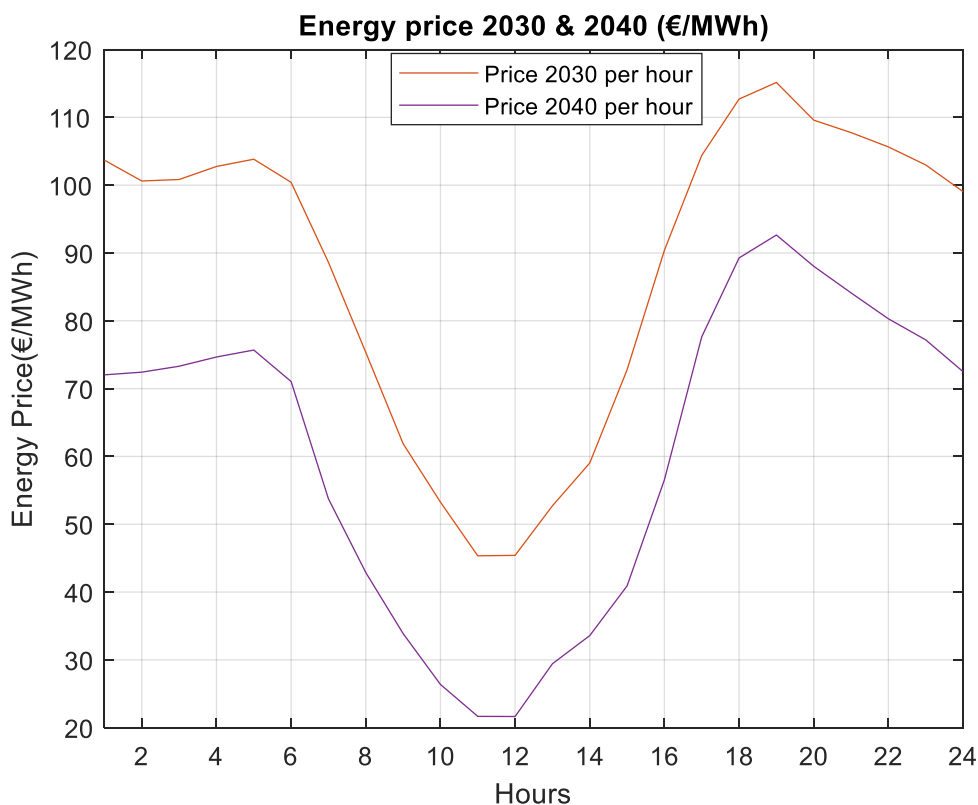
Διάγραμμα 7. 1 Μέγιστη ενδοημερήσια διαφορά τιμών ενέργειας

- Επιπλέον, τόσο από τα συγκεντρωτικά διαγράμματα όσο και από αυτά των πρώτων σεναρίων, προκύπτει ότι με την πάροδο των χρόνων γίνεται μεγαλύτερη χρήση της μπαταρίας και σύγκλιση των σεναρίων. Αυτό οφείλεται στην επιβολή μεγαλύτερων περιορισμών από το διαχειριστή και στη μεγαλύτερη ενδοημερήσια διακύμανση των τιμών ενέργειας.
- Ως προς το χρονικό πλαίσιο συγκρίνονται τα έτη 2030 και 2040 στα οποία φαίνεται η χρήση της μπαταρίας να μη μεταβάλλεται ιδιαίτερα και

παρατηρείται ότι σε χαμηλούς περιορισμούς διασώζεται περισσότερη ενέργεια το 2040 σε σχέση με το 2030 από περικοπές. Ωστόσο, με αύξηση των περιορισμών αυτό ισχύει μόνο για μικρά μεγέθη μπαταριών, ενώ στα μεγαλύτερα αντιστρέφεται η κατάσταση.

7.1.3 Συμπεράσματα για τη λειτουργία της μπαταρίας

- Από τα διαγράμματα του SOC της μπαταρίας προκύπτει ότι υπάρχουν 2 περίοδοι φόρτισης-εκφόρτισης. Η κύρια ξεκινάει από τις 7:00 και διαρκεί περίπου 7 ώρες, στις οποίες ώρες οι περιορισμοί των σεναρίων είναι εντονότεροι και κυρίως οι τιμές της ενέργειας χαμηλότερες. Κατόπιν της φόρτισης έρχεται η εκφόρτιση (σχεδόν πλήρης) μέχρι τις τελευταίες ώρες του 24ώρου που οφείλεται στις υψηλότερες τιμές του 24ώρου που σημειώνονται εκείνες τις ώρες. Προς επίρρωση των παραπάνω, οι μέσες ωριαίες τιμές ενέργειας του 2030 και του 2040 βρίσκονται στο Διάγραμμα 7. 2.

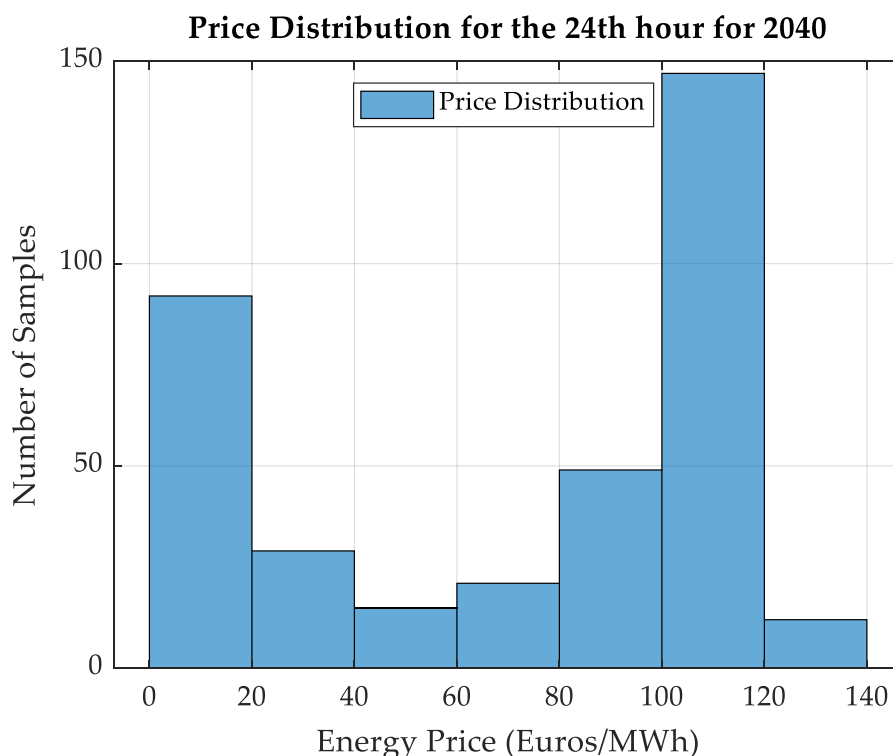


Διάγραμμα 7. 2 Τιμή ενέργειας για τα έτη 2030 και 2040

- Ωστόσο, υπάρχει και μια δεύτερη περίοδος στην οποία η μπαταρία φορτίζει τις πρώτες ώρες της μέρας, και εκφορτίζεται τις επόμενες εφόσον θέλει να εκμεταλλευτεί το τοπικό μέγιστο που παρουσιάζει η τιμή της ενέργειας εκείνες τις ώρες. Ωστόσο, με την πάροδο των χρόνων

και ειδικά τα έτη 2040, 2045 η τιμή της ενέργειας τις πρώτες πρωινές ώρες και η διακύμανση που έχει οδηγεί σε ενίσχυση της εκφόρτισης τις πρώτες πρωινές ώρες και στην φόρτιση κατά τις τελευταίες νυχτερινές ώρες.

- Στις τελευταίες ώρες της μέρας παρουσιάζεται μια τάση προς φόρτιση κυρίως σε μεγαλύτερους περιορισμούς και κυρίως το έτος του 2040 και κυρίως σε μικρότερες μπαταρίες. Εφόσον περίπου η φόρτιση και των 3 μπαταριών είναι ίση, ποσοστιαία την πιο έντονη φόρτιση την έχει η μπαταρία των 5MWh. Το φαινόμενο αυτό οφείλεται σε συνδυασμό 2 γεγονότων. Αρχικά, υπάρχει μια γραμμική πτώση των τιμών από τις 20:00 και μετά (αν και παραμένουν υψηλές) και επίσης υπάρχει το παραμετρικό κέρδος που έχει εισαχθεί στο μοντέλο με τιμή 45 €/MWh για την ενέργεια που μένει στη μπαταρία στο τέλος κάθε ημέρας. Σε εκείνο το διάστημα, όπως φαίνεται και από την κατανομή των τιμών της 24ης ώρας, η οποία παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 7. 3, υπάρχουν περισσότερες από 100 μέρες με τιμή χαμηλότερη των 45€ εκείνη την ώρα. Επιπλέον, η αύξηση των αιολικών και η προσθήκη offshore στο ενεργειακό μείγμα δυσκολεύουν την έγχυση ενέργειας τις νυχτερινές ώρες.



Διάγραμμα 7. 3 : Κατανομή τιμών την 24η ώρα

- Ανεξάρτητα από σενάριο, έχουμε κοινούς κύκλους φόρτισης και εκφόρτισης (με διαφορετικά πλάτη). Έχουμε ένα πρώτο κύκλο

εκφόρτισης που η μπαταρία εγχέει στο δίκτυο την ενέργεια που είχε αποθηκεύσει από την προηγούμενη μέρα και αμέσως μετά, εφόσον η τιμή της ενέργειας αρχικά παρουσιάζει ένα τοπικό ελάχιστο και μετά αυξάνεται πάλι, ενώ το αιολικό παράγει μικρά ποσά ενέργειας, η μπαταρία αντίστοιχα απορροφά και μετά εγχέει ενέργεια το δίκτυο. Ακολούθως, σημειώνεται ο κύριος κύκλος φόρτισης αποφόρτισης. Η μπαταρία αρχίζει να απορροφάει ενέργεια από το αιολικό, καθώς αυτό αυξάνει την παραγωγή του, ενώ ταυτόχρονα οι περιορισμοί γίνονται πιο έντονοι, στο ενεργειακό μείγμα των ΑΠΕ συμμετέχουν και τα Φ/Β και η περίσσεια παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ σε συνδυασμό με χαμηλή ζήτηση οδηγεί σε πτώση της τιμής. Επομένως, η μπαταρία εκτελεί arbitrage και εγχέει την ενέργεια στο δίκτυο τις απογευματινές-βραδινές ώρες.

7.1.4 Συμπεράσματα ως προς την οικονομική αξιολόγηση

- Συγκρίνοντας τα έσοδα που κερδίζονται με το να μειωθούν οι απώλειες, παρατηρείται μεταβολή της τάξης του 85% στην περίπτωση «No cap» όταν προστίθεται η μπαταρία, ενώ αντίθετα όσο προστίθενται πιο σκληροί περιορισμοί η μεταβολή κυμαίνεται από 2-10%. Αυτό συμβαίνει διότι στην κατάσταση «No cap» η μπαταρία διαχειρίζεται βέλτιστα την ενέργεια που έχει για arbitrage ενώ σε περιόδους υψηλών περιορισμών η μπαταρία απλώς διασώζει περικοπές από την πλεονάζουσα αιολική παραγωγή και την αποστέλλει στο δίκτυο σε περιόδους, στις οποίες η αιολική παραγωγή είναι χαμηλότερη από τον περιορισμό. Επομένως, όσο αυστηρότερος ο περιορισμός τόσο δυσκολότερο είναι για την μπαταρία να μπορέσει να εκφορτιστεί σε περιόδους υψηλών τιμών για μεγιστοποίηση των κερδών, δηλαδή όσο πιο έντονος ο περιορισμός τόσο μικρότερη διαφορά κάνει η μπαταρία ως προς την μείωση του κόστους των υποβολιμαίων περικοπών, κάτι που υποβαθμίζει τους οικονομικούς δείκτες των IRR, LCOE.
- Παρά την επιπλέον ενέργεια που διασώζει και εγχέει η μπαταρία στο δίκτυο, όταν αυξάνεται η χωρητικότητα της, και κατ' επέκταση τα επιπρόσθετα έσοδα, δεν επαρκούν για να αντισταθμιστεί το επιπλέον κόστος για αύξηση του μεγέθους, όπως φαίνεται από το γραμμικά μειούμενο IRR και τη μειούμενη χρήση της μπαταρίας με αύξηση του μεγέθους της.

7.1.5 Συμπεράσματα ως προς τα επίπεδα περικοπών

Στα τέσσερα εκ των έξι σεναρίων δύναται να επιτευχθεί μείωση άνω του 5% στις περικοπές, ως προς τη διαθέσιμη ενέργεια, εν συγκρίσει με την περίπτωση χωρίς τη μπαταρία αλλά μόνο για τη διαμόρφωση των 20 MWh. Στην περίπτωση που εξετάστηκε η μεταβολή των περικοπών των πέντε σεναρίων, ως προς το σενάριο «No cap», για τις διαμορφώσεις των 5, 10 και 20 MWh βρέθηκε ότι η αύξηση των περικοπών δε ξεπερνάει το κατώφλι του 5% για 1, 3 και 4 σεναρία αντιστοίχως, κάτι που αποδεικνύει εκ νέου ότι η αύξηση του μεγέθους διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο στη μείωση των περικοπών.

7.2 Μελλοντικές προεκτάσεις

Στα πλαίσια τόσο της ελληνικής όσο και της ευρωπαϊκής στροφής προς τις ΑΠΕ και τους στόχους, οι οποίοι έχουν διαμορφωθεί στο ΕΣΕΚ, η παρουσία των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα και ο ρόλος που πρόκειται να διαδραματίσουν στην ηλεκτροδότηση πρόκειται να κλιμακωθεί τα επόμενα χρόνια. Κατ' επέκταση, ανάπτυξη πρόκειται να γνωρίσει και ο τομέας των μονάδων αποθήκευσης, οι οποίες θα συνδεθούν στο δίκτυο, κυρίως, σε συνδυασμό με μονάδες ΑΠΕ.

Εντούτοις, αυτή η είσοδος στο ενεργειακό μείγμα μονάδων αποθήκευσης πρέπει να μελετηθεί πολύπλευρα, ώστε να μπορέσει να προσφέρει τα μέγιστα στην απανθρακοποίηση, στη βελτίωση του ηλεκτρικού δικτύου, στην υποστήριξη των ΑΠΕ και στην μεταστροφή της ηλεκτροδότησης σε ένα πιο πράσινο μέλλον. Πιο συγκεκριμένα, η συγκεκριμένη εργασία μελέτησε αποκλειστικά μπαταρίες ιόντων λιθίου σα μέθοδο αποθήκευσης σε συνεργασία με ένα αιολικό πάρκο. Για να γενικευτούν τα συμπεράσματα που προέκυψαν και να μπορέσει να προταθεί μια αναλυτικότερη μεθοδολογία για τη βελτιστοποίηση μονάδων αποθήκευσης με ΑΠΕ, απαιτούνται δύο βασικά βήματα. Πρωτίστως, θα πρέπει να ερευνηθούν λοιπές μέθοδοι αποθήκευσης, ιδίως εκείνες οι οποίες βρίσκονται σε ερευνητικό στάδιο και φαίνονται ως υποσχόμενες, όπως η αποθήκευση με τη χρήση υδρογόνου. Επιπλέον, κρίνεται σκόπιμη η εξέταση λοιπών ΑΠΕ, εκτός της περίπτωσης του αιολικού που εξετάστηκε, έτσι ώστε να αναζητηθούν τρόποι βελτιστοποίησης της χρήσης της μπαταρίας στα πλαίσια συνύπαρξης και με άλλες ανανεώσιμες μορφές ενέργειας, όπως τα φωτοβολταϊκά. Τέλος, κρίνεται σκόπιμη η μελέτη

διαφορετικών Α/Π, διαφορετικών χωρών και με διαφορετικά capacity factors, ώστε να γενικευτούν τα συμπεράσματα που προέκυψαν.

Επιπροσθέτως, υπάρχουν προεκτάσεις στο κομμάτι του αλγορίθμου που χρησιμοποιήθηκε για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του collocation. Η βελτιστοποίηση, η οποία πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια αυτής της μελέτης, ήταν ημερήσια. Επομένως, λόγω της ημερήσιας βελτιστοποίησης ο αλγόριθμος, ίσως, να μην αξιοποιεί βέλτιστα την ενέργεια στο εσωτερικό της μπαταρίας και τις ενδεχομένως υψηλές τιμές στην αρχή της ημέρας. Υπό το πρίσμα αυτό, προτείνεται η χρήση αλγορίθμων, οι οποίοι να επιχειρούν βελτιστοποίηση της λειτουργίας σε διάστημα 36 ή 48 ωρών, ώστε να εξεταστεί αυτό το ενδεχόμενο σε βάθος.

Τέλος, ως προς τη συμμετοχή της μπαταρίας στις ενεργειακές αγορές, εξετάστηκε αποκλειστικά η λειτουργία του arbitrage για τη behind-the-meter μπαταρία. Ως εκ τούτου, υπάρχουν περιθώρια να εξεταστεί η χρήση της μπαταρίας σε πολλαπλές αγορές, ισχύος και ενέργειας, στην προσφορά επικουρικών υπηρεσιών και εφεδρειών, κάτι που θα εμφάνιζε πιθανώς διαφοροποιήσεις στη λειτουργία και στα έσοδα του BESS.

8 Βιβλιογραφία

- [1] [J. Lelieveld, K. Klingmüller, A. Pozzer, R. T. Burnett, A. Haines, and V. Ramanathan, “Effects of fossil fuel and total anthropogenic emission removal on public health and climate,” Proc. Natl. Acad. Sci., vol. 116, no. 15, pp. 7192 LP – 7197, Apr. 2019, doi:10.1073/pnas.1819989116]
- [2] “Global climate agreements: Successes and failures,” Council on Foreign Relations. [Online]. Available: <https://www.cfr.org/background/paris-global-climate-change-agreements>. [Accessed: 02-Mar-2023].
- [3] [“Renewable energy targets,” Energy. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en]
- [4] [“World Climate Summit | COP28 Side Event | Dubai, UAE,” World Climate Summit. <https://www.worldclimatesummit.org/>]
- [5] [“Renewable power’s growth is being turbocharged as countries seek to strengthen energy security - News - IEA,” IEA. <https://www.iea.org/news/renewable-power-s-growth-is-being-turbocharged-as-countries-seek-to-strengthen-energy-security>]
- [6] [“The EU’s Plan to Scale up Renewables by 2030: Implications for the Power System,” IFRI - Institut Français Des Relations Internationales. <https://www.ifri.org/en/publications/briefings-de-lifri/eus-plan-scale-renewables-2030-implications-power-system>]

- [7] [X. Λιάγγου, “Η θερμοκρασία πέφτει, στο φουλ ξανά οι λιγνιτικές μονάδες,” *kathimerini.gr*, Dec. 23, 2022. <https://www.kathimerini.gr/economy/562195957/i-thermokrasia-peftei-sto-foyl-xana-oi-lignitikes-monades/>]
- [8] [“European Electricity Review 2022,” Ember, Oct. 25, 2022. <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2022/>]
- [9] [H. Zhou, “EU Energy Outlook 2050 – How will Europe evolve over the next 30 years? - Energy BrainBlog,” *Energy BrainBlog*, Jun. 29, 2021. <https://blog.energybrainpool.com/en/eu-energy-outlook-2050-how-will-europe-evolve-over-the-next-30-years-3/>]
- [10] [T. Telsnig, “Clean Energy Technology Observatory: Wind Energy in the European Union – 2022 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets,” JRC Publications Repository, doi: 10.2760/855840.]
- [11] [J. Li and X. Yu, “Onshore and offshore wind energy potential assessment near Lake Erie shoreline: A spatial and temporal analysis,” *Energy*, vol. 147, pp. 1092–1107, Mar. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.01.118.]
- [12] WindEurope asbl/vzw, “Wind energy in Europe: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026 | WindEurope,” WindEurope, Apr. 02, 2022. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>
- [13] [“Προσθέτουν μπαταρίες οι επενδυτές ΑΠΕ για να πάρουν προτεραιότητα σύνδεσης στο δίκτυο – Αιτήσεις 1.380 Μεγαβάτ στη ΡΑΕ, κυρίως για αποθήκευση με απορρόφηση από το δίκτυο,” Dec. 16, 2022. <https://energypress.gr/news/prosthetoy-n-mpatararies-oi-ependytes-ape-gia-na-paroyn-proteraiotita-syndesis-sto-diktyo-aitiseis>]
- [14] [M. Bielewski, “Clean Energy Technology Observatory: Batteries for Energy Storage in the European Union – 2022 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets,” JRC Publications Repository, doi: 10.2760/808352.]
- [15] [“To 2030 ολοκληρώνεται ο χάρτης των ηλεκτρικών διασυνδέσεων | ΣΔΑΜ - Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης.” <https://sdam.gr/index.php/node/161>]
- [16] [“ΑΔΜΗΕ: Έως το 2030 θα έχουν διασυνδεθεί σχεδόν όλα τα νησιά του Αιγαίου – Δείτε την πορεία όλων των εγχώριων και διεθνών έργων διασύνδεσης,” Sep. 22, 2022. <https://energypress.gr/news/admie-eos-2030-tha-ehoy-n-diasyndethei-shedon-ola-ta-nisia-toy-aigaiou-deite-tin-poreia-olon-ton>]
- [17] [“To 2030 ολοκληρώνεται ο χάρτης των ηλεκτρικών διασυνδέσεων | ΣΔΑΜ - Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης.” <https://sdam.gr/index.php/node/161>]
- [18] [Υπ’ αριθμ. 4/23.12.2019 Απόφαση του Κυβερνητικού Συμβουλίου Οικονομικής Πολιτικής ([ΦΕΚ Β' 4893](#))]

- [19] [S. A. Papathanassiou and N. G. Boulaxis, "Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems," *Renewable Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 457–479, Apr. 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.04.002.]
- [20] [G. N. Psarros, S. I. Nanou, S. V. Papaefthymiou, and S. A. Papathanassiou, "Generation scheduling in non-interconnected islands with high RES penetration," *Renewable Energy*, vol. 115, pp. 338–352, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.08.050.]
- [21] [N. Hatziaargyriou, I. Margaritis, I. Stavropoulou, S. A. Papathanassiou, and A. Dimeas, "Noninterconnected Island Systems: The Greek Case," *IEEE Electrification Magazine*, vol. 5, no. 2, pp. 17–27, Jun. 2017, doi: 10.1109/mele.2017.2685739.]
- [22] [G. N. Psarros, P. A. Dratsas, and S. A. Papathanassiou, "A comparison between central- and self-dispatch storage management principles in island systems," *Applied Energy*, vol. 298, p. 117181, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117181.]
- [23] [G. N. Psarros, E. G. Karamanou, and S. A. Papathanassiou, "Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1822–1832, Mar. 2018, doi: 10.1109/tste.2018.2816588.]
- [24] [P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Battery Energy Storage Contribution to System Adequacy," *Energies*, vol. 14, no. 16, p. 5146, Aug. 2021, doi: 10.3390/en14165146.]
- [25] [D. I. Watson and M. P. Rodgers, "Utility-scale storage providing peak power to displace on-island diesel generation," *Journal of Energy Storage*, vol. 22, pp. 80–87, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.01.028.]
- [26] [L. Zhang, Y. Zhou, D. Flynn, J. Mutale, and P. Mancarella, "System-Level Operational and Adequacy Impact Assessment of Photovoltaic and Distributed Energy Storage, with Consideration of Inertial Constraints, Dynamic Reserve and Interconnection Flexibility," *Energies*, vol. 10, no. 7, p. 989, Jul. 2017, doi: 10.3390/en10070989.]
- [27] [Teh, J. Adequacy Assessment of Wind Integrated Generating Systems Incorporating Demand Response and Battery Energy Storage System. *Energies* 2018, 11, 2649]
- [28] [Hu, P.; Billinton, R.; Karki, R. Reliability evaluation of generating systems containing wind power and energy storage. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2009, 3, 783–791.]
- [29] [S. H. Madaeni, R. Sioshansi, and P. Denholm, "Estimating the Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants With Thermal Energy Storage: A Case Study of the Southwestern United States," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1205–1215, May 2013, doi: 10.1109/tpwrs.2012.2207410.]
- [30] [Nikolaidis P, Chatzis S, Poullikkas A. Optimal planning of electricity storage to minimize operating reserve requirements in an isolated island grid. *Energy Syst* 2019. <https://doi.org/10.1007/s12667-019-00355-x>.]

- [31] [S. V. Papaefthymiou, S. A. Papathanassiou, and E. G. Karamanou, "Application of Pumped Storage to Increase Renewable Energy Penetration in Autonomous Island Systems," *Green Energy and Technology*, Jan. 2012, doi: 10.1007/978-1-4471-2201-2_13.]
- [32] [G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "Internal dispatch for RES-storage hybrid power stations in isolated grids," *Renewable Energy*, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.001.]
- [33] [Papaefthymiou S V., Karamanou EG, Papathanassiou SA, Papadopoulos MP. A wind-hydro-pumped storage station leading to high RES penetration in the autonomous island system of Ikaria. *IEEE Trans Sustain Energy* 2010;1:163–72. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2010.2059053>.]
- [34] [A. Blakers, M. Stocks, B. Lu, and C. Cheng, "A review of pumped hydro energy storage," *Progress in Energy*, vol. 3, no. 2, p. 022003, Mar. 2021, doi: 10.1088/2516-1083/abeb5b.]
- [35] [M. Kloess and K. Zach, "Bulk electricity storage technologies for load-leveling operation – An economic assessment for the Austrian and German power market," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 59, pp. 111–122, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.02.002.]
- [36] [Beaudin M, Zareipour H, Schellenbergglabe A, Rosehart W. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: an updated review. *Energy Sustain Develop* 2010;14(4):302–14.]
- [37] [H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Progress in Natural Science: Materials International*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.]
- [38] [F. & S. A. & G.-B. Díaz-González Oriol & Villafáfila-Robles, Roberto, "A review of energy storage technologies for wind power applications," 2012. <https://ideas.repec.org/a/eee/reusus/v16y2012i4p2154-2171.html>]
- [39] [Tong, Z.; Cheng, Z.; Tong, S. A Review on the Development of Compressed Air Energy Storage in China: Technical and Economic Challenges to Commercialization. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2021, 135, 110178]
- [40] [M. King, A. Jain, R. Bhakar, J. Mathur, and J. Wang, "Overview of current compressed air energy storage projects and analysis of the potential underground storage capacity in India and the UK," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 139, p. 110705, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110705.]
- [41] [X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, and C. Krupke, "Overview of Current 110 Development in Compressed Air Energy Storage Technology," *Energy Procedia*, vol. 62, pp. 603–611, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.423>]
- [42] [H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Progress in Natural Science: Materials International*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.]

- [43] [Munkholt, J.; Vang, P.; Degn, A.; Version, D.; Larsen, H. Chemical Energy Storage DTU International Energy Report 2013; Technical University of Denmark: Lyngby, Denmark, 2013; ISBN 9788755039681]
- [44] [L. Li, W. Liang, H. Lian, J. Yang, M. Dusseault, Compressed air energy storage: characteristics, basic principles, and geological considerations, *Adv. Geo-Energy Res.* 2 (2018) 135–147, <https://doi.org/10.26804/ager.2018.02.03>]
- [45] [“IEC,” IEC - International Electrotechnical Commission. <https://webstore.iec.ch/publication/22374>]
- [46] [H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science: Materials International*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.]
- [47] [M. Swierczynski, R. Teodorescu, C. N. Rasmussen, P. Rodriguez, and H. Vikelgaard, “Overview of the energy storage systems for wind power integration enhancement,” *International Symposium on Industrial Electronics*, Jul. 2010, doi: 10.1109/isie.2010.5638061.]
- [48] [L. L. Lai, G. Locatelli, and X. Wu, “A review on long-term electrical power system modeling with energy storage,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 280, p. 124298, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.124298.]
- [49] [Ratna and Ratna, “Flywheel as Energy Storage Device, Calculations and Rotor Requirements,” electricalfundablog.com, May 14, 2017. <https://electricalfundablog.com/flywheel-energy-storage-calculations-rotor/>]
- [50] [A. K. Townsend and R. Gouws, “A Comparative Review of Lead-Acid, Lithium-Ion and Ultra-Capacitor Technologies and Their Degradation Mechanisms,” *Energies*, vol. 15, no. 13, p. 4930, Jul. 2022, doi: 10.3390/en15134930.]
- [51] [N. Chatrungs, “Battery Energy Storage System (BESS) and Development of Grid Scale BESS in EGAT,” 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), 2019, pp. 589-593, doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715953]
- [52] [T. U. Daim, X. Li, D.-H. Kim, and S. Simms, “Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions,” *Environmental Innovation and Societal Transitions*, vol. 3, pp. 29–49, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.eist.2012.04.003.]
- [53] [J. B. Goodenough, “How we made the Li-ion rechargeable battery,” *Nature Electronics*, vol. 1, no. 3, p. 204, Mar. 2018, doi: 10.1038/s41928-018-0048-6.]
- [54] [Cost Projections for Utility Storage: 2020 Update Wesley Cole and A. Will Frazier]
- [55] [“Battery storage and renewables: costs and markets to 2030,” Oct. 01, 2017. <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>]
- [56] [T. Gandhok and P. Manthri, “Economics of stationary energy storage systems: Driving faster adoption for behind-the-meter applications in India,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 330, p. 129610, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.129610.]

- [57] [B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, "Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices," *Science*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, Nov. 2011, doi: 10.1126/science.1212741.]
- [58] [M. Skyllas-Kazacos, M.H. Chakrabarti, S.A. Hajimolana, F.S. Mjalli, M. Saleem, Progress in flow battery research and development, *J. Electrochem. Soc.* 158 (2011) R5]
- [59] [M. G. Dieterle, P. Fischer, M.-N. Pons, N. Blume, C. Minke, and A. Bischi, "Life cycle assessment (LCA) for flow batteries: A review of methodological decisions," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53, p. 102457, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102457.]
- [60] [A.Z. Weber, M.M. Mench, J.P. Meyers, P.N. Ross, J.T. Gostick, Q. Liu, Redox flow batteries: a review, *J. Appl. Electrochem.* 41 (2011) 1137–1164]
- [61] [J. Leadbetter and L. G. Swan, "Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity," *Journal of Power Sources*, vol. 216, pp. 376–386, Oct. 2012, doi: 10.1016/j.jpowsour.2012.05.081.]
- [62] [Primus Power - Energy Pod Specifications, (2017) <http://primuspower.com/en/product/>, Accessed date: 21 July 2017]
- [63] ["Flow Batteries Market Size To Hit USD 1,834 Million By 2030." <https://www.precedenceresearch.com/flow-batteries-market>]
- [64] ["An investigation into the energy storage technologies available, for," *studylib.net*, Jan. 31, 2018. <https://studylib.net/doc/18033296/an-investigation-into-the-energy-storage-technologies-ava...>]
- [65][Schoenung, S. Characteristics and Technologies for Long vs. ShortTerm Energy Storage. Sandia National Laboratories Report SAND2001-0765, 2001, <http://prod.sandia.gov/techlib/accesscontrol.cgi/2001/010765.pdf>.]
- [66] [Yumpu.com, "Study of Electricity Storage Technologies and Their Potential," *yumpu.com*. <https://www.yumpu.com/en/document/view/50899295/study-of-electricity-storage-technologies-and-their-potential>]
- [67] ["Energy Storage: A Nontechnical Guide," PennWell Books. <https://www.pennwellbooks.com/energy-storage-a-nontechnical-guide-book-baxter-9781593700270/>]
- [68] [A Review of Energy Storage Technologies For the integration of fluctuating renewable energy Connolly, David Publication date: 2010]
- [69] [N. Powers, "Constant Power Control of DFIG Wind Turbines With Supercapacitor Energy Storage," *Wisc*, Apr. 24, 2014. https://www.academia.edu/5078264/Constant_Power_Control_of_DFIG_Wind_Turbines_With_Supercapacitor_Energy_Storage]
- [70] [Li W, Joós G, Bélanger J. Real-time simulation of a wind turbine generator coupled with a battery supercapacitor energy storage system. *IEEE Trans Ind Electron* 2010;57(4):1137–45]

- [71] [C. D. Upadhyay and H. Chandwani, "Energy Storage Systems – Comparative Study," *International Journal of Scientific Research*, vol. 2, no. 4, pp. 54–57, Jun. 2012, doi: 10.15373/22778179/apr2013/51.]
- [72] [J. Andersson and S. Grönkvist, "Large-scale storage of hydrogen," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 23, pp. 11901–11919, May 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.063.]
- [73] [B. Widera, "Renewable hydrogen as an energy storage solution," *E3S Web of Conferences*, vol. 116, p. 00097, Jun. 2019, doi: 10.1051/e3sconf/201911600097.]
- [74] [T. D. Fletcher et al., "SUDS, LID, BMPs, WSUD and more – The evolution and application of terminology surrounding urban drainage," *Urban Water Journal*, vol. 12, no. 7, pp. 525–542, Oct. 2015, doi: 10.1080/1573062x.2014.916314.]
- [75] ["Hydrogen Production: Electrolysis," *Energy.gov*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>]
- [76] [Saur G. Wind-to-hydrogen project: electrolyzer capital cost study. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/TP-550-44103; 2008]
- [77] [R. E. Dickinson, D. Battye, V. Linton, P. J. Ashman, and G. J. Nathan, "Alternative carriers for remote renewable energy sources using existing CNG infrastructure," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 1321–1329, Feb. 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.11.052.]
- [78] [T. U. Daim, X. Li, D.-H. Kim, and S. Simms, "Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions," *Environmental Innovation and Societal Transitions*, vol. 3, pp. 29–49, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.eist.2012.04.003.]
- [79] [G. J. May, A. Davidson, and B. Monahov, "Lead batteries for utility energy storage: A review," *Journal of Energy Storage*, vol. 15, pp. 145–157, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.est.2017.11.008.]
- [80] [B. Zohuri, "Energy Storage Technologies and Their Role in Renewable Integration and Significance of Thermodynamic Analysis," Elsevier eBooks, Jan. 2021, doi: 10.1016/b978-0-12-819723-3.00155-4.]
- [81] [A Review of Energy Storage Technologies For the integration of fluctuating renewable energy Connolly, David Publication date: 2010]
- [82] [S. of E. and E. Engineering, "Determination of short-term power dispatch schedule for a wind farm incorporated with dual-battery energy storage scheme," NTU Singapore, 2012. <https://dr.ntu.edu.sg/handle/10356/102003>]
- [83] [F. Baalbergen, P. Bauer, and J. M. F. Ferreira, "Energy Storage and Power Management for Typical 4Q-Load," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 5, pp. 1485–1498, Nov. 2008, doi: 10.1109/tie.2009.2012416.]
- [84] [Abbey C, Strunz K, Joós G. A knowledge-based approach for control of twolevel energy storage for wind energy systems. *IEEE Trans Energy Convers* 2009;24(2):539–47]

- [85] [H. Lee, "Compensation for the Power Fluctuation of the Large Scale Wind Farm Using Hybrid Energy Storage Applications," 2012. <https://www.semanticscholar.org/paper/Compensation-for-the-Power-Fluctuation-of-the-Large-Lee-Shin/e8d25dab756347e7af8216a2d84c58b96abe791d>]
- [86] [M. Fisher, J. Apt, and J. Whitacre, "Can flow batteries scale in the behind-the-meter commercial and industrial market? A techno-economic comparison of storage technologies in California," *Journal of Power Sources*, vol. 420, pp. 1–8, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.jpowsour.2019.02.051.]
- [87] [Vionx Energy Specifications, <http://vionxenergy.com/wp-content/uploads/2016/08/Vionx-Technology-Specifications.pdf>, (2017), Accessed date: 21 July 2017]
- [88] [Business & Technology Report Updated April 2019 Battery Energy Storage Overview]
- [89] [A. Zerrahn and W.-P. Schill, "Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 1518–1534, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.098.]
- [90] [K. Liu, K. Li, Q. Peng, and C. Zhang, "A brief review on key technologies in the battery management system of electric vehicles," *Frontiers of Mechanical Engineering*, vol. 14, no. 1, pp. 47–64, May 2019, doi: 10.1007/s11465-018-0516-8.]
- [91] [M.K. Hasan, M. Mahmud, A.A. Habib, S. Motakabber, S. Islam, Review of electric vehicle energy storage and management system: Standards, issues, and challenges, *J. Energy Storage* 41 (2021) 102940.]
- [92] [T. U. Daim, X. Li, D.-H. Kim, and S. Simms, "Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions," *Environmental Innovation and Societal Transitions*, vol. 3, pp. 29–49, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.eist.2012.04.003.]
- [93] [G. Celli, S. Mocci, F. G. L. Pilo, and M. Loddo, "Optimal integration of energy storage in distribution networks," *IEEE PowerTech Conference*, Oct. 2009, doi: 10.1109/ptc.2009.5282268.]
- [94] [S. M. Shaahid and I. El-Amin, "Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia—A way forward for sustainable development," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 3, pp. 625–633, Apr. 2009, doi: 10.1016/j.rser.2007.11.017.]
- [95] [Johnson P, Howell S, Duck P. Partial differential equation methods for stochastic dynamic optimization: An application to wind power generation with energy storage. *Phil Trans R Soc A* 2017;375(2100):1–16.]
- [96] [Elsevier, "Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing - 1st Edition," Oct. 23, 2014. <https://www.elsevier.com/books/electrochemical-energy-storage-for-renewable-sources-and-grid-balancing/moseley/978-0-444-62616-5>]

- [97] [Díaz-González F, Sumper A, Gomis-Bellmunt O, Villafáfila-Robles R. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16(4):2154–71.]
- [98] [S. Tewari and N. Mohan, “Value of NAS Energy Storage Toward Integrating Wind: Results From the Wind to Battery Project,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 532–541, Feb. 2013, doi: 10.1109/tpwrs.2012.2205278.]
- [99] [Banham-Hall DD, Taylor GA, Smith CA, et al. Flow batteries for enhancing wind power integration. *IEEE Trans Power Syst* 2012;27(3):1690–7.]
- [100] [Carrillo C, Feijoo AE, Cidras J, et al. Power fluctuations in an isolated wind plant. *IEEE Trans Energy Convers* 2004;19(1):217–21]
- [101] [Morren J, de Haan SWH, Kling WL, et al. *IEEE Trans Power Syst* 2006;21(1):2005–6.]
- [102] [“Y. Z. Sun, Z. S. Zhang, G. J. Li and J. Lin, ‘Review on Frequency Control of Power Systems with Wind Power Penetration,’ 2010 International Conference on Power System Technology (POWERCON), Hangzhou, 24-28 October 2010, pp. 1-8. - References - Scientific Research Publishing.” [https://www.scirp.org/\(S\(351jmbntvnsjt1aadkposzje\)\)/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=797890](https://www.scirp.org/(S(351jmbntvnsjt1aadkposzje))/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=797890)]
- [103] [Banham-Hall DD, Taylor GA, Smith CA, et al. Flow batteries for enhancing wind power integration. *IEEE Trans Power Syst* 2012;27(3):1690 7.]
- [104] [W.-P. Schill and A. Zerrahn, “Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities,” *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 83, pp. 156–171, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.205.]
- [105] [Barton JP, Infield DG. A probabilistic method for calculating the usefulness of a store with finite energy capacity for smoothing electricity generation from wind and solar power. *J Power Sources* 2006;162(2):943–8.]
- [106] [H. Bludszuweit, “Statistical Analysis of Wind Power Forecast Error,” 2008. <https://www.semanticscholar.org/paper/Statistical-Analysis-of-Wind-Power-Forecast-Error-Bludszuweit-Dom%C3%ADnguez-Navarro/b8fd4fe473caf0695a9b3e3efdb8cf7058d65573>]
- [107] [Yuan Y, Li Q, Wang W. Optimal operation strategy of energy storage unit in wind power integration based on stochastic programming. *IET Renew Power Gener* 2011;5(2):194–201]
- [108] [S. Teleke, M. Baran, S. Bhattacharya, and A. Q. Huang, “Rule-Based Control of Battery Energy Storage for Dispatching Intermittent Renewable Sources,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, no. 3, pp. 117–124, Aug. 2010, doi: 10.1109/tste.2010.2061880.]
- [109] [“Optimal integration of energy storage in distribution networks,” *IEEE Conference Publication* | *IEEE Xplore*, Jun. 01, 2009. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5282268>]

- [110] [Reniers JM, Mulder G, Ober-Blöbaum S, Howey DA. Improving optimal control of grid-connected lithium-ion batteries through more accurate battery and degradation modelling. *J Power Sources* 2018;379:91–102]
- [111] [C. H. B. Apribowo, S. Sarjiya, S. P. Hadi, and F. D. Wijaya, “Optimal Planning of Battery Energy Storage Systems by Considering Battery Degradation due to Ambient Temperature: A Review, Challenges, and New Perspective,” *Batteries*, vol. 8, no. 12, p. 290, Dec. 2022, doi: 10.3390/batteries8120290.]
- [112] [J.-H. Huang, S. Wang, W.-H. Xu, W. Shi, and C. Fernandez, “A Novel Autoregressive Rainflow—Integrated Moving Average Modeling Method for the Accurate State of Health Prediction of Lithium-Ion Batteries,” *Processes*, vol. 9, no. 5, p. 795, Apr. 2021, doi: 10.3390/pr9050795.]
- [113] [“A Convex Cycle-based Degradation Model for Battery Energy Storage Planning and Operation,” *IEEE Conference Publication | IEEE Xplore*, Jun. 01, 2018. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8431814>] [C. Amzallag, “Standardization of the rainflow counting method for fatigue analysis,” 1994. <https://www.semanticscholar.org/paper/Standardization-of-the-rainflow-counting-method-for-Amzallag-Gerey/58a4f367eaa9b25614fa8d58161c826d62bca82d>]
- [114] [J. Vetter et al., “Ageing mechanisms in lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 147, no. 1–2, pp. 269–281, Sep. 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.01.006.]
- [115] [K. Bradbury, L. Pratson, D. Patiño-Echeverri, Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets, *Appl. Energy* 114 (2014) 512–519, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.010>.]
- [116] [A. Shcherbakova, A. Kleit, J. Cho, The value of energy storage in South Korea’s electricity market: A hotelling approach, *Appl. Energy* 125(2014)93–102, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.03.046>]
- [117] [IRENA (2019), Innovation landscape brief: Behind-the-meter batteries, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi]
- [118] [S. Martinez, Fco. A. Campos, J. R. Villar, and M. Rivier, “Joint energy and capacity equilibrium model for centralized and behind-the-meter distributed generation,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 131, p. 107055, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107055.]
- [119] [A. Dascalu, S. M. Sharkh, A. Cruden, and P. Stevenson, “Performance of a hybrid battery energy storage system,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 1–7, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.05.040.]
- [120] [Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities Wolf-Peter Schill, Alexander Zerrahn 2018]
- [121] [G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, “Electricity storage requirements to support the transition towards high renewable penetration levels – Application to the Greek power system,” *Journal of Energy Storage*, vol. 55, p. 105748, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105748.]

- [122] [T. & G. C. & C. Li Tao & Jiang, Yu & Feng, Yingchun, "Medium and long-term electricity market trading strategy considering renewable portfolio standard in the transitional period of electricity market reform in Jiangsu, China," 2022. <https://ideas.repec.org/a/eee/eneeco/v107y2022ics0140988322000445.html>]
- [123] [W. Chaichan, J. Waewsak, R. Nikhom, C. Kongruang, S. Chiwamongkhonkarn, and Y. Gagnon, "Optimization of stand-alone and grid-connected hybrid solar/wind/fuel cell power generation for green islands: Application to Koh Samui, southern Thailand," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 480–493, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.07.024.]
- [124] [A. Aktaş, "A novel optimal energy management strategy for offshore wind/marine current/battery/ultracapacitor hybrid renewable energy system," 2020. https://econpapers.repec.org/article/eeeenergy/v_3a199_3ay_3a2020_3ai_3ac_3as0360544220305326.html]
- [125] [Gao Xiaozhi, Wang Lei, Sun Huiqin, Tian Jin, Wang Zhiqiang, Jiang Jing, Guo Wang. Research on optimal configuration of hybrid energy storage system based on improved CEEMDAN. *Energy Rep* 2021;7:1308-18]
- [126] [R. Dufo-López, J.L. Bernal-Agustín, J.A. Domínguez-Navarro, Generation management using batteries in wind farms: Economical and technical analysis for Spain, *Energy Policy* 37 (1) (2009) 126–139, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.08.012>]
- [127] [V. Trovato and B. Kantharaj, "Energy storage behind-the-meter with renewable generators: Techno-economic value of optimal imbalance management," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 118, p. 105813, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105813.]
- [128] [M. Symeonidou, C. Zioga, and A. M. Papadopoulos, "Life cycle cost optimization analysis of battery storage system for residential photovoltaic panels," *Journal of Cleaner Production*, vol. 309, p. 127234, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.127234.]
- [129] [H. Kazari, H. Oraee, B.C. Pal, Assessing the effect of wind farm layout on energy storage requirement for power fluctuation mitigation, *IEEE Trans. Sustain. Energy* 10 (2) (2019) 558–568.]
- [130] [Johnson P, Howell S, Duck P. Partial differential equation methods for stochastic dynamic optimization: An application to wind power generation with energy storage. *Phil Trans R Soc A* 2017;375(2100):1–16.]
- [131] [S. Teleke, M. Baran, S. Bhattacharya, and A. Q. Huang, "Optimal Control of Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 3, pp. 787–794, Mar. 2010, doi: 10.1109/tec.2010.2041550.]
- [132] [D.-X. Yao, S. Choi, K. J. Tseng, and T. T. Lie, "Determination of Short-Term Power Dispatch Schedule for a Wind Farm Incorporated With Dual-Battery Energy

Storage Scheme," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 74–84, Jan. 2012, doi: 10.1109/tste.2011.2163092.]

[133] [X. Zhang, "On Generation Schedule Tracking of Wind Farms With Battery Energy Storage Systems," 2017. <https://www.semanticscholar.org/paper/On-Generation-Schedule-Tracking-of-Wind-Farms-With-Zhang-Yuan/eacc35b19a084d7c5212e92749a91e41a9e096e4>]

[134] [M. & A. R. P. & S. Khalid Andrey V. & Agelidis, Vassilios G., "On maximizing profit of wind-battery supported power station based on wind power and energy price forecasting," 2018. <https://ideas.repec.org/a/eee/appene/v211y2018icp764-773.html>]

[135][B. Gündoğdu, S. Nejad, D. T. Gladwin, M. P. Foster, and D. H. Stone, "A Battery Energy Management Strategy for U.K. Enhanced Frequency Response and Triad Avoidance," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 12, pp. 9509–9517, Mar. 2018, doi: 10.1109/tie.2018.2818642.]

[136] [K. Doenges, I. Egido, L. Sigrist, E. L. Miguélez, and L. Rouco, "Improving AGC Performance in Power Systems With Regulation Response Accuracy Margins Using Battery Energy Storage System (BESS)," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 2816–2825, Jul. 2020, doi: 10.1109/tpwrs.2019.2960450.]

[137] [F. Teng and G. Strbac, "Business cases for energy storage with multiple service provision," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 615–625, Oct. 2016, doi: 10.1007/s40565-016-0244-1.]

[138] [I. Staffell and M. K. Rustomji, "Maximising the value of electricity storage," *Journal of Energy Storage*, vol. 8, pp. 212–225, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.est.2016.08.010.]

[139] [R. Sakipour and H. Abdi, "Optimizing Battery Energy Storage System Data in the Presence of Wind Power Plants: A Comparative Study on Evolutionary Algorithms," *Sustainability*, vol. 12, no. 24, p. 10257, Dec. 2020, doi: 10.3390/su122410257.]

[140] [Khalid M, Aguilera RP, Savkin AV, Agelidis VG. On maximizing profit of wind-battery supported power station based on wind power and energy price forecasting. *Appl Energy* 2018;211:764–73]

[141] [D. R. Jiang and W. B. Powell, "Optimal Hour-Ahead Bidding in the Real-Time Electricity Market with Battery Storage using Approximate Dynamic Programming," *arXiv (Cornell University)*, Feb. 2014, doi: 10.48550/arxiv.1402.3575.]

[142] [Zhang L, Li Y. Optimal energy management of wind-battery hybrid power system with two-scale dynamic programming. *IEEE Trans Sustain Energy* 2013;4(3):765–73]

[143] [Xydas E, Qadrdan M, Marmaras C, Cipcigan L, Jenkins N, Ameli H. Probabilistic wind power forecasting and its application in the scheduling of gas-fired generators. *Appl Energy* 2017;192:382–94]

- [144] [Vaca SM, Patsios C, Taylor P. Enhancing frequency response of wind farms using hybrid energy storage systems. In: IEEE international conference on renewable energy research and applications. IEEE; 2016, p. 325–9.]
- [145] [L. & H. R. & L. Guo Yixin & Wang, Chengshan & Lu, Hai, “A novel typical day selection method for the robust planning of stand-alone wind-photovoltaic-diesel-battery microgrid,” 2020. <https://ideas.repec.org/a/eee/appene/v263y2020ics0306261920301185.html>]
- [146] [Y. Wang, “Stochastic coordinated operation of wind and battery energy storage system considering battery degradation,” 2016. <https://www.semanticscholar.org/paper/Stochastic-coordinated-operation-of-wind-and-energy-Wang-Zhou/c6563a6aba3481a4b0e4180a7138d773fc785321>]
- [147] [“Sizing an energy storage system to minimize wind power imbalances from the hourly average,” IEEE Conference Publication | IEEE Xplore, Jul. 01, 2012. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6345551>]
- [148] [Z. Cai, C. Bussar, P. Stöcker, L. A. B. De Moraes, D. Magnor, and D. U. Sauer, “Optimal Dispatch Scheduling of a Wind-battery-System in German Power Market,” Energy Procedia, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.10.105.]
- [149] [E. Lobato, L. Sigrist, A. Ortega, A. González, and J. F. Fernández, “Battery energy storage integration in wind farms: Economic viability in the Spanish market,” Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 32, p. 100854, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.segan.2022.100854.]
- [150] [Optimal operation value of combined wind power and energy storage in multi-stage electricity markets Guzmán Díaz, José Coto, Javier Gómez-Aleixandre 2019]
- [151] [J. Tan, “Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services,” 2018. <https://www.semanticscholar.org/paper/Coordinated-Control-Strategy-of-a-Battery-Energy-to-Tan-Zhang/bddbb0561365ea43d0c847b23a65ebd35b3f03c7>]
- [152] [A. Loukatou, P. Johnson, S. Howell, and P. W. Duck, “Optimal valuation of wind energy projects co-located with battery storage,” Applied Energy, vol. 283, p. 116247, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116247.]
- [153] [S. Zheng et al., “Scheduling of wind-battery hybrid system in the electricity market using distributionally robust optimization,” Renewable Energy, vol. 156, pp. 47–56, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.057.]
- [154] [S. Zhan et al., “Co-optimized trading of hybrid wind power plant with retired EV batteries in energy and reserve markets under uncertainties,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 117, p. 105631, May 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105631.]

- [155] [Song Z, Feng S, Zhang L, Hu Z, Hu X, Yao R. Economy analysis of second- life battery in wind power systems considering battery degradation in dynamic processes: Real case scenarios. *Appl Energy* 2019;251:113411]
- [156] [W. Gorman, C. C. Montañés, A. Mills, J. Kim, D. Millstein, and R. Wiser, “Are coupled renewable-battery power plants more valuable than independently sited installations?,” *Energy Economics*, vol. 107, p. 105832, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.eneco.2022.105832.]
- [157] [I. L. R. & P. H. M. I. & M. Gomes R. & Mendes, V. M. F., “Stochastic coordination of joint wind and photovoltaic systems with energy storage in day-ahead market,” 2017. <https://ideas.repec.org/a/eee/energy/v124y2017icp310-320.html>]
- [158] [Reza Hemmati, Hedayat Saboori, Saeid Saboori, Assessing wind uncertainty impact on short term operation scheduling of coordinated energy storage systems and thermal units, *Renew. Energy* 95 (Sep. 2016) 74e84]
- [159] [F. Luo, A. J. Wilkinson, M. Yao, W. Cai, M. Wang, and W. Wei, “Carbon emissions and driving forces of China’s power sector: Input-output model based on the disaggregated power sector,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 268, p. 121925, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.121925.]
- [160][A. Papavasiliou, Y. Mou, L. Cambier, D. Scieur, Application of stochastic dual dynamic programming to the real-time dispatch of storage under renewable supply uncertainty, *IEEE Trans. Sustain. Energy*. 9 (2018) 547e558, <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2748463>]
- [161] [N. Li, C. Uckun, E.M. Constantinescu, J.R. Birge, K.W. Hedman, A. Botterud, Flexible operation of batteries in power system scheduling with renewable energy, *IEEE Trans. Sustain. Energy*. 7 (2016) 685e696, <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2497470>]
- [162] [K. Rahbar, J. Xu, R. Zhang, Real-time energy storage management for renewable integration in microgrid: an off-line optimization approach, *IEEE Trans. Smart Grid*. 6 (2015) 124e134, <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2359004>.]
- [163] [G. Xu, C. Shang, S. Fan, X. Hu, H. Cheng, A hierarchical energy scheduling framework of microgrids with hybrid energy storage systems, *IEEE Access* 6 (2017) 2472e2483, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2783903>]
- [164] [Z. Zhang, J. Wang, T. Ding, X. Wang, A two-layer model for microgrid real-time dispatch based on energy storage system charging/discharging hidden costs, *IEEE Trans. Sustain. Energy*. 8 (2017) 33e42, <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2577040>.]
- [165] [D.S. Mallapragada, N.A. Sepulveda, J.D. Jenkins, Long-run system value of battery energy storage in future grids with increasing wind and solar generation, *Appl. Energy* 275 (2020), 115390, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115390>.]
- [166] [M. Jafari, M. Korpås, A. Botterud, Power system decarbonization: impacts of energy storage duration and interannual renewables variability, *Renew. Energy* 156 (2020) 1171–1185, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.144>.]

- [167] [W.P. Schill, A. Zerrahn, Long-run power storage requirements for high shares of renewables: results and sensitivities, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 83 (2018) 156–171, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.205>]
- [168] [J.E.T. Bistline, D.T. Young, Emissions impacts of future battery storage deployment on regional power systems, *Appl. Energy* 264 (2020), 114678, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114678>]
- [169] [A. van Stiphout, T. Brijs, R. Belmans, G. Deconinck, Quantifying the importance of power system operation constraints in power system planning models: a case study for electricity storage, *J. Energy Storage* 13 (2017) 344–358, <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.07.003>.]
- [170] [J. Jorgenson, P. Denholm, T. Mai, Analyzing storage for wind integration in a transmission-constrained power system, *Appl. Energy* 228 (2018) 122–129, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.046>]
- [171] [“Θεσμικό Πλαίσιο Ηλεκτρισμού - Rae Website,” Rae Website, Nov. 29, 2021. <https://www.rae.gr/thesmiko-plaisio-ilektrismou/>]
- [172] [“Αγορές Ενέργειας - EnExGroup.” <https://www.enexgroup.gr/el/web/guest/energy-markets>]
- [173] [“Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά - Rae Website,” Rae Website, Nov. 29, 2021. <https://www.rae.gr/energeiaki-xrimatopistotiki-agera/>]
- [174] [“Αγορά Εξισορρόπησης - Rae Website,” Rae Website, Nov. 29, 2021. <https://www.rae.gr/agora-exisorropisis/>]
- [175] [Michał, “Balancing Service Provider (BSP),” *Emissions-EUETS.com*, Jul. 11, 2022. <https://emissions-euets.com/balancing-service-provider-bsp>]
- [176] [An overview of the Greek Balancing Market RAE EVENT 84th Thessaloniki International Fair]
- [177] [S. Kaunda, “UNDERSTANDING ELECTRICITY TARIFFS,” Nov. 17, 2014.
- [178] [“6th South East Europe Energy Dialogue - 30 & 31 May, 2012.” <https://www.iene.gr/6thSEEED/index.asp>]
- [179] [“Energy Project Financing Resources and Strategies for Success,” Part of Energy Project Financing: Resources and Strategies for Success | River Publishers Books | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9558428>]
- [180] [M. Orlitzky, D. S. Siegel, and D. A. Waldman, “Strategic Corporate Social Responsibility and Environmental Sustainability,” *Business & Society*, vol. 50, no. 1, pp. 6–27, Feb. 2011, doi: 10.1177/0007650310394323.]