



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ & ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μελέτη επίδρασης της εγκατάστασης αποθηκευτικού
συστήματος μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης στη λειτουργία
μη διασυνδεδεμένων νησιών υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ

ΚΟΚΚΟΛΙΟΣ ΣΠΥΡΙΔΩΝ

Επιβλέπων: Παπαθανασίου Αθ. Σταύρος

Καθηγητής ΕΜΠ

ΑΘΗΝΑ 2018



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ & ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μελέτη επίδρασης της εγκατάστασης αποθηκευτικού
συστήματος μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης στη λειτουργία
μη διασυνδεδεμένων νησιών υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ

ΚΟΚΚΟΛΙΟΣ ΣΠΥΡΙΔΩΝ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 2018

.....
Παπαθανασίου Σταύρος

Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Κλαδάς Αντώνιος

Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Γεωργιλάκης Πάυλος

Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ

ΑΘΗΝΑ 2018

Copyright © ΣΠΥΡΙΔΩΝ ΚΟΚΚΟΛΙΟΣ, 2018

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση κα 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 στη 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.

Ευχαριστίες

Πρώτα απ' όλα θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Σταύρο Παπαθανασίου για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε με την ανάθεση αυτής της διπλωματικής εργασίας και για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον και επίκαιρο θέμα. Ευχαριστώ επίσης και τα μέλη της εξεταστικής επιτροπής κ.κ Αντώνιο Κλαδά και κ.κ Παύλο Γεωργιλάκη για την ενασχόλησή τους με τη διπλωματική μου.

Ένα μεγάλο ευχαριστώ θα ήθελα να πω στον υποψήφιο διδάκτορα Γιώργο Ψαρρό για την καθοδήγηση και τη βοήθεια που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια της συνεργασίας μας. Οι συμβουλές του ήταν πολύτιμες και η υποστήριξή του αμέριστη.

Τέλος, δεν θα μπορούσα παρά να ευχαριστήσω την οικογένειά μου, τη Χριστιάνα και τους φίλους μου που στάθηκαν δίπλα μου με υπομονή και με υποστήριξαν όλα τα φοιτητικά μου χρόνια.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην παρούσα εργασία διερευνάται η επίδραση της εγκατάστασης αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης στη λειτουργία μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΜΑΝ) με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις ετήσιας λειτουργίας σε δύο αυτόνομα ηλεκτρικά νησιωτικά συστήματα διαφορετικού μεγέθους και μείγματος παραγωγής, εφαρμόζοντας κατάλληλο μαθηματικό μοντέλο κατάρτισης και επίλυσης του προγράμματος κατανομής των μονάδων μέσω μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν αφορούν στα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία λειτουργίας του κάθε ηλεκτρικού συστήματος χωρίς και με την εγκατάσταση μπαταρίας, τόσο για την υφιστάμενη εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ όσο και για περιπτώσεις επέκτασής της. Εκτιμήθηκε ξεχωριστά η επίδραση της ονομαστικής ισχύος της μπαταρίας και της χωρητικότητας του αποθηκευτικού συστήματος. Πραγματοποιήθηκε ακόμα ανάλυση ευαισθησίας των οικονομικών αποτελεσμάτων ως προς την τιμή καυσίμου καθώς και αξιολόγηση της βιωσιμότητας της επένδυσης στην εγκατάσταση μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης.

Ένα από τα βασικά συμπεράσματα της παρούσας εργασίας είναι ότι η κύρια λειτουργία της μπαταρίας αφορά στην παροχή εφεδρείας, συμβάλλοντας έτσι καθοριστικά στην ενίσχυση της διείσδυσης της υφιστάμενης αιολικής ισχύος, δημιουργώντας παράλληλα πρόσφορο έδαφος για επέκταση των αιολικών εγκαταστάσεων. Ακόμα, φάνηκε ότι η βιωσιμότητα της επένδυσης της εγκατάστασης μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης σε ΜΑΝ υψηλού κόστους παραγωγής και με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ είναι εφικτή, ωστόσο αναδείχτηκε η ανάγκη δημιουργίας πρόσθετων μηχανισμών αποζημίωσης.

Λέξεις κλειδιά: αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΑΝ), αποθηκευτικό σύστημα μπαταρίας, διείσδυση ΑΠΕ, αιολική ενέργεια

ABSTRACT

In this thesis the impact of the introduction of centrally managed battery energy storage systems (BESS) on the operation and economics of non-interconnected island (NII) power systems with high renewable energy source (RES) penetration is investigated. The operating and economic benefits anticipated from the deployment of centrally managed storage facilities in NIIs are quantified and evaluated, while a preliminary assessment on the viability of BESS investments in isolated island grids is further performed. In this work, storage is examined beyond the Hybrid Power Station paradigm dominating the relevant literature, while emphasis is given to the fast response capability of the centrally managed BESS instead of its storage capacity. Annual simulations of the operation of two autonomous island power systems with different size and generation mix were performed, by applying appropriate unit commitment model via mixed integer linear programming. Technical and financial results were obtained for operation with and without BESS, under the existing or extended RES power capacity. The impact of both BESS power and energy capacity was estimated. Sensitivity analysis of the fuel cost as well as assessment of the BESS investment's viability was also performed.

An important conclusion of this work is that the main contribution of BESS lies in the provision of fast response reserves that facilitate the penetration of wind generation. BESS creates additional wind hosting capacity in the island systems, as well. The sensitivity analysis has shown that the BESS projects in island systems characterized by high conventional generation costs can be sustainable investments, however additional remuneration mechanisms should be introduced.

Keywords: autonomous island power systems, non-interconnected island (NII), battery energy storage, RES penetration, wind power

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	7
ABSTRACT	8
Κεφάλαιο 1^ο	12
Ελληνικό σύστημα μη διασυνδεδεμένων νησιών	12
1.1 Εισαγωγή.....	12
1.2 Διείσδυση ΑΠΕ στα ΜΔΝ	15
1.2.1 Περιορισμός τεχνικού ελαχίστου	16
1.2.2 Δυναμικός περιορισμός	17
1.2.3 Συνολικός περιορισμός διείσδυσης αιολικής παραγωγής	18
1.3 Κώδικας διαχείρισης ηλεκτρικών συστημάτων ΜΔΝ	19
1.3.1 Εισαγωγή στον Κώδικα ΜΔΝ.....	19
1.3.2 ΚΗΕΠ και διαδικασία κατανομής	22
1.4 Αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ στα ΜΔΝ μέσω αποθηκευτικών συστημάτων.....	28
Κεφάλαιο 2^ο	29
Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας	29
2.1 Συστήματα αποθήκευσης μηχανικής ενέργειας.....	32
2.1.1 Αντλησιοταμίευση (Pump Hydro Storage-PHS)	32
2.1.2 Αποθήκευσης ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (CAES)	34
2.1.3 Τεχνολογία σφονδύλων (Flywheel).....	35
2.2 Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτροχημικής ενέργειας–Μπαταρίες	37
2.2.1 Μπαταρία Μολύβδου Οξέος (Lead acid)	38
2.2.2 Μπαταρία Νικελίου Καδμίου (NiCd).....	40
2.2.3 Μπαταρία Νατρίου-Θείου (NaS).....	41
2.2.4 Μπαταρία Νατρίου-Νικελίου-Χλωριδίου (ZEBRA)	43
2.2.5 Μπαταρία Ιόντων Λιθίου (Li-Ion)	45
2.2.6 Μπαταρία Βαναδίου Οξειδοαναγωγής (VRB).....	46
2.2.7 Μπαταρία Ψευδαργύρου-Βρωμίου (ZnBr).....	48
2.2.8 Μπαταρίες Πολυθειούχου Βρωμίου (PSB)	49
2.3 Λειτουργίες και οφέλη αποθηκευτικών συστημάτων μπαταρίας στα ΜΔΝ	50

Κεφάλαιο 3°	53
Μεθοδολογία μελέτης	53
3.1 Γραμμικός προγραμματισμός	53
3.2 Μοντελοποίηση του προβλήματος κατανομής των μονάδων	54
3.2.1 Αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος κατανομής	55
3.2.2 Περιορισμοί του προβλήματος κατανομής	57
Κεφάλαιο 4°	64
Εφαρμογή στο ΣΗΕ της Λέσβου	64
4.1 Το ΣΗΕ της Λέσβου	64
4.2 Διερεύνηση της επίδρασης της ονομαστικής ισχύος της μπαταρίας	66
4.2.1 Βασικό σενάριο	66
4.2.1.1 Τεχνικά αποτελέσματα	66
4.2.1.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία	69
4.2.1.3 Οικονομικά αποτελέσματα	70
4.2.2 Αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ	71
4.2.2.1 Τεχνικά αποτελέσματα	71
4.2.2.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία	76
4.2.2.3 Οικονομικά αποτελέσματα	78
4.3 Διερεύνηση της επίδρασης της χωρητικότητας της μπαταρίας	82
4.3.1 Βασικό σενάριο	82
4.3.1.1 Τεχνικά αποτελέσματα	82
4.3.1.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία	83
4.3.1.3 Οικονομικά αποτελέσματα	83
4.3.2 Αύξηση εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ	84
4.3.2.1 Τεχνικά αποτελέσματα	84
4.3.2.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία	86
4.3.2.3 Οικονομικά αποτελέσματα	87
4.4 Αξιολόγηση της επένδυσης και ανάλυση ευαισθησίας	88
4.5 Συμπεράσματα για το σύστημα της Λέσβου	96
Κεφάλαιο 5°	97
Εφαρμογή στο ΣΗΕ της Πάτμου	97
5.1 Το ΣΗΕ της Πάτμου	97
5.2 Διερεύνηση της επίδρασης της ονομαστικής ισχύος της μπαταρίας	99
5.2.1 Βασικό σενάριο	99
5.2.1.1 Τεχνικά αποτελέσματα	99
5.2.1.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία	102

5.2.1.3	Οικονομικά αποτελέσματα	103
5.2.2	Αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ.....	104
5.2.2.1	Τεχνικά αποτελέσματα.....	104
5.2.2.2	Πρωτεύουσα εφεδρεία	107
5.2.2.3	Οικονομικά αποτελέσματα	108
5.3	Διερεύνηση της επίδρασης της χωρητικότητας της μπαταρίας.....	112
5.3.1	Τεχνικά αποτελέσματα.....	112
5.3.2	Πρωτεύουσα εφεδρεία	113
5.3.3	Οικονομικά αποτελέσματα	113
5.4	Αξιολόγηση της επένδυσης και ανάλυση ευαισθησίας.....	115
5.5	Συμπεράσματα για το σύστημα της Πάτμου	120
	Κεφάλαιο 6°	121
	Συμπεράσματα	121
	Βιβλιογραφία	124

Κεφάλαιο 1^ο

Ελληνικό σύστημα μη διασυνδεδεμένων νησιών

1.1 Εισαγωγή

Τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) αποτελούν χαρακτηριστικό του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Πρόκειται για νησιά ή συμπλέγματα νησιών τα οποία λόγω τεχνικών, τεχνολογικών και οικονομικών δυσκολιών, δεν έχουν διασυνδεθεί με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό δίκτυο και λειτουργούν ως αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα. Η ηλεκτροδότηση των νησιών αυτών βασίζεται κατά κύριο λόγο σε τοπικούς θερμικούς σταθμούς παραγωγής οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ) ή και ελαφρύ (ντίζελ), και σε σταθμούς ΑΠΕ, κυρίως αιολικούς και φωτοβολταϊκούς [1].

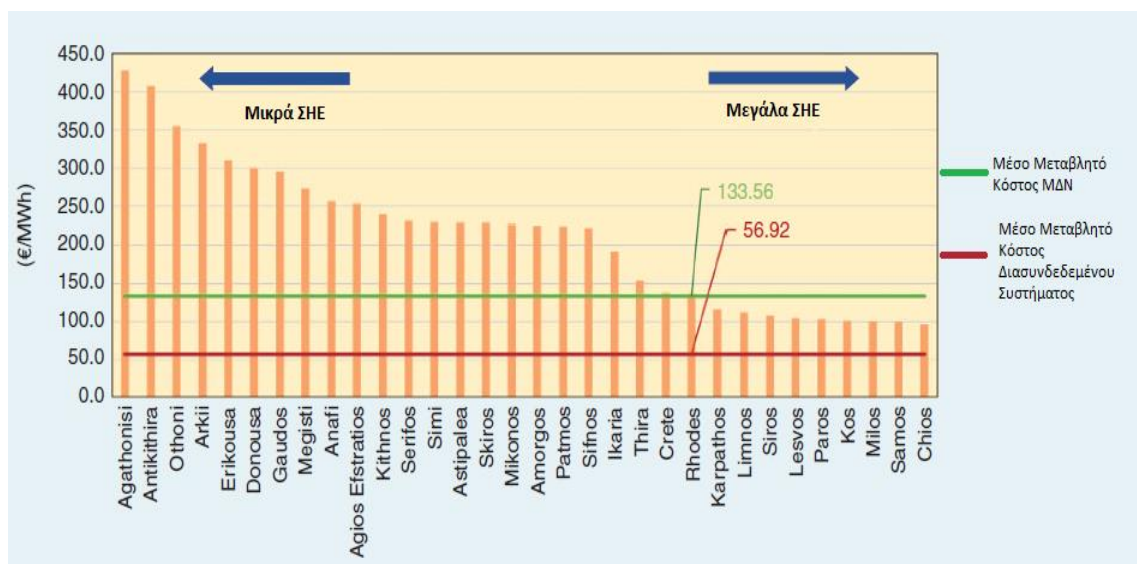
Στον ελλαδικό χώρο συναντάμε 32 μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα, εκ των οποίων τα 11 αποτελούνται από συμπλέγματα νησιών συνδεδεμένων μεταξύ τους. Στο σύνολο των νησιών αυτών παρουσιάζονται διαφοροποιήσεις που αφορούν κυρίως στο μέγεθος του ηλεκτρικού συστήματος, στη ζήτηση ενέργειας και στην εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, ενώ κοινό στοιχείο αποτελεί η έντονη διακύμανση του ηλεκτρικού φορτίου καθώς η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται σε μεγάλο βαθμό τους θερινούς μήνες λόγω της υψηλής προσέλευσης τουρισμού, εν αντιθέσει με την υπόλοιπη διάρκεια του έτους που παραμένει σε χαμηλά επίπεδα διαμορφώνοντας τους συντελεστές φορτίου στο 23% - 53% [2]. Η συνολική κατανάλωση ενέργειας των ΜΔΝ ανέρχεται περίπου στο 14% της κατανάλωσης του συνόλου της επικράτειας (~42.300GWh) [3].

Στον Πίνακα 1.1 παρουσιάζονται τα συστήματα ΜΔΝ κατηγοριοποιημένα σύμφωνα με την μέση μέγιστη ζήτηση των τελευταίων πέντε ετών σε μικρού μεγέθους (<5MW), μεσαίου μεγέθους (5-100MW) και μεγάλου μεγέθους (>100MW), ενώ περιλαμβάνονται και δεδομένα που αφορούν τον συντελεστή φορτίου αλλά και την εγκατεστημένη ισχύ θερμικών μονάδων και ΑΠΕ [2].

Πίνακας 1.1: Ελληνικό σύστημα ΜΔΝ [2]

Κατηγορία	ΜΔΝ	Μέση αιχμή ζήτησης 2012-2016	Συντελ. φορτίου (%)	Εγκατ. θερμική ισχύς (MW)	ΑΠΕ (MW)				Συνολική εγκατ. ισχύς (MW)
					Αιολικά	Φ/Β	Υ/Η	Συνολική ισχύς ΑΠΕ	
Μεγάλα	Κρήτη	618,22	53,12	820,02	200,29	95,54	0,3	296,13	1116,15
	Ρόδος	200,4	44,44	232,93	49,15	19,37	—	68,52	301,45
Μεσαία	Κως-Κάλυμνος	94,58	43,32	136,14	15,2	9,51	—	24,71	160,85
	Πάρος	66,64	34,9	97,54	12,96	5,18	—	18,14	115,68
	Λέσβος	64,71	51,22	97,98	13,95	9,04	—	22,99	120,97
	Χίος	45,56	50,88	77,78	9,08	6,79	—	15,87	93,65
	Μύκονος	39,44	35,04	67,58	1,2	1,1	—	2,3	69,88
	Σαντορίνη	38,44	40,8	75,09	—	0,61	—	0,61	75,7
	Σάμος	29,89	52,7	49,63	8,38	4,4	—	12,75	62,41
	Σύρος	21,04	51,6	45,1	2,84	1,73	—	4,57	49,67
	Λήμνος	14,62	46,9	23,6	3,04	1,94	—	4,98	28,58
	Μήλος	11,92	46,48	22,98	2,65	0,69	—	3,34	26,32
	Κάρπαθος	11,4	37,44	18,6	1,23	1,18	—	2,41	21,01
	Ικαρία	7,3	43,2	15,87	0,99	0,49	—	0,48	17,35
	Σίφνος	6,1	32,14	10,2	—	0,38	—	0,38	10,58
	Πάτμος	5,47	37,04	7,65	1,2	0,19	—	1,39	9,04
Μικρά	Σκύρος	4,5	39,08	7,98	—	0,34	—	0,34	8,32
	Σύμη	3,95	42,12	9,8	—	0,19	—	0,19	9,99
	Σέριφος	3,37	27,38	6,69	—	0,14	—	0,14	6,83
	Αμοργός	3,04	35,4	4,93	—	0,31	—	0,31	5,24
	Κύθνος	2,96	32,06	5,95	0,67	0,24	—	0,91	6,86
	Αστυπάλαια	2,26	33,74	3,83	—	0,35	—	0,35	4,18
	Μεγίστη	0,89	40,48	2,1	—	—	—	—	2,1
	Ανάφη	0,57	24,56	0,87	—	—	—	—	0,87
	Δονούσα	0,35	23,52	0,57	—	—	—	—	0,57
	Ερεικούσσα	0,33	25,22	0,59	—	—	—	—	0,59
	Άη Στράτης	0,32	37,74	0,84	0,002	—	—	0,002	0,84
	Οθωνοί	0,3	23,14	0,59	—	—	—	—	0,59
	Αγαθονήσι	0,18	41,48	0,64	—	—	—	—	0,64
	Αρκοί	0,14	26,46	0,41	—	—	—	—	0,41
	Γαύδος	0,12	47,2	0,43	—	—	—	—	0,43
	Αντικύθηρα	0,1	27,86	0,41	—	—	—	—	0,41
Σύνολο		—	—	1845,32	322,83	159,7	0,3	482,84	2328,16

Παρά τις όποιες ιδιαιτερότητες των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ, κοινό χαρακτηριστικό όλων είναι το υψηλό κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της χρήσης θερμικών μονάδων πετρελαίου για την κάλυψη του μεγαλύτερου μέρους της ζήτησης. Οι τιμές μαζούτ και ντίζελ κυμαίνονται σε υψηλά επίπεδα, καθιστώντας το μέσο μεταβλητό κόστος ηλεκτροπαραγωγής συμβατικών μονάδων σε ορισμένα ΜΔΝ έως και 8 φορές μεγαλύτερο από το αντίστοιχο κόστος στο ηπειρωτικό σύστημα. Στο Σχήμα 1-1 φαίνεται το μέσο μεταβλητό κόστος για κάθε σύστημα ΜΔΝ, ανηγμένο σε €/MWh, όπως αυτό διαμορφώνεται από το κόστος καυσίμου, το κόστος εκπομπών CO₂ και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των θερμικών μονάδων [2].



Σχήμα 1.1
Μέσο μεταβλητό κόστος ΜΔΝ (€/MWh) [2]

Όπως φαίνεται και στο προηγούμενο σχήμα, στα μικρότερα μη διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα η αποκλειστική λειτουργία μονάδων ντίζελ οδηγεί σε αυξημένο κόστος λειτουργίας συμβατικών μονάδων (€/MWh) σε σχέση με τα μεγαλύτερα, στα οποία λειτουργούν και μονάδες μαζούτ οι οποίες είναι πιο οικονομικές.

Από τα παραπάνω γίνεται σαφές ότι η μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ είναι μείζονος σημασίας καθώς επιβαρύνει περεταίρω τον λογαριασμό των καταναλωτών μέσω των χρεώσεων ΥΚΩ (Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας), ενώ μάλιστα αναμένεται και αύξηση των τιμών του πετρελαίου τα επόμενα χρόνια.

1.2 Διείσδυση ΑΠΕ στα ΜΔΝ

Οι σταθμοί ΑΠΕ που έχουν εγκατασταθεί στο ελληνικό σύστημα ΜΔΝ περιλαμβάνουν:

- 97 αιολικούς σταθμούς (323MW)
- 1758 φωτοβολταϊκούς σταθμούς (136MW)
- 3242 φωτοβολταϊκά στέγης (24MW)
- ένα μικρό υδροηλεκτρικό εγκατεστημένο στην Κρήτη(0.3MW)

Τα ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ στην παραγωγή των ΜΔΝ την τριετία 2014-2016 παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα (Πίνακας 1.2) [3].

Πίνακας 1.2: Ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ στα ΜΔΝ

	2014	2015	2016
Συνολική παραγωγή (GWh)	5434	5571	5693
Παραγωγή συμβατικών μονάδων	83,2%	82,1%	81,4%
Παραγωγή ΑΠΕ	16,8%	17,9%	18,6%

Αν και στα ΜΔΝ υπάρχει υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό, τα ποσοστά διείσδυσης των ΑΠΕ δεν ξεπερνούν το επίπεδο του 20%, λόγω περιορισμών που θέτουν στο ηλεκτρικό σύστημα των νησιών οι συμβατικές μονάδες [4]. Οι περιορισμοί αυτοί, είτε για τεχνικούς λόγους είτε για λόγους ασφάλειας του συστήματος, οδηγούν σε περικοπές της παραγόμενης αιολικής ενέργειας ενώ στην παρούσα κατάσταση η φωτοβολταϊκή παραγωγή δεν υπόκειται σε περικοπές και απορροφάται πλήρως από το σύστημα. Τονίζεται ότι οι περιορισμοί αυτοί έχουν εφαρμογή μόνο στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα και όχι στο ηπειρωτικό δίκτυο.

1.2.1 Περιορισμός τεχνικού ελαχίστου

Προκειμένου να αποφευχθεί η μηχανική καταπόνηση και η δυσλειτουργία τους, οι συμβατικές μονάδες που συμμετέχουν στην ηλεκτροπαραγωγή των ΜΔΝ δεν πρέπει να υποφορτίζονται κάτω από ένα όριο, το τεχνικό ελάχιστο, το οποίο ορίζεται ως ποσοστό επί της ονομαστικής τους ισχύος.

Ορίζοντας ως P_{Dn} την ονομαστική ισχύ και P_D την παραγωγή της κάθε συμβατικής μονάδας τότε:

$$P_{Dmin} = c_T P_{Dn} \leq P_D \leq P_{Dn}$$

όπου c_T είναι ο συντελεστής τεχνικού ελαχίστου. Οι συνήθεις τιμές του συντελεστή τεχνικού ελαχίστου είναι 30%-50% για τις μονάδες μαζούτ και 20%-35% για τις μονάδες ντίζελ [5].

Θεωρώντας ότι στην ηλεκτροπαραγωγή συμμετέχουν μόνο οι συμβατικές μονάδες και οι αιολικοί σταθμοί, τότε το ισοζύγιο ισχύος προκύπτει ως εξής:

$$P_L = P_{Dtot} + P_W \Rightarrow P_{Dtot} = P_L - P_W$$

όπου P_L είναι το φορτίο του συστήματος συμπεριλαμβανομένων των απωλειών, P_W η συνολική αιολική παραγωγή και P_{Dtot} η συνολική παραγωγή των συμβατικών μονάδων. Συνδυάζοντας τις παραπάνω σχέσεις προκύπτει ότι:

$$P_W \leq P_L - \sum c_T P_{Dn} = P_{Wmax}^T$$

όπου το άθροισμα αφορά τις θερμικές μονάδες που είναι ενταγμένες στην παραγωγή.

Κατά τον προγραμματισμό της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων είναι συνήθης πρακτική να τηρείται πλήρης στρεφόμενη εφεδρεία για την αιολική παραγωγή, δηλαδή οι εν λειτουργία μονάδες επαρκούν για την κάλυψη του φορτίου σε περίπτωση απώλειας της πλήρους αιολικής ισχύος [6], ενδεχόμενο καθόλου απίθανο καθώς η αιολική παραγωγή βρίσκεται συχνά συγκεντρωμένη σε συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή όπου μπορεί να συμβεί ξαφνική απώλεια αιολικού δυναμικού [5].

1.2.2 Δυναμικός περιορισμός

Οι ανεμογεννήτριες παρουσιάζουν συχνή και έντονη διακύμανση στην ισχύ εξόδου τους προκαλώντας μεταβολές στο ισοζύγιο ισχύος, αφού $P_L = P_D + P_w$. Οι μεταβολές αυτές προκαλούν αποκλίσεις στη συχνότητα του δικτύου οι οποίες αντισταθμίζονται μέσω του αυτόματου συστήματος ρύθμισης στροφών των συμβατικών μονάδων. Μεγάλες όμως διακυμάνσεις σε ηλεκτρικά συστήματα χαμηλής αδράνειας όπως είναι τα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα μπορεί να προκαλέσουν σημαντικές αποκλίσεις στη συχνότητα ή ακόμη και κίνδυνο ευστάθειας του συστήματος όταν η αιολική παραγωγή καλύπτει σημαντικό μέρος του φορτίου. Προκύπτει έτσι ένας ακόμα περιορισμός, ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης ως εξής:

$$P_w \leq \sum C_D P_{Dn} = P_{Wmax}^D$$

Ο συντελεστής δυναμικού περιορισμού C_D , εκφράζει το ανώτερο αποδεκτό όριο διείσδυσης της αιολικής ισχύος σε δεδομένη χρονική περίοδο και εξαρτάται από το μέγεθος του ηλεκτρικού συστήματος, τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων και των ρυθμιστών τους, τη γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων αλλά και από τις πρακτικές διαχείρισης που εφαρμόζονται. Οι συνήθεις τιμές του C_D κυμαίνονται στο 30% αν και σε μεγάλα αυτόνομα συστήματα επικρατούν τιμές της τάξεως του 15% ενώ σε μικρά έχουν εφαρμοστεί επιτυχώς τιμές στο 40% [5][6].

1.2.3 Συνολικός περιορισμός διείσδυσης αιολικής παραγωγής

Ο συνολικός περιορισμός διείσδυσης (set point) για την αιολική παραγωγή προκύπτει από τον αυστηρότερο εκ των δύο προαναφερθέντων περιορισμών, δηλαδή από τον περιορισμό με τη μικρότερη τιμή. Έτσι προκύπτει ότι:

$$P_w \leq P_{wmax} = \min \{ P_{wmax}^T, P_{wmax}^D \}$$

Όπως φαίνεται από τους επιμέρους περιορισμούς το τελικό όριο διείσδυσης της αιολικής παραγωγής για δεδομένο ηλεκτρικό σύστημα εξαρτάται από το φορτίο του συστήματος και από τις τεχνικές παραμέτρους των συμβατικών γεννητριών. Το όριο αυτό αποτελεί χαρακτηριστικό του συστήματος, αποτυπώνει τη μέγιστη δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος σε δεδομένη χρονική στιγμή και δεν αποτελεί σε καμία περίπτωση εκτίμηση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας.

Σημειώνεται εδώ ότι στην περίπτωση που στο μη διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα λειτουργούν περισσότερα του ενός αιολικά πάρκα, τότε το συνολικό όριο διείσδυσης επιμερίζεται στο κάθε πάρκο αναλογικά με την ονομαστική του ισχύ. Προκύπτει έτσι για το k πάρκο το αντίστοιχο set point σύμφωνα με τη σχέση:

$$P_{wk} \leq P_{wmax,k} = \left(\frac{P_{wn,k}}{P_{wn,tot}} \right) \cdot P_{wmax}$$

όπου $P_{wn,k}$ η ονομαστική ισχύς του πάρκου k και $P_{wn,tot}$ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών στο σύστημα.

Φυσικά στην περίπτωση που το όριο διείσδυσης για ένα αιολικό πάρκο ξεπερνά την ονομαστική του ικανότητα τότε ως όριο διείσδυσης για το πάρκο λαμβάνεται η ονομαστική του ισχύς, δηλαδή

$$P_{wmax,k} = \min \left\{ \left(\frac{P_{wn,k}}{P_{wn,tot}} \right) \cdot P_{wmax}, P_{wn,k} \right\}$$

1.3 Κώδικας διαχείρισης ηλεκτρικών συστημάτων ΜΔΝ

1.3.1 Εισαγωγή στον Κώδικα ΜΔΝ

Είναι γεγονός ότι τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα παρά τις όποιες ιδιαιτερότητες που εμφανίζουν καλούνται να αντιμετωπίσουν κοινά προβλήματα και να ξεπεράσουν τα ίδια εμπόδια. Η αξιόπιστη, αδιάλειπτη και οικονομικότερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παράλληλα με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελούν κοινή πρόκληση και σκοπό για όλα τα ΜΔΝ.

Οι περιορισμοί που συναντώνται στα απομονωμένα ηλεκτρικά δίκτυα των ΜΔΝ και που επιβάλλονται κυρίως από το μέγεθος και την εποχικότητα του φορτίου, τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων και τη στοχαστικότητα της παραγωγής των εγκατεστημένων ΑΠΕ, απαιτούν τη λήψη συγκεκριμένων μέτρων διαχείρισης προκειμένου η ηλεκτροπαραγωγή να ανταποκρίνεται στις ανάγκες της ζήτησης και να διατηρείται η αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος.

Μέχρι πρότινος, λόγω της απουσίας Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ) στα ΜΔΝ, τη λειτουργία και διαχείριση του κάθε αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος είχε αναλάβει ο εγκατεστημένος σε αυτό Τοπικός Σταθμός Παραγωγής (ΤΣΠ). Ο ΤΣΠ ως διαχειριστής προσανατολιζόταν στην οικονομικότερη κατανομή των θερμικών μονάδων για την κάλυψη του φορτίου και στην επίτευξη όσο το δυνατόν μεγαλύτερης διείσδυσης ΑΠΕ. Αν και ο ρόλος κάθε ΤΠΣ ως διαχειριστή έδειξε να εξασφαλίζει την ομαλή λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος των ΜΔΝ και ικανοποιητικά ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ, δεν αφήνει περιθώρια για περαιτέρω βελτιστοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής [7]. Αυτό οφείλεται αφενός στις τεχνολογικά ξεπερασμένες υποδομές που διαθέτουν πολλοί ΤΣΠ (π.χ. συστήματα SCADA της δεκαετίας του '80) με αποτέλεσμα την αδυναμία της πλήρους εποπτείας των ηλεκτρικών μεγεθών του συστήματος (π.χ. ελλιπής πληροφόρηση για το φορτίο στα μικρά νησιωτικά συστήματα) και αφετέρου στην έλλειψη κατάλληλων, σύγχρονων υπολογιστικών μεθόδων ώστε να ξεπεραστούν οι παγιωμένες εμπειρικές πρακτικές διαχείρισης. Τέτοιες πρακτικές είναι για παράδειγμα η διαμόρφωση του δυναμικού περιορισμού της αιολικής παραγωγής στο 30% του φορτίου και η τήρηση στρεφόμενης εφεδρείας για την παραγωγή της μεγαλύτερης εν λειτουργία συμβατικής μονάδας και του 50% της παραγωγής ΑΠΕ [8].

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) υπό το πρίσμα της ορθότερης διαχείρισης και αρτιότερης λειτουργίας των ΜΔΝ και έχοντας ως γνώμονα το δημόσιο συμφέρον, προχώρησε στην κατάρτιση του Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ) στοχεύοντας

1. στη δημιουργία δομών που περιγράφουν σαφώς τις αρχές και τις διαδικασίες λειτουργίας των αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων και
2. στην καθιέρωση μεθόδων που ελαχιστοποιούν το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων, ενισχύουν την διείσδυση των εγκατεστημένων μονάδων ΑΠΕ διαμορφώνοντας παράλληλα πρόσφορο έδαφος για την επέκτασή τους και προωθούν το άνοιγμα της αγοράς παραγωγής και προμήθειας ενέργειας όπως υποδεικνύουν οι Ευρωπαϊκές Οδηγίες.

Οι διατάξεις του Κώδικα ΜΔΝ καθορίζουν πλήρως τον διαχειριστή και λειτουργό των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ, τους Συμμετέχοντες στην παραγωγή ενέργειας, τους εμπλεκόμενους στην Αγορά των ΜΔΝ και προσδιορίζουν τις λειτουργίες και τις υποχρεώσεις τους εξασφαλίζοντας διαφάνεια στις συναλλαγές τους. Η λειτουργία και διαχείριση των ΜΔΝ γίνεται από τον Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), ο οποίος ορίζεται ως αρμόδιος διαχειριστής της παραγωγής, του δικτύου μεταφοράς, της αγοράς και του δικτύου προμήθειας ενέργειας των ΜΔΝ [2][9]. Συμμετέχοντες στην Αγορά ΜΔΝ είναι:

- οι Παραγωγοί : κάτοχοι σταθμών ή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (περιλαμβανομένων των αυτοπαραγωγών)
- οι Εκπρόσωποι Φορτίου: προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας, αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες και Παραγωγοί που δύναται να απορροφούν ηλεκτρική ενέργεια [9].

Το νέο θεσμικό πλαίσιο όπως ορίζεται από τον Κώδικα ΜΔΝ εισάγει αρκετές νέες πρακτικές διαχείρισης των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων ώστε να επιτευχθούν οι στόχοι που αναφέρθηκαν νωρίτερα. Ο Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ) και η Διαδικασία Κατανομής των Μονάδων μέσω του Προγραμματισμού της Κατανομής και της Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου (ΛΠΧ) αποτελούν εξέχουσες καινοτομίες στη διαχείριση και τη λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ, αναλυτική περιγραφή των οποίων γίνεται στην επόμενη ενότητα. Πρόκειται για διαδικασίες που συναντώνται σε μεγάλα ηλεκτρικά συστήματα και για την υλοποίησή τους απαιτούνται Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ).

Ο Κώδικας ΜΔΝ προβλέπει και καθορίζει την ανάπτυξη ΚΕΕ και πιο συγκεκριμένα την δημιουργία Τοπικών ΚΕΕ στο κάθε σύστημα ΜΔΝ και ενός Κεντρικού ΚΕΕ στα κεντρικά γραφεία του ΔΕΔΔΗΕ. Τα ΚΕΕ ΜΔΝ διαθέτουν σύγχρονο τεχνολογικά εξοπλισμό και εξελιγμένο πληροφοριακό σύστημα (SCADA/DMS, RTUs, AGS, κα) έτσι ώστε να πραγματοποιείται αξιόπιστα η διαχείριση και η εποπτεία της λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, η εποπτεία του δικτύου υψηλής και μέσης τάσης καθώς και η λειτουργία και η εκκαθάριση της Αγοράς ΜΔΝ [9]. Ο ρόλος και η διάκριση των αρμοδιοτήτων του κάθε ΚΕΕ ΜΔΝ περιγράφονται στα ακόλουθα.

Το Κεντρικό ΚΕΕ ΜΔΝ επιτελεί βασικές λειτουργίες όπως είναι

- η κατάρτιση του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ) και των Προγραμμάτων Κατανομής (ΠΚ) για κάθε Σύστημα ΜΔΝ
- η συναλλαγή με τους Συμμετέχοντες στην Αγορά ΜΔΝ και με άλλους Διαχειριστές (π.χ ΛΑΓΗΕ)
- η Εκκαθάριση Συναλλαγών και η τήρηση Λογαριασμών
- η τήρηση μητρώων και αρχείων
- η συλλογή και η επεξεργασία στοιχείων λειτουργίας των ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ με σκοπό την υποστήριξη ανάπτυξης των δικτύων τους.

Τα Τοπικά ΚΕΕ ΜΔΝ επιτελούν διακριτές λειτουργίες όπως είναι

- η συνεχής παρακολούθηση των ηλεκτρικών μεγεθών του δικτύου (τάση, συχνότητα, φορτίσεις κλπ), η συλλογή πληροφοριών και λοιπές λειτουργίες SCADA
- η εφαρμογή του ΚΗΕΠ και των Προγραμμάτων Κατανομής καθώς και η διαχείριση της λειτουργίας των μονάδων παραγωγής σε πραγματικό χρόνο (AGC, set-point κτλ)
- οι διάφοροι χειρισμοί που αφορούν στην διασφάλιση της αξιόπιστης λειτουργίας του συστήματος (ένταξη πυκνωτών, αλλαγή θέσης λήψης Μ/Σ, περικοπές φορτίου κτλ)
- οι χειρισμοί εκτάκτων καταστάσεων λειτουργίας που δύναται να συμβούν στα Συστήματα ΜΔΝ.

Τα ΚΕΕ των ΜΔΝ αποτελούν θεμέλιους λίθους για την εφαρμογή του Κώδικα ΜΔΝ και προωθούν σημαντικές βελτιώσεις στα ηλεκτρικά τους συστήματα.

1.3.2 ΚΗΕΠ και διαδικασία κατανομής

Πριν γίνει ανάλυση της διαδικασίας κατάρτισης του ΚΗΕΠ και των επιπέδων που συνθέτουν την Διαδικασία Κατανομής, θεωρείται σκόπιμη μια σύντομη περιγραφή των κατηγοριών των Μονάδων Παραγωγής που συνδέονται στο σύστημα ΜΔΝ. Σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ οι Μονάδες κατατάσσονται με βάση τις δυνατότητες ελέγχου της παραγωγής τους σε:

- α) Κατανεμόμενες Μονάδες με προσφορά ενέργειας στον ΚΗΕΠ (Πλήρως Ελεγχόμενες Μονάδες):
- Κατανεμόμενες Συμβατικές Μονάδες
 - Κατανεμόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικού Σταθμού με προσφορά ενέργειας στον ΚΗΕΠ (Πλήρως Ελεγχόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών)

β) Κατανεμόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ με προσφορά ωριαίου προγράμματος παραγωγής στον ΚΗΕΠ (Μερικώς Ελεγχόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ)

γ) Μη κατανεμόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ (Μη Ελεγχόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ)

Οι Πλήρως Ελεγχόμενες Μονάδες περιλαμβάνουν τις μονάδες εκείνες τον οποίων η παραγωγή μπορεί να προγραμματιστεί από τον Διαχειριστή ΜΔΝ κατά την επίλυση του ΚΗΕΠ. Για τις μονάδες αυτές εκδίδονται Εντολές Κατανομής για οποιοδήποτε επίπεδο παραγωγής εντός των τεχνικών ορίων. Οι μονάδες αυτές παρέχουν κατά κανόνα το σύνολο των επικουρικών υπηρεσιών.

Οι Μερικώς Ελεγχόμενες Μονάδες περιλαμβάνουν μονάδες οι οποίες μπορούν υποβάλουν ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής και να το τηρήσουν εντός των επιτρεπτών αποκλίσεων. Για τις μονάδες αυτές εκδίδονται Εντολές Κατανομής για παραγωγή από την τεχνικά ελάχιστη έως και τη μέγιστη δηλωθείσα, για κάθε Ώρα Κατανομής, ισχύ.

Οι Μη Ελεγχόμενες Μονάδες αφορούν μονάδες που δεν εντάσσονται πλήρως σε καμία από τις προηγούμενες δύο κατηγορίες. Για τις μονάδες αυτές εκδίδονται εντολές ανώτατου επιπέδου παραγωγής (set point) και δεν υποχρεούνται στην υποβολή προγράμματος παραγωγής.

Ζητούμενο σε κάθε σύστημα ΜΔΝ είναι ο προγραμματισμός της παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων και η ένταξη στην παραγωγή των μη ελεγχόμενων, ώστε να καλύπτεται η ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας με οικονομικά βέλτιστο τρόπο και με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ. Στοχεύοντας στα παραπάνω, ο Κώδικας ΜΔΝ εισάγει ένα μοντέλο ενεργειακού προγραμματισμού που περιλαμβάνει τρία επίπεδα διαχείρισης.

Ο Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ) αποτελεί πρωτεύον επίπεδο διαχείρισης των ΜΔΝ. Σκοπός του ΚΗΕΠ είναι ο προσδιορισμός σε ημερήσια βάση της ένταξης και της ενδεικτικής φόρτισης των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής για την ασφαλή κάλυψη της ζήτησης του κάθε συστήματος ΜΔΝ, τηρώντας πάντα τους περιορισμούς ασφαλείας και τους λειτουργικούς κανόνες που επιβάλλει ο Κώδικας ΜΔΝ. Ο ΚΗΕΠ διενεργείται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ πριν την έναρξη της κάθε Ημέρας Κατανομής (ΗΚ) με ωριαίο βήμα και 24ωρο χρονικό ορίζοντα. Πριν τη 12^η ώρα της ΗΚ (Α΄ Περίοδο ΚΗΕΠ), ο ΚΗΕΠ επικαιροποιείται και εφαρμόζεται βελτιωμένος στο δεύτερο μισό της ΗΚ (δεύτερο 12ώρο της ημέρας κατανομής - Β΄ Περίοδος ΚΗΕΠ). Τα αποτελέσματα του ΚΗΕΠ αφορούν στην εκκίνηση, στη στάση ή στη συνέχιση της λειτουργίας των κατανεμόμενων μονάδων, την ενδεικτική φόρτισή τους, την παραγωγή και την απορρόφηση ενέργειας των Υβριδικών Σταθμών (ΥΒΣ), κα.

Επόμενο επίπεδο διαχείρισης αποτελεί ο προγραμματισμός της κατανομής. Το Πρόγραμμα Κατανομής (ΠΚ) καταρτίζεται από τον Διαχειριστή περιοδικά κάθε 20 λεπτά κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής και αφορά χρονικό ορίζοντα 4 ωρών από την κατάρτισή του. Για το ΠΚ λαμβάνονται υπόψη τα ενημερωμένα στοιχεία που αφορούν τη ζήτηση ενέργειας αλλά και την παραγωγή ΑΠΕ. Το ΠΚ είναι καθοριστικής σημασίας καθώς ορίζει τις αμετάκλητες εντολές κατανομής (εκκίνηση, στάση ή συνέχιση λειτουργίας) των μονάδων παραγωγής.

Η διαδικασία διαχείρισης συνεχίζεται και σε τρίτο επίπεδο με τη Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου (ΛΠΧ), τον έλεγχο δηλαδή και την βελτιστοποίηση του προβλήματος κατανομής σε πραγματικό χρόνο. Έχοντας ως δεδομένο το πλάνο ένταξης των μονάδων σύμφωνα με το ΠΚ, πραγματοποιείται κάθε 5 λεπτά η οικονομική κατανομή του φορτίου σύμφωνα με τα τρέχοντα δεδομένα του συστήματος και προκύπτουν εκ νέου οι εντολές προσαρμογής της παραγωγής των ενταγμένων μονάδων. Τέτοιου είδους εντολές, μπορεί να εκδίδονται είτε μέσω της Κατανομής Πραγματικού Χρόνου, η οποία αποτελεί διαδικασία βέλτιστης διαχείρισης της παραγωγής των ενταγμένων μονάδων του συστήματος ΜΔΝ σε

σχεδόν πραγματικό χρόνο, είτε μέσω του αυτόματου ελέγχου παραγωγής (AGC) που αναπροσαρμόζει αυτοματοποιημένα το επίπεδο παραγωγής των μονάδων, σε πραγματικό χρόνο, βάσει των αποκλίσεων της συχνότητας του Δικτύου. Παράλληλα κατά τη ΛΠΧ εκδίδονται τα set points στα αιολικά πάρκα (Α/Π) του συστήματος ΜΔΝ, που αφορούν τη μέγιστη επιτρεπτή αιολική ενέργεια που είναι εφικτό να απορροφηθεί από το σύστημα για τεχνικούς λόγους τη δεδομένη χρονική στιγμή.

Δεδομένα εισόδου ΚΗΕΠ

Για την κατάστρωση του προβλήματος συλλέγονται δεδομένα που αναφέρονται στην κάθε ημέρα κατανομής και αφορούν εν γένει :

- Δηλώσεις παραγωγής και φορτίου σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ
- Προβλέψεις ζήτησης και παραγωγής μη κατανεμόμενων ΑΠΕ
- Διαθεσιμότητα Μονάδων
- Τεχνικά στοιχεία των κατανεμόμενων μονάδων όπως: ικανότητα παραγωγής, τεχνικά ελάχιστα, ράμπες ανόδου και καθόδου, ικανότητα εφεδρειών, χρόνοι εκκίνησης και σβέσης, κα.
- Οικονομικά στοιχεία των συμβατικών μονάδων όπως: καμπύλες μεταβλητού κόστους, λειτουργικά κόστη και κόστη συντήρησης, κόστη έναυσης και σβέσης κα.

Απαιτήσεις και περιορισμοί ΚΗΕΠ

Για την κατάρτιση του ΚΗΕΠ λαμβάνονται υπόψη οι ακόλουθοι περιορισμοί προκειμένου να εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του συστήματος:

- Ισοζύγιο Ενέργειας: Για κάθε Ώρα Κατανομής (ΩΚ) το άθροισμα της παραγωγής ενέργειας όλων των σε λειτουργία Μονάδων (κατανεμόμενων και μη) θα πρέπει να ισούται με το φορτίο του συστήματος (συμπεριλαμβανομένων των φορτίων απορρόφησης ενέργειας για πλήρωση αποθηκευτικών συστημάτων και των απωλειών)

- Κάλυψη απαιτήσεων Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος: το άθροισμα των ικανοτήτων Πρωτεύουσας, Δευτερεύουσας και Τριτεύουσας Εφεδρείας των μονάδων που εντάσσονται στο Ημερήσιο Πρόγραμμα πρέπει ανά κατηγορία Επικουρικής Υπηρεσίας να είναι μεγαλύτερο ή ίσο της συνολικής απαίτησης για έκαστη Επικουρική Υπηρεσία, για κάθε ΩΚ της Ημέρας Κατανομής(ΗΚ).
- Τεχνικοί περιορισμοί: Για τις κατανεμόμενες μονάδες (συμβατικές και μη) πρέπει για κάθε ΩΚ της ΗΚ να ικανοποιούνται οι περιορισμοί:
 - Τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής
 - Τη τεχνικά ελάχιστη παραγωγή
 - Τους ρυθμούς μεταβολής της παραγωγής
 - Τους χρόνους παραμονής σε κατάσταση λειτουργίας ή μεταβολής μεταξύ καταστάσεων λειτουργίας
- Τεχνικοί περιορισμοί ροής ενέργειας και μονάδων υποχρεωτικής ένταξης (must run)

Επιπλέον σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ θα πρέπει να ικανοποιούνται οι ακόλουθες απαιτήσεις για:

- πλήρη απορρόφηση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ,ΣΗΘΥΑ και Υβριδικούς Σταθμούς(ΥΒΣ), εφόσον αυτό είναι τεχνικά εφικτό
- εφαρμογή των κανόνων ένταξης μονάδων ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και ΥΒΣ

Μεθοδολογία επίλυσης ΚΗΕΠ

Για την επίλυση του ΚΗΕΠ ο διαχειριστής καταστρώνει και επιλύει πρόβλημα που ενσωματώνει πλήρως τα δεδομένα εισόδου και τους περιορισμούς που αναφέρθηκαν, με κριτήριο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων και την μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ,ΣΗΘΥΑ και ΥΒΣ. Η επίλυση του προβλήματος πραγματοποιείται ταυτόχρονα για όλες τις ΩΚ της ΗΚ , ενώ σε περίπτωση αδυναμίας επίλυσης ο διαχειριστής προχωράει στις κατάλληλες ενέργειες που μπορεί να αφορούν στην άρση του περιορισμού που εμποδίζει την επίλυση ή στην έσχατη περίπτωση σε περικοπές φορτίου.

Δεδομένα εισόδου και επίλυση ΠΚ

Τα δεδομένα εισόδου του ΠΚ περιλαμβάνουν τα δεδομένα εισόδου του ΚΗΕΠ καθώς και επικαιροποιημένα στοιχεία που αφορούν την κατάσταση των μονάδων παραγωγής, τη πρόβλεψη φορτίου, την παραγωγή ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και τις ανάγκες εφεδρείας ενεργού ισχύος. Τεχνικοί περιορισμοί, περιορισμοί ασφαλούς λειτουργίας αλλά και απαιτήσεις παροχής λοιπών επικουρικών υπηρεσιών λαμβάνονται επιπλέον υπόψη. Η κατάρτιση του ΠΚ προκύπτει λύνοντας το ίδιο πρόβλημα με αυτό του ΚΗΕΠ, εφαρμόζοντας παρόμοιους μηχανισμούς και με επιπρόσθετους στόχους την επαναφορά ή τη διατήρηση των επιπέδων εφεδρείας ενεργού ισχύος εντός των απαιτούμενων ορίων και την ελάχιστη δυνατή απόκλιση από τον Ημερήσιο Προγραμματισμό σχετικά με την ένταξη και λειτουργία των κατανεμόμενων μονάδων.

Σημειώνεται ότι για μικρού ή μεσαίου μεγέθους ηλεκτρικά συστήματα, τα προαναφερθέντα μπορεί να υποστούν ορισμένες τροποποιήσεις (π.χ. χρονοδιαγράμματα) [9].

1.4 Αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ στα ΜΔΝ μέσω αποθηκευτικών συστημάτων

Τα τελευταία χρόνια έχει εκδηλωθεί σημαντικό ενδιαφέρον για επενδύσεις ΑΠΕ στο ελληνικό σύστημα ΜΔΝ οι οποίες δεν περιορίζονται μόνο στην εγκατάσταση μεγάλων αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών, αλλά περιλαμβάνουν και άλλες τεχνολογίες όπως είναι οι ηλιοθερμικοί σταθμοί, οι σταθμοί βιομάζας και ΥΒΣ με σύστημα αντλησιοταμίευσης [2][8]. Η ανάπτυξη τέτοιων έργων δύναται να επιφέρει αύξηση στο ποσοστό συμμετοχής των μη-κατανεμόμενων ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή των ΜΔΝ διαμορφώνοντάς το στο 25%-30% [10], ποσοστό που αν και είναι ικανοποιητικό, έχει περιθώρια αύξησης ακόμα και στο 50% εφόσον υλοποιηθούν συστήματα αποθήκευσης ενέργειας [3]. Η εγκατάσταση αποθηκευτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας κεντρικής διαχείρισης (τα αποθηκευτικά μέσα τα διαχειρίζεται ο διαχειριστής) στα ΜΔΝ στοχεύει στην αποθήκευση της ενέργειας που παράγουν οι ΑΠΕ και δεν μπορεί να απορροφήσει το ηλεκτρικό σύστημα τη δεδομένη στιγμή λόγω περιορισμών (π.χ. τεχνικός και δυναμικός περιορισμός αιολικής παραγωγής), με σκοπό την αξιοποίησή της σε επόμενη χρονική περίοδο τόσο για την κάλυψη φορτίου όσο και για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών. Περιορίζονται έτσι οι περικοπές ενέργειας των ΑΠΕ (πρακτικά των αιολικών καθώς μόνο στην αιολική παραγωγή επιβάλλονται περικοπές) και σε συνδυασμό με την εφαρμογή των μεθόδων διαχείρισης που εισάγει ο Κώδικας ΜΔΝ επιτυγχάνεται ουσιαστική αύξηση στη διείσδυση των ΑΠΕ στα ΜΔΝ.

Ωστόσο, αν και η αύξηση της παραγωγής και της διείσδυσης των ΑΠΕ στα ΜΔΝ μέσω της αποθήκευσης προωθεί την απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα, ενισχύοντας παράλληλα τις περιβαλλοντικές δράσεις για μείωση των ρύπων και μειώνοντας το κόστος ηλεκτροπαραγωγής, στην παρούσα κατάσταση δεν υπάρχει θεσμικό πλαίσιο που να ορίζει τις επιτρεπτές τεχνολογίες των αποθηκευτικών συστημάτων στο ελληνικό σύστημα ΜΔΝ, τους σαφείς κανόνες λειτουργίας τους και τις μεθόδους διαχείρισής τους.

Κεφάλαιο 2^ο

Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας

Από την πρώιμη κιάλας ανάπτυξη ηλεκτρικών συστημάτων αναγνωρίστηκε η χρησιμότητα της αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να ξεπεραστούν σημαντικά τεχνικά και οικονομικά ζητήματα. Η αποθηκευμένη ενέργεια δύναται να εξομαλύνει τις διαρκείς και μη αποδοτικές για τη λειτουργία των μονάδων μεταβολές της παραγωγής που επιβάλλονται από την συχνή διακύμανση της ζήτησης, να αντικαταστήσει μονάδες παραγωγής υψηλού κόστους για την κάλυψη των αιχμών του φορτίου και να βελτιώσει την αξιοπιστία και την ασφάλεια του συστήματος παρέχοντας επικουρικές υπηρεσίες. Επιπλέον, τα αποθηκευτικά συστήματα αποθηκεύοντας την απορριπτόμενη ενέργεια των ΑΠΕ με σκοπό την μετέπειτα αξιοποίησή της από το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, συμβάλουν καθοριστικά στην αύξηση της διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, γεγονός που περιορίζει τις εκπομπές ρύπων από την εκτεταμένη χρήση συμβατικών καυσίμων και επιφέρει σημαντικό όφελος για το περιβάλλον.

Από τη φύση της η ηλεκτρική ενέργεια για να αποθηκευτεί πρέπει να μετασχηματιστεί σε κάποια άλλη μορφή ενέργειας. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης στηρίζουν την λειτουργία τους στον μετασχηματισμό της ηλεκτρικής ενέργειας σε [11]:

- **Ηλεκτρομαγνητική Ενέργεια**
 - i) Ηλεκτροστατική ενέργεια (πυκνωτές, υπερπυκνωτές)
 - ii) Μαγνητική/επαγωγική ενέργεια (υπεραγώγιμα μαγνητικά πεδία-SMES)
- **Μηχανική Ενέργεια**
 - i) Κινητική Ενέργεια (flywheel)
 - ii) Δυναμική Ενέργεια (αντλησιοταμίευση-PHS, συμπιεσμένος αέρας-CAES)

- **Χημική Ενέργεια**

- i) Ηλεκτροχημική Ενέργεια (συμβατικές μπαταρίες, μπαταρίες ροής)
- ii) Χημική Ενέργεια (κυψέλες καυσίμου υδρογόνου, μπαταρίες μετάλλου αέρα)
- iii) Θερμοχημική Ενέργεια (solar fuels)

- **Θερμική Ενέργεια**

- i) Χαμηλής Θερμοκρασίας (κρυογονικά συστήματα αποθήκευσης)
- ii) Υψηλής Θερμοκρασίας (συλλέκτες θερμών υλικών για τη θέρμανση νερού και παραγωγή ατμού)

Οι εφαρμογές των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας μπορούν να χωριστούν σε δύο κατηγορίες:

- εφαρμογές ισχύος (power quality applications)
- εφαρμογές ενέργειας (energy management applications)

Οι εφαρμογές ισχύος αφορούν λειτουργίες παροχής ισχύος για σύντομο χρονικό διάστημα με σκοπό την άμεση κάλυψη αναγκών όπως είναι η παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας, ενώ δεν απαιτούν συστήματα αποθήκευσης μεγάλης χωρητικότητας. Αντιθέτως οι εφαρμογές ενέργειας περιλαμβάνουν λειτουργίες έγχυσης ισχύος για μεγάλο χρονικό διάστημα όπως για παράδειγμα η κάλυψη του φορτίου αιχμής (peak shaving) και απαιτούν μεγάλης χωρητικότητας αποθηκευτικά συστήματα [12]. Φυσικά τα διάφορα συστήματα αποθήκευσης ανάλογα με τη χωρητικότητά τους και εφόσον το επιτρέπει η τεχνολογία τους μπορούν να συμμετέχουν τόσο σε εφαρμογές ισχύος όσο και σε εφαρμογές ενέργειας. Στο Σχήμα 2.1 παρουσιάζονται συνοπτικά οι εφαρμογές των αποθηκευτικών συστημάτων και οι συνηθέστερες τεχνολογίες τους.



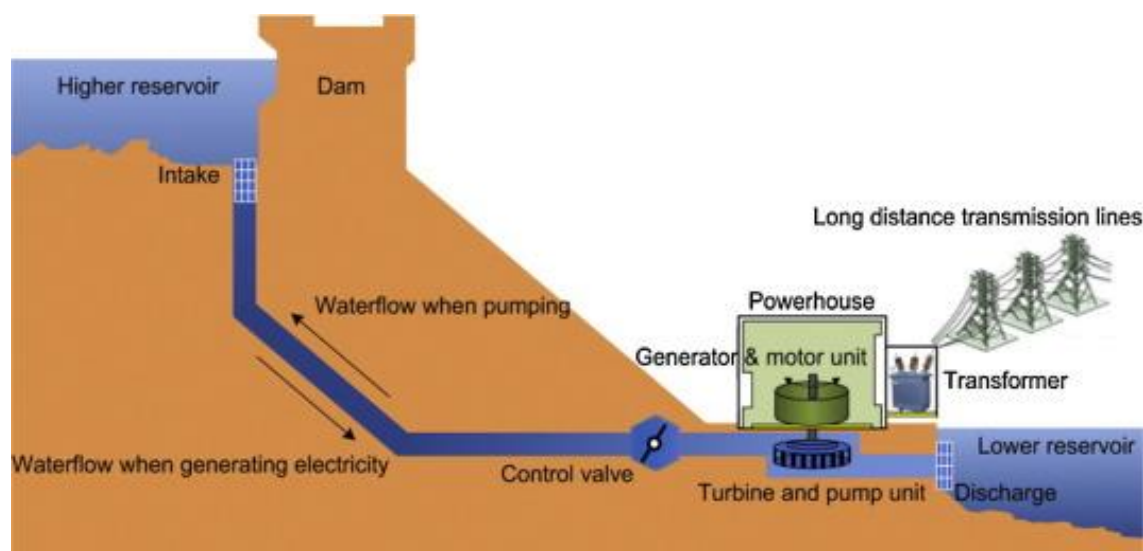
Εφαρμογές ποιότητας ισχύος		Εφαρμογές ενεργειακής διαχείρισης	
Δευτερόλεπτα	Λεπτά	Ώρες	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ μείωση flicker ▪ διόρθωση πτώσης τάσης 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ στρεφόμενη εφεδρεία ▪ UPS ▪ black-start 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ εξισορρόπηση φορτίου ▪ peak shaving ▪ διακίνηση ενέργειας 	

Σχήμα 2.1
Εφαρμογές και τεχνολογίες αποθήκευσης

2.1 Συστήματα αποθήκευσης μηχανικής ενέργειας

2.1.1 Αντλησιοταμίευση (Pump Hydro Storage-PHS)

Η αντλησιοταμίευση αποτελεί το πιο διαδεδομένο αποθηκευτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας μεγάλης κλίμακας. Ένα τέτοιο σύστημα αποτελείται από δύο ταμιευτήρες νερού κατασκευασμένους σε διαφορετικό υψόμετρο, έναν υδροστρόβιλο και μία αντλία νερού. Κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης ή περίσσιας παραγωγής ΑΠΕ, αντλείται νερό από τον κάτω ταμιευτήρα και αποθηκεύεται στον πάνω (αποθήκευση υδραυλικής δυναμικής ενέργειας), ενώ σε ώρες αιχμής για την παραγωγή ενέργειας απελευθερώνεται το νερό προς τον κάτω ταμιευτήρα διαμέσου του υδροστρόβιλου όπου η δυναμική ενέργεια του νερού μετατρέπεται σε ηλεκτρική. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι ανάλογη της υψομετρικής διαφοράς μεταξύ των δύο ταμιευτήρων και του όγκου του νερού που αποθηκεύεται [11].



Σχήμα 2.2

Αντλησιοταμίευση (PHS)

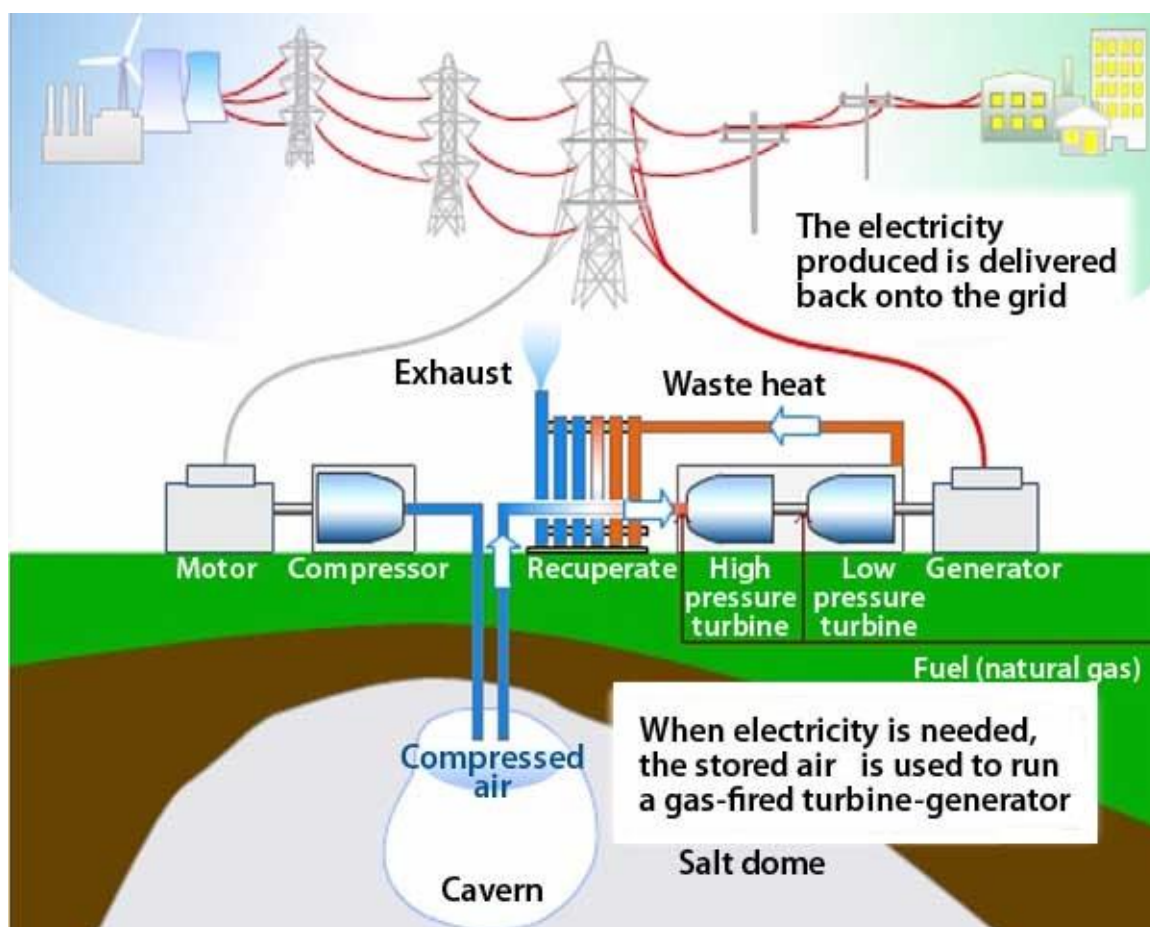
Πρόκειται για ώριμη και ευέλικτη τεχνολογία αποθήκευσης που αξιοποιείται τόσο σε εφαρμογές ενέργειας όσο και ισχύος, με υψηλή απόδοση και ικανότητα αποθήκευσης για μεγάλο χρονικό διάστημα. Συμπεριλαμβανομένων των απωλειών μετατροπής ενέργειας και της εξάτμισης του νερού κατά την διάρκεια αποθήκευσής του, δύναται να ανακτηθεί το 70%-85% της ενέργειας που καταναλώθηκε κατά την άντληση. Η ικανότητα ισχύος των συστημάτων αντλησιοταμίευσης κυμαίνεται στις τάξεις των 100MW-3000MW [11].

Οι πρώτες εφαρμογές της αντλησιοταμίευσης εμφανίστηκαν στην Ιταλία και στην Ελβετία τη δεκαετία του 1890, ενώ το πρώτο έργο μεγάλης κλίμακας υλοποιήθηκε το 1929 στις ΗΠΑ (Rocky River PHS plant, Hartford) [11]. Σήμερα έχουν εγκατασταθεί συνολικά συστήματα αντλησιοταμίευσης 180GW τα οποία αποτελούν το 95% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των συστημάτων αποθήκευσης.

Μειονέκτημα της αντλησιοταμίευσης αποτελεί η δυσκολία στην υλοποίησή της καθώς πρέπει να ξεπεραστούν οι γεωλογικοί περιορισμοί για την κατασκευή των δύο ταμιευτήρων, όπως επίσης και η χρονική διάρκεια και το πολύ υψηλό κόστος που απαιτούνται για την διαμόρφωση των υποδομών και του περιβάλλοντος. Ωστόσο έχει χαμηλό κόστος λειτουργίας και μακρά βιωσιμότητα (>50 έτη).

2.1.2 Αποθήκευσης ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (CAES)

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (compressed air energy storage- CAES) αποτελούν παραλλαγή των γνωστών αεριοστρόβιλων. Η λειτουργία τους βασίζεται αρχικώς στην αξιοποίηση της πλεονάζουσας παραγωγής των ΑΠΕ ή στην απορρόφηση ενέργειας σε ώρες χαμηλής ζήτησης από έναν συμπιεστή ώστε να αποθηκευτεί συμπιεσμένος αέρας (40-70bars) σε κατάλληλα διαμορφωμένο χώρο (τεχνητό ή φυσικό όπως υπόγεια σπήλαια και ορυχεία). Σε ώρες αιχμής ελευθερώνεται από τον χώρο αποθήκευσης κατάλληλη ποσότητα συμπιεσμένου αέρα, ο οποίος αφού αναμειχθεί με καύσιμο (φυσικό αέριο), θερμαίνεται και εκτονώνεται στον αεριοστρόβιλο όπου παράγεται ηλεκτρική ενέργεια στην συνδεδεμένη γεννήτρια [13]. Τα κυριότερα μέρη καθώς και η λειτουργία ενός συστήματος CAES φαίνονται στο ακόλουθο σχήμα.



Σχήμα 2.3

Σύστημα αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (CAES)

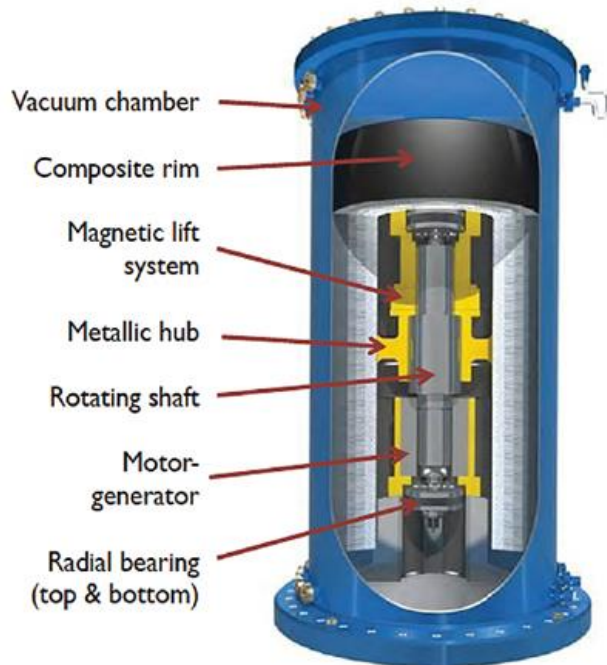
Η απόδοση των συστημάτων CAES, αμελώντας την επιρροή του καυσίμου και εξετάζοντας μόνο τα στάδια συμπίεσης και εκτόνωσης, διαμορφώνεται στο 70% ενώ η τυπική ισχύς κυμαίνεται στα 100MW, καθιστώντας έως τώρα τα CAES ως τη μόνη αξιόπιστη εναλλακτική επιλογή της αντλησιοταμίευσης στα αποθηκευτικά συστήματα μεγάλης κλίμακας. Κύριο μειονέκτημα των συστημάτων CAES, όπως συμβαίνει και στην περίπτωση των PHS, είναι η ανάγκη εύρεσης θέσης εγκατάστασης με κατάλληλη γεωλογία (βραχώδη σπήλαια, αλατωρυχεία) καθώς και η κατανάλωση φυσικού αερίου για τη λειτουργία τους, γεγονός που επιφέρει εκπομπές ρύπων και δεν τα καθιστά ιδιαίτερα φιλικά για το περιβάλλον [11].

Υπάρχουν δύο εγκατεστημένα συστήματα CAES, ενώ πολλά βρίσκονται στο στάδιο της ανάπτυξης. Το πρώτο βρίσκεται στη Γερμανία, έχει ικανότητα ισχύος 290MW και τέθηκε σε λειτουργία το 1978 χρησιμοποιώντας ως αποθηκευτικό χώρο αλατωρυχείο χωρητικότητας 310.000m³ σε βάθος 600m. Το δεύτερο, ισχύος 110MW, βρίσκεται στην Αλαμπάμα, λειτουργεί από το 1991 και διαθέτει και αυτό αλατωρυχείο χωρητικότητας 500.000m³ στα 450m [11][14].

2.1.3 Τεχνολογία σφονδύλων (Flywheel)

Πρόκειται για σύστημα αποθήκευσης κινητικής ενέργειας η λειτουργία του οποίου μοιάζει ουσιαστικά με αυτή της ηλεκτρικής μηχανής, καθώς κατά τη διάρκεια της φόρτισης λειτουργεί ως κινητήρας απορροφώντας ενέργεια από το δίκτυο ώστε να αυξηθεί η κινητική ενέργεια του σφονδύλου που είναι προσαρμοσμένος στον άξονα του δρομέα, ενώ κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης λειτουργεί ως γεννήτρια μετατρέποντας την κινητική ενέργεια του σφονδύλου σε ηλεκτρική στον στάτη. Ο σφόνδυλος βρίσκεται τοποθετημένος μέσα σε ειδικό θάλαμο πολύ χαμηλής πίεσης (10^{-6} atm - 10^{-7} atm) ώστε να αποφεύγονται οι απώλειες κινητικής ενέργειας λόγω της τριβής με τον αέρα και αποτελείται από βαρύ μεταλλικό υλικό με αυξημένη μάζα στην περιφέρεια ώστε να αυξάνεται η αδράνεια του κατά την περιστροφική κίνηση. Η κινητική ενέργεια που αποθηκεύεται είναι ανάλογη της αδράνειας και του τετραγώνου της ταχύτητας περιστροφής. Ο βαθμός απόδοσης της τεχνολογίας σφονδύλων είναι πολύ υψηλός, στο 93%, ενώ η διάρκεια ζωής ξεπερνά τα 20 χρόνια.

Τα flywheel είναι κατάλληλα για λειτουργίες υψηλής ισχύος-σύντομης διάρκειας και συνήθως βρίσκουν εφαρμογή σε θέματα ποιότητας ισχύος (ρύθμιση συχνότητας) και παροχής αδιάλειπτης ενέργειας (UPS) [11][13][15].



Σχήμα 2.4

Τεχνολογία σφονδύλων (flywheel)

2.2 Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτροχημικής ενέργειας– Μπαταρίες

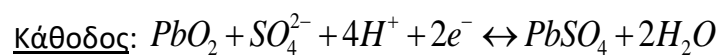
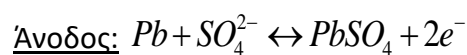
Η αποθήκευση ηλεκτροχημικής ενέργειας επιτυγχάνεται με τη χρήση ηλεκτρικών συσσωρευτών οι οποίοι λειτουργούν με δύο τρόπους, αποθηκεύοντας ή/και παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια, εναλλάσσοντας αντίστοιχα τις φάσεις φόρτισης και εκφόρτισης διαμέσου ηλεκτροχημικών αντιδράσεων. Οι μπαταρίες, όπως είναι ευρύτερα γνωστοί οι ηλεκτρικοί συσσωρευτές, αποτελούν την παλαιότερη τεχνολογία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και παρουσιάζουν σημαντικά πλεονεκτήματα έναντι άλλων μέσων αποθήκευσης καθώς δεν εκπέμπουν ρύπους, έχουν άμεση ανταπόκριση στις μεταβολές του φορτίου και παρουσιάζουν υψηλό βαθμό απόδοσης [11][16]. Συναντάμε δύο κύριους τύπους μπαταρίας, τις συμβατικές μπαταρίες και τις μπαταρίες ροής.

Στις συμβατικές μπαταρίες οι χημικές αντιδράσεις πραγματοποιούνται με τη βύθιση δύο ηλεκτροδίων (θετικό και αρνητικό ηλεκτρόδιο) σε δοχείο που περιέχει ηλεκτρολύτη. Κατά τη λειτουργία εκφόρτισης συμβαίνουν χημικές αντιδράσεις ανάμεσα στα ηλεκτρόδια και στον ηλεκτρολύτη που παράγουν ροή ρεύματος μεταξύ των ηλεκτροδίων διαμέσου εξωτερικού κυκλώματος. Οι αντιδράσεις αυτές είναι αντιστρεπτές και με την εφαρμογή εξωτερικής τάσης στα ηλεκτρόδια επιτυγχάνεται η φόρτιση.

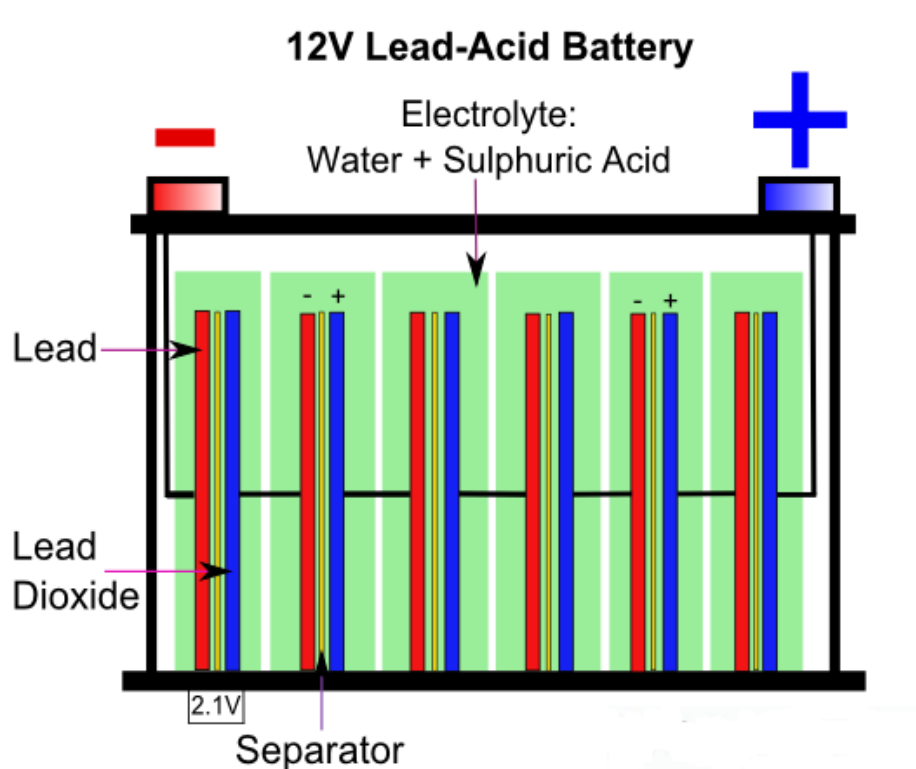
Στις μπαταρίες ροής οι χημικές αντιδράσεις πραγματοποιούνται μεταξύ δύο ηλεκτρολυτών και όχι ανάμεσα σε ηλεκτρόδια και ηλεκτρολύτη. Κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης οι δύο ηλεκτρολύτες που είναι αποθηκευμένοι σε ξεχωριστές δεξαμενές, ρέουν μέσω αντλιών στην κυψέλη/αντιδραστήρα, η οποία αποτελείται από δύο διαμερίσματα (ένα για κάθε ηλεκτρολύτη) χωριζόμενα με μεμβράνη ανταλλαγής ιόντων. Κατά την διέλευση των ηλεκτρολυτών από τη μεμβράνη, ο ένας ηλεκτρολύτης οξειδώνεται και ο άλλος ανάγεται παράγοντας ροή ρεύματος στο εξωτερικά συνδεδεμένο κύκλωμα [13]. Οι αντιδράσεις είναι αντιστρεπτές επιτρέποντας έτσι την φόρτιση της μπαταρίας. Σε αντίθεση με τις συμβατικές μπαταρίες οι μπαταρίες ροής αποθηκεύουν ενέργεια στο διάλυμα του ηλεκτρολύτη και έτσι η χωρητικότητά τους καθορίζεται από την ποσότητα του ηλεκτρολύτη και από το μέγεθος της δεξαμενής. Η παραγόμενη ισχύς εξαρτάται από το ενεργό εμβαδό της κυψέλης αντίδρασης.

2.2.1 Μπαταρία Μολύβδου Οξέος (Lead acid)

Οι μπαταρίες μολύβδου οξέος ανακαλύφθηκαν το 1859 και αποτελούν την παλαιότερη και πιο διαδεδομένη κατηγορία επαναφορτιζόμενων ηλεκτροχημικών συσκευών, με σημαντικές εφαρμογές σε υβριδικούς σταθμούς. Μία μπαταρία μολύβδου οξέος αποτελείται από ηλεκτρόδια μολύβδου (Pb - άνοδος) και διοξειδίου του μολύβδου (PbO₂ - κάθοδος) βυθισμένα σε ηλεκτρολύτη περιεκτικότητας 63% σε νερό και 37% σε θειικό οξύ (H₂SO₄). Η χημική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική και το αντίθετο, σύμφωνα με τις ακόλουθες αντιστρέψιμες χημικές αντιδράσεις:



Σε κατάσταση πλήρους εκφόρτισης και τα δύο ηλεκτρόδια αποτελούνται από θειικό μολύβδο, μηδενίζεται η τάση στα άκρα τους και ο ηλεκτρολύτης δεν περιέχει πια θειικό οξύ και ουσιαστικά αποτελείται από νερό [11].



Σχήμα 2-5

Μπαταρία Μολύβδου- Οξέος (Lead Acid)

Υπάρχουν οι εξής δύο κατηγορίες μπαταρίας μολύβδου οξέος: πλήρωσης διαλύματος (flooded) και ελεγχόμενης βαλβίδας (valve regulated acid battery-VRLA). Οι μπαταρίες μολύβδου οξέος τύπου flooded περιέχουν υγρό ηλεκτρολύτη και απαιτούν την αναπλήρωση νερού για την σωστή λειτουργία τους λόγω της εξάτμισης κατά την ηλεκτρόλυση. Οι VRLA στηρίζονται στην ίδια ηλεκτροχημική τεχνολογία όπως και οι flooded με τη διαφορά ότι σφραγίζονται και ο έλεγχος της πίεσης στο εσωτερικό τους γίνεται μέσω βαλβίδων [17]. Έτσι επιτρέπεται ο ανασχηματισμός του υδρογόνου και του οξυγόνου που εκλύονται κατά την ηλεκτρόλυση και ελαχιστοποιούνται οι ανάγκες συντήρησης. Επιπλέον ο ηλεκτρολύτης που περιέχουν παραμένει ακινητοποιημένος σε μορφή τζελ ή απορροφητικού γυαλιού (AGM) [18]. Οι μπαταρίες VRLA είναι ελαφρύτερες από τις flooded, φιλικότερες για το περιβάλλον αλλά και πιο ακριβές.

Επιπλέον υπάρχει ποικιλομορφία στο σχεδιασμό των ηλεκτροδίων με ευρύτερη χρήση να έχουν τα ηλεκτρόδια λεπτής πλάκας, σωληνοειδούς και σπειροειδούς σχήματος[18].

Τα κυριότερα πλεονεκτήματα της μπαταρίας μολύβδου οξέος έναντι άλλων είναι [11][19]:

- Το χαμηλό κόστος
- Ο βαθμός απόδοσης (70%-90%)
- Η απλή τεχνολογίας φόρτισης
- Οι περιορισμένες απαιτήσεις συντήρησης
- Ο χαμηλός βαθμός αυτοεκφόρτισης (self-discharge)

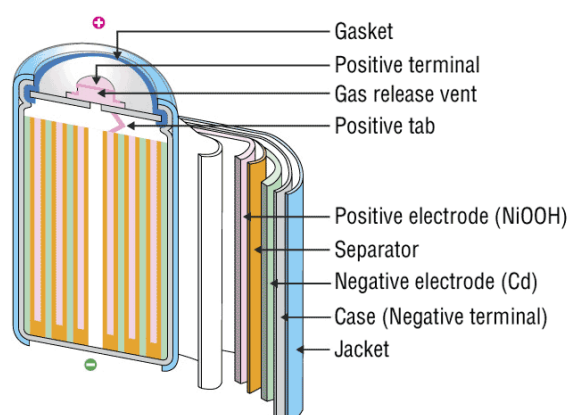
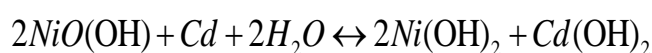
Μειονεκτήματα της μπαταρίας μολύβδου οξέος αποτελούν[11][19]:

- Ο μικρός κύκλος ζωής (500-1000 κύκλοι)
- Η χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα(30-50Wh/kg)
- Το περιορισμένο βάθος εκφόρτισης

Οι μπαταρίες μολύβδου οξέος, παρά τα όποια μειονεκτήματά τους που περιορίζουν την εφαρμογή τους σε λειτουργίες ενεργειακής διαχείρισης, έχουν εφαρμοστεί επιτυχώς σε εμπορικά υβριδικά συστήματα μεγάλης κλίμακας. Το μεγαλύτερο από αυτά βρισκόταν στην Καλιφόρνια ήταν χωρητικότητας 40MWh και λειτουργούσε υπό ονομαστική ισχύ 10MW για 4h με βαθμό απόδοσης 72%, επιτελώντας λειτουργίες όπως peak shaving, εξισορρόπηση φορτίου, ρύθμιση συχνότητας, έλεγχο τάσης και άεργου ισχύος και εκκίνηση συστήματος (black-start)[18]. Αξιοσημείωτες παρόμοιες εφαρμογές είναι το σύστημα 8,5MW/1h στο Βερολίνο, το σύστημα 4MWh/1h στη Μαδρίτη και το σύστημα 14MWh/1,5h στο Πουέρτο Ρίκο [11].

2.2.2 Μπαταρία Νικελίου Καδμίου (NiCd)

Οι μπαταρίες NiCd κατατάσσονται όπως και οι μολύβδου οξέος στις ωριμότερες και δημοφιλέστερες τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτροχημικής ενέργειας. Αποτελούνται από ένα θετικό ηλεκτρόδιο υδροξειδίου του νικελίου, από ένα αρνητικό ηλεκτρόδιο υδροξειδίου του καδμίου και από αλκαλικό ηλεκτρολύτη. Οι μπαταρίες αυτές περιβάλλονται συνήθως από μεταλλική θήκη με μια πλάκα στεγανοποίησης και είναι εξοπλισμένες με βαλβίδα ασφαλείας. Το θετικό και το αρνητικό ηλεκτρόδιο παραμένουν απομονωμένα μεταξύ τους καθώς σχηματίζουν σπείρες μέσα στην μεταλλική θήκη. Η χημική αντίδραση που πραγματοποιείται είναι αντιστρεπτή και είναι η ακόλουθη (προς τα δεξιά η εκφόρτιση):



Σχήμα 2-6

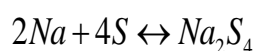
Μπαταρία Νικελίου Καδμίου (NiCd)

Οι μπαταρίες NiCd έχουν υψηλότερη ενεργειακή πυκνότητα (50-75Wh/kg) από τις μολύβδου οξέος, ελάχιστες απαιτήσεις συντήρησης και είναι αξιόπιστες, ωστόσο έχουν χαμηλό κύκλο ζωής (2000-2500 κύκλοι), χαμηλό βαθμό απόδοσης (60%-75%) και υψηλό κόστος λόγω της διαδικασίας κατασκευής τους, αφού περικλείουν κάδμιο το οποίο είναι βαρύ τοξικό μέταλλο θέτοντας προβλήματα διάθεσης και ανακύκλωσης. Στα αρνητικά τους συμπεριλαμβάνεται επίσης το γεγονός ότι οι μπαταρίες NiCd εμφανίζουν το φαινόμενο μνήμης, δηλαδή αν η εκφόρτιση φτάνει συχνά σε ένα ορισμένο ποσοστό, τότε η μπαταρία τείνει να θυμάται αυτό το ποσοστό και να λειτουργεί σωστά μέχρι αυτό. Το φαινόμενο μνήμης διορθώνεται με μια σειρά από πλήρεις εκκενώσεις.

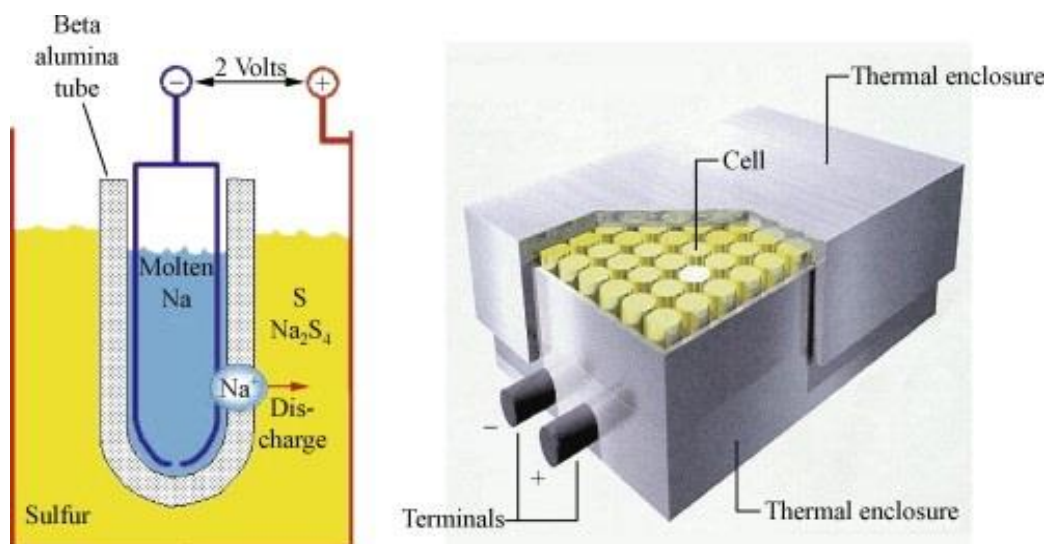
Οι συνήθεις εφαρμογές τους αφορούν φορητές συσκευές, ηλεκτρικά εργαλεία, UPS και συστήματα εκκίνησης γεννητριών. Όσον αφορά έργα μεγάλης κλίμακας, μπαταρίες NiCd έχουν χρησιμοποιηθεί στην Αλάσκα (project “world’s largest battery”), όπου συνθέτουν σύστημα 3440 κελιών, τάσης 5200V, ικανότητας 27MW για 15 λεπτά ή 40MW για 7 λεπτά. Οι μπαταρίες αναμένονται να εκτελέσουν 100 πλήρεις και 500 μερικές εκκενώσεις σε 20ετές πλάνο με σκοπό την παροχή στρεφόμενης εφεδρείας.

2.2.3 Μπαταρία Νατρίου-Θείου (NaS)

Οι μπαταρίες NaS (Sodium Sulfur) αποτελούνται από ένα θετικό ηλεκτρόδιο τηγμένου θείου και ένα αρνητικό ηλεκτρόδιο τηγμένου νατρίου, τα οποία διαχωρίζονται από στερεό κεραμικό ηλεκτρολύτη (β-οξειδίου του αργιλίου). Ο ηλεκτρολύτης επιτρέπει τη διέλευση μόνο των θετικών ιόντων νατρίου τα οποία αντιδρούν με το θείο παράγοντας πολυθειαιθέρους (polysulfides). Η χημική αντίδραση που πραγματοποιείται είναι αντιστρεπτή και έχει ως εξής (προς τα δεξιά η εκφόρτιση):



Κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης, θετικά ιόντα νατρίου (Na^+) διέρχονται διαμέσου του ηλεκτρολύτη και τα ηλεκτρόνια ρέουν προς το εξωτερικό κύκλωμα παράγοντας τάση περίπου 2 Volt. Καθώς η διαδικασία αυτή είναι αντιστρεπτή, κατά τη διάρκεια της φόρτισης με την επιβολή εξωτερικής τάσης, ο νιτρικός πολυθειαιθέρας απελευθερώνει το θετικό ιόν νατρίου το οποίο επιστρέφει διαμέσου του ηλεκτρολύτη στο αρνητικό ηλεκτρόδιο ως στοιχειακό νάτριο [11].



Σχήμα 2.7

Μπαταρία Νατρίου Θείου (NaS)

Η τεχνολογία αποθήκευσης NaS παρουσιάζει σημαντικά θετικά στοιχεία σε σύγκριση με άλλες τεχνολογίες. Προσφέρει καλή ισορροπία μεταξύ της ικανότητας ισχύος και της αναλογίας πυκνότητας ενέργειας (150-240Wh/kg και 150-230W/kg). Όσον αφορά μάλιστα στην ικανότητα ισχύος, οι μπαταρίες NaS μπορούν να παράγουν συνεχόμενα την ονομαστική τους ισχύ καθ' όλη τη διάρκεια της εκφόρτισης, ή να απελευθερώσουν το σύνολο της ενέργειάς τους σε μικρό χρονικό διάστημα καθώς έχουν την ικανότητα εκφόρτισης με ισχύ έως και πέντε φορές μεγαλύτερη της ονομαστικής. Ακόμα λειτουργούν με υψηλό βαθμό απόδοσης (75%-90%) και το φαινόμενο της αυτοεκφόρτισης είναι περιορισμένο λόγω της παρουσίας του β-οξειδίου του αργιλίου ως ηλεκτρολύτη ο οποίος έχει μηδενική αγωγιμότητα ηλεκτρονίων, επιτρέποντας την αποθήκευση ενέργειας για μεγάλο χρονικό διάστημα. Επιπλέον, η ικανότητά τους να παρέχουν πλήρη ενέργεια για πολλούς κύκλους φόρτισης είναι σημαντική.

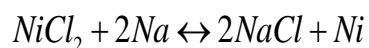
Συγκεκριμένα, μία μπαταρία NaS δύναται να επαναφορτιστεί πλήρως έπειτα από πλήρη εκφόρτιση για περισσότερους από 2500 κύκλους λειτουργίας, ενώ αν οι εκκενώσεις δεν ξεπερνούν το 50% της χωρητικότητας οι κύκλοι ζωής της μπαταρίας αυξάνονται στις 7000 [20].

Αρνητικό στοιχείο των συσσωρευτών NaS είναι η απαραίτητη διατήρηση της θερμοκρασίας τους σε υψηλές τιμές 290-390°C, ώστε να παραμένουν σε υγρή μορφή τα υλικά των ηλεκτροδίων, γεγονός που τους καθιστά ακατάλληλους για διάφορες εφαρμογές [20], ενώ και το κόστος της τεχνολογίας αυτής είναι ακόμα υψηλό.

Οι μπαταρίες NaS είναι κατάλληλες για εφαρμογές ποιότητας ισχύος αλλά και λειτουργίες διαχείρισης ενέργειας. Στην Ιαπωνία λειτουργεί το μεγαλύτερο υβριδικό σύστημα μπαταρίας NaS ισχύος 35MW και χωρητικότητας 245MWh[18] καθώς και αρκετά ακόμα μικρότερα συστήματα διαμορφώνοντας τη συνολική ισχύ στα 74,3MW. Εφαρμογές της τεχνολογίας αυτής συναντάμε και στη Γερμανία [19].

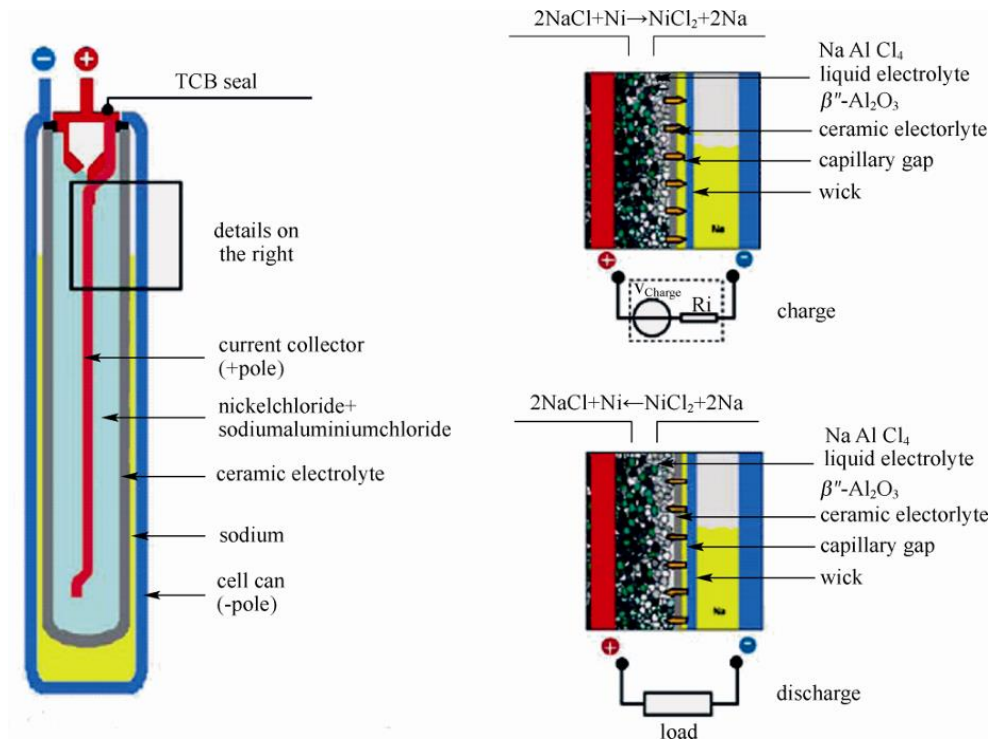
2.2.4 Μπαταρία Νατρίου-Νικελίου-Χλωριδίου (ZEBRA)

Η μπαταρία νατρίου-νικελίου-χλωριδίου ή ZEBRA (Zeolite Battery Research Africa) όπως είναι ευρύτερα γνωστή, αναπτύχθηκε το 1985 και ανήκει όπως και η NaS στα αποθηκευτικά μέσα υψηλής θερμοκρασίας (300°C). Το θετικό ηλεκτρόδιο αποτελείται από χλωριούχο νικέλιο (NiCl₂) και το αρνητικό από νάτριο. Η αντιστρεπτή χημική αντίδραση που πραγματοποιείται είναι η εξής (προς τα δεξιά η εκφόρτιση):



Σε σύγκριση με τις μπαταρίες NaS, οι ZEBRA παρουσιάζουν μεγαλύτερη αντοχή σε υπερφορτίσεις και βραχυκυκλώματα, είναι πιο ασφαλείς και παράγουν υψηλότερη τάση κελιού (2,6V αντί για 2V), έχουν όμως χαμηλότερη πυκνότητα ισχύος (150W/kg) και ενέργειας (120Wh/kg).

Οι εφαρμογές της μπαταρίας ZEBRA σε έργα μεγάλης κλίμακας είναι γενικά περιορισμένες. Ωστόσο τα τελευταία χρόνια έχουν υλοποιηθεί ορισμένα αξιοσημείωτα έργα στην Ιταλία (3,4MW/30MWh) και στο νησί Αννομπόν (5MW/10MWh), που αφορούν τόσο στην ενεργειακή διαχείριση όσο και στην παροχή επικουρικών υπηρεσιών [21].

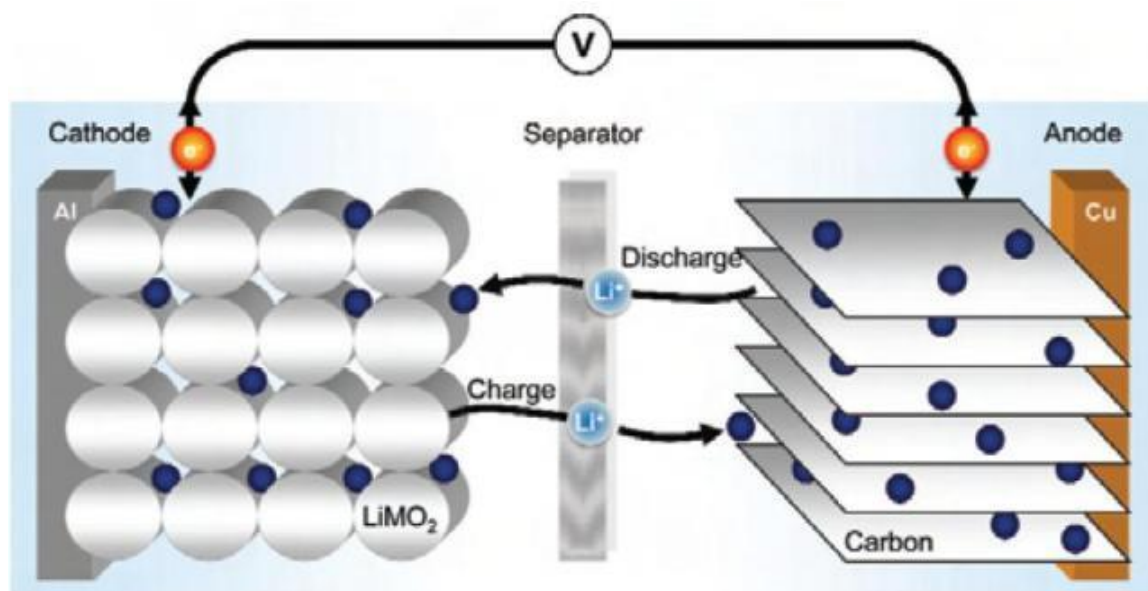


Σχήμα 2.8

Μπαταρία Νατρίου-Νικελίου-Χλωριδίου (ZEBRA)

2.2.5 Μπαταρία Ιόντων Λιθίου (Li-Ion)

Η μπαταρία ιόντων λιθίου αποτελείται από την κάθοδο που είναι μεταλλικό οξείδιο του λιθίου (LiCoO_2 , LiMO_2 , LiNiO_2 κ.α), από την άνοδο που είναι γραφίτης σε δομή στοιβάδας και από ηλεκτρολύτη που προκύπτει από τη διάλυση αλάτων λιθίου (όπως το LiPF_6) σε ανθρακικούς διαλύτες. Κατά τη διάρκεια της φόρτισης, τα άτομα λιθίου της καθόδου μετατρέπονται σε θετικά ιόντα και μετακινούνται διαμέσου του ηλεκτρολύτη στην ανθρακική άνοδο όπου συνδυάζονται με τα εξωτερικά ηλεκτρόνια και εναποτίθενται ως άτομα λιθίου ανάμεσα στα στρώματα γραφίτη. Η διαδικασία αυτή αντιστρέφεται κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης.



Σχήμα 2.9

Μπαταρία Ιόντων Λιθίου (Li-Ion)

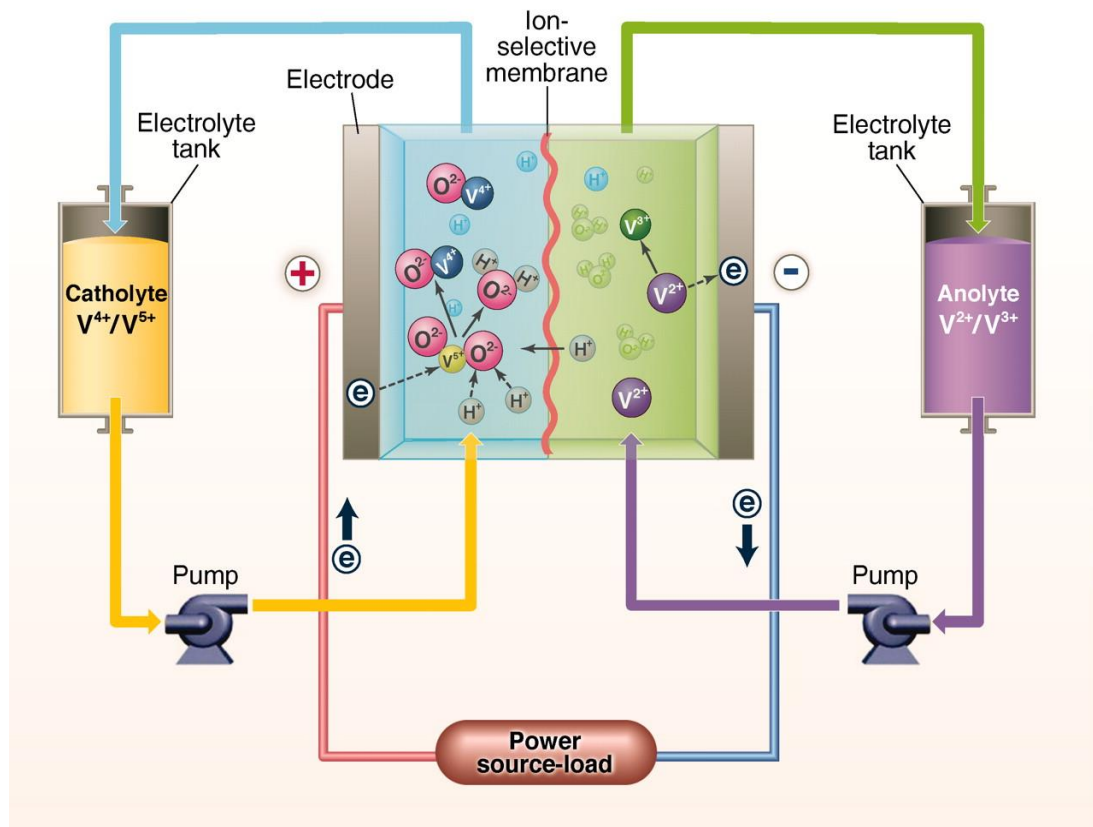
Οι μπαταρίες λιθίου πρωτοεμφανίστηκαν το 1960 ενώ η πρώτη εμπορική εφαρμογή τους έγινε το 1990 από τη Sony. Από τότε η τεχνολογία τους έχει γνωρίσει μεγάλη εξέλιξη όσον αφορά την ενεργειακή τους πυκνότητα (από 75 στο 200Wh/kg) και τη διάρκεια ζωής τους (10000 κύκλους). Η τάση κελιού κυμαίνεται από το 2,5V έως 4,2V ανάλογα με τις χημικές ενώσεις του λιθίου που χρησιμοποιούνται και ο βαθμός απόδοσης ξεπερνάει το 90% αγγίζοντας ακόμα και το 100%. Έχουν αμελητέες απώλειες αυτοεκφόρτισης και περιορισμένες απαιτήσεις συντήρησης.

Οι επιδόσεις των συσσωρευτών λιθίου και το εύρος των πιθανών εφαρμογών τους (φορητές συσκευές, ηλεκτρικά οχήματα, συστήματα αποθήκευση μεγάλης κλίμακας κ.α) εντείνουν ακόμα περισσότερο την έρευνα γύρω από την τεχνολογία τους. Οι μελέτες εστιάζουν στην χρησιμοποίηση νέων προσμίξεων λιθίου κυρίως στα υλικά της καθόδου (LiFePO_4 , LiMn_2O_4 , $\text{LiNi}_{0.5}\text{Mn}_{1.5}\text{O}_4$ κ.α) που αντικαθιστούν την παραδοσιακή σύνθεσή της από LiCoO_2 , αλλά και της ανόδου (Li-Sn, Li-Si) καθώς και στην επιλογή συμβατών ηλεκτρολυτών με σκοπό τη μείωση του κόστους, την αύξηση της ενεργειακής πυκνότητας και την βελτίωση της ασφάλειας τους [11][18].

Σε χώρες που κατέχουν τα ινία ως προς το πλήθος εγκατεστημένων συστημάτων μπαταρίας, όπως είναι η Ιαπωνία, η Κίνα και η Γερμανία, οι μπαταρίες ιόντων λιθίου αποτελούν την ταχύτερα αναπτυσσόμενη και αυξανόμενη τεχνολογία αποθήκευσης. Στην Ιαπωνία έχουν εγκατασταθεί συνολικά 94,6MW, στην Κίνα 43,2MW και στη Γερμανία 50MW [19].

2.2.6 Μπαταρία Βαναδίου Οξειδοαναγωγής (VRB)

Οι μπαταρίες βαναδίου οξειδοαναγωγής (vanadium redox battery - VRB) είναι μπαταρίες ροής, η ανάπτυξη των οποίων ξεκίνησε στο Πανεπιστήμιο Νέας Νότιας Ουαλίας (UNSW) στην Αυστραλία στις αρχές 1980. Αποθηκεύουν ενέργεια με τη χρήση οξειδοαναγωγικών ζευγών βαναδίου ($\text{V}^{2+}/\text{V}^{3+}$ στο αρνητικό ηλεκτρόδιο της κυψέλης και $\text{V}^{4+}/\text{V}^{5+}$ ($\text{VO}^{2+}/\text{VO}_2^+$) στο θετικό ηλεκτρόδιο) τα οποία περιέχονται στις δύο δεξαμενές παρουσία ήπιου θειικού οξέος (ηλεκτρολύτης). Κατά τη διάρκεια της φόρτισης και της εκφόρτισης, θετικά ιόντα υδρογόνου (H^+) ανταλλάσσονται μεταξύ των δύο ηλεκτρολυτών, διαμέσου της περατής σε ιόντα υδρογόνου μεμβράνης πολυμερούς, στην κυψέλη αντίδρασης. Η τάση που αναπτύσσεται στην κυψέλη είναι 1,4V - 1,6V και ο βαθμός απόδοσης έως 85% [11].



Σχήμα 2.10

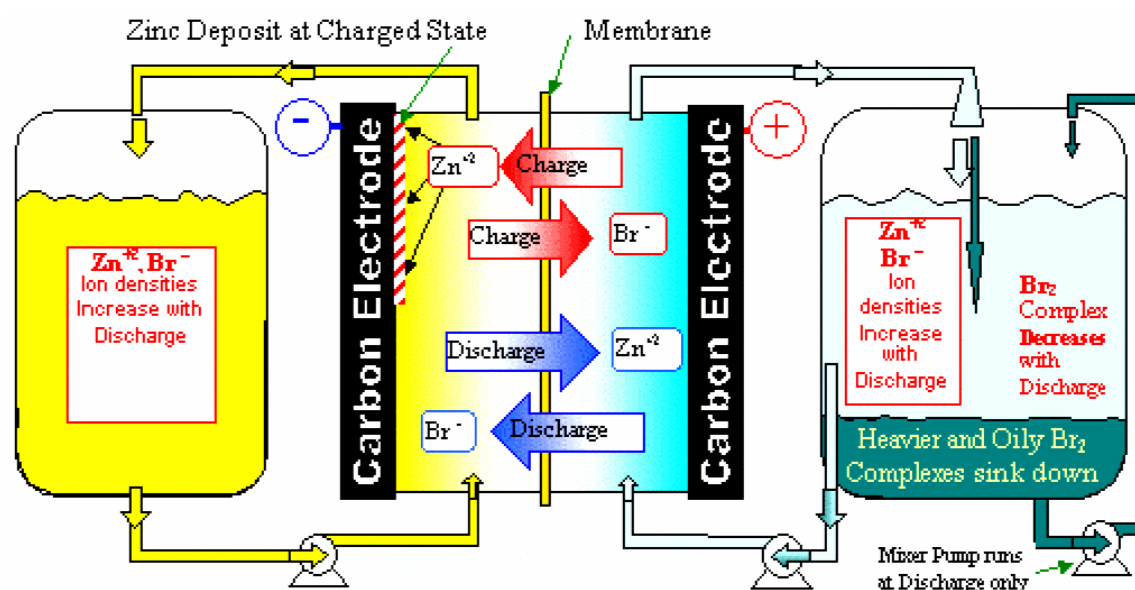
Μπαταρία Βαναδίου Οξειδοαναγωγής (VRB)

Θετικά στοιχεία της μπαταρίας VRB αποτελούν η μεγάλη διάρκεια ζωής, οι χαμηλές απαιτήσεις συντήρησης, η εξάλειψη του φαινομένου της αυτοεκφόρτισης και η ταχύτητα ανταπόκρισης. Αρνητικά στοιχεία είναι το περιορισμένο εύρος θερμοκρασιών λειτουργίας (10°C - 35°C), το οποίο όμως δύναται να αυξηθεί με κατάλληλες προσθήκες στον ηλεκτρολύτη [18].

Οι μπαταρίες VRB είναι κατάλληλες για μεγάλο εύρος βιομηχανικών εφαρμογών και εφαρμογών δικτύου όπως η ενίσχυση της ποιότητας ισχύος, η λειτουργία UPS, το peak-shaving και η αύξηση της διασφάλισης ισχύος και διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ[11]. Σημαντικά υβριδικά συστήματα με μπαταρίες VRB έχουν αναπτυχθεί στην Κίνα και στην Ιαπωνία [19].

2.2.7 Μπαταρία Ψευδαργύρου-Βρωμίου (ZnBr)

Η μπαταρία ροής ZnBr αναπτύχθηκε στις αρχές του 1970. Σε κάθε κυψέλη της ρέουν δύο διαφορετικοί ηλεκτρολύτες διαμέσου συνθετικών ηλεκτροδίων άνθρακα-πλαστικού, χωριζόμενοι από μεμβράνη πολυολεφίνης. Κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης, η αντίδραση του ψευδάργυρου με το βρώμιο δίνει προϊόν βρωμιούχο άλας ψευδάργυρου και παράγει τάση 1,8 volt σε κάθε κυψέλη. Η συγκέντρωση των ιόντων ψευδαργύρου (Zn^{2+}) και βρωμίου (Br^-) αυξάνεται και στις δύο δεξαμενές αποθήκευσης. Κατά την φόρτιση, ο μεταλλικός ψευδάργυρος επικάθεται ως λεπτή στρώση στη μία πλευρά του ηλεκτροδίου, ενώ στην άλλη πλευρά της διαχωριστικής μεμβράνης το αραιό διάλυμα βρωμίου αντιδρά με οργανικές ενώσεις παράγοντας έλαιο βρωμίου το οποίο βυθίζεται στον πυθμένα της δεξαμενής. Η ανάμιξή του με τον υπόλοιπο ηλεκτρολύτη κατά τη φάση της εκφόρτισης είναι επιτρεπτή. Ο βαθμός απόδοσης της αντίδρασης είναι της τάξης του 75% [11].

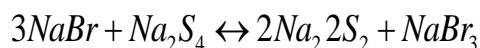


Σχήμα 2.11

Μπαταρία Ψευδαργύρου-Βρωμίου (ZnBr)

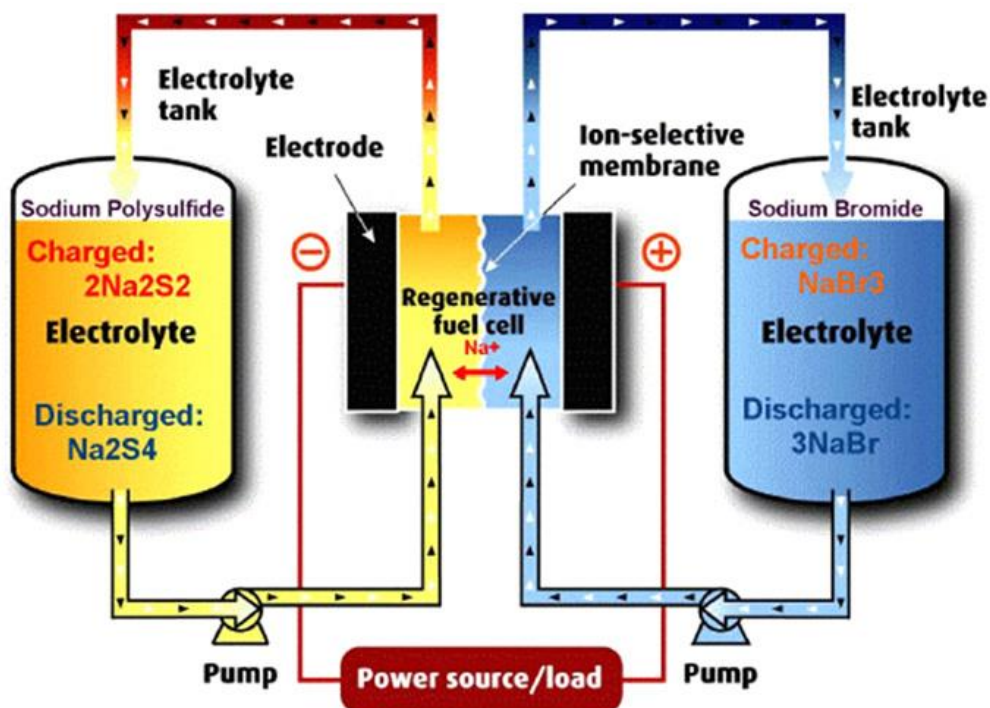
2.2.8 Μπαταρίες Πολυθειούχου Βρωμίου (PSB)

Οι μπαταρίες πολυθειούχου βρωμίου (polysulphide bromide battery-PSB) παρέχουν μία αντιστρεπτή ηλεκτροχημική αντίδραση μεταξύ δύο διαλυμάτων ηλεκτρολυτών άλατος (βρωμιούχο νάτριο και πολυθειικό νάτριο).



Οι δύο ηλεκτρολύτες εισέρχονται μέσα στην κυψέλη όπου διαχωρίζονται από μεμβράνη πολυμερούς, η οποία επιτρέπει μόνο στα θετικά ιόντα νατρίου να την διαπεράσουν, παράγοντας κατά μήκος της μεμβράνης τάση 1,5V. Οι μπαταρίες PSB λειτουργούν σε θερμοκρασία δωματίου με απόδοση περίπου 75%.

Η τεχνολογία αυτή έχει εφαρμοστεί σε ερευνητικά εργαστήρια, σε έργα επίδειξης μερικών KW στο Ηνωμένο Βασίλειο και σε ένα μεγάλο επιδεικτικό έργο 12MW/120MWh στις ΗΠΑ. Σε έργο μεγάλης κλίμακας και με εμπορική εφαρμογή αναμένεται να λειτουργήσει με την υλοποίηση του αποθηκευτικού συστήματος 15MW/120MWh στο Ηνωμένο Βασίλειο [11].



Σχήμα 2.12

Μπαταρία Πολυθειούχου Βρωμίου (PSB)

2.3 Λειτουργίες και οφέλη αποθηκευτικών συστημάτων μπαταρίας στα ΜΔΝ

Τα αποθηκευτικά συστήματα μπαταρίας έχουν τη δυνατότητα να επιτελέσουν πλήθος λειτουργιών ανάλογα με τις ανάγκες του συστήματος στο οποίο έχουν εγκατασταθεί. Χαρακτηριστικά τους όπως η απόδοση, η ευελιξία, η ταχύτητα ανταπόκρισης και η ικανότητα υποστήριξης του συνόλου των επικουρικών υπηρεσιών τις καθιστούν άκρως λειτουργικές σε απομονωμένα ηλεκτρικά δίκτυα όπως αυτά των ΜΔΝ. Οι κύριες εφαρμογές των συστημάτων αποθήκευσης μπαταρίας στα ΜΔΝ αφορούν α) στην εξισορρόπηση των μεταβολών της θερμικής παραγωγής, β) στην ενίσχυση της διείσδυσης ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή και γ) στην παροχή επικουρικών υπηρεσιών [22]. Στα ακόλουθα περιγράφονται οι εφαρμογές αυτές καθώς και τα οφέλη που προκύπτουν.

α) Εξισορρόπηση μεταβολών θερμικής παραγωγής:

Οι θερμικές μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούνται για την ηλεκτροδότηση των απομονωμένων νησιωτικών ηλεκτρικών δικτύων, παρουσιάζουν βέλτιστη απόδοση κοντά στην ονομαστική τους ικανότητα (80%-90% της ονομαστικής ισχύος) ενώ συχνά δεν επιτρέπεται να λειτουργούν κάτω από το 30% αυτής (τεχνικό ελάχιστο). Ωστόσο οι ημερήσιες και οι εποχικές μεταβολές του φορτίου δεν επιτρέπουν στις συμβατικές μονάδες να λειτουργούν πάντα σε αυτά τα επίπεδα υψηλής απόδοσης αλλά να μεταβάλλουν την παραγωγή τους αντίστοιχα με τις μεταβολές του φορτίου (load following). Η διείσδυση μάλιστα της παραγωγής ΑΠΕ επιφέρει περεταίρω μείωση των επιπέδων λειτουργίας των συμβατικών γεννητριών, οδηγώντας τις σε μη αποδοτικές καταστάσεις οι οποίες οδηγούν σε μείωση της διάρκειας ζωής τους λόγω θερμικής και μηχανικής καταπόνησης [23][24].

Οι μπαταρίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να βελτιστοποιήσουν την απόδοση και να μειώσουν τον χρόνο λειτουργίας. Σε μικρού μεγέθους νησιωτικά συστήματα αυτό μπορεί να επιτευχθεί με την λειτουργία των θερμικών μηχανών σε αυξημένα επίπεδα υψηλής απόδοσης μέχρι την πλήρωση του αποθηκευτικού χώρου και κατόπιν τη χρησιμοποίηση του συστήματος αποθήκευσης για την τροφοδότηση του φορτίου. Επιπλέον σε υβριδικά συστήματα, η χρήση μονάδων αιχμής μπορεί να αποφευχθεί λόγω της χρήσης αποθήκευσης.

Το όφελος σε αυτή την περίπτωση αποτιμάται στην αύξηση της απόδοσης των θερμικών μηχανών, στην μείωση του κόστους συντήρησης τους και στην επέκταση της ζωής τους, καθώς και στην προώθηση της εισόδου μονάδων ΑΠΕ στην παραγωγή [22].

β) Ενίσχυση διείσδυσης ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή:

Στα ΜΔΝ με περιορισμένη διείσδυση ΑΠΕ, η επίπτωση της αύξησης της ανανεώσιμης παραγωγής είναι παρόμοια με αυτή της μείωσης του φορτίου. Σε αυτές τις περιπτώσεις οι συμβατικές γεννήτριες αρκεί απλώς να καλύψουν το υπολειπόμενο φορτίο (που δεν καλύπτει η παραγωγή ΑΠΕ). Αυτό όμως δεν συμβαίνει και στην περίπτωση που έχουμε υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, η οποία αυξάνει τις απαιτήσεις στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος, καθώς ειδικά στα μικρά ΜΔΝ οι μονάδες ΑΠΕ βρίσκονται συνήθως συγκεντρωμένες σε μια περιοχή, με κίνδυνο ξαφνικής απώλειας του συνόλου της παραγωγής τους. Επιπλέον, οι συμβατικές γεννήτριες έχουν περιορισμούς ως προς την ελάχιστη παραγωγή τους καθώς κάτω από ένα όριο υπολειτουργούν με αποτέλεσμα να εξυπηρετούν αναγκαστικά σημαντικό μέρος του φορτίου. Οι δύο αυτοί παράγοντες περιορίζουν το χώρο για την ανανεώσιμη παραγωγή. Ακόμα, το γεγονός ότι η παραγωγή των ΑΠΕ και η ζήτηση δεν είναι συμπληρωματικές μεταξύ τους (για παράδειγμα η αιχμή της ζήτησης παρουσιάζεται το βράδυ ενώ η παραγωγή των Φ/Β κορυφώνεται το μεσημέρι) καθιστά το ρόλο της αποθήκευσης ιδιαίτερα σημαντικό.

Στα ηλεκτρικά συστήματα επομένως των ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ και που ταυτόχρονα συντρέχουν οι τεχνικοί περιορισμοί των συμβατικών μονάδων αλλά

και οι περιορισμοί ασφαλείας του συστήματος, τα αποθηκευτικά συστήματα μπαταρίας απορροφούν την περίσσια ενέργεια των ΑΠΕ μειώνοντας έτσι τις περικοπές τους, την αποθηκεύουν και όταν η ζήτηση ξεπερνά την παραγωγή των ΑΠΕ, την εγχέουν πάλι στο σύστημα αυξάνοντας την χρησιμοποίηση της ανανεώσιμης ουσιαστικά παραγωγής και περιορίζοντας αυτή των θερμικών μονάδων. Δημιουργούν με αυτόν τον τρόπο όφελος τόσο για διείσδυση μονάδων ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή των ΜΔΝ όσο και για τη μείωση του κόστους των ηλεκτρικών τους συστημάτων [22].

γ) Παροχή επικουρικών υπηρεσιών:

Στα μικρά απομονωμένα ηλεκτρικά συστήματα, τα οποία χαρακτηρίζονται από χαμηλή αδράνεια, οι συχνές ανισορροπίες του ισοζυγίου ισχύος απαιτούν διαρκείς μεταβολές της συχνότητας προκειμένου να διατηρείται εντός ορίων. Σε σύγκριση με τα διασυνδεδεμένα συστήματα, στα μη διασυνδεδεμένα απαιτούνται αυστηρότεροι κανόνες δικτύου και υψηλότερα επίπεδα εφεδρείας ώστε να εξασφαλίζεται η αξιοπιστία και η ποιότητα των υπηρεσιών. Πολλά ευρωπαϊκά νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα έχουν απαιτήσεις διατήρησης του 30%-40% της ικανότητας της παραγωγής ως εφεδρεία (τα αντίστοιχα ποσοστά για διασυνδεδεμένα συστήματα είναι 15%-20%) καταλήγοντας στις συμβατικές μονάδες να λειτουργούν αρκετά χαμηλότερα από την ονομαστική τους παραγωγή.

Η αυξανόμενη συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή μπορεί να προκαλέσει ταχύτερη απόκλιση της συχνότητας κατά τη διάρκεια σημαντικής απώλειας της παραγωγής τους, με αποτέλεσμα μεγαλύτερο κίνδυνο για πρόκληση χαμηλών συχνοτήτων που μπορεί να επιφέρουν δυσάρεστες καταστάσεις περικοπών φορτίου, μηχανικών βλαβών ακόμα και black-out. Υπάρχει επομένως επιπρόσθετη ανάγκη για μηχανισμούς διασφάλισης της αξιοπιστίας του συστήματος.

Στην περίπτωση αυτή, αποθηκευτικό σύστημα μπαταρίας μπορεί να χρησιμοποιηθεί ώστε να ρυθμίσει τη συχνότητα και να παρέχει εφεδρεία [25][26] επιτρέποντας έτσι στις γεννήτριες πετρελαίου να λειτουργήσουν σε υψηλότερα και πιο αποδοτικά επίπεδα παραγωγής και στις ΑΠΕ να αυξήσουν την παραγωγή που εγχέουν στο δίκτυο [22].

Κεφάλαιο 3^ο

Μεθοδολογία μελέτης

Η παρούσα μελέτη πραγματοποιήθηκε με τη χρήση μαθηματικού μοντέλου που αναπτύχθηκε στο εργαστήριο του Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος του ΕΜΠ. Ο αλγόριθμος επιτυγχάνει την επίλυση του προβλήματος ένταξης και κατανομής των μονάδων παραγωγής και των συστημάτων αποθήκευσης στα ΜΔΝ μέσω της διαδικασίας του μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, για κάθε ώρα κατανομής, εφαρμόζοντας πλήρως τις αρχές του ΚΗΕΠ, όπως αυτές ορίζονται στον Κώδικα ΜΔΝ [7][27].

3.1 Γραμμικός προγραμματισμός

Ο μαθηματικός προγραμματισμός είναι η πιο ανεπτυγμένη τεχνική λήψης αποφάσεων που αφορούν στη βέλτιστη κατανομή των διαθέσιμων πόρων για τη μεγιστοποίηση ή την ελαχιστοποίηση ενός στόχου. Σε ένα μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού η αντικειμενική συνάρτηση η οποία εκφράζει τον στόχο και οι περιορισμοί των πόρων εκφράζονται ως μαθηματικές συναρτήσεις [28]. Επομένως ένα πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού συνίσταται στον προσδιορισμό των τιμών των μεταβλητών x_1, x_2, \dots, x_n (μεταβλητές απόφασης) οι οποίες ικανοποιούν τους m περιορισμούς (συναρτήσεις g_m) για τη βελτιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης z , όπως περιγράφεται στις ακόλουθες σχέσεις.

$$z = f(x_1, \dots, x_n)$$
$$g_i(x_1, \dots, x_n) \{ \leq, =, \geq \} b_i, \quad i = 1, \dots, m$$

Ο γραμμικός προγραμματισμός αποτελεί μορφή μαθηματικού προγραμματισμού που προϋποθέτει ότι η αντικειμενική συνάρτηση και οι συναρτήσεις περιορισμών είναι γραμμικές, δηλαδή

$$z = f(x_1, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^n c_j x_j$$
$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \{ \leq, =, \geq \} b_i, \quad i = 1, \dots, m$$
$$x_j \geq 0, \quad j = 1, \dots, n$$

Προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού στα οποία οι μεταβλητές μπορούν να πάρουν μόνο ακέραιες τιμές ή οι μεταβλητές αυτές αναπαριστούν αποφάσεις λογικής (0/1), αποτελούν προβλήματα ακέραιου προγραμματισμού [28]. Ο μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός (Mixed Integer Linear Programming - MILP) περιλαμβάνει προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού στα οποία επιτρέπεται ορισμένες μεταβλητές να πάρουν μη ακέραιες τιμές.

3.2 Μοντελοποίηση του προβλήματος κατανομής των μονάδων

Στα ακόλουθα περιγράφεται η διαδικασία κατάρτισης και επίλυσης του προβλήματος της κατανομής των μονάδων παραγωγής σε ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ και αποθηκευτικό σύστημα μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης, όπως υλοποιείται από τον αλγόριθμο του εργαστηρίου. Οι αναλυτικές μαθηματικές σχέσεις όσων περιγράφονται στη συνέχεια, περιλαμβάνονται στις βιβλιογραφικές αναφορές [7] και [27], ενώ συμπληρωματικές πληροφορίες σχετικά με την υλοποίηση του προβλήματος της κατανομής των μονάδων περιλαμβάνονται στις [29][30][31][32].

3.2.1 Αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος κατανομής

Για κάθε ώρα κατανομής, το κριτήριο βελτιστοποίησης που εφαρμόζει ο αλγόριθμος είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων διατηρώντας παράλληλα όσο το δυνατόν υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ. Η αντικειμενική συνάρτηση που προκύπτει εκφράζεται ως εξής [7]:

$$\min\{C_p + C_{su} + C_{sd} + C_R + C_{sl}\} \quad (1)$$

όπου C_p : συνολικό μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων

C_{su} : συνολικό κόστος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων

C_{sd} : συνολικό κόστος σβέσεων συμβατικών μονάδων

C_R : κόστος εφεδρειών συμβατικών μονάδων

C_{sl} : κόστος κυρώσεων

Σημειώνεται εδώ ότι η αντικειμενική συνάρτηση δεν εκφράζει το πραγματικό κόστος λειτουργίας του συστήματος αλλά ένα εικονικό κόστος που εξυπηρετεί στην βελτιστοποίηση της κατανομής των μονάδων.

Για κάθε θερμική μονάδα το μεταβλητό της κόστος περιγράφεται συνήθως από μια τετραγωνική συνάρτηση, η οποία με κατάλληλες σχέσεις προσεγγίζεται από γραμμικά τμήματα τα οποία ορίζονται από συγκεκριμένα επίπεδα παραγωγής (block ισχύος), ώστε να μπορεί να εφαρμοστεί στον γραμμικό προγραμματισμό. Κάθε καμπύλη μεταβλητού κόστους θεωρείται κυρτή (δηλαδή με αύξουσα κλίση) γεγονός που εξασφαλίζει την προοδευτική μετάβαση μεταξύ των επιπέδων παραγωγής, ενώ το κατώτερο σημείο της καμπύλης αντιστοιχεί στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή (τεχνικό ελάχιστο) της μονάδας [29][30].

Το κόστος εκκίνησης κάθε θερμικής μονάδας εξαρτάται από το διάστημα κατά το οποίο η μονάδα έχει παραμείνει σε στάση (εκτός λειτουργίας) και πιο συγκεκριμένα το κόστος εκκίνησης συνδέεται εκθετικά με τον χρόνο στάσης [29][30][33]. Για την εφαρμογή γραμμικού προγραμματισμού, η εκθετική μορφή της καμπύλης του κόστους εκκίνησης προσεγγίζεται από τη βηματική συνάρτηση (stepwise function) η οποία αντιστοιχεί ένα σταθερό κόστος εκκίνησης σε όλο το εύρος του κάθε διαστήματος στάσης λειτουργίας. Το κόστος εκκίνησης μιας θερμικής μονάδας, όπως

γίνεται αντιληπτό, αυξάνει όσο η μονάδα παραμένει εκτός λειτουργίας. Στο μοντέλο της παρούσας μελέτης ορίζονται διαστήματα στάσης λειτουργίας για λιγότερες από 12 ώρες, για 12 έως και 60 ώρες και για περισσότερες από 60 ώρες οπότε προκύπτουν αντίστοιχα τρεις καταστάσεις εκκίνησης: θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή. Στην υλοποίηση του αλγορίθμου για την επιλογή του τύπου εκκίνησης και άρα και του αντίστοιχου κόστους εκκίνησης για την κάθε μονάδα παραγωγής χρησιμοποιείται μεταβλητή ελέγχου του χρόνου στάσης της μονάδας.

Το κόστος σβέσης της κάθε θερμικής μονάδας παραγωγής θεωρείται προκαθορισμένο και λαμβάνεται υπόψη κάθε φορά που η μονάδα λαμβάνει εντολή σβέσης.

Ο τελευταίος όρος της αντικειμενικής συνάρτησης περιλαμβάνει τις χρηματικές ποινές που προκύπτουν από τις περικοπές των ΑΠΕ και από το φορτίο που δεν εξυπηρετείται. Πιο συγκεκριμένα, προκειμένου να προωθείται η διείσδυση των ΑΠΕ, επιλέγεται υψηλό πρόστιμο (€/MWh) για τις περικοπές της παραγωγής τους στην αντικειμενική συνάρτηση, έτσι ώστε αυτές να ελαχιστοποιούνται. Όσον αφορά στο φορτίο που δεν εξυπηρετείται υπόκειται και αυτό σε χρηματικές κυρώσεις, θέτοντας πολύ υψηλό πρόστιμο προκειμένου να εξασφαλίζεται η κάλυψη της ζήτησης ενέργειας κατά τη διάρκεια της βελτιστοποίησης της κατανομής των μονάδων. Η αντικειμενική συνάρτηση δύναται να περιλαμβάνει περισσότερες ποινές για παραβίαση οποιουδήποτε περιορισμού έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η επίλυση του αλγορίθμου ακόμη και σε περιπτώσεις αδυναμίας ικανοποίησης όλων των περιορισμών του προβλήματος.

Το κόστος της ενέργειας που διακινεί η μπαταρία δεν περιλαμβάνεται στην αντικειμενική συνάρτηση καθώς η ενέργεια αυτή έχει παραχθεί από τις λοιπές μονάδες παραγωγής και άρα έχει υπολογιστεί στο δικό τους κόστος παραγωγής.

3.2.2 Περιορισμοί του προβλήματος κατανομής

Οι σημαντικότεροι περιορισμοί του προβλήματος της κατανομής των μονάδων που πλαισιώνουν την παραπάνω αντικειμενική συνάρτηση και εφαρμόζονται στο μοντέλο της μελέτης είναι οι ακόλουθοι:

Ισοζύγιο ενέργειας

Η διατήρηση του ισοζυγίου ενέργειας (2) είναι ο θεμελιώδης περιορισμός του προβλήματος κατανομής των μονάδων, ο οποίος εξασφαλίζει ότι για κάθε ώρα κατανομής (t) το σύνολο της παραγωγής επαρκεί για την κάλυψη του συνόλου της ζήτησης. Η συνολική παραγωγή προκύπτει από το άθροισμα: της συμβατικής παραγωγής των ενταγμένων θερμικών μονάδων u ($P_{u,t}$), της αιολικής παραγωγής εξαιρουμένων των περικοπών ($P_{w,t} - X_{w,t}$), της φωτοβολταϊκής παραγωγής ($P_{pv,t}$) και της ενέργειας που εγχέει το αποθηκευτικό σύστημα ($P_{\xi,t}^d$). Το σύνολο της ζήτησης αποτελείται από το φορτίο ($P_{L,t}$) και από την ενέργεια που απορροφά το αποθηκευτικό σύστημα για την πλήρωσή του ($P_{\xi,t}^c$). Ο όρος $P_{ens,t}$ αφορά το φορτίο που δεν εξυπηρετείται σε περιπτώσεις ανεπάρκειας της παραγωγής [27].

$$\sum_u P_{u,t} + P_{\xi,t}^d + (P_{w,t} - X_{w,t}) + P_{pv,t} + P_{ens,t} = P_{L,t} + P_{\xi,t}^c \quad (2)$$

Περιορισμοί θερμικών μονάδων

Η διαχείριση των θερμικών μονάδων δεν μπορεί να είναι αυθαίρετη καθώς τεχνικοί παράγοντες και περιορισμοί καθορίζουν την παραγωγή και τη λειτουργία τους.

- Εκκίνηση, ένταξη και σβέση

Οι περιορισμοί (3) και (4) εξασφαλίζουν τη λογική σύνδεση των μεταβλητών κατάστασης των θερμικών μονάδων. Η δυαδική μεταβλητή $st_{u,t}$ αφορά στην κατάσταση ένταξης της μονάδας u την περίοδο κατανομής t , ενώ οι δυαδικές μεταβλητές $su_{u,t}$ και $sd_{u,t}$ αφορούν αντίστοιχα στην εκκίνηση και τη σβέση της κάθε μονάδας. Όπως διαπιστώνεται από τη σχέση (3) καμία συμβατική μονάδα δεν

επιτρέπεται να λάβει εντολή εκκίνησης και σβέσης μέσα στην ίδια ώρα κατανομής [27].

$$su_{u,t} + sd_{u,t} \leq 1 \quad (3)$$

$$su_{u,t} - sd_{u,t} = st_{u,t} + st_{u,t-1} \quad (4)$$

Ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας (T^{run}) και κράτησης (T^{stop}) κάθε θερμικής μονάδας θέτει περιορισμούς ως προς την εκκίνηση και τη σβέση της. Πρέπει επομένως να εξασφαλίζεται ότι δεν θα δοθεί εντολή σβέσης πριν παρέλθει ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας της μονάδας (5) καθώς και ότι δεν θα δοθεί εντολή εκκίνησης πριν η μονάδα παραμείνει σε στάση τουλάχιστον για τον ελάχιστο χρόνο κράτησης (6). Επιπλέον, περιορισμός τίθεται και στον μέγιστο αριθμό εκκινήσεων ανά μονάδα ή/και για το σύνολο των μονάδων του τοπικού σταθμού παραγωγής όπως συμβαίνει σε πραγματικές συνθήκες λειτουργίας.

$$\sum_{k=t-T_u^{run}+1}^t su_{u,k} \leq st_{u,t} \quad (5)$$

$$\sum_{k=t-T_u^{stop}+1}^t sd_{u,k} \leq 1 - st_{u,t} \quad (6)$$

▪ Επίπεδα και μεταβολή παραγωγής

Για κάθε ενταγμένη θερμική μονάδα, η ισχύς εξόδου ($P_{u,t}$) περιορίζεται από τις ράμπες ανόδου/καθόδου (ru_u / rd_u), το τεχνικό ελάχιστο (P_u^{min}) και τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής (P_u^{max}) της μονάδας. Καθώς όμως οι θερμικές μονάδες παρέχουν θετική (άνω) και αρνητική (κάτω) στρεφόμενη εφεδρεία όλων των τύπων ($r_{u,t,r}^{up/dn}$, όπου pr: πρωτεύουσα, sr: δευτερεύουσα, tr: τριτεύουσα), το εύρος της παραγωγής τους περιορίζεται ακόμα περισσότερο. Οι παραπάνω περιορισμοί, υλοποιούνται από τις σχέσεις (7)-(10) [27].

$$P_{u,t} - P_{u,t-1} \leq r_{u,t} \cdot st_{u,t} \quad (7)$$

$$P_{u,t-1} - P_{u,t} \leq rd_{u,t} \cdot st_{u,t} + P_u^{\max} \cdot sd_{u,t} \quad (8)$$

$$P_{u,t} + \sum_{r \in \{pr, sr, tr\}} r_{u,t,r}^{up} \leq P_u^{\max} \cdot st_{u,t} \quad (9)$$

$$P_{u,t} - \sum_{r \in \{pr, sr\}} r_{u,t,r}^{dn} \geq P_u^{\min} \cdot st_{u,t} \quad (10)$$

Όπως γίνεται αντιληπτό από τις σχέσεις (7) και (8), η αύξηση της παραγωγής μιας θερμικής μονάδας σε διάστημα μίας ώρας είναι το πολύ ίση με την ωριαία ράμπα ανόδου, ενώ αντίστοιχα σε περίπτωση μείωσης της παραγωγής η μεταβολή ισούται το πολύ με την ωριαία ράμπα καθόδου.

▪ Παροχή εφεδρείας

Καθώς οι ενταγμένες θερμικές μονάδες παρέχουν εφεδρεία (πρωτεύουσα άνω/κάτω, δευτερεύουσα άνω/κάτω και στρεφόμενη τριτεύουσα), πρέπει να διασφαλίζεται ότι η παροχή εφεδρείας της κάθε μονάδας δεν ξεπερνά την αντίστοιχη ικανότητά της (R_u) (11)-(12). Επίσης όσον αφορά στην παροχή τριτεύουσας μη-στρεφόμενης εφεδρείας (tr-ns), θα πρέπει να προέρχεται από μονάδα η οποία έχει την ικανότητα εκκίνησης και αύξησης του επιπέδου παραγωγής μεταξύ του τεχνικού ελαχίστου (13) και της μέγιστης ικανότητάς της στην παροχή τριτεύουσας μη-στρεφόμενης εφεδρείας (14). Η τριτεύουσα μη στρεφόμενη εφεδρεία θα πρέπει να προέρχεται από μονάδα η οποία δεν είναι ενταγμένη (15) και που έχει παραμείνει σε στάση για χρόνο τουλάχιστον ίσο με τον ελάχιστο χρόνο κράτησής της (16). Η δυαδική μεταβλητή $ns_{u,t}$ αφορά στην παροχή τριτεύουσας μη στρεφόμενης εφεδρείας [7].

$$r_{u,t,r}^{up} \leq R_{u,r} \cdot st_{u,t}, \quad r \in \{pr, sr, tr\} \quad (11)$$

$$r_{u,t,r}^{dn} \leq R_{u,r} \cdot st_{u,t}, \quad r \in \{pr, sr\} \quad (12)$$

$$r_{u,t,r} \geq P_u^{\min} \cdot ns_{u,t}, \quad r \in \{tr-ns\} \quad (13)$$

$$r_{u,t,r} \leq R_{u,r} \cdot ns_{u,t}, \quad r \in \{tr-ns\} \quad (14)$$

$$ns_{u,t} + st_{u,t} \leq 1 \quad (15)$$

$$\sum_{k=t-T^{\text{stop}}+1}^t sd_{u,k} \leq 1 - ns_{u,t} \quad (16)$$

Περιορισμοί μπαταρίας

Για την επίλυση του προβλήματος κατανομής των μονάδων στην παρούσα μελέτη δεν θεωρήθηκε συγκεκριμένη τεχνολογία μπαταρίας, η λειτουργία της ωστόσο πραγματοποιείται υπό τις ακόλουθες παραδοχές [27]:

- θεωρείται υψηλός βαθμός απόδοσης τόσο κατά τη φόρτιση (η_{ξ}^c) όσο και κατά την εκφόρτιση (η_{ξ}^d) της μπαταρίας
- η φόρτιση και η εκφόρτιση της μπαταρίας περιορίζονται από την ονομαστική ισχύ φόρτισης ($\overline{P_{\xi}^c}$) και εκφόρτισης ($\overline{P_{\xi}^d}$) αντίστοιχα (17)
- στην ίδια ώρα κατανομής δεν επιτρέπεται η μετάβαση μεταξύ των καταστάσεων φόρτισης ($st_{\xi,t}^c$) και εκφόρτισης ($st_{\xi,t}^d$) (18)
- η κατάσταση φόρτισης (SoC) προκύπτει από τη σχέση (19), ενώ ορίζονται επίπεδα ελάχιστης ($\underline{E_{\xi}}$) και μέγιστης ($\overline{E_{\xi}}$) επιτρεπόμενης αποθηκευμένης ενέργειας (20)
- η δυνατότητα παροχής άνω και κάτω εφεδρείας της μπαταρίας περιορίζεται σύμφωνα με τις σχέσεις (21) και (22) αντίστοιχα

$$0 \leq P_{\xi,t}^{c/d} \leq \overline{P_{\xi,t}^{c/d}} \cdot st_{\xi,t}^{c/d} \quad (17)$$

$$st_{\xi,t}^c + st_{\xi,t}^d \leq 1 \quad (18)$$

$$SoC_{\xi,t} = SoC_{\xi,t-1} + P_{\xi,t}^c \cdot \eta_{\xi}^c - P_{\xi,t}^d / \eta_{\xi}^d \quad (19)$$

$$\underline{E_{\xi}} \leq SoC_{\xi,t} \leq \overline{E_{\xi}} \quad (20)$$

$$P_{\xi,t}^d + \sum_r r_{\xi,r,t}^{up} \leq \overline{P_{\xi}^d} + P_{\xi,t}^c \quad (21)$$

$$P_{\xi,t}^c + \sum_r r_{\xi,r,t}^{dn} \leq \overline{P_{\xi}^c} + P_{\xi,t}^d \quad (22)$$

Απαιτήσεις και περιορισμοί εφεδρειών

Για κάθε ώρα κατανομής, η θετική πρωτεύουσα εφεδρεία του συστήματος πρέπει να επαρκεί ώστε να καλύπτεται η ξαφνική απώλεια θερμικής μονάδας ή παραγωγής ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, η απώλεια παραγωγής ΑΠΕ που θα πρέπει να καλυφθεί προκύπτει από το άθροισμα της μέγιστης πιθανής απώλειας μέρους της αιολικής και της φωτοβολταϊκής παραγωγής, όπως αυτές ποσοτικοποιούνται μέσω των εμπειρικών συντελεστών I_w και I_{pv} . Όσον αφορά στην περίπτωση απώλειας της θερμικής μονάδας, η ικανότητα άνω πρωτεύουσας ρύθμισης του συστήματος θα πρέπει να επαρκεί ώστε να καλύψει την απώλεια της μονάδας με τη μεγαλύτερη ισχύ εξόδου (παραγωγή και άνω πρωτεύουσα εφεδρεία). Οι απαιτήσεις άνω πρωτεύουσας εφεδρείας δεν είναι προκαθορισμένες αλλά καθορίζονται κατά τη διαδικασία βελτιστοποίησης για κάθε μία ξεχωριστά από τις προηγούμενες δύο περιπτώσεις και ως ανάγκη άνω πρωτεύουσας εφεδρείας του συστήματος ($rr_{t,pr}^{up}$) λαμβάνεται η μεγαλύτερη (23) [27].

$$rr_{t,pr}^{up} = \max \left(\begin{array}{l} \max(P_{u,t} + r_{u,t,pr}^{up}) \\ I_w \cdot (P_{w,t} - X_{w,t}) + I_{pv} \cdot P_{pv,t} \end{array} \right) \quad (23)$$

Αρνητική πρωτεύουσα εφεδρεία διατηρείται ώστε να διαχειρίζονται οι ξαφνικές απώλειες φορτίου και η απότομη αύξηση της αιολικής ή φωτοβολταϊκής παραγωγής. Οι απαιτήσεις αρνητικής πρωτεύουσας εφεδρείας προσδιορίζονται εμπειρικά και λαμβάνονται ίσες με ένα ποσοστό του φορτίου (συνήθως 10-15%) για κάθε ώρα κατανομής.

Δευτερεύουσα άνω και κάτω εφεδρεία διατηρείται ώστε να αντιμετωπίζονται, εντός χρονικού διαστήματος 5 λεπτών, οι μεταβολές που προκύπτουν στην παραγωγή ΑΠΕ αλλά και στο φορτίο.

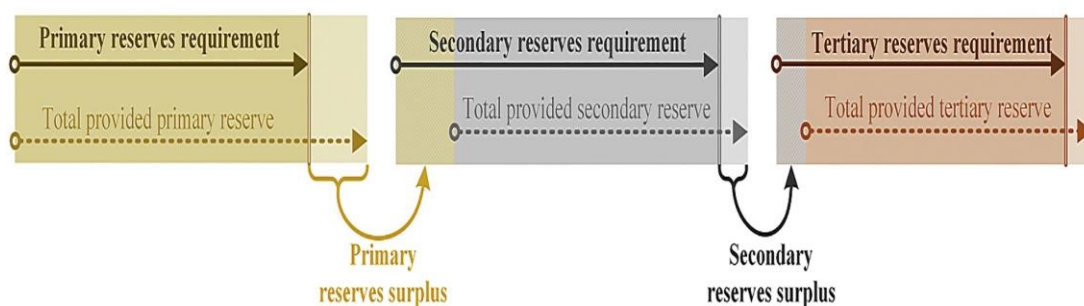
Η τριτεύουσα εφεδρεία εφαρμόζεται σε μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα και αφορά στην διόρθωση των αργών μεταβολών του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ καθώς και των σφαλμάτων πρόγνωσης τους. Διατηρείται μόνο θετική τριτεύουσα εφεδρεία καθώς αρνητικές μεταβολές στο ισοζύγιο ισχύος αντιμετωπίζονται με την παύση λειτουργίας συμβατικών μονάδων ή με την απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ.

Στην παρούσα μελέτη η παροχή εφεδρείας για τις περιπτώσεις που αναφέρθηκαν γίνεται από τις θερμικές μονάδες και από το αποθηκευτικό σύστημα μπαταρίας. Οι σχέσεις (24), (25) και (26) που ακολουθούν εξασφαλίζουν ότι η παρεχόμενη εφεδρεία επαρκεί για την κάλυψη των απαιτήσεων πρωτεύουσας άνω/κάτω, δευτερεύουσας άνω/κάτω και άνω τριτεύουσας, αντίστοιχα. Θεωρείται ότι πραγματοποιείται υποκατάσταση εφεδρείας, δηλαδή το τυχόν πλεόνασμα εφεδρείας ανώτερης βαθμίδας (ως προς τον χρόνο ενεργοποίησης) δύναται να καλύψει ανάγκες κατώτερης. Ο όρος χ στις ακόλουθες σχέσεις αφορά στις παραβάσεις των απαιτήσεων εφεδρείας, σε περιπτώσεις ανεπάρκειας εφεδρείας του συστήματος [7][27].

$$\sum_u (r_{u,t,pr}^{up/dn}) + r_{\xi,t,pr}^{up/dn} + \chi_{t,pr}^{up/dn} \geq rr_{t,pr}^{up/dn} \quad (24)$$

$$\underbrace{\sum_u (r_{u,t,pr}^{up/dn}) + r_{\xi,t,pr}^{up/dn} - rr_{t,pr}^{up/dn}}_{\text{πλεόνασμα πρωτεύουσας}} + \sum_u (r_{u,t,sr}^{up/dn}) + r_{\xi,t,sr}^{up/dn} + \chi_{t,pr}^{up/dn} \geq rr_{t,sr}^{up/dn} \quad (25)$$

$$\underbrace{\sum_u (r_{u,t,pr}^{up} + r_{u,t,sr}^{up}) + (r_{\xi,t,pr}^{up} + r_{\xi,t,sr}^{up}) - (rr_{t,pr}^{up} + rr_{t,sr}^{up})}_{\text{συνολικό πλεόνασμα πρωτεύουσας και δευτερεύουσας}} + \sum_u (r_{u,t,tr}^{up} + r_{u,t,tr-ns}^{up}) + r_{\xi,t,tr}^{up} + \chi_{t,tr}^{up} \geq rr_{t,tr}^{up} \quad (26)$$



Σχήμα 3.1

Διαδικασία υποκατάστασης εφεδρειών [7]

Περικοπές αιολικής παραγωγής

Όπως έχει αναφερθεί στο κεφάλαιο 1, η αιολική παραγωγή στα ΜΔΝ υπόκειται σε περικοπές οι οποίες προκύπτουν από τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου και τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης που καθορίζονται για κάθε ώρα κατανομής κατά τη διάρκεια της βελτιστοποίησης.

- Περιορισμός τεχνικού ελαχίστου (TE)

Εκφράζεται σύμφωνα με τη σχέση (27) και αφορά στη διαθέσιμη παραγωγή που μπορούν να αναλάβουν τα αιολικά, δεδομένης της ελάχιστης δυνατής συμβατικής παραγωγής και της παραγωγής των Φ/Β, αν στο φορτίο συμπεριληφθεί η ενέργεια που απορροφά το αποθηκευτικό σύστημα [27].

$$P_{Wmax,t}^{ML} = P_{L,t} + \min\{\overline{P}_{\xi}^c, \overline{E}_{\xi} - SoC_{\xi,t}\} - P_{pv,t} - \sum_u P_u^{min} \cdot st_{u,t} \quad (27)$$

Στην σχέση (27) με τον όρο \min εκφράζεται η ποσότητα ενέργειας που δύναται να απορροφήσει το αποθηκευτικό σύστημα, η οποία καθορίζεται τόσο από την μέγιστη ικανότητα φόρτισης της μπαταρίας όσο και από την πρότερη στάθμη της αποθηκευμένης ενέργειας.

- Δυναμικός περιορισμός

Η ικανότητα θετικής πρωτεύουσας εφεδρείας του συστήματος πρέπει να επαρκεί για την κάλυψη ξαφνικής απώλειας μέρους της παραγωγής των ΑΠΕ. Δεδομένης της ανάγκης εφεδρείας μέρους της φωτοβολταϊκής παραγωγής, ο δυναμικός περιορισμός της αιολικής παραγωγής προκύπτει από τη σχέση (28) [27].

$$P_{Wmax,t}^D = \frac{\sum_u (R_{u,pr} \cdot st_{u,t}) + R_{\xi}^{up} - I_{pv} \cdot P_{pv,t}}{I_w} \quad (28)$$

Κεφάλαιο 4^ο

Εφαρμογή στο ΣΗΕ της Λέσβου

4.1 Το ΣΗΕ της Λέσβου

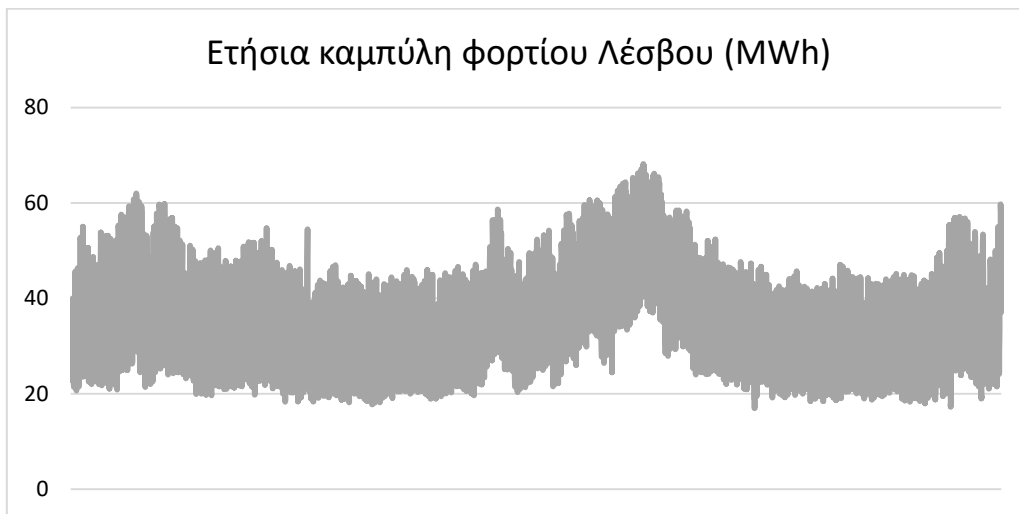
Στην παρούσα εργασία ως πρώτη περίπτωση μελέτης της επίδρασης εγκατάστασης αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης στη λειτουργία των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων, επιλέχτηκε το νησί της Λέσβου. Πρόκειται για αυτόνομο νησιωτικό ηλεκτρικό σύστημα μεσαίου μεγέθους το οποίο για το έτος αναφοράς παρουσιάζει αιχμή ζήτησης 68MW και συντελεστή φορτίου 52%. Στο νησί λειτουργεί ένας τοπικός σταθμός παραγωγής ο οποίος διαθέτει 8 μονάδες μαζούτ και 11 μονάδες ντίζελ. Επιπλέον λειτουργούν δύο αιολικά πάρκα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 17MW ενώ η συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς ανέρχεται στα 10,5MW.

Ορισμένα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.1. Επιπλέον αυτών αναφέρεται ότι η ικανότητα πρωτεύουσας εφεδρείας των συμβατικών μονάδων κυμαίνεται στο 15%-30% της ονομαστικής ισχύος, η ράμπες ανόδου μεταξύ 0,1-0,8MW/min και οι ράμπες καθόδου μεταξύ 0,2-1,5MW/min.

Πίνακας 4.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων ΤΣΠ Λέσβου

Μονάδα	Καύσιμο	Ονομαστική ισχύς P _n (MW)	Τεχνικό ελάχιστο (%P _n)
ICE 1	μαζούτ	10,0	50%
ICE 2	μαζούτ	10,0	50%
ICE 3	μαζούτ	11,0	50%
ICE 4	μαζούτ	11,0	50%
ICE 5	μαζούτ	11,0	50%
ICE 6	μαζούτ	10,0	50%
ICE 7	μαζούτ	11,0	50%
ICE 8	μαζούτ	3,0	50%
GAS	ντίζελ	15,5	32%
H/Z 1-10	ντίζελ	1,5	45%

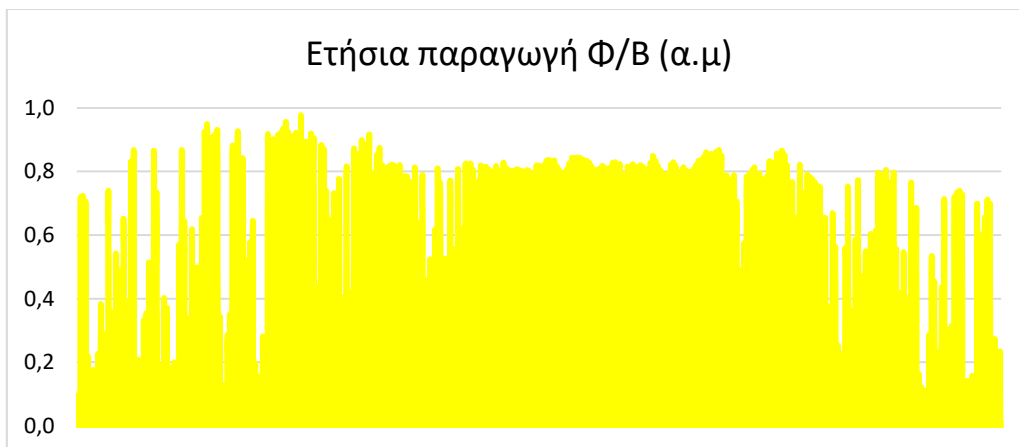
Στα σχήματα που ακολουθούν παρουσιάζονται οι χρονοσειρές της ζήτησης, της αιολικής και της φωτοβολταϊκής παραγωγής για το έτος αναφοράς.



Σχήμα 4.1



Σχήμα 4.2



Σχήμα 4.3

4.2 Διερεύνηση της επίδρασης της ονομαστικής ισχύος της μπαταρίας

Η διερεύνηση της επίδρασης της ονομαστικής ισχύος του αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας στη λειτουργία του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος της Λέσβου πραγματοποιήθηκε για σύστημα μπαταρίας (BESS) ονομαστικής ισχύος 1, 2.5, 5 και 7.5MW και χωρητικότητας 1h.

4.2.1 Βασικό σενάριο

Το βασικό σενάριο περιλαμβάνει τις προσομοιώσεις που έγιναν με δεδομένη την κατά το έτος αναφοράς εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, δηλαδή για 17MW αιολικών και 10,5MW Φ/Β.

4.2.1.1 Τεχνικά αποτελέσματα

Στον Πίνακα 4.2 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που αφορούν στα τεχνικά στοιχεία του συστήματος, στη διαμόρφωση του μείγματος παραγωγής και στη διείσδυση των ΑΠΕ.

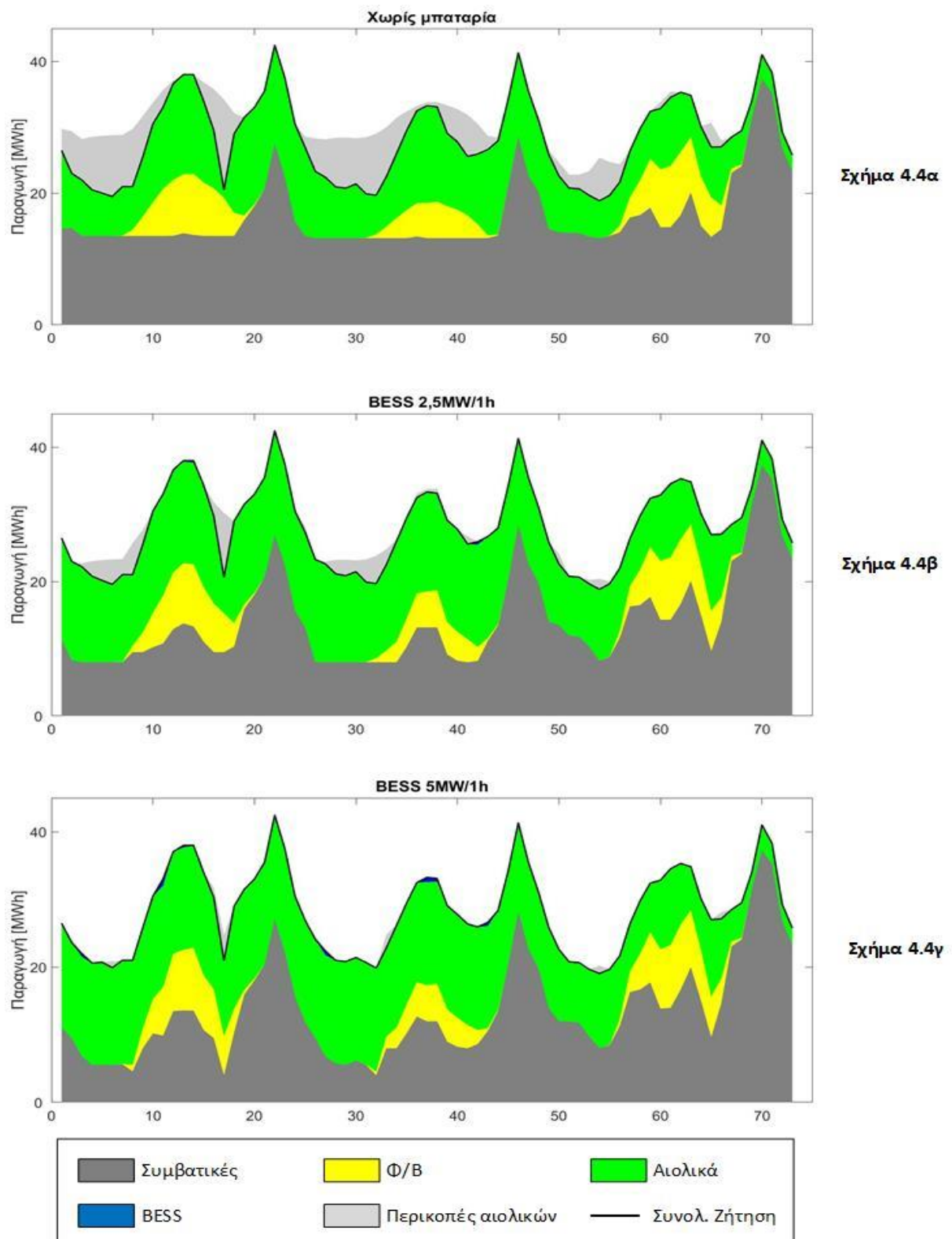
Πίνακας 4.2: Τεχνικά αποτελέσματα – αύξηση ισχύος μπαταρίας (βασικό σενάριο)

	17 MW αιολικών - 10,5MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
ΣΑΩΛ	5504	5840	6281	6940	7454
Επικράτηση περιορισμού ΤΕ (ώρες)	8672	8666	8691	8745	8756
Επικράτηση δυν. περιορισμού (ώρες)	88	94	69	15	4
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	19,48	19,87	20,11	20,23	20,26
Διείσδυση Φ/Β (%)	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54
Διείσδυση αιολικών (%)	13,94	14,33	14,57	14,68	14,72
Περικοπές αιολικών (%)	5,48	2,82	1,22	0,43	0,19
Capacity Factor (%)	29,08	29,90	30,39	30,64	30,71
Μέσο πλήθος θερμικών ανά ώρα	4,99	4,92	4,76	4,50	4,28
Μέση φόρτιση μονάδων (%Pmax)	57,40	58,21	59,64	62,95	66,17
Συμμετοχή θερμικών (%)	80,52	80,13	79,89	79,78	79,76
Συμμετοχή μαζούτ (%)	80,40	80,02	79,85	79,76	79,75
Συμμετοχή ντίζελ (%)	0,1200	0,1079	0,0493	0,0277	0,0071
Συμμετοχή μπαταρίας (%)	0,000	0,010	0,017	0,043	0,086

Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα του Πίνακα 4.2, χωρίς την εγκατάσταση αποθηκευτικού συστήματος, η θερμική παραγωγή καλύπτει το 80,52% της ζήτησης και βασίζεται σχεδόν εξολοκλήρου στη χρησιμοποίηση των μονάδων μαζούτ (80,4%) με τη συμμετοχή των μονάδων ντίζελ να είναι εξαιρετικά περιορισμένη (μόλις 0,12%). Το σύστημα λειτουργεί με σημαντική διείσδυση ΑΠΕ (19,48%), ενώ οι περικοπές των αιολικών περιορίζονται στο 5,48% της συνολικής αιολικής παραγωγής.

Διατηρώντας σταθερή την ισχύ των αιολικών, η εγκατάσταση μπαταρίας επιφέρει μεταβολές στα παραπάνω μεγέθη, οι οποίες ωστόσο δεν είναι ιδιαίτερα δραστικές. Παρατηρείται μικρή αύξηση της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής καθώς εξαλείφονται οι ήδη περιορισμένες περικοπές, ως αποτέλεσμα της χαλάρωσης του τεχνικού και του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης. Η χαλάρωση του τεχνικού περιορισμού προκύπτει αφενός από την είσοδο της ενέργειας φόρτισης (ουσιαστικά αύξηση του φορτίου) στην εξίσωση του τεχνικού περιορισμού και αφετέρου από τη μείωση της συνολικής ελάχιστης θερμικής παραγωγής που προκύπτει από τη μείωση του απαιτούμενου αριθμού ενταγμένων συμβατικών μονάδων ανά ώρα κατανομής. Η χαλάρωση του δυναμικού περιορισμού οφείλεται στην αύξηση της ικανότητας πρωτεύουσας εφεδρείας του συστήματος λόγω της συνεισφοράς της μπαταρίας στην παροχή εφεδρείας. Μάλιστα ο δυναμικός περιορισμός τείνει να επικρατεί όλο και λιγότερο καθώς αυξάνεται η ονομαστική ισχύς της μπαταρίας, γεγονός που φανερώνει τον σημαντικό ρόλο της στην κάλυψη των αναγκών πρωτεύουσας εφεδρείας. Ως επακόλουθο της χαλάρωσης των περιορισμών και της αύξησης της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής, παρατηρείται η αύξηση των ΣΑΩΛ και η βελτίωση του capacity factor. Η συμμετοχή των μονάδων μαζούτ αν και μειώνεται παραμένει αρκετά υψηλή (80,13%-79,76%), ενώ η συμμετοχή των μονάδων ντίζελ σχεδόν μηδενίζεται. Όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα, από την αποκλειστική ουσιαστικά χρήση στη συμβατική παραγωγή μονάδων μαζούτ που παρουσιάζουν σαφώς χαμηλότερο μεταβλητό κόστος έναντι των μονάδων ντίζελ, δεν προκύπτει η ανάγκη για διακίνηση ενέργειας (arbitrage) με αποτέλεσμα η μπαταρία να μην συμμετέχει ουσιαστικά στην κάλυψη του φορτίου παρά μόνο στην παροχή εφεδρείας.

Στα Σχήματα 4.4α-4.4γ παρουσιάζεται το μείγμα παραγωγής ενός τυπικού τριήμερου στο σύστημα της Λέσβου, χωρίς και με εγκατεστημένη μπαταρία.



Σχήμα 4.4

Μείγμα παραγωγής τριών ημερών στη Λέσβο
(α) χωρίς μπαταρία, (β) με μπαταρία 2,5MW/1h και (γ) με μπαταρία 5MW/1h

4.2.1.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία

Ο Πίνακας 4.3 περιλαμβάνει στοιχεία που αφορούν στις απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας και στην κάλυψη αυτών. Αν και θα έπρεπε να σημειώνεται αύξηση των απαιτήσεων λόγω της ενίσχυσης της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής που επιφέρει η εγκατάσταση της μπαταρίας, κάτι τέτοιο δεν εντοπίζεται στις περιπτώσεις ισχύος μπαταρίας 2,5MW και 5MW. Αυτό συμβαίνει διότι στις περιπτώσεις αυτές μειώνεται η εφεδρεία που τηρείται για τη μεγαλύτερη συμβατική μονάδα και η οποία επικρατεί έναντι της εφεδρείας που τηρείται για την παραγωγή ΑΠΕ, λόγω της ένταξης συμβατικών μονάδων με χαμηλότερη ισχύ εξόδου. Όπως ακόμα παρατηρείται, η συμμετοχή της μπαταρίας στην κάλυψη των απαιτήσεων πρωτεύουσας εφεδρείας αυξάνει με την αύξηση της ονομαστικής της ισχύος καλύπτοντας ακόμα και το 62% των απαιτήσεων, γεγονός που συμβάλλει στη μείωση του αριθμού των ενταγμένων θερμικών μονάδων.

Πίνακας 4.3: Πρωτεύουσα εφεδρεία - αύξηση ισχύος μπαταρίας (βασικό σενάριο)

	17 MW αιολικών - 10,5MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
<i>Ετήσιες απαιτήσεις πρωτ.εφεδ. (MWh)</i>	76313	77420	77018	76398	77597
<i>Συμμετοχή μαζούτ (% των απαιτήσεων)</i>	99,78	89,52	75,23	51,71	37,93
<i>Συμμετοχή ντίζελ (% των απαιτήσεων)</i>	0,22	0,23	0,08	0,05	0,01
<i>Συμμετοχή θερμικών (% των απαιτήσεων)</i>	100,00	89,75	75,31	51,75	37,94
<i>Συμμετοχή μπαταρίας (% των απαιτήσεων)</i>	0,00	10,24	24,69	48,25	62,06
<i>Παραβιάσεις απαιτήσεων (%)</i>	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00

4.2.1.3 Οικονομικά αποτελέσματα

Το ετήσιο λειτουργικό κόστος το συστήματος παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.5, αποτελούμενο από το λειτουργικό κόστος των συμβατικών μονάδων, όπως αυτό διαμορφώνεται από όλες τις συνιστώσες (κόστος καυσίμου, κόστος ρύπων, λειτουργικές δαπάνες, κόστος εναύσεων και σβέσεων) καθώς και από το κόστος αμοιβής των ΑΠΕ. Για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων χρησιμοποιήθηκαν τα στοιχεία που αναγράφονται στον Πίνακα 4.4.

Πίνακας 4.4: Στοιχεία κόστους

Τιμή αργού πετρελαίου	60\$/bbl
Κόστος εκπομπών CO ₂	7 €/tn
Λειτουργικές δαπάνες	4,6 €/MWh
Αποζημίωση αιολικών	95 €/MWh
Αποζημίωση Φ/Β	350 €/MWh

Πίνακας 4.5: Οικονομικά αποτελέσματα – αύξηση ισχύος μπαταρίας (βασικό σενάριο)

	17 MW αιολικών - 10,5MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
Κόστος καυσίμου	20.445.554 €	20.271.825 €	20.077.692 €	19.857.335 €	19.695.167 €
Κόστος ρύπων	1.188.094 €	1.178.146 €	1.168.209 €	1.155.730 €	1.146.625 €
Λειτουργικές δαπάνες	1.142.387 €	1.136.845 €	1.133.533 €	1.131.974 €	1.131.613 €
Κόστος εναύσεων	44.652 €	43.626 €	43.448 €	42.099 €	40.082 €
Κόστος σβέσεων	85.579 €	85.294 €	83.323 €	85.265 €	85.620 €
Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής	22.906.266 €	22.715.736 €	22.506.205 €	22.272.404 €	22.099.107 €
Κόστος αιολικών	4.114.564 €	4.230.551 €	4.299.958 €	4.334.313 €	4.344.946 €
Κόστος Φ/Β	6.027.000 €	6.027.000 €	6.027.000 €	6.027.000 €	6.027.000 €
Συνολικό κόστος συστήματος	33.047.830 €	32.973.287 €	32.833.163 €	32.633.718 €	32.471.052 €
Ανηγγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)	91,56	91,24	90,66	89,84	89,17
Ανηγγμένο κόστος συστήματος (€/MWh)	106,36	106,12	105,67	105,02	104,48

Στα αποτελέσματα του παραπάνω πίνακα γίνεται αισθητή η επίδραση της μπαταρίας στη μείωση του κόστους λειτουργίας των θερμικών μονάδων, κυρίως μέσω της μείωσης που παρατηρείται στο κόστος καυσίμου ως επόμενο της, έστω και σε μικρό βαθμό, ελάττωσης της θερμικής παραγωγής, όπως εντοπίζεται νωρίτερα στον Πίνακα 4.2. Η μείωση μάλιστα του κόστους της συμβατικής παραγωγής είναι μεγαλύτερη από την αύξηση του κόστους των αιολικών που επιφέρει η περαιτέρω διεύθυνση της αιολικής παραγωγής για κάθε περίπτωση ονομαστικής ισχύος της μπαταρίας, με αποτέλεσμα το συνολικό κόστος του συστήματος να περιορίζεται. Το κόστος της φωτοβολταϊκής παραγωγής παραμένει ανεπηρέαστο καθώς η μπαταρία δεν επιφέρει αλλαγές στην διεύθυνση των Φ/Β.

4.2.2 Αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ

Έπειτα από τη διερεύνηση για τη δεδομένη εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ του νησιού, τα ίδια σενάρια ισχύος μπαταρίας εξετάστηκαν και σε περιπτώσεις αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών και των Φ/Β. Πιο συγκεκριμένα η εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς αυξήθηκε και παρέμεινε στα 14,4MW ενώ η αιολική στα 21, 25, 29 και 33MW. Σημειώνεται εδώ ότι τα όρια διεύθυνσης της αιολικής και της φωτοβολταϊκής παραγωγής για το σύστημα της Λέσβου είναι 21MW και 14,4MW αντίστοιχα [34].

4.2.2.1 Τεχνικά αποτελέσματα

Η διαμόρφωση του μείγματος παραγωγής που προκύπτει από τον συνδυασμό της αύξησης των ΑΠΕ και της ισχύος της μπαταρίας παρουσιάζεται στους Πίνακες 4.6 και 4.7 που ακολουθούν.

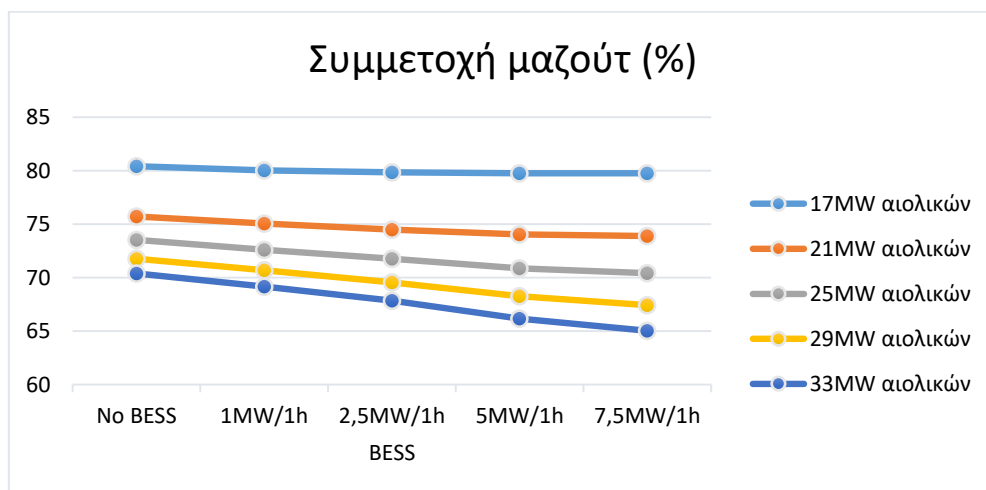
Πίνακας 4.6 : Τεχνικά αποτελέσματα – αύξηση ισχύος μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	21 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β					25 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
ΣΑΩΛ	4643	4958	5416	6088	6596	4085	4362	4787	5436	5933
Επικράτηση περιορισμού ΤΕ (ώρες)	8429	8437	8473	8530	8715	8179	8194	8281	8324	8593
Επικράτηση δυν. περιορισμού (ώρες)	331	323	287	230	45	581	566	479	436	167
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	24,19	24,85	25,47	25,96	26,12	26,38	27,30	28,20	29,12	29,61
Διείσδυση Φ/Β (%)	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60
Διείσδυση αιολικών (%)	16,59	17,25	17,87	18,36	18,52	18,78	19,69	20,60	21,52	22,01
Περικοπές αιολικών (%)	11,13	7,57	4,24	1,62	0,77	16,83	12,77	8,76	4,69	2,52
Capacity Factor	28,01	29,14	30,19	31,01	31,28	26,64	27,94	29,23	30,53	31,22
Μέσο πλήθος θερμικών ανά ώρα	4,77	4,71	4,54	4,28	4,08	4,68	4,61	4,42	4,16	3,93
Μέση φόρτιση μονάδων (%Pmax)	55,94	56,56	57,99	60,97	63,63	55,36	55,78	57,09	59,86	62,26
Συμμετοχή θερμικών (%)	75,81	75,15	74,54	74,05	73,90	73,62	72,71	71,81	70,90	70,42
Συμμετοχή μαζούτ (%)	75,72	75,06	74,49	74,03	73,90	73,54	72,61	71,77	70,87	70,41
Συμμετοχή ντίζελ (%)	0,0921	0,0919	0,0461	0,0247	0,0094	0,0858	0,0996	0,0437	0,0263	0,0139
Συμμετοχή μπαταρίας (%)	0,000	0,014	0,031	0,055	0,104	0,000	0,021	0,044	0,071	0,128

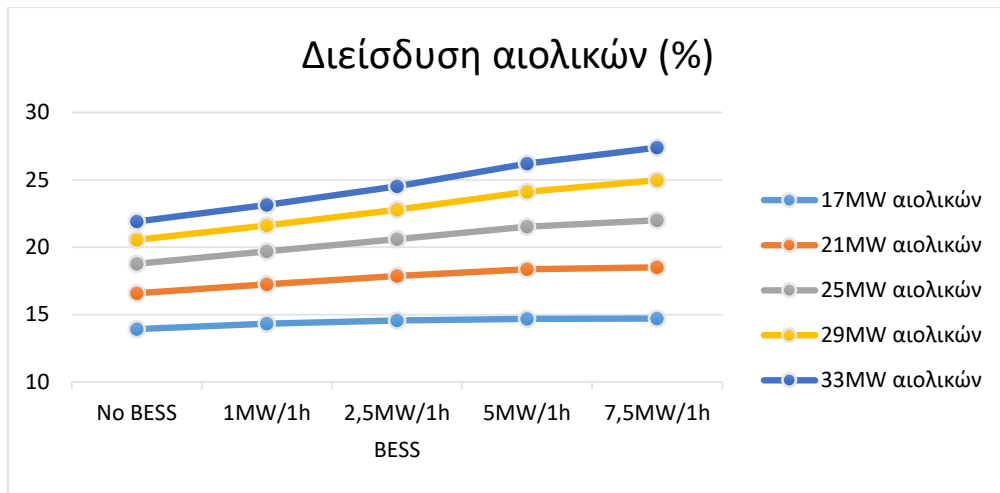
Πίνακας 4.7: Τεχνικά αποτελέσματα – αύξηση ισχύος μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	29 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β					33 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
ΣΑΩΛ	3624	3890	4253	4839	5344	3249	3474	3831	4348	4816
Επικράτηση περιορισμού ΤΕ (ώρες)	8001	8002	8071	8149	8437	7855	7854	7930	7978	8300
Επικράτηση δυν. περιορισμού (ώρες)	759	758	689	611	323	905	906	830	782	460
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	28,15	29,23	30,40	31,72	32,59	29,52	30,74	32,14	33,82	35,00
Διείσδυση Φ/Β (%)	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60
Διείσδυση αιολικών (%)	20,55	21,63	22,80	24,12	24,99	21,92	23,14	24,53	26,22	27,40
Περικοπές αιολικών (%)	22,42	18,35	13,94	8,95	5,69	27,91	23,91	19,31	13,79	9,90
Capacity Factor	25,14	26,46	27,89	29,50	30,56	23,56	24,87	26,37	28,18	29,45
Μέσο πλήθος θερμικών ανά ώρα	4,61	4,53	4,33	4,07	3,81	4,55	4,49	4,24	4,00	3,72
Μέση φόρτιση μονάδων (%Pmax)	54,79	55,25	56,26	58,74	61,07	54,38	54,66	55,86	57,93	60,24
Συμμετοχή θερμικών (%)	71,85	70,76	69,61	68,30	67,45	70,48	69,26	67,88	66,21	65,04
Συμμετοχή μαζούτ (%)	71,76	70,68	69,57	68,28	67,43	70,39	69,16	67,84	66,18	65,03
Συμμετοχή ντίζελ (%)	0,0853	0,0794	0,0461	0,0246	0,0166	0,0868	0,1020	0,0422	0,0265	0,0107
Συμμετοχή μπαταρίας (%)	0,000	0,024	0,055	0,086	0,141	0,000	0,027	0,060	0,099	0,156

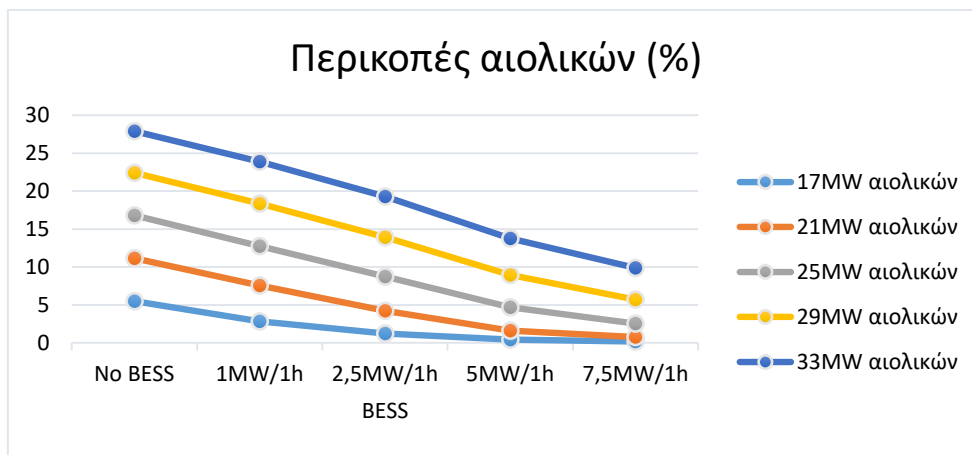
Όπως φαίνεται στα αποτελέσματα, ενώ η πορεία της μεταβολής των διαφόρων μεγεθών παραμένει ίδια με αυτή που περιγράφηκε στην ενότητα 4.2.1.1 του βασικού σεναρίου, η επίδραση της μπαταρίας γίνεται σαφώς εντονότερη όταν συνδυάζεται με αύξηση της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής, επιτυγχάνοντας σε κάθε περίπτωση μείωση των περικοπών και αύξησης της διείσδυσης των αιολικών. Ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ μεταξύ του 24% και του 35% δύναται να επιτευχθούν με κατάλληλο συνδυασμό αύξησης της ισχύος της μπαταρίας και των εγκατεστημένων αιολικών. Η μείωση της συμβατικής παραγωγής όπως αυτή εκφράζεται μέσα από τη μείωση της συμμετοχής των μονάδων μαζούτ στην ηλεκτροπαραγωγή και η αύξηση της διείσδυσης των αιολικών απεικονίζονται στο Σχήμα 4.5 και 4.6 αντίστοιχα, ενώ στο Σχήμα 4.7 απεικονίζονται οι περικοπές της αιολικής παραγωγής. Για λόγους πληρότητας στα διαγράμματα περιλαμβάνεται και το βασικό σενάριο (17MW αιολικών – 10,5MW Φ/Β).



Σχήμα 4.5



Σχήμα 4.6



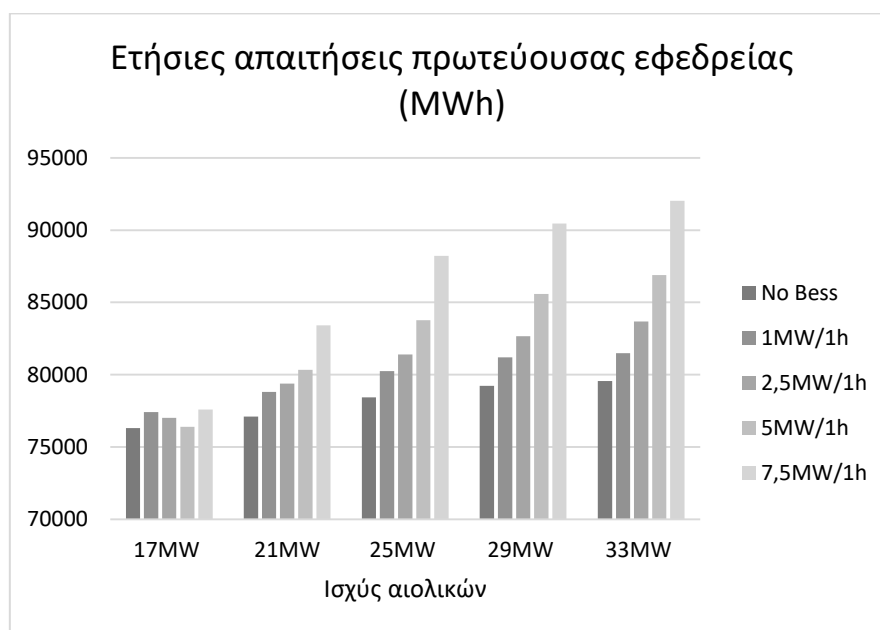
Σχήμα 4.7

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.7, η μείωση των περικοπών είναι σημαντικότερη στις περιπτώσεις μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύς αιολικών, γεγονός που αναδεικνύει τη χρησιμότητα της μπαταρίας στην ενίσχυση της αιολικής διείσδυσης. Είναι σημαντικό ότι για αυξανόμενη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, η επιλογή συστήματος αποθήκευσης μπαταρίας κατάλληλης ονομαστικής ισχύος δύναται να διατηρήσει τις περικοπές στο ίδιο επίπεδο. Αυτό φαίνεται από το Σχήμα 4.7, όπου για αύξηση 4, 8 και 12 MW στην αιολική ισχύ είναι εφικτό να διατηρηθούν οι περικοπές στο επίπεδο του 5% με αύξηση της ισχύος της μπαταρίας αντίστοιχα κατά 2.5, 5 και 7.5 MW. Επιβεβαιώνεται επομένως και σε αυτή την περίπτωση ο εμπειρικός κανόνας που προτείνεται στη μελέτη [27], σύμφωνα με τον οποίο εάν ο λόγος της ονομαστικής ισχύος της μπαταρίας προς την πρόσθετη εγκατάσταση αιολικής ισχύ προσεγγίζει το 1:2, οι περικοπές της αιολικής παραγωγής παραμένουν στο ίδιο επίπεδο.

4.2.2.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία

Τα δεδομένα που προέκυψαν από τις προσομοιώσεις του συστήματος για τις περιπτώσεις αύξησης της εγκατεστημένης ισχύς των αιολικών και αφορούν στις εφεδρείες παρουσιάζονται στους Πίνακες 4.8 και 4.9 που ακολουθούν.

Όπως αναμένεται, η σημαντική ενίσχυση της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής που προκαλεί η εγκατάσταση αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας, επιφέρει αύξηση και στις απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας του συστήματος οι οποίες τείνουν να μεγαλώνουν καθώς εγκαθίσταται περισσότερη ισχύς αιολικών (Σχήμα 4.8). Από τα στοιχεία του Πίνακα 4.8 και 4.9 εντοπίζεται ότι για δεδομένη ισχύ μπαταρίας, σε όλες τις περιπτώσεις εγκατεστημένης ισχύος αιολικών, το ποσοστό συμμετοχής της στην κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρείας παραμένει στο ίδιο επίπεδο.



Σχήμα 4.8

Πίνακας 4.8: Πρωτεύουσα εφεδρεία - αύξηση ισχύος μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	21 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β					25 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
Ετήσιες απαιτήσεις πρωτ.εφεδ. (MWh)	77093	78798	79384	80328	83419	78434	80245	81401	83763	88218
Συμμετοχή μαζούτ (% των απαιτήσεων)	99,84	89,86	75,68	53,68	40,39	99,85	90,05	76,25	54,74	41,31
Συμμετοχή ντίζελ (% των απαιτήσεων)	0,16	0,19	0,07	0,04	0,02	0,15	0,20	0,07	0,04	0,02
Συμμετοχή θερμικών (% των απαιτήσεων)	100,00	90,05	75,75	53,72	40,40	100,00	90,25	76,32	54,78	41,33
Συμμετοχή μπαταρίας (% των απαιτήσεων)	0,00	9,94	24,25	46,28	59,60	0,00	9,73	23,68	45,20	58,67
Παραβιάσεις απαιτήσεων (%)	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,00

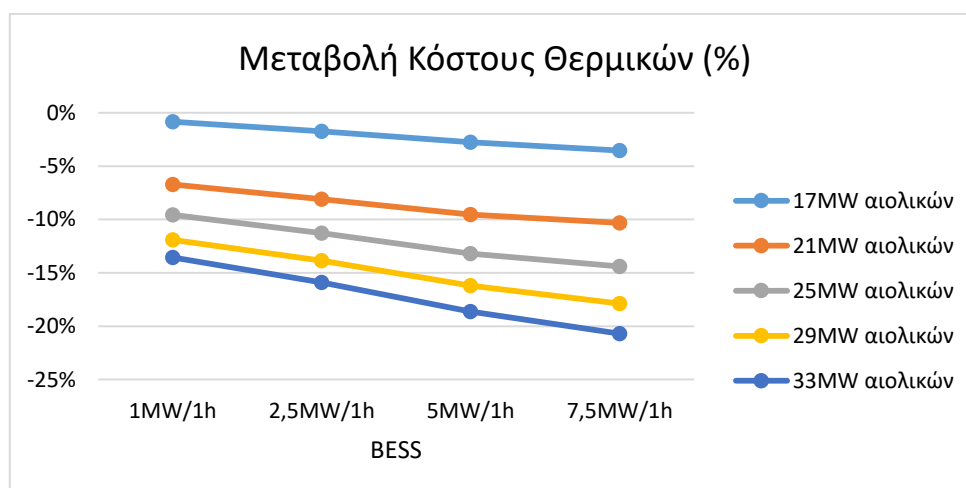
Πίνακας 4.9: Πρωτεύουσα εφεδρεία - αύξηση ισχύος μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	29 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β					33 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
Ετήσιες απαιτήσεις πρωτ.εφεδ. (MWh)	79231	81198	82662	85579	90457	79570	81484	83675	86901	92038
Συμμετοχή μαζούτ (% των απαιτήσεων)	99,86	90,26	76,45	55,11	41,69	99,85	90,34	76,63	55,56	41,76
Συμμετοχή ντίζελ (% των απαιτήσεων)	0,14	0,15	0,09	0,04	0,03	0,14	0,17	0,08	0,04	0,02
Συμμετοχή θερμικών (% των απαιτήσεων)	100,00	90,40	76,54	55,15	41,72	99,99	90,51	76,71	55,60	41,78
Συμμετοχή μπαταρίας (% των απαιτήσεων)	0,00	9,58	23,45	44,82	58,28	0,00	9,46	23,28	44,37	58,22
Παραβιάσεις απαιτήσεων (%)	0,00	0,02	0,01	0,03	0,00	0,01	0,02	0,01	0,04	0,00

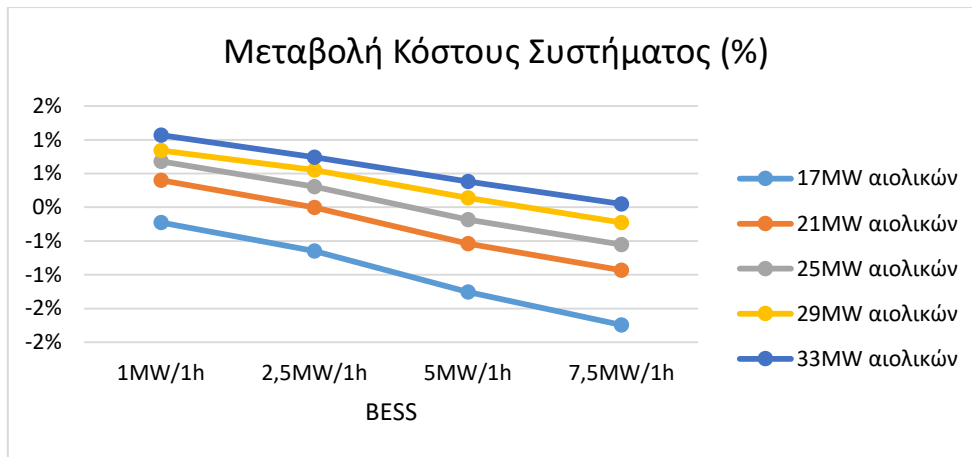
4.2.2.3 Οικονομικά αποτελέσματα

Για την εξαγωγή των οικονομικών αποτελεσμάτων του συστήματος στις περιπτώσεις αύξησης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, θεωρήθηκαν νέες τιμές αμοιβής της πρόσθετης αιολικής ενέργειας που εγχέεται στο σύστημα. Συγκεκριμένα οι νέες αμοιβές ορίστηκαν στα 98€/MWh για τα αιολικά και στα 104€/MWh για τα Φ/Β.

Όπως φαίνεται στα αποτελέσματα του Πίνακα 4.10 και 4.11, η οικονομική επίδραση της μπαταρίας στη λειτουργία του συστήματος είναι σαφώς πιο σημαντική στις περιπτώσεις αύξησης της ισχύος των αιολικών. Το κόστος της θερμικής παραγωγής δύναται να μειωθεί από 6,7% έως και 20,7% (στο βασικό σενάριο οι μειώσεις περιορίζονταν στο 0,8%-3,5%) εμφανίζοντας, μεταξύ των σεναρίων αιολικής ισχύος, πιο δραστική μείωση στις υψηλότερες ισχύς μπαταρίας (Σχήμα 4.9). Όσον αφορά στο κόστος συστήματος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.10, δεν παρουσιάζει πάντα μείωση καθώς σε αρκετές περιπτώσεις η αύξηση του κόστους της αιολικής παραγωγής είναι μεγαλύτερη από τη μείωση του κόστους των θερμικών μονάδων με αποτέλεσμα το συνολικό κόστος του συστήματος να παρουσιάζει οριακή αύξηση.

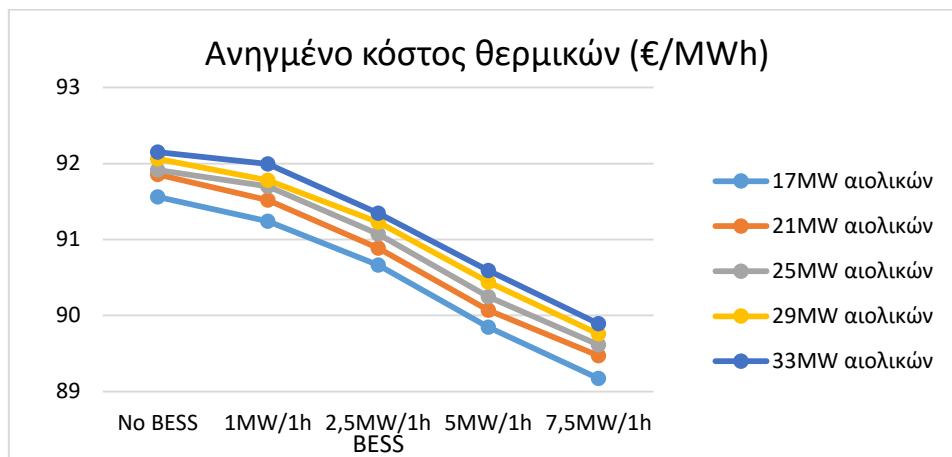


Σχήμα 4.9

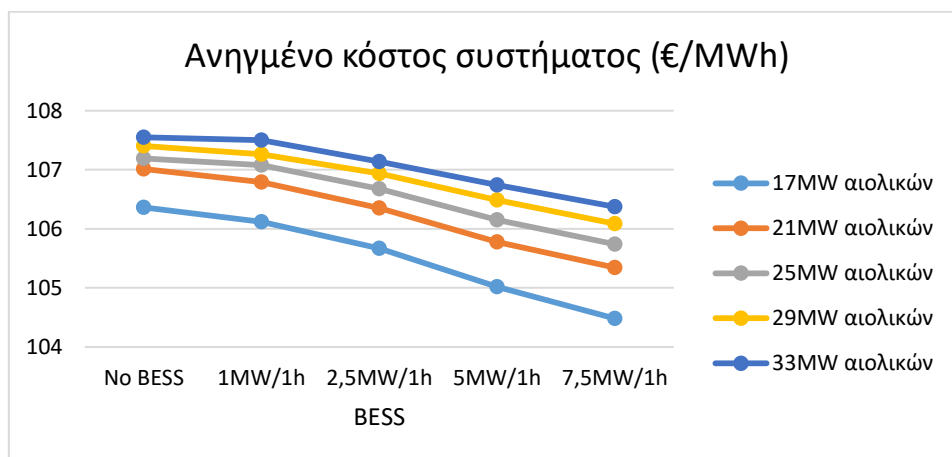


Σχήμα 4.10

Το ανηγμένο κόστος των θερμικών μονάδων και του συστήματος απεικονίζονται στα Σχήματα 4.11 και 4.12 αντίστοιχα.



Σχήμα 4.11



Σχήμα 4.12

Πίνακας 4.10: Οικονομικά αποτελέσματα – αύξηση ισχύος μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	21 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β					25 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
<i>Κόστος καυσίμου</i>	19.302.592 €	19.059.333 €	18.765.589 €	18.465.482 €	18.298.763 €	18.754.358 €	18.477.134 €	18.108.595 €	17.708.317 €	17.457.551 €
<i>Κόστος ρύπων</i>	1.121.973 €	1.107.902 €	1.091.863 €	1.074.739 €	1.065.282 €	1.090.214 €	1.073.847 €	1.053.648 €	1.030.626 €	1.016.228 €
<i>Λειτουργικές δαπάνες</i>	1.075.642 €	1.066.184 €	1.057.505 €	1.050.666 €	1.048.551 €	1.044.525 €	1.031.603 €	1.018.826 €	1.005.899 €	999.154 €
<i>Κόστος εναύσεων</i>	46.802 €	47.617 €	46.523 €	45.354 €	44.769 €	46.664 €	46.235 €	46.922 €	46.834 €	45.818 €
<i>Κόστος σβάσεων</i>	90.530 €	87.389 €	86.701 €	88.448 €	88.129 €	89.284 €	88.287 €	91.661 €	88.577 €	89.841 €
<i>Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής</i>	21.637.540 €	21.368.426 €	21.048.181 €	20.724.689 €	20.545.494 €	21.025.045 €	20.717.105 €	20.319.652 €	19.880.253 €	19.608.593 €
<i>Κόστος αιολικών</i>	4.920.225 €	5.119.054 €	5.305.991 €	5.453.457 €	5.502.142 €	5.588.076 €	5.863.365 €	6.137.045 €	6.415.413 €	6.564.288 €
<i>Κόστος Φ/Β</i>	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €
<i>Συνολικό κόστος συστήματος</i>	33.249.949 €	33.179.664 €	33.046.356 €	32.870.330 €	32.739.820 €	33.305.305 €	33.272.655 €	33.148.881 €	32.987.850 €	32.865.066 €
<i>Ανηγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)</i>	91,85	91,52	90,88	90,07	89,47	91,91	91,70	91,07	90,25	89,61
<i>Ανηγμένο κόστος συστήματος (€/MW)</i>	107,01	106,79	106,35	105,78	105,34	107,19	107,08	106,67	106,15	105,74

Πίνακας 4.11: Οικονομικά αποτελέσματα – αύξηση ισχύος μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	29 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β					33 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h	No BESS	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
<i>Κόστος καυσίμου</i>	18.329.885 €	17.991.513 €	17.583.280 €	17.089.024 €	16.738.474 €	17.998.087 €	17.646.652 €	17.163.806 €	16.589.918 €	16.160.986 €
<i>Κόστος ρύπων</i>	1.065.390 €	1.046.052 €	1.022.907 €	994.597 €	974.315 €	1.046.046 €	1.025.691 €	998.548 €	965.505 €	940.788 €
<i>Λειτουργικές δαπάνες</i>	1.019.341 €	1.003.981 €	987.670 €	969.038 €	956.954 €	999.960 €	982.670 €	963.071 €	939.367 €	922.800 €
<i>Κόστος εναύσεων</i>	46.786 €	47.851 €	47.851 €	48.335 €	47.531 €	46.118 €	49.737 €	48.066 €	49.351 €	47.994 €
<i>Κόστος σβέσεων</i>	89.570 €	90.363 €	90.363 €	92.230 €	92.955 €	89.963 €	93.011 €	92.763 €	92.376 €	93.530 €
<i>Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής</i>	20.550.972 €	20.179.759 €	19.732.071 €	19.193.224 €	18.810.229 €	20.180.173 €	19.797.760 €	19.266.253 €	18.636.516 €	18.166.100 €
<i>Κόστος αιολικών</i>	6.128.569 €	6.453.405 €	6.806.632 €	7.207.784 €	7.470.951 €	6.544.522 €	6.911.707 €	7.334.996 €	7.845.594 €	8.205.118 €
<i>Κόστος Φ/Β</i>	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €
<i>Συνολικό κόστος συστήματος</i>	33.371.725 €	33.325.349 €	33.230.887 €	33.093.192 €	32.973.364 €	33.416.879 €	33.401.651 €	33.293.433 €	33.174.294 €	33.063.402 €
<i>Ανηγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)</i>	92,06	91,78	91,23	90,44	89,76	92,15	91,99	91,35	90,59	89,89
<i>Ανηγμένο κόστος συστήματος (€/MWh)</i>	107,40	107,26	106,94	106,48	106,08	107,55	107,50	107,14	106,74	106,37

4.3 Διερεύνηση της επίδρασης της χωρητικότητας της μπαταρίας

Για την διερεύνηση της επίδρασης της χωρητικότητας της μπαταρίας μελετήθηκε η περίπτωση αύξησης της χωρητικότητας της μπαταρίας των 5MW/1h σε 2h και 4h για τις περιπτώσεις του βασικού σεναρίου και της αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ όπως νωρίτερα.

4.3.1 Βασικό σενάριο

4.3.1.1 Τεχνικά αποτελέσματα

Η αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας 5MW/1h σε 2h και 4h δεν προκαλεί αισθητές μεταβολές, όπως φαίνεται από τα δεδομένα του Πίνακα 4.12. Η αιολική διείσδυση δεν σημειώνει ουσιαστική μεταβολή καθώς και σε αυτή την περίπτωση ο ρόλος της μπαταρίας περιορίζεται στην κάλυψη των εφεδρειών, λειτουργία που εξαρτάται από την ικανότητα ισχύος και όχι χωρητικότητας, ωστόσο η μικρή αύξηση που παρατηρείται οφείλεται στην περεταίρω χαλάρωση του τεχνικού περιορισμού.

Πίνακας 4.12: Τεχνικά αποτελέσματα – αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (βασικό σενάριο)

	17 MW αιολικών – 10,5MW Φ/Β		
	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h
ΣΑΩΛ	6940	7850	7929
Επικράτηση περιορισμού TE (ώρες)	8745	8622	8602
Επικράτηση δυν. περιορισμού (ώρες)	15	138	158
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	20,23	20,27	20,29
Διείσδυση Φ/Β (%)	5,54	5,54	5,54
Διείσδυση αιολικών (%)	14,68	14,73	14,75
Περικοπές αιολικών (%)	0,43	0,13	0,01
Capacity Factor	30,64	30,73	30,77
Μέσο πλήθος θερμικών ανά ώρα	4,50	4,51	4,52
Μέση φόρτιση μονάδων (%P _{max})	62,95	62,75	62,79
Συμμετοχή θερμικών (%)	79,785	79,784	79,828
Συμμετοχή μαζούτ (%)	79,757	79,756	79,801
Συμμετοχή ντίζελ (%)	0,028	0,029	0,027
Συμμετοχή μπαταρίας (%)	0,043	0,225	0,473

4.3.1.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία

Όπως αναμένεται η αύξηση της χωρητικότητας δεν επιφέρει αλλαγές στο ποσοστό συμμετοχής της μπαταρίας στην κάλυψη της πρωτεύουσας εφεδρείας, ενώ η μείωση των απαιτήσεων πρωτεύουσας που παρατηρείται οφείλεται στην ελάττωση των απαιτήσεων εφεδρείας μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας.

Πίνακας 4.13: Πρωτεύουσα εφεδρεία - αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (βασικό σενάριο)

	17 MW αιολικών – 10,5MW Φ/Β		
	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h
Ετήσιες απαιτήσεις πρωτ.εφεδ. (MWh)	76398	75810	74614
Συμμετοχή μαζούτ (% των απαιτήσεων)	51,71	51,32	51,51
Συμμετοχή ντίζελ (% των απαιτήσεων)	0,05	0,05	0,05
Συμμετοχή θερμικών (% των απαιτήσεων)	51,75	51,38	51,56
Συμμετοχή μπαταρίας (% των απαιτήσεων)	48,25	48,62	48,44
Παραβιάσεις απαιτήσεων (%)	0,00	0,00	0,00

4.3.1.3 Οικονομικά αποτελέσματα

Ο Πίνακας 4.14 περιλαμβάνει τα λειτουργικά κόστη του συστήματος όπως προέκυψαν από την αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Όπως φαίνεται, δεν παρατηρούνται ουσιαστικές μεταβολές αφού δεν παρατηρήθηκαν τροποποιήσεις στο μείγμα παραγωγής.

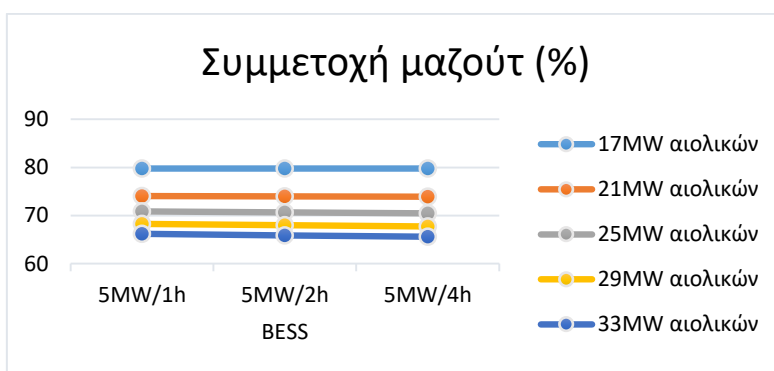
Πίνακας 4.14: Οικονομικά αποτελέσματα – αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (βασικό σενάριο)

	17 MW αιολικών - 10,5MW Φ/Β		
	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h
Κόστος καυσίμου	19.857.335 €	19.872.630 €	19.876.011 €
Κόστος ρύπων	1.155.730 €	1.156.604 €	1.156.822 €
Λειτουργικές δαπάνες	1.131.974 €	1.131.967 €	1.132.594 €
Κόστος εναύσεων	42.099 €	41.207 €	41.373 €
Κόστος σθέσεων	85.265 €	86.137 €	85.299 €
Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής	22.272.404 €	22.288.546 €	22.292.099 €
Κόστος αιολικών	4.334.313 €	4.347.670 €	4.352.507 €
Κόστος Φ/Β	6.027.000 €	6.027.000 €	6.027.000 €
Συνολικό κόστος συστήματος	32.633.718 €	32.663.216 €	32.671.606 €
Ανηγγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)	89,84	89,91	89,87
Ανηγγμένο κόστος συστήματος (€/MWh)	105,02	105,07	105,03

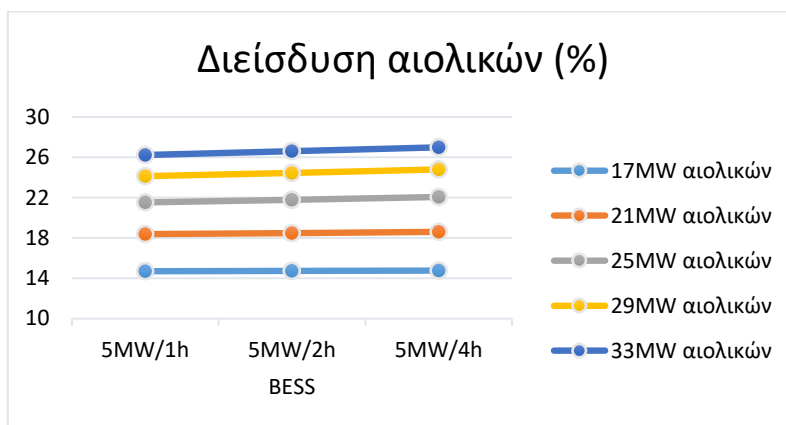
4.3.2 Αύξηση εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ

4.3.2.1 Τεχνικά αποτελέσματα

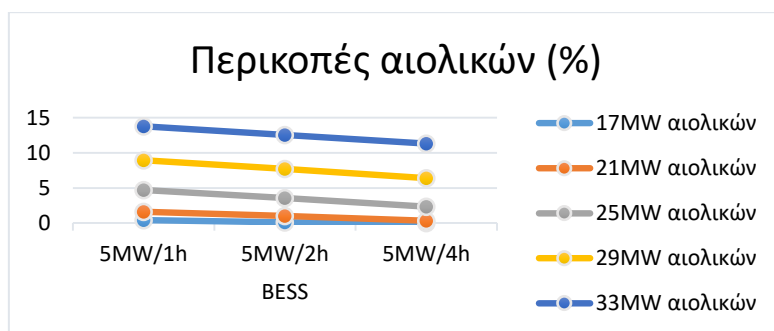
Ακόμα και στην περίπτωση εγκατάστασης επιπλέον αιολικής ισχύος, η αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας δεν δείχνει να επιφέρει κάποια αξιοσημείωτη μεταβολή όπως φαίνεται στα Σχήματα 4.13 έως 4.15, γεγονός που σημαίνει ότι η μπαταρία δεν δύναται να συμμετάσχει σε λειτουργίες ενέργειας, τουλάχιστον για τα μεγέθη χωρητικότητας που εξετάστηκαν. Τα αναλυτικά στοιχεία που προέκυψαν από τις προσομοιώσεις του συστήματος παρουσιάζονται στους Πίνακες 4.15 και 4.16.



Σχήμα 4.13



Σχήμα 4.14



Σχήμα 4.15

Πίνακας 4.15: Τεχνικά αποτελέσματα – αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	21 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β			25 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β		
	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h
ΣΑΩΛ	6088	7011	7132	5436	6266	6380
Επικράτηση περιορισμού ΤΕ (ώρες)	8530	8289	8154	8324	8017	7859
Επικράτηση δυν. περιορισμού (ώρες)	230	471	606	436	743	901
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	25,96	26,07	26,20	29,12	29,38	29,65
Διείσδυση Φ/Β (%)	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60
Διείσδυση αιολικών (%)	18,36	18,47	18,60	21,52	21,78	22,05
Περικοπές αιολικών (%)	1,62	1,02	0,34	4,69	3,55	2,35
Capacity Factor	31,01	31,20	31,41	30,53	30,89	31,28
Μέσο πλήθος θερμικών ανά ώρα	4,279	4,293	4,296	4,164	4,170	4,174
Μέση φόρτιση μονάδων (%Pmax)	60,97	60,61	60,58	59,86	59,50	59,18
Συμμετοχή θερμικών (%)	74,054	73,996	73,927	70,899	70,702	70,498
Συμμετοχή μαζούτ (%)	74,029	73,971	73,899	70,872	70,682	70,474
Συμμετοχή ντίζελ (%)	0,025	0,025	0,028	0,026	0,020	0,024
Συμμετοχή μπαταρίας (%)	0,000	0,055	0,104	0,000	0,021	0,128

Πίνακας 4.16: Τεχνικά αποτελέσματα – αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	29 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β			33 MW αιολικών - 14,4MW Φ/Β		
	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h
ΣΑΩΛ	4839	5557	5651	4348	4976	5056
Επικράτηση περιορισμού ΤΕ (ώρες)	8149	7841	7663	7978	7668	7489
Επικράτηση δυν. περιορισμού (ώρες)	611	919	1097	782	1092	1271
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	31,72	32,06	32,41	33,82	34,19	34,58
Διείσδυση Φ/Β (%)	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60
Διείσδυση αιολικών (%)	24,12	24,46	24,80	26,22	26,59	26,98
Περικοπές αιολικών (%)	8,95	7,69	6,37	13,79	12,54	11,30
Capacity Factor	29,50	29,91	30,34	28,18	28,58	29,00
Μέσο πλήθος θερμικών ανά ώρα	4,066	4,066	4,057	3,995	3,974	3,966
Μέση φόρτιση μονάδων (%Pmax)	58,74	58,41	58,13	57,93	57,85	57,63
Συμμετοχή θερμικών (%)	68,301	68,035	67,760	66,209	65,903	65,598
Συμμετοχή μαζούτ (%)	68,276	68,005	67,738	66,183	65,878	65,578
Συμμετοχή ντίζελ (%)	0,025	0,029	0,022	0,027	0,024	0,020
Συμμετοχή μπαταρίας (%)	0,086	0,363	0,669	0,099	0,388	0,656

4.3.2.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία

Χωρίς αξιοσημείωτες μεταβολές παραμένουν και τα δεδομένα που αφορούν στην πρωτεύουσα εφεδρεία (Πίνακας 4.17 και 4.18).

Πίνακας 4.17: Πρωτεύουσα εφεδρεία – αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	21 MW αιολικών–14,4 MW Φ/Β			25 MW αιολικών–14,4 MW Φ/Β		
	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h
Ετήσιες απαιτήσεις πρωτ.εφεδ.(MWh)	80328	80468	79449	83763	84151	84079
Συμμετοχή μαζούτ (% των απαιτήσεων)	53,68	53,71	53,78	54,74	54,38	54,46
Συμμετοχή ντίζελ (% των απαιτήσεων)	0,04	0,04	0,05	0,04	0,03	0,04
Συμμετοχή θερμικών (% των απαιτήσεων)	53,72	53,75	53,82	54,78	54,41	54,50
Συμμετοχή μπαταρίας (% των απαιτήσεων)	46,28	46,24	46,18	45,20	45,56	45,47
Παραβιάσεις απαιτήσεων (%)	0,00	0,01	0,00	0,02	0,03	0,03
	29 MW αιολικών–14,4 MW Φ/Β			33 MW αιολικών–14,4 MW Φ/Β		
	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h
Ετήσιες απαιτήσεις πρωτ.εφεδ.(MWh)	85579	86217	86481	86901	87536	87730
Συμμετοχή μαζούτ (% των απαιτήσεων)	55,11	54,96	54,81	55,56	55,07	55,15
Συμμετοχή ντίζελ (% των απαιτήσεων)	0,04	0,05	0,03	0,04	0,04	0,03
Συμμετοχή θερμικών (% των απαιτήσεων)	55,15	55,00	54,85	55,60	55,11	55,18
Συμμετοχή μπαταρίας (% των απαιτήσεων)	44,82	44,91	45,06	44,37	44,78	44,63
Παραβιάσεις απαιτήσεων (%)	0,03	0,08	0,09	0,04	0,11	0,19

4.3.2.3 Οικονομικά αποτελέσματα

Η αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας των 5MW δεν επηρέασε ουσιαστικά το μείγμα παραγωγής, οπότε δεν παρατηρούνται σημαντικές μεταβολές στο κόστος λειτουργίας του συστήματος, όπως διαπιστώνεται από τους Πίνακες 4.18 και 4.19.

Πίνακας 4.18: Οικονομικά αποτελέσματα – αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	21 MW αιολικών – 14,4 MW Φ/Β			25 MW αιολικών – 14,4 MW Φ/Β		
	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h
<i>Κόστος καυσίμου</i>	18.465.482 €	18.466.339 €	18.451.401 €	17.708.317 €	17.673.555 €	17.632.104 €
<i>Κόστος τύπων</i>	1.074.739 €	1.074.785 €	1.073.861 €	1.030.626 €	1.028.700 €	1.026.226 €
<i>Λειτουργικές δαπάνες</i>	1.050.666 €	1.049.844 €	1.048.869 €	1.005.899 €	1.003.115 €	1.000.220 €
<i>Κόστος εναύσεων</i>	45.354 €	45.955 €	44.557 €	46.834 €	47.939 €	46.215 €
<i>Κόστος σβέσεων</i>	88.448 €	86.906 €	83.744 €	88.577 €	89.849 €	89.404 €
<i>Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής</i>	20.724.689 €	20.723.830 €	20.702.433 €	19.880.253 €	19.843.158 €	19.794.169 €
<i>Κόστος αιολικών</i>	5.453.457 €	5.487.356 €	5.525.989 €	6.415.413 €	6.493.270 €	6.575.631 €
<i>Κόστος Φ/Β</i>	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €
<i>Συνολικό κόστος συστήματος</i>	32.870.330 €	32.903.370 €	32.920.607 €	32.987.850 €	33.028.612 €	33.061.984 €
<i>Ανηγγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)</i>	90,07	90,14	90,13	90,25	90,33	90,36
<i>Ανηγγμένο κόστος συστήματος (€/MWh)</i>	105,78	105,82	105,82	106,15	106,22	106,25

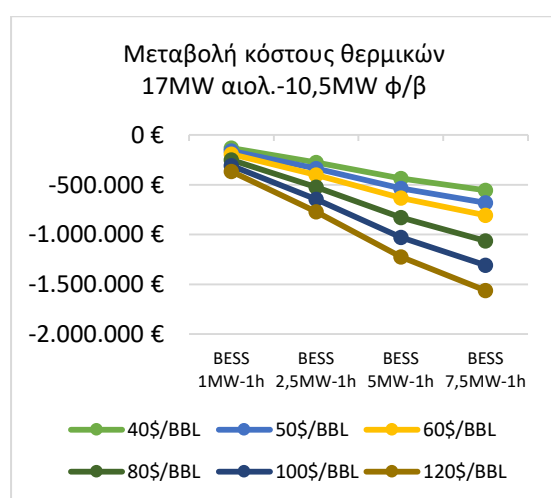
Πίνακας 4.19: Οικονομικά αποτελέσματα – αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	29 MW αιολικών – 14,4 MW Φ/Β			33 MW αιολικών – 14,4 MW Φ/Β		
	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h	BESS 5MW/1h	BESS 5MW/2h	BESS 5MW/4h
<i>Κόστος καυσίμου</i>	17.089.024 €	17.040.330 €	16.979.756 €	16.589.918 €	16.516.360 €	16.448.019 €
<i>Κόστος ρύπων</i>	994.597 €	991.683 €	988.278 €	965.505 €	961.256 €	957.343 €
<i>Λειτουργικές δαπάνες</i>	969.038 €	965.266 €	961.373 €	939.367 €	935.016 €	930.697 €
<i>Κόστος εναύσεων</i>	48.335 €	48.340 €	49.036 €	49.351 €	48.636 €	48.534 €
<i>Κόστος σβέσεων</i>	92.230 €	91.583 €	93.768 €	92.376 €	92.977 €	94.276 €
<i>Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής</i>	19.193.224 €	19.137.202 €	19.072.211 €	18.636.516 €	18.554.244 €	18.478.868 €
<i>Κόστος αιολικών</i>	7.207.784 €	7.309.331 €	7.415.568 €	7.845.594 €	7.960.540 €	8.078.087 €
<i>Κόστος Φ/Β</i>	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €	6.692.184 €
<i>Συνολικό κόστος συστήματος</i>	33.093.192 €	33.138.718 €	33.179.963 €	33.174.294 €	33.206.968 €	33.249.140 €
<i>Ανηγγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)</i>	90,44	90,53	90,59	90,59	90,61	90,66
<i>Ανηγγμένο κόστος συστήματος (€/MWh)</i>	106,48	106,56	106,61	106,74	106,77	106,82

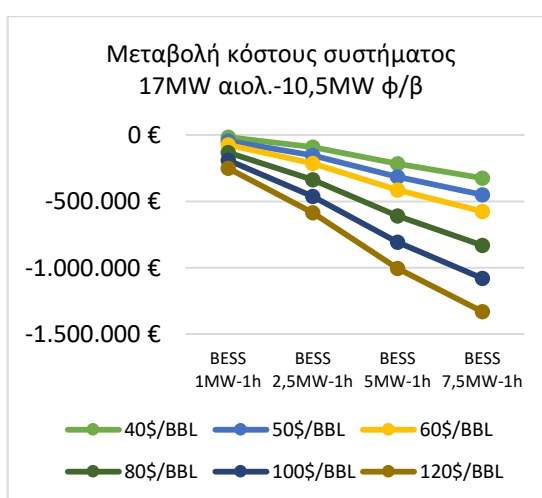
4.4 Αξιολόγηση της επένδυσης και ανάλυση ευαισθησίας

Η μεταβολή του κόστους λειτουργίας του συστήματος που επιφέρει η τροποποίηση του μείγματος παραγωγής λόγω της εγκατάστασης αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης, εξαρτάται άμεσα από την τιμή των καυσίμων. Για το λόγο αυτό πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας των οικονομικών αποτελεσμάτων που παρουσιάστηκαν στην ενότητα 4.2, ως προς την τιμή του αργού πετρελαίου. Οι τιμές του αργού πετρελαίου που θεωρήθηκαν είναι 40, 50, 80, 100 και 120\$/bbl.

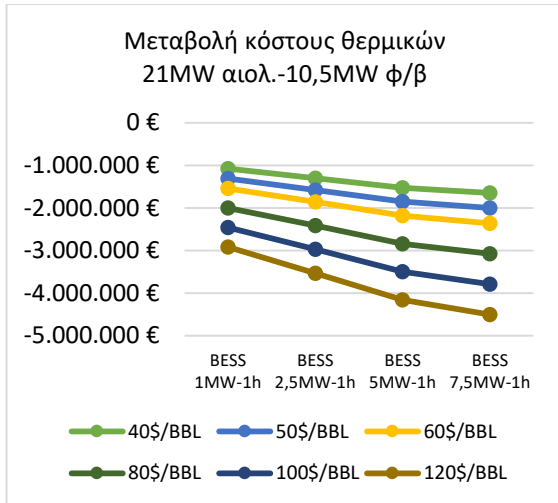
Στα διαγράμματα που ακολουθούν (Σχήμα 4.16 έως 4.25) φαίνεται η μεταβολή του κόστους της θερμικής παραγωγής (αριστερά διαγράμματα) και η μεταβολή του συνολικού κόστους του συστήματος (δεξιά διαγράμματα) ως προς το αρχικό (χωρίς εγκατάσταση μπαταρίας) αντίστοιχο κόστος, για τις τιμές αργού πετρελαίου που εξετάστηκαν, στις περιπτώσεις εγκατάστασης μπαταρίας ισχύος 1, 2.5, 5 και 7,5MW/1h και 17, 21, 25, 29 και 33MW εγκατεστημένης ισχύος αιολικών. Η περίπτωση της μπαταρίας 5MW/2h και 5MW/4h δεν παρουσιάζεται καθώς όπως έγινε αντιληπτό από τα αποτελέσματα της ενότητας 4.3 η αύξηση της χωρητικότητας δεν επέφερε αξιοσημείωτες μεταβολές στη λειτουργία του συστήματος και δεν παρουσιάζει οικονομικό ενδιαφέρον.



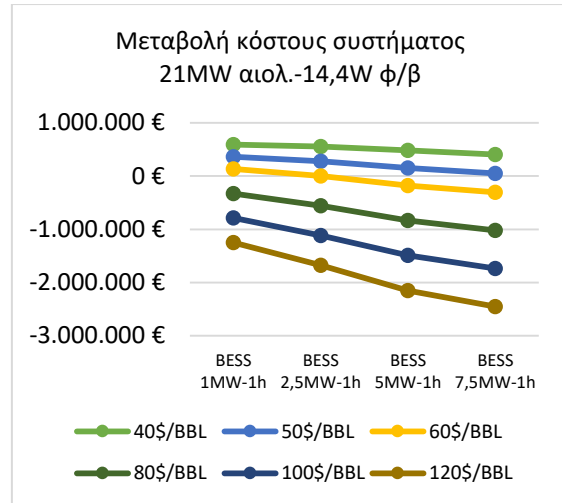
Σχήμα 4.16



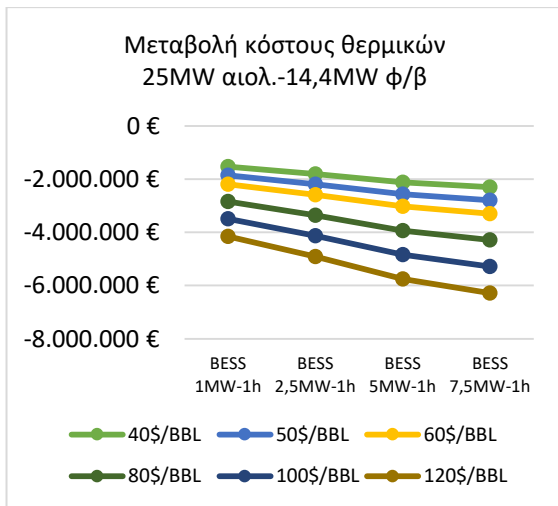
Σχήμα 4.17



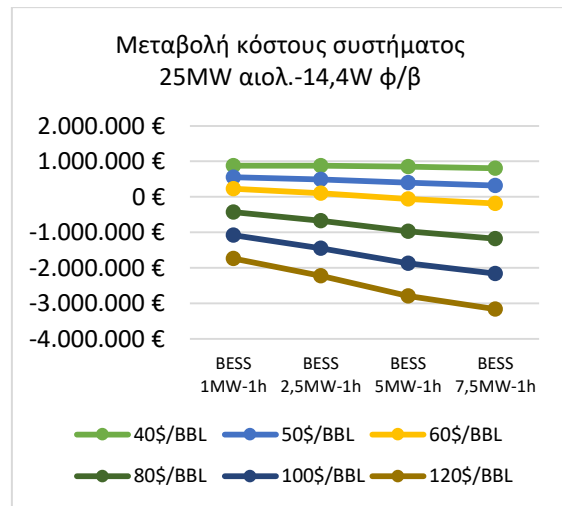
Σχήμα 4.18



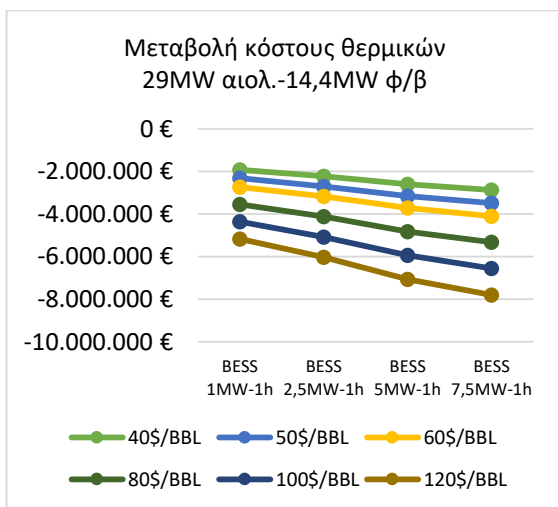
Σχήμα 4.19



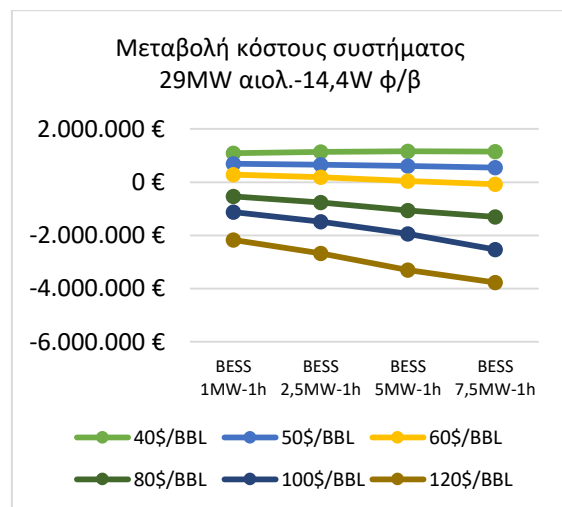
Σχήμα 4.20



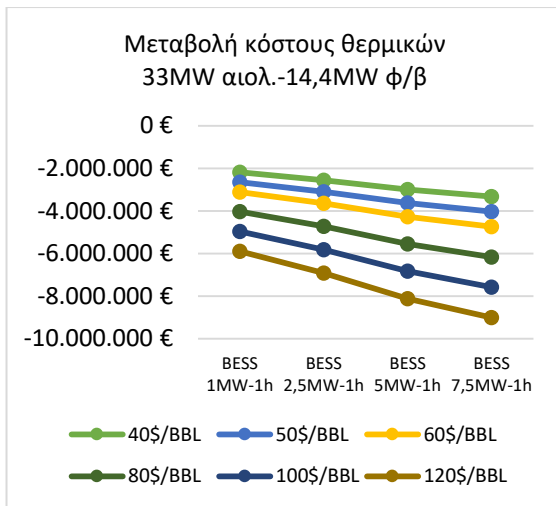
Σχήμα 4.21



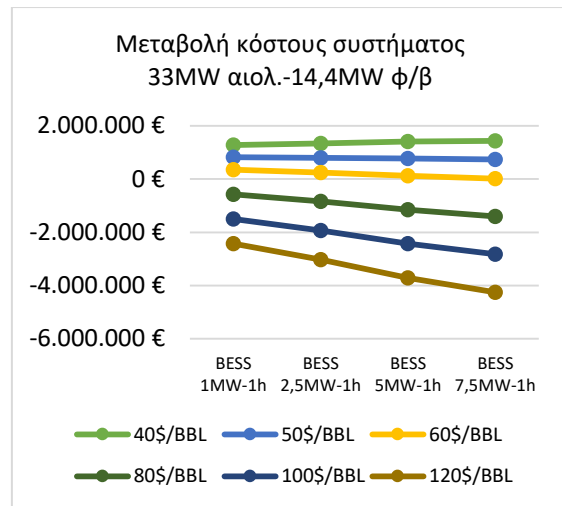
Σχήμα 4.22



Σχήμα 4.23



Σχήμα 4.24



Σχήμα 4.25

Από τα παραπάνω διαγράμματα γίνεται σαφής η επίδραση της τιμής του αργού πετρελαίου στην μεταβολή του λειτουργικού κόστους του συστήματος. Όσον αφορά στο κόστος της θερμικής παραγωγής, σημειώνει μεταβολή σχεδόν ανάλογη της τιμής καυσίμου, όπως άλλωστε αναμένεται, με την εξοικονόμηση που παρατηρείται λόγω της εγκατάστασης μπαταρίας στο αντίστοιχο χωρίς μπαταρία κόστος της θερμικής παραγωγής να κυμαίνεται στο 15%-21% για περιπτώσεις αύξησης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος πέρα των 25MW. Σημαντικότερο ενδιαφέρον παρουσιάζει το συνολικό κόστος του συστήματος καθώς στις χαμηλές τιμές πετρελαίου η εγκατάσταση μπαταρίας επιφέρει αύξηση, λόγω της πολύ μικρής μείωσης του κόστους της θερμικής παραγωγής σε σχέση με την αύξηση του κόστους των αιολικών. Για τιμές πετρελαίου μεγαλύτερες των 60\$/bbl η αύξηση της ισχύος της μπαταρίας επιδρά καθοριστικά στο κόστος του συστήματος επιτυγχάνοντας σημαντικές μειώσεις, γεγονός που αναδεικνύει την προσφορά της στην οικονομία του συστήματος σε καταστάσεις αυξημένου κόστους καυσίμου.

Οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης

Όπως φάνηκε από τα προηγούμενα, η εγκατάσταση μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης δύναται να επιφέρει κέρδος στην οικονομία του ηλεκτρικού συστήματος, ωστόσο η βιωσιμότητα μιας τέτοιας επένδυσης θα πρέπει να αξιολογηθεί.

Καθώς πρόκειται για μπαταρία κεντρικής διαχείρισης και λόγω της έλλειψης μηχανισμών αποζημίωσης τέτοιων συστημάτων, θεωρείται ότι η επένδυση γίνεται από τον Διαχειριστή και ως αμοιβή της λειτουργίας της μπαταρίας ορίζεται η ετήσια μείωση του κόστους του συστήματος που επιτυγχάνεται. Η αξιολόγηση της επένδυσης πραγματοποιήθηκε σε διάρκεια 20ετίας τόσο ως προς το σύνολό της όσο και ως προς τα ίδια κεφάλαια, για τις περιπτώσεις εγκατάστασης συστήματος μπαταρίας 2,5MW/1h και 5 MW/1h και για όλα τα πιθανά σενάρια εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Επιλέχθηκαν τα συγκεκριμένα συστήματα μπαταρίας καθώς αποτελούν ικανοποιητικές και ρεαλιστικές επιλογές για το σύστημα της Λέσβου, τόσο στην παρούσα κατάσταση εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (βασικό σενάριο - 17MW αιολικών) όσο και στην περίπτωση αύξησής της στα 21MW (όριο διεύδυσης αιολικής ισχύος). Τα υπόλοιπα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την αξιολόγηση παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.20.

Πίνακας 4.20: Παράμετροι οικονομικής αξιολόγησης

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ					
Κόστος μπαταρίας (€/kWh)	Κόστος inverter & συνδέσεων (€/kW)	Κόστος αντικατάστασης μπαταρίας (€/kWh)	Έτος αντικατάστασης μπαταρίας	Λειτουργικές δαπάνες (%κεφαλαίου)	Φορολογικός συντελεστής
400 €	600 €	200 €	10	2%	29%
ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΔΑΝΕΙΟΥ				ΕΠΙΤΟΚΙΟ ΑΝΑΓΩΓΗΣ	
Συμμετοχή ιδίων κεφαλαίων	Συμμετοχή δανείου	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Επιτόκιο δανείου	Ίδια κεφάλαια	Σύνολο επένδυσης
30%	70%	10	7%	10%	6%

Στους Πίνακες 4.21 και 4.22 που ακολουθούν παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για την Καθαρή Παρούσα Αξία και τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (IRR), όπως προέκυψαν για το σύνολο της επένδυσης και για τα ίδια κεφάλαια αντίστοιχα.

Πίνακας 4.21: Σύνολο της επένδυσης

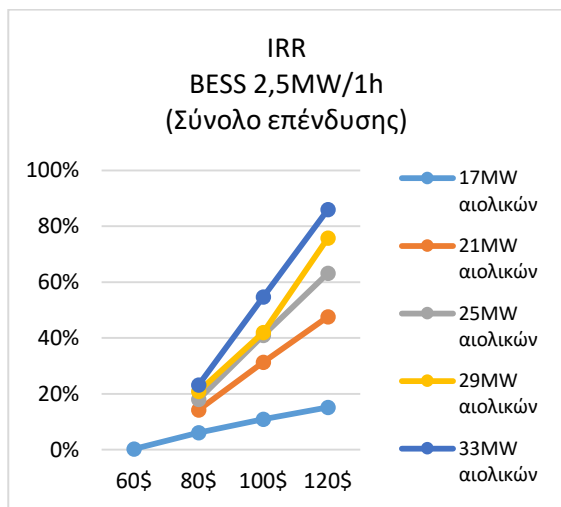
	17MW αιολικών		21MW αιολικών		25MW αιολικών		29MW αιολικών		33MW αιολικών	
	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h
40\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-91.194 €	-217.571 €	556.077 €	479.638 €	875.246 €	848.351 €	1.132.545 €	1.157.871 €	1.333.155 €	1.404.519 €
ΚΠΑ	-2.295.999 €	-4.203.681 €								
IRR	-13%	-10%								
50\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-152.545 €	-315.192 €	279.392 €	153.529 €	491.090 €	397.637 €	661.833 €	605.869 €	793.560 €	770.398 €
ΚΠΑ	-1.618.866 €	-3.126.245 €								
IRR	-4%	-4%								
60\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-214.667 €	-414.113 €	-1.475 €	-177.501 €	101.051 €	-59.980 €	321.270 €	185.927 €	245.602 €	126.464 €
ΚΠΑ	-1.054.428 €	-2.230.351 €								
IRR	0%	0%								
80\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-338.206 €	-610.735 €	-559.094 €	-834.722 €	-673.213 €	-968.392 €	-764.919 €	-1.067.229 €	-842.015 €	-1.151.673 €
ΚΠΑ	-68.390 €	-660.994 €	1.694.640 €	1.126.776 €	2.605.496 €	2.193.680 €	3.324.380 €	2.982.553 €	3.928.524 €	3.656.546 €
IRR	6%	5%	14%	9%	18%	12%	21%	13%	23%	15%
100\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-461.680 €	-807.277 €	-1.116.646 €	-1.491.861 €	-1.447.409 €	-1.876.724 €	-1.482.190 €	-1.945.705 €	-1.929.568 €	-2.429.728 €
ΚΠΑ	917.126 €	907.721 €	6.080.582 €	6.351.161 €	8.672.511 €	9.367.029 €	8.945.063 €	9.907.583 €	12.450.813 €	13.700.484 €
IRR	11%	9%	31%	20%	41%	26%	42%	27%	55%	34%
120\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-585.989 €	-1.005.198 €	-1.678.447 €	-2.154.002 €	-2.227.556 €	-2.792.038 €	-2.669.660 €	-3.300.835 €	-3.025.549 €	-3.717.677 €
ΚΠΑ	1.909.311 €	2.487.451 €	10.482.974 €	11.539.837 €	14.785.908 €	16.539.619 €	18.250.328 €	20.526.655 €	21.039.145 €	23.793.122 €
IRR	15%	12%	48%	30%	63%	39%	76%	47%	86%	53%

Πίνακας 4.22: Ίδια κεφάλαια

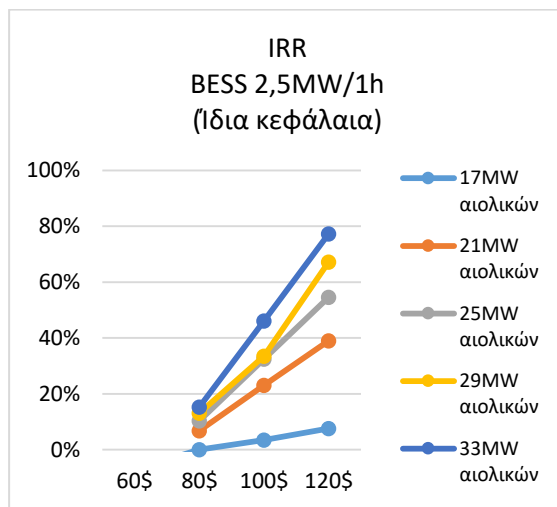
40\$/BBL	17MW αιολικών		21MW αιολικών		25MW αιολικών		29MW αιολικών		33MW αιολικών	
	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW-1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h
40\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-91.194 €	-217.571 €	556.077 €	479.638 €	875.246 €	848.351 €	1.132.545 €	1.157.871 €	1.333.155 €	1.404.519 €
ΚΠΑ	-3.855.527 €	-7.411.516 €								
IRR	-	-17%								
50\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-152.545 €	-315.192 €	279.392 €	153.529 €	491.090 €	397.637 €	661.833 €	605.869 €	793.560 €	770.398 €
ΚΠΑ	-3.333.205 €	-6.580.412 €								
IRR	-12%	-11%								
60\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-214.667 €	-414.113 €	-1.475 €	-177.501 €	101.051 €	-59.980 €	321.270 €	185.927 €	245.602 €	126.464 €
ΚΠΑ	-2.831.159 €	-5.779.426 €								
IRR	-7%	-8%								
80\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-338.206 €	-610.735 €	-559.094 €	-834.722 €	-673.213 €	-968.392 €	-764.919 €	-1.067.229 €	-842.015 €	-1.151.673 €
ΚΠΑ	-1.990.724 €	-4.385.122 €	-633.090 €	-3.008.438 €	68.320 €	-2.186.861 €	622.828 €	-1.579.384 €	1.088.848 €	-1.060.371 €
IRR	-1%	-3%	7%	2%	10%	4%	13%	6%	15%	7%
100\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-461.680 €	-807.277 €	-1.116.646 €	-1.491.861 €	-1.447.409 €	-1.876.724 €	-1.482.190 €	-1.945.705 €	-1.929.568 €	-2.429.728 €
ΚΠΑ	-1.231.821 €	-3.177.122 €	2.748.885 €	1.016.098 €	4.748.227 €	3.342.454 €	4.958.466 €	3.759.422 €	7.662.704 €	6.685.160 €
IRR	3%	1%	23%	13%	32%	18%	33%	19%	46%	26%
120\$/BBL										
Μεταβολή κόστους συστήματος	-585.989 €	-1.005.198 €	-1.678.447 €	-2.154.002 €	-2.227.556 €	-2.792.038 €	-2.669.660 €	-3.300.835 €	-3.025.549 €	-3.717.677 €
ΚΠΑ	-467.782 €	-1.960.641 €	6.144.768 €	5.018.497 €	9.463.931 €	8.875.189 €	12.136.286 €	11.950.677 €	14.287.502 €	14.470.338 €
IRR	8%	5%	39%	22%	55%	31%	67%	38%	77%	44%

Όπως προκύπτει από τα δεδομένα του Πίνακα 4.21 και 4.22, η τιμή πετρελαίου είναι καθοριστική για τη βιωσιμότητα της επένδυσης, καθώς για τιμές κάτω των 80\$/bbl η επένδυση δεν είναι εφικτή σε καμία περίπτωση αφού δεν δημιουργείται οικονομικό όφελος ώστε να αμειφθεί η μπαταρία. Όσον αφορά στο σύνολο της επένδυσης, για τιμή \$80/bbl η εγκατάσταση μπαταρίας παραμένει μη βιώσιμη μόνο στην περίπτωση του βασικού σεναρίου εγκατεστημένων αιολικών, καθώς και για τα δύο συστήματα (2,5MW/1h και 5MW/1h) ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης δεν ξεπερνά το 6%. Στην περίπτωση αποκλειστικής χρήσης ιδίων κεφαλαίων, για τιμές πετρελαίου κοντά στα 80\$ είναι απαραίτητη η εγκατάσταση πρόσθετης αιολικής ισχύος ώστε να είναι οικονομικά βιώσιμη η επένδυση. Από τα αποτελέσματα της οικονομικής αξιολόγησης παρατηρείται επίσης ότι για δεδομένη τιμή πετρελαίου και εγκατεστημένη αιολική ισχύ, το σύστημα με τη μικρότερη ισχύ μπαταρίας επιτυγχάνει μεγαλύτερο εσωτερικό βαθμό απόδοσης. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το επενδυτικό κόστος της μπαταρίας 5MW/1h είναι ιδιαίτερα αυξημένο σε σχέση με το αντίστοιχο της μπαταρίας 2,5MW/1h, ενώ το κέρδος που δημιουργείται στην περίπτωση της μεγαλύτερης μπαταρίας δεν παρουσιάζει αντίστοιχα μεγάλη αύξηση.

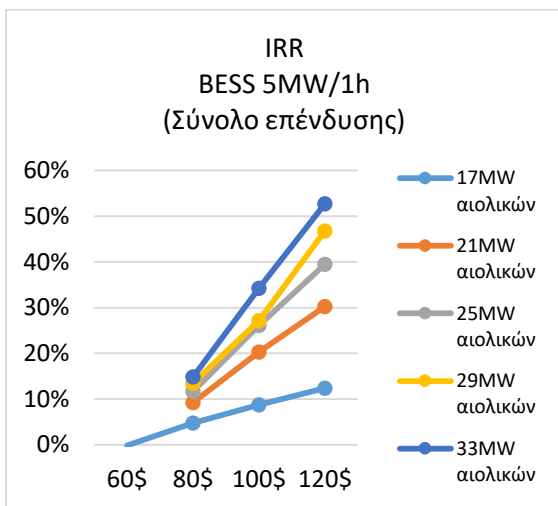
Στα διαγράμματα που ακολουθούν (Σχήμα 4.26 έως 4.29) παρουσιάζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) σύμφωνα με την τιμή πετρελαίου για όλα τα πιθανά σενάρια αιολικής ισχύος. Όπως παρατηρείται σε αυξημένα επίπεδα εγκατεστημένης αιολικής ισχύος επιτυγχάνονται υψηλότεροι βαθμοί απόδοσης λόγω του μεγαλύτερου κέρδους που αποκομίζεται από την λειτουργία της μπαταρίας, γεγονός που προσδίδει επιπλέον κίνητρο για συνδυαστικές επενδύσεις αιολικών σταθμών και συστημάτων αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης.



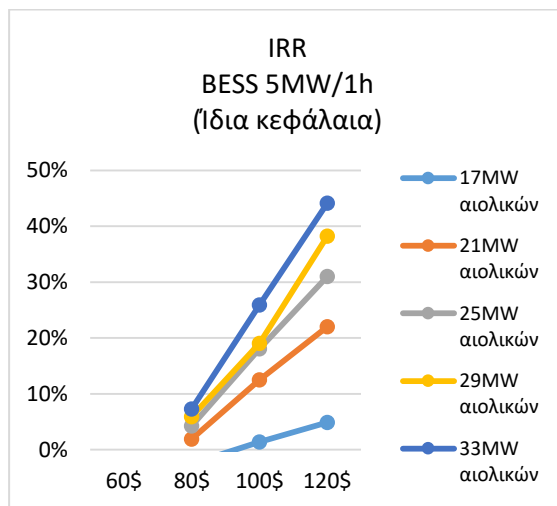
Σχήμα 4.26



Σχήμα 4.27



Σχήμα 4.28



Σχήμα 4.29

4.5 Συμπεράσματα για το σύστημα της Λέσβου

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την ανάλυση της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος της Λέσβου για διαφοροποιημένα σενάρια εγκατεστημένου συστήματος μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης, διαπιστώθηκε ότι η κύρια λειτουργία της μπαταρίας είναι η παροχή άνω πρωτεύουσας εφεδρείας στο σύστημα. Ο ρόλος αυτός ενισχύει τη διείσδυση της αιολικής παραγωγής στο ενεργειακό μείγμα και μειώνει τη χρήση των θερμικών μονάδων, ωστόσο σημαντική βελτίωση στη λειτουργία του συστήματος επιτυγχάνεται με την παράλληλη αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Η αύξηση της ονομαστικής ικανότητας ισχύος της μπαταρίας δημιουργεί σε κάθε περίπτωση τον κατάλληλο χώρο για την επέκταση της εγκατάστασης των αιολικών. Ενεργειακές εφαρμογές του συστήματος μπαταρίας δεν φάνηκε να είναι εφικτές, τουλάχιστον για τα μεγέθη ισχύος και χωρητικότητας που εξετάστηκαν.

Η βιωσιμότητα της επένδυσης της μπαταρίας, όπως προέκυψε από την ανάλυση ευαισθησίας, εξαρτάται άμεσα από την τιμή του αργού πετρελαίου, εφόσον ως αμοιβή για τη λειτουργία της μπαταρίας ορίζεται το κέρδος που αποκομίζεται από τη συνολική μείωση στο κόστος του ηλεκτρικού συστήματος. Για τιμές πετρελαίου κάτω των 80\$/bbl, η εγκατάσταση μπαταρίας δεν αποτελεί πρακτικά βιώσιμη επένδυση χωρίς πρόσθετους μηχανισμούς αποζημίωσης.

Κεφάλαιο 5^ο

Εφαρμογή στο ΣΗΕ της Πάτμου

5.1 Το ΣΗΕ της Πάτμου

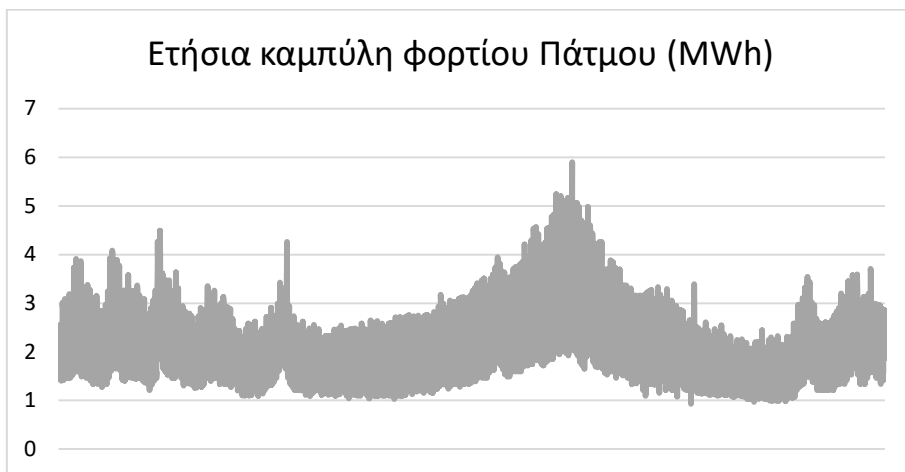
Πρόκειται για μη διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα, μεσαίου μεγέθους, όμως με σαφώς διαφοροποιημένα χαρακτηριστικά από το ΣΗΕ της Λέσβου που μελετήθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο. Η αιχμή της ζήτησης για το ηλεκτρικό σύστημα της Πάτμου το έτος αναφοράς είναι 5,9MW και ο συντελεστής φορτίου 34,5%. Στην ηλεκτροδότηση του νησιού συμμετέχουν 6 συμβατικές μηχανές ντίζελ, δύο Α/Γ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1200kW και 150kW φωτοβολταϊκών.

Στον Πίνακα 5.1 αναφέρονται ορισμένα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων ντίζελ. Επιπλέον αυτών, σημειώνεται ότι η ικανότητα πρωτεύουσας εφεδρείας των συμβατικών μονάδων είναι της τάξεως του 20% καθώς και ότι η ράμπα ανόδου και καθόδου είναι 0,1MW/min.

Πίνακας 5.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων ΤΣΠ Πάτμου

Μονάδα	Καύσιμο	Ονομαστική ισχύς P _n (MW)	Τεχνικό ελάχιστο (%P _n)
H/Z 1	ντίζελ	1,28	40%
H/Z 2	ντίζελ	1,28	40%
H/Z 3	ντίζελ	1,28	40%
H/Z 4	ντίζελ	1,28	40%
H/Z 5	ντίζελ	1,28	40%
H/Z 6	ντίζελ	1,28	40%

Στα σχήματα που ακολουθούν παρουσιάζονται οι χρονοσειρές της ζήτησης, της αιολικής και της φωτοβολταϊκής παραγωγής για το έτος αναφοράς.



Σχήμα 5.1



Σχήμα 5.2



Σχήμα 5.3

5.2 Διερεύνηση της επίδρασης της ονομαστικής ισχύος της μπαταρίας

Η διερεύνηση της επίδρασης της αύξησης της ισχύος του αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας στη λειτουργία του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος της Πάτμου πραγματοποιήθηκε για σύστημα μπαταρίας ονομαστικής ισχύος 0.5, 0.75, 1 και 1.25MW και χωρητικότητας 1h.

5.2.1 Βασικό σενάριο

Το βασικό σενάριο περιλαμβάνει τις προσομοιώσεις που έγιναν με δεδομένη την κατά το έτος αναφοράς εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, δηλαδή για 1,2MW αιολικών και 0,15MW Φ/Β.

5.2.1.1 Τεχνικά αποτελέσματα

Στον Πίνακα 5.2 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που αφορούν στα τεχνικά στοιχεία του συστήματος, στη διαμόρφωση του μείγματος παραγωγής και στη διείσδυση των ΑΠΕ.

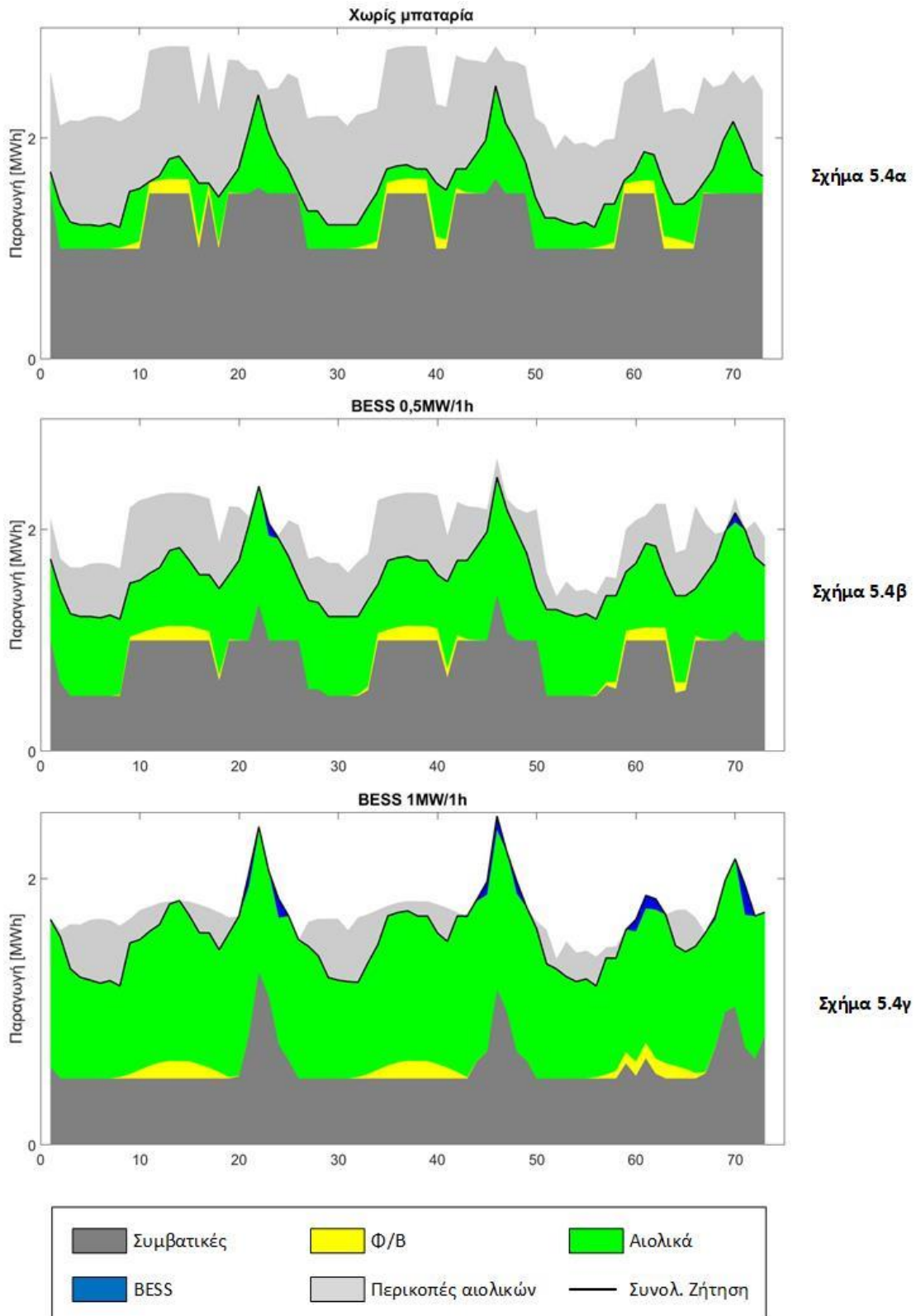
Πίνακας 5.2: Τεχνικά αποτελέσματα – αύξηση ισχύος μπαταρίας (βασικό σενάριο)

	1,2 MW αιολικών – 0,15MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 0,5MW/1h	BESS 0,75MW/1h	BESS 1MW/1h	BESS 1,25MW/1h
ΣΑΩΛ	3294	5670	6779	7615	7907
Επικράτηση περιορισμού ΤΕ (ώρες)	7990	6905	6517	6468	6692
Επικράτηση δυν. περιορισμού (ώρες)	770	1855	2243	2292	2068
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	16,26	23,57	25,86	26,48	26,76
Διείσδυση Φ/Β (%)	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
Διείσδυση αιολικών (%)	14,83	22,14	24,43	25,05	25,33
Περικοπές αιολικών (%)	41,31	13,92	4,37	2,06	0,86
Capacity Factor (%)	25,18	37,57	41,46	42,51	42,99
Μέσο πλήθος θερμικών ανά ώρα	3,08	2,46	2,19	1,99	1,83
Μέση φόρτιση μονάδων (%Pmax)	43,10	48,64	52,66	57,76	63,03
Συμμετοχή ντίζελ (%)	83,74	76,49	74,24	73,61	73,44
Συμμετοχή μπαταρίας (%)	0,00	0,27	0,42	0,33	0,79

Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα του Πίνακα 5.2, χωρίς την εγκατάσταση αποθηκευτικού συστήματος, οι μονάδες ντίζελ καλύπτουν το 83,74% της ζήτησης ενώ η διείσδυση της αιολικής παραγωγής περιορίζεται στο 14,83% λόγω μεγάλων περικοπών που ξεπερνούν το 40%.

Διατηρώντας σταθερή την ισχύ των αιολικών, η εγκατάσταση μπαταρίας επιφέρει σημαντικές μεταβολές στα παραπάνω μεγέθη. Οι περικοπές της αιολικής παραγωγής μειώνονται στο 13,9% για σύστημα μπαταρίας 0,5MW/1h, ενώ σχεδόν εξαλείφονται για αύξηση της ισχύος της μπαταρίας στο 1,25MW. Επιτυγχάνονται έτσι ποσοστά διείσδυσης της αιολικής παραγωγής μεταξύ του 22%-26%, ενώ η συμβατική παραγωγή περιορίζεται σημαντικά, κάτω του 76%. Σημαντική είναι και η μείωση των ενταγμένων θερμικών μονάδων ανά ώρα κατανομής, γεγονός που εξηγεί την ελάττωση του χρόνου επικράτησης του τεχνικού περιορισμού. Και σε αυτήν την περίπτωση, η μπαταρία δεν συμμετέχει σε λειτουργίες ενέργειας, όπως φαίνεται από τον Πίνακα 5.2, αλλά μέσω της παροχής εφεδρείας δημιουργεί τον κατάλληλο χώρο για την ενίσχυση της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής.

Στα Σχήματα 5.4 α - 5.4γ παρουσιάζεται το μίγμα παραγωγής για ένα τυπικό τριήμερο λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος της Πάτμου.



Σχήμα 5.4
Μείγμα παραγωγής τριών ημερών στην Πάτμο
(α) χωρίς μπαταρία, (β) με μπαταρία 0,5MW/1h και (γ) με μπαταρία 1MW/1h

5.2.1.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία

Η ραγδαία αύξηση της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής επιφέρει αύξηση των αναγκών πρωτεύουσας εφεδρείας του συστήματος, όπως άλλωστε αναμένεται. Η συμμετοχή της μπαταρίας στην κάλυψη των αναγκών αυτών είναι καθοριστική καθώς εξαλείφονται οι παραβάσεις (Σχήμα 5.5), ενώ ακόμα και στην περίπτωση ονομαστικής ισχύος 0,5MW καλύπτει σχεδόν το 50% των απαιτήσεων, ποσοστό που, όπως φαίνεται από τον Πίνακα 5-3, για αύξηση της ονομαστικής ισχύος στα 1,25MW ξεπερνάει το 80%. Αναδεικνύεται επομένως για ακόμα μία φορά ο ρόλος της μπαταρίας ως μέσο εφεδρείας και ασφάλειας του συστήματος.

Πίνακας 5.3: Πρωτεύουσα εφεδρεία – αύξηση ισχύος μπαταρίας (βασιικό σενάριο)

	1,2 MW αιολικών – 0,15MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 0,5MW/1h	BESS 0,75MW/1h	BESS 1MW/1h	BESS 1,25MW/1h
Ετήσιες απαιτήσεις πρωτ.εφεδ. (MWh)	7408	8777	9777	10884	12026
Συμμετοχή ντίτζελ (% των απαιτήσεων)	91,86	51,59	36,82	26,24	17,45
Συμμετοχή μπαταρίας (% των απαιτήσεων)	0,00	48,28	63,16	73,76	82,55
Παραβιάσεις απαιτήσεων (%)	8,14	0,13	0,01	0,00	0,01



Σχήμα 5.5

Κάλυψη πρωτεύουσας εφεδρείας
α) χωρίς μπαταρία και β) με μπαταρία 0,75MW/1h

5.2.1.3 Οικονομικά αποτελέσματα

Το ετήσιο λειτουργικό κόστος το συστήματος της Πάτμου παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.5, αποτελούμενο από το λειτουργικό κόστος των μονάδων ντίζελ, όπως αυτό διαμορφώνεται από όλες τις συνιστώσες (κόστος καυσίμου, κόστος ρύπων, λειτουργικές δαπάνες, κόστος εναύσεων και σβέσεων) καθώς και από το κόστος των ΑΠΕ. Για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων χρησιμοποιήθηκαν τα στοιχεία που αναγράφονται στον Πίνακα 5.4.

Πίνακας 5.4: Στοιχεία κόστους

Τιμή αργού πετρελαίου	60\$/bbl
Κόστος εκπομπών CO ₂	7 €/tn
Λειτουργικές δαπάνες	4,6 €/MWh
Αποζημίωση αιολικών	95 €/MWh
Αποζημίωση Φ/Β	350 €/MWh

Πίνακας 5.5: Οικονομικά αποτελέσματα – αύξηση ισχύος μπαταρίας (βασιικό σενάριο)

	1,2 MW αιολικών – 0,15 MW Φ/Β				
	No BESS	BESS 0,5MW/1h	BESS 0,75MW/1h	BESS 1MW/1h	BESS 1,25MW/1h
Κόστος καυσίμου	2.761.801 €	2.472.931 €	2.375.608 €	2.333.545 €	2.311.260 €
Κόστος ρύπων	77.170 €	69.098 €	66.379 €	65.204 €	64.581 €
Λειτουργικές δαπάνες	68.214 €	62.315 €	60.482 €	59.963 €	59.824 €
Κόστος εναύσεων	5.337 €	7.399 €	8.959 €	10.571 €	8.489 €
Κόστος σβέσεων	5.349 €	7.435 €	8.975 €	10.591 €	8.509 €
Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής	2.917.871 €	2.619.177 €	2.520.402 €	2.479.873 €	2.452.664 €
Κόστος αιολικών	251.427 €	375.178 €	414.080 €	424.496 €	429.315 €
Κόστος Φ/Β	89.250 €	89.250 €	89.250 €	89.250 €	89.250 €
Συνολικό κόστος συστήματος	3.258.549 €	3.083.605 €	3.023.732 €	2.993.619 €	2.971.229 €
Ανηγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)	195	192	190	189	187
Ανηγμένο κόστος συστήματος (€/MWh)	183	173	169	168	166

Η δραστική ελάττωση της συμμετοχής των μονάδων των ντίζελ στην παραγωγή, λόγω της αύξησης της αιολικής διείδυσης που επιφέρει η εγκατάσταση μπαταρίας, οδηγεί σε σημαντικές μειώσεις του κόστους θερμικής παραγωγής, όπως παρατηρείται στον

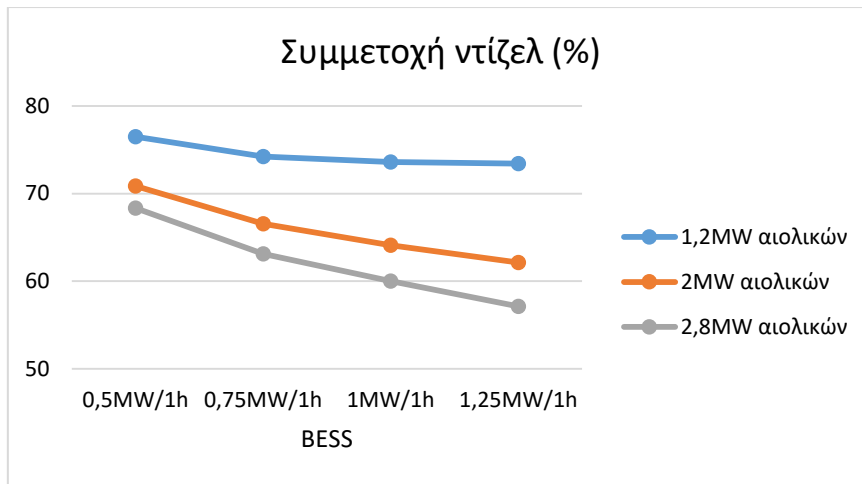
Πίνακα 5.5. Στην περίπτωση εγκατάστασης μπαταρίας 0,5MW/1h το κόστος της θερμικής παραγωγής παρουσιάζει μείωση της τάξεως των 300.000€ ενώ η αύξηση της ισχύος επιδρά σημαντικά επιφέροντας μειώσεις που ξεπερνούν τα 450.000€. Το όφελος που επιτυγχάνεται από την εξοικονόμηση στο κόστος της συμβατικής παραγωγής, εκτιμάται ακόμα καλύτερα μέσω της συνολικής μείωσης στο κόστος συστήματος το οποίο παρά την σημαντική αύξηση του κόστους των αιολικών, περιορίζεται εν τέλει σε χαμηλότερα επίπεδα.

5.2.2 Αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ

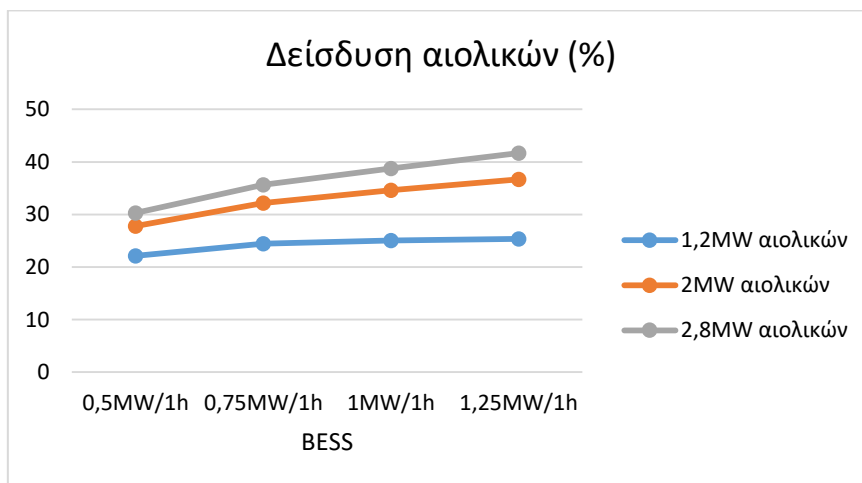
Σε συνέχεια της διερεύνησης, μελετήθηκε η επίδραση της ονομαστικής ισχύος της μπαταρίας στις περιπτώσεις αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών σε 2MW και 2,8MW. Η ισχύς των εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών παρέμεινε σταθερή. Σημειώνεται εδώ ότι τα όρια της αιολικής διείσδυσης για το σύστημα της Πάτμου είναι 1,2MW [34].

5.2.2.1 Τεχνικά αποτελέσματα

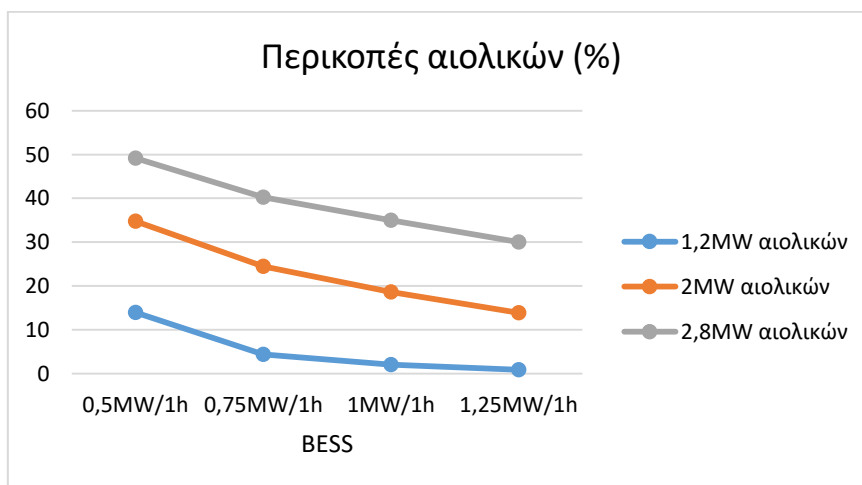
Η διαμόρφωση του μείγματος παραγωγής που προκύπτει από τον συνδυασμό της αύξησης των ΑΠΕ και της ισχύος της μπαταρίας παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.6 που ακολουθεί. Στην περίπτωση εγκατεστημένης αιολικής ισχύος 2MW, παρουσιάζεται σημαντική άνοδος της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής με το επίπεδο των απορρίψεων για τις περιπτώσεις ισχύος μπαταρίας 1MW και 1,25MW να είναι αποδεκτό, διατηρώντας σε υψηλά επίπεδα τον συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των αιολικών. Για περεταίρω εγκατάσταση αιολικής ισχύος, όπως στην περίπτωση των 2,8MW, αν και επιτυγχάνονται επίπεδα αιολικής διείσδυσης της τάξεως του 40%, για τα μεγέθη ισχύος μπαταρίας που εξετάστηκαν οι περικοπές της αιολικής παραγωγής είναι πολύ υψηλές και πρακτικά μη αποδεκτές, όπως επιβεβαιώνεται και από τη σημαντική μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης. Απαιτείται επομένως μεγαλύτερη ισχύς μπαταρίας για να υποστηρίξει την περεταίρω αύξηση της αιολικής ισχύος, αν και όπως γίνεται αντιληπτό από τον φθίνοντα ρυθμό μείωσης των περικοπών (Σχήμα 5.8), οι περικοπές θα παραμείνουν αρκετά υψηλά.



Σχήμα 5.6



Σχήμα 5.7



Σχήμα 5.8

Πίνακας 5.6: Τεχνικά αποτελέσματα – αύξηση ισχύος μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	2 MW αιολικών – 0,15 MW Φ/Β				2,8 MW αιολικών – 0,15 MW Φ/Β			
	BESS 0,5MW/1h	BESS 0,75MW/1h	BESS 1MW/1h	BESS 1,25MW/1h	BESS 0,5MW/1h	BESS 0,75MW/1h	BESS 1MW/1h	BESS 1,25MW/1h
ΣΑΩΛ	3625	4445	5164	5711	2622	3217	3703	4101
Επικράτηση περιορισμού ΤΕ (ώρες)	6612	6185	6372	6716	6456	6003	6288	6742
Επικράτηση δυν. περιορισμού (ώρες)	2148	2575	2388	2044	2304	2757	2472	2018
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	29,22	33,60	36,07	38,11	31,75	37,07	40,21	43,14
Διείσδυση Φ/Β (%)	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
Διείσδυση αιολικών (%)	27,79	32,17	34,64	36,68	30,32	35,64	38,78	41,71
Περιοπέδες αιολικών (%)	34,75	24,46	18,65	13,86	49,14	40,22	34,96	30,03
Capacity Factor (%)	28,29	32,76	35,27	37,35	22,05	25,92	28,20	30,34
Μέσο πλήθος θερμικών ανά ώρα	2,36	2,06	1,86	1,67	2,32	2,00	1,80	1,61
Μέση φόρτιση μονάδων (%Pmax)	46,94	50,21	53,31	55,85	46,15	49,27	51,37	52,64
Συμμετοχή ντίτζελ (%)	70,87	66,55	64,09	62,12	68,35	63,10	60,00	57,12
Συμμετοχή μπαταρίας (%)	0,36	0,58	0,65	0,93	0,41	0,68	0,84	1,03

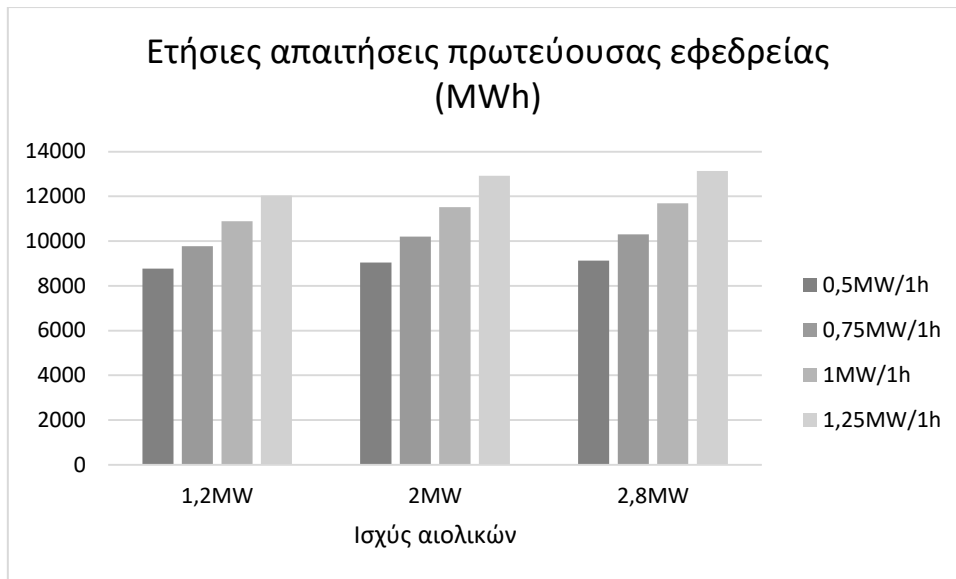
5.2.2.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία

Τα δεδομένα που προέκυψαν από τις προσομοιώσεις του συστήματος για τις περιπτώσεις αύξησης της εγκατεστημένης ισχύς των αιολικών και αφορούν στην πρωτεύουσα εφεδρεία παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.7.

Πίνακας 5.7: Πρωτεύουσα εφεδρεία – αύξηση ισχύος μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	2 MW αιολικών – 0,15 MW Φ/Β			
	BESS 0,5MW/1h	BESS 0,75MW/1h	BESS 1MW/1h	BESS 1,25MW/1h
Ετήσιες απαιτήσεις πρωτ.εφεδ (MWh)	9042	10195	11511	12914
Συμμετοχή ντίτζελ (% των απαιτήσεων)	52,55	37,51	27,62	19,51
Συμμετοχή μπαταρίας (% των απαιτήσεων)	47,21	62,44	72,38	80,49
Παραβιάσεις απαιτήσεων (%)	0,24	0,04	0,00	0,00
	2,8 MW αιολικών – 0,15 MW Φ/Β			
	BESS 0,5MW/1h	BESS 0,75MW/1h	BESS 1MW/1h	BESS 1,25MW/1h
Ετήσιες απαιτήσεις πρωτ.εφεδ (MWh)	9122	10304	11696	13130
Συμμετοχή ντίτζελ (% των απαιτήσεων)	52,69	37,88	28,18	20,33
Συμμετοχή μπαταρίας (% των απαιτήσεων)	47,02	62,06	71,82	79,67
Παραβιάσεις απαιτήσεων (%)	0,29	0,06	0,00	0,00

Όπως αναμένεται, η σημαντική ενίσχυση της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής που προκαλεί η εγκατάσταση αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας, επιφέρει αύξηση στις απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας του συστήματος οι οποίες τείνουν να μεγαλώνουν καθώς εγκαθίσταται περισσότερη ισχύς αιολικών (Σχήμα 5.9). Από τα στοιχεία του Πίνακα 5.7 εντοπίζεται ότι για δεδομένη ισχύ μπαταρίας, σε όλες τις περιπτώσεις εγκατεστημένης ισχύος αιολικών, το ποσοστό συμμετοχής της στην κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρείας παραμένει στο ίδιο επίπεδο.

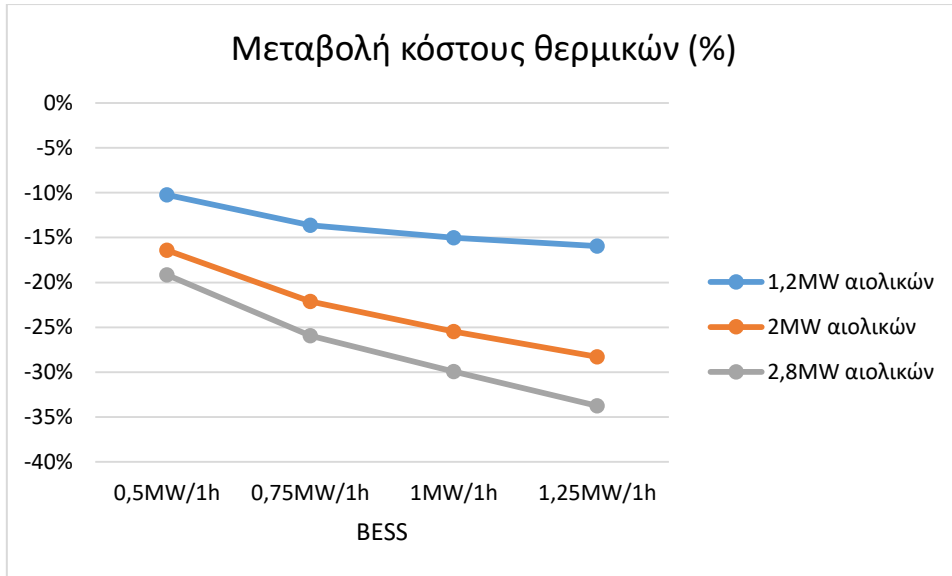


Σχήμα 5.9

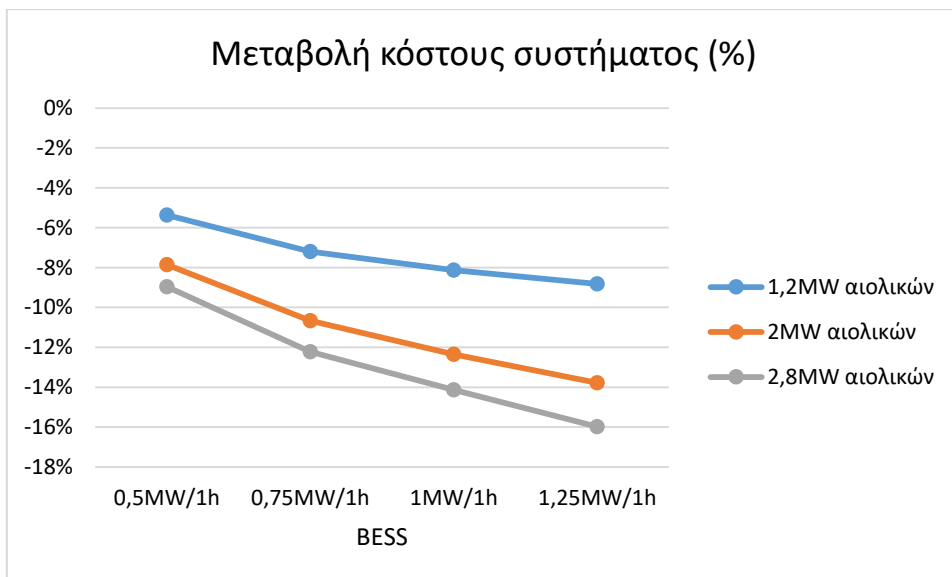
5.2.2.3 Οικονομικά αποτελέσματα

Για την εξαγωγή των οικονομικών αποτελεσμάτων του συστήματος στις περιπτώσεις αύξησης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, θεωρήθηκε νέα αμοιβή στα 98€/MWh για την πρόσθετη αιολική ενέργεια που εγχέεται στο σύστημα.

Όπως φαίνεται στα αποτελέσματα του Πίνακα 5.8, με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών, επιτυγχάνονται σαφώς μεγαλύτερες μειώσεις στο κόστος της συμβατικής παραγωγής (σε σχέση με το βασικό σενάριο) που κυμαίνονται μεταξύ του 16%-28% για την περίπτωση 2MW αιολικής ισχύος και μεταξύ του 19%-34% για τα 2,8MW, εμφανίζοντας μεταξύ των σεναρίων αιολικής ισχύος πιο δραστική μείωση στις υψηλότερες ισχύς μπαταρίας (Σχήμα 5.10). Όσον αφορά στο κόστος συστήματος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.11, εν αντιθέσει με το σύστημα της Λέσβου, παρουσιάζει πάντα μείωση γεγονός που οφείλεται στη διαφοροποίηση του μίγματος παραγωγής. Στο σύστημα της Πάτμου καθώς η συμβατική παραγωγή περιλαμβάνει μόνο μονάδες ντίζελ με αυξημένο μεταβλητό κόστος παραγωγής, σε κάθε περίπτωση αιολικής διείσδυσης, το οικονομικό όφελος που προκύπτει από τον περιορισμό της θερμικής παραγωγής είναι μεγαλύτερο του κόστους της αιολικής παραγωγής.

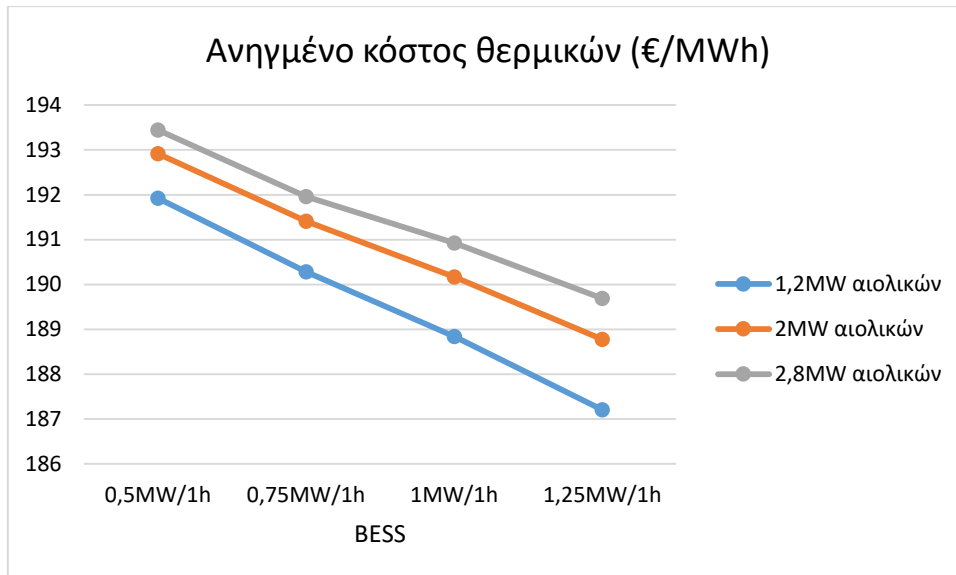


Σχήμα 5.10

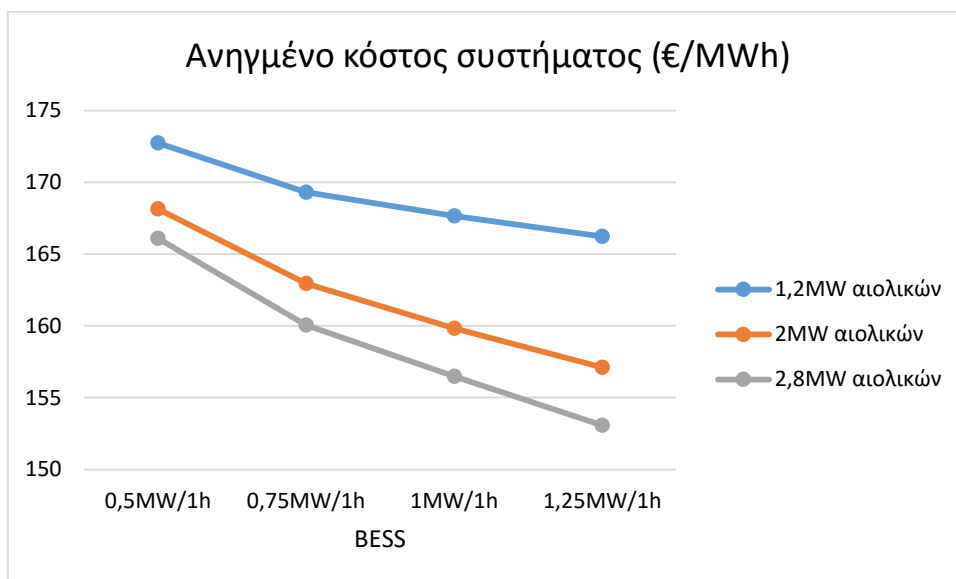


Σχήμα 5.11

Το ανηγμένο κόστος των θερμικών μονάδων και του συστήματος απεικονίζονται στα Σχήματα 5.12 και 5.13 αντίστοιχα.



Σχήμα 5.12



Σχήμα 5.13

Πίνακας 5.8: Οικονομικά αποτελέσματα – αύξηση ισχύος μπαταρίας (αύξηση αιολικών)

	2 MW αιολικών – 0,15 MW Φ/Β			
	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
<i>Κόστος καυσίμου</i>	2.303.454 €	2.142.504 €	2.047.837 €	1.971.250 €
<i>Κόστος ρύπων</i>	64.363 €	59.866 €	57.220 €	55.080 €
<i>Λειτουργικές δαπάνες</i>	57.735 €	54.213 €	52.213 €	50.607 €
<i>Κόστος εναύσεων</i>	6.846 €	7.996 €	8.641 €	7.626 €
<i>Κόστος σβέσεων</i>	6.866 €	8.012 €	8.660 €	7.646 €
<i>Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής</i>	2.439.263 €	2.272.590 €	2.174.571 €	2.092.209 €
<i>Κόστος αιολικών</i>	473.952 €	549.338 €	592.244 €	627.787 €
<i>Κόστος Φ/Β</i>	89.250 €	89.250 €	89.250 €	89.250 €
<i>Συνολικό κόστος συστήματος</i>	3.002.466 €	2.911.178 €	2.856.065 €	2.809.246 €
<i>Ανηγγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)</i>	193 €	191 €	190 €	189 €
<i>Ανηγγμένο κόστος συστήματος (€/MWh)</i>	168 €	163 €	160 €	157 €
	2,8 MW αιολικών – 0,15 MW Φ/Β			
	BESS 1MW/1h	BESS 2,5MW/1h	BESS 5MW/1h	BESS 7,5MW/1h
<i>Κόστος καυσίμου</i>	2.227.379 €	2.037.323 €	1.925.452 €	1.821.855 €
<i>Κόστος ρύπων</i>	62.237 €	56.927 €	53.801 €	50.906 €
<i>Λειτουργικές δαπάνες</i>	55.679 €	51.407 €	48.881 €	46.529 €
<i>Κόστος εναύσεων</i>	6.726 €	7.729 €	7.876 €	6.798 €
<i>Κόστος σβέσεων</i>	6.754 €	7.745 €	7.896 €	6.818 €
<i>Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής</i>	2.358.775 €	2.161.131 €	2.043.907 €	1.932.905 €
<i>Κόστος αιολικών</i>	518.283 €	609.979 €	664.554 €	715.745 €
<i>Κόστος Φ/Β</i>	89.250 €	89.250 €	89.250 €	89.250 €
<i>Συνολικό κόστος συστήματος</i>	2.966.309 €	2.860.361 €	2.797.711 €	2.737.900 €
<i>Ανηγγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)</i>	193 €	192 €	191 €	190 €
<i>Ανηγγμένο κόστος συστήματος (€/MWh)</i>	166 €	160 €	156 €	153 €

5.3 Διερεύνηση της επίδρασης της χωρητικότητας της μπαταρίας

Για την διερεύνηση της επίδρασης της χωρητικότητας της μπαταρίας στο σύστημα της Πάτμου μελετήθηκε η περίπτωση αύξησης της χωρητικότητας της μπαταρίας 0,5MW/1h και 1MW/1h σε 2 και 4 ώρες για τις περιπτώσεις του βασικού σεναρίου εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.

5.3.1 Τεχνικά αποτελέσματα

Όπως και στην περίπτωση της Λέσβου, έτσι και στο σύστημα της Πάτμου, η αύξηση της χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης δεν φαίνεται να έχει σημαντική επίδραση στη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.9. Η μικρή αύξηση που παρατηρείται στην αιολική διείσδυση, ιδιαίτερα στην περίπτωση της μπαταρίας ισχύος 0,5MW, οφείλεται στην περεταίρω χαλάρωση του τεχνικού περιορισμού ωστόσο δεν παρατηρούνται ουσιαστικές μεταβολές, καθώς και σε αυτή την περίπτωση ο ρόλος της μπαταρίας περιορίζεται στην κάλυψη των εφεδρειών, λειτουργία που δεν επηρεάζεται από την μεταβολή της χωρητικότητας του αποθηκευτικού συστήματος.

Πίνακας 5.9: Τεχνικά αποτελέσματα – αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (βασικό σενάριο)

	1,2 MW αιολικών – 0,15MW Φ/B					
	BESS 0,5MW/1h	BESS 0,5MW/2h	BESS 0,5MW/4h	BESS 1MW/1h	BESS 1MW/2h	BESS 1MW/4h
ΣΑΩΛ	5670	6722	7047	7615	8625	8722
Επικράτηση περιορισμού ΤΕ (ώρες)	6905	5264	4661	6468	2096	1645
Επικράτηση δυν. περιορισμού (ώρες)	1855	3496	4099	2292	6664	7115
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	23,57	24,33	25,02	26,48	26,71	26,84
Διείσδυση Φ/B (%)	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
Διείσδυση αιολικών (%)	22,14	22,90	23,59	25,05	25,28	25,41
Περικοπές αιολικών (%)	13,92	11,06	8,41	2,06	1,14	0,53
Capacity Factor (%)	37,57	38,87	40,04	42,51	42,90	43,12
Μέσο πλήθος θερμικών ανά ώρα	2,46	2,44	2,43	1,99	1,99	1,99
Μέση φόρτιση μονάδων (%Pmax)	48,64	48,74	48,59	57,76	57,68	57,52
Συμμετοχή ντιζελ (%)	76,49	75,84	75,29	73,61	73,46	73,39
Συμμετοχή μπαταρίας (%)	0,27	0,71	1,25	0,33	0,69	0,93

5.3.2 Πρωτεύουσα εφεδρεία

Όπως αναμένεται η αύξηση της χωρητικότητας δεν επιφέρει αξιοσημείωτες αλλαγές στο ποσοστό συμμετοχής της μπαταρίας στην κάλυψη της πρωτεύουσας εφεδρείας. Η μικρή μείωση των απαιτήσεων πρωτεύουσας εφεδρείας που παρατηρείται με την αύξηση της χωρητικότητας στην περίπτωση της μπαταρίας ισχύος 0,5MW οφείλεται στην ελάττωση των απαιτήσεων εφεδρείας μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας που επικρατεί έναντι των απαιτήσεων εφεδρείας της αιολικής παραγωγής, ενώ στην περίπτωση της μπαταρίας ισχύος 1MW η οριακή αύξηση της αιολικής διείσδυσης επιφέρει την αύξηση που παρατηρείται στις απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας του συστήματος.

Πίνακας 5.10: Πρωτεύουσα εφεδρεία – αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (βασικό σενάριο)

	1,2 MW αιολικών – 0,15MW Φ/Β					
	BESS 0,5MW/1h	BESS 0,5MW/2h	BESS 0,5MW/4h	BESS 1MW/1h	BESS 1MW/2h	BESS 1MW/4h
Ετήσιες Απαιτήσεις (MWh)	8777	8723	8743	10884	10950	10986
Συμμετοχή ντίτζελ (% των απαιτήσεων)	51,59	50,97	51,69	26,24	26,36	27,01
Συμμετοχή μπαταρία (% των απαιτήσεων)	48,28	48,61	47,96	73,76	73,64	72,99
Παραβιάσεις απαιτήσεων (%)	0,13	0,42	0,35	0,00	0,00	0,00

5.3.3 Οικονομικά αποτελέσματα

Ο Πίνακας 5.11 περιλαμβάνει το λειτουργικό κόστος του συστήματος, όπως διαμορφώνεται στην περίπτωση της αύξησης της χωρητικότητας της μπαταρίας των 0,5MW και 1MW. Όπως φαίνεται, στην περίπτωση της μπαταρίας ισχύος 0,5MW η αύξηση της χωρητικότητας επιφέρει μείωση τόσο στο κόστος θερμικής παραγωγής όσο και στο κόστος συστήματος, ωστόσο η μεταβολή αυτή δεν θεωρείται σημαντική. Στην περίπτωση της μπαταρίας ισχύος 1MW η αύξηση της χωρητικότητας δεν επιφέρει σημαντική μείωση στο κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων με αποτέλεσμα να παρατηρείται οριακή αύξηση στο κόστος συστήματος, λόγω της αύξησης του κόστους της αιολικής παραγωγής.

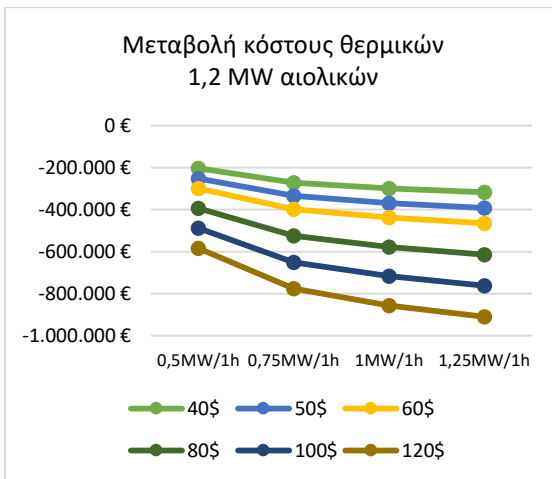
Πίνακας 5.11: Οικονομικά αποτελέσματα – αύξηση χωρητικότητας μπαταρίας (βασικό σενάριο)

	1,2 MW αιολικών – 0,15 MW Φ/Β		
	BESS 0,5MW/1h	BESS 0,5MW/2h	BESS 0,5MW/4h
<i>Κόστος καυσίμου</i>	2.472.931 €	2.452.022 €	2.435.735 €
<i>Κόστος ρύπων</i>	69.098 €	68.514 €	68.059 €
<i>Λειτουργικές δαπάνες</i>	62.315 €	61.785 €	61.335 €
<i>Κόστος εναύσεων</i>	7.399 €	7.407 €	7.427 €
<i>Κόστος σβέσεων</i>	7.435 €	7.423 €	7.443 €
<i>Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής</i>	2.619.177 €	2.597.151 €	2.579.999 €
<i>Κόστος αιολικών</i>	375.178 €	388.197 €	399.852 €
<i>Κόστος Φ/Β</i>	89.250 €	89.250 €	89.250 €
<i>Συνολικό κόστος συστήματος</i>	3.083.605 €	3.074.597 €	3.069.101 €
<i>Ανηγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)</i>	192	192	192
<i>Ανηγμένο κόστος συστήματος (€/MWh)</i>	173	172	171
	BESS 1MW/1h	BESS 1MW/2h	BESS 1MW/4h
<i>Κόστος καυσίμου</i>	2.333.545 €	2.329.225 €	2.327.383 €
<i>Κόστος ρύπων</i>	65.204 €	65.083 €	65.031 €
<i>Λειτουργικές δαπάνες</i>	59.963 €	59.843 €	59.782 €
<i>Κόστος εναύσεων</i>	10.571 €	10.742 €	10.889 €
<i>Κόστος σβέσεων</i>	10.591 €	10.762 €	10.909 €
<i>Συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής</i>	2.479.873 €	2.475.654 €	2.473.995 €
<i>Κόστος αιολικών</i>	424.496 €	428.453 €	430.654 €
<i>Κόστος Φ/Β</i>	89.250 €	89.250 €	89.250 €
<i>Συνολικό κόστος συστήματος</i>	2.993.619 €	2.993.357 €	2.993.899 €
<i>Ανηγμένο κόστος θερμικών (€/MWh)</i>	189	189	189
<i>Ανηγμένο κόστος συστήματος (€/MWh)</i>	168	168	167

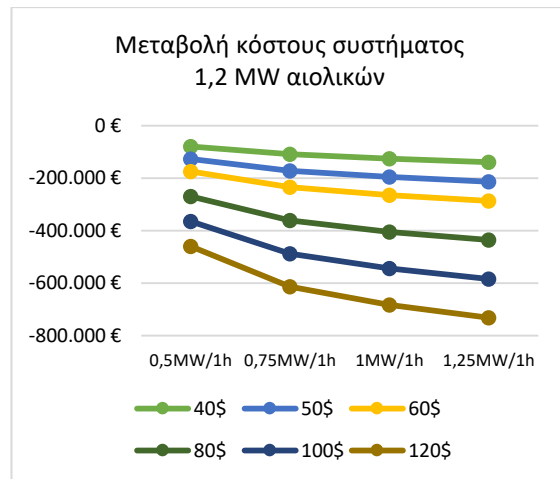
5.4 Αξιολόγηση της επένδυσης και ανάλυση ευαισθησίας

Ανάλυση ευαισθησίας ως προς την τιμή αργού πετρελαίου πραγματοποιήθηκε και για το σύστημα της Πάτμου θεωρώντας και σε αυτή την περίπτωση τιμές 40, 50, 80, 100 και 120\$/bbl.

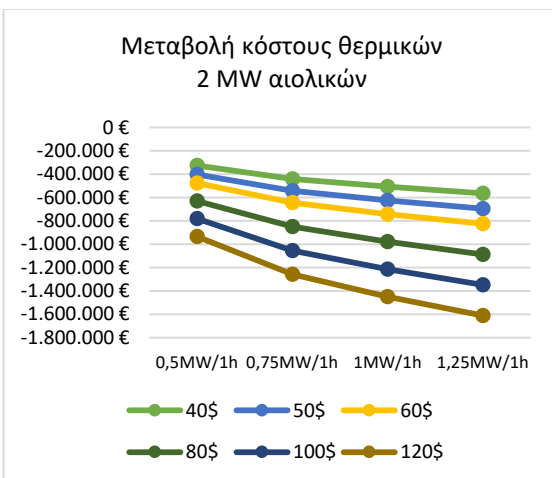
Στα διαγράμματα που ακολουθούν (Σχήμα 5.14 έως 5.15) φαίνεται η μεταβολή του κόστους της θερμικής παραγωγής και η μεταβολή του συνολικού κόστους του συστήματος για τις τιμές αργού πετρελαίου που εξετάστηκαν, στις περιπτώσεις μπαταρίας ισχύος 0.5, 0.75, 1 και 1.25MW/1h με εγκατεστημένη αιολική ισχύ 1,2MW και 2MW. Οι περιπτώσεις μπαταρίας με αυξημένη χωρητικότητα δεν επιφέρουν σημαντικές μεταβολές στο μείγμα παραγωγής, συνεπώς δεν παρουσιάζουν οικονομικό ενδιαφέρον.



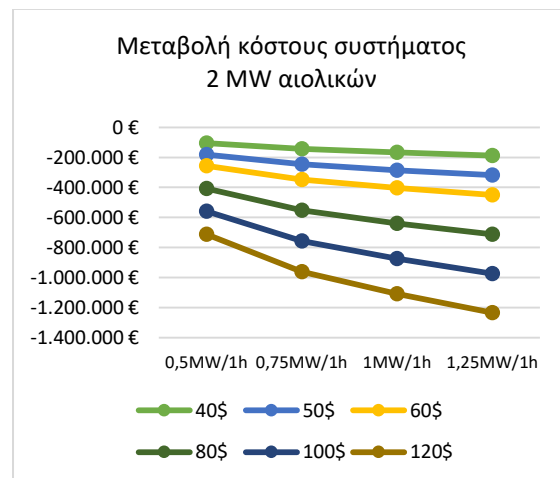
Σχήμα 5.14



Σχήμα 5.15



Σχήμα 5.16



Σχήμα 5.17

Όπως παρατηρείται στα παραπάνω διαγράμματα, η μείωση στο κόστος της θερμικής παραγωγής είναι σημαντική ακόμα και στις χαμηλές τιμές πετρελαίου. Ιδιαίτερα σημαντικό όμως είναι το γεγονός ότι το ίδιο συμβαίνει και στο κόστος συστήματος και για τις δύο περιπτώσεις εγκατεστημένης αιολικής ισχύος παρά την εκάστοτε αύξηση του κόστους της αιολικής παραγωγής, ως αποτέλεσμα της δραστικής μείωσης της συμμετοχής στην ηλεκτροπαραγωγή των υψηλού μεταβλητού κόστους μηχανών ντίζελ που επιφέρει η εγκατάσταση μπαταρίας. Δημιουργείται επομένως κέρδος για το σύστημα, το οποίο μεγαλώνει με την αύξηση της ισχύος του αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας.

Οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης

Η αξιολόγηση της επένδυσης της εγκατάστασης αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης στο ηλεκτρικό σύστημα της Πάτμου, πραγματοποιήθηκε για διάρκεια 20ετίας, για συστήματα μπαταρίας 0.5MW/1h, 0.75MW/1h, 1MW/1h και 1.25MW/1h και για τις περιπτώσεις εγκατεστημένης αιολικής ισχύος 1.2MW και 2MW. Ως αμοιβή της λειτουργίας της μπαταρίας ορίστηκε το οικονομικό κέρδος που επιφέρει η εγκατάστασή της στο σύστημα του νησιού, όπως θεωρήθηκε και στην περίπτωση της Λέσβου. Τα υπόλοιπα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.12.

Πίνακας 5.12: Παράμετροι οικονομικής αξιολόγησης

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ					
Κόστος μπαταρίας (€/kWh)	Κόστος inverter & συνδέσεων (€/kW)	Κόστος αντικατάστασης μπαταρίας (€/kWh)	Έτος αντικατάστασης μπαταρίας	Λειτουργικές δαπάνες (%Κο)	Φορολογικός συντελεστής
400 €	600 €	200 €	10	2%	29%
ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΔΑΝΕΙΟΥ				ΕΠΙΤΟΚΙΟ ΑΝΑΓΩΓΗΣ	
Συμμετοχή ιδίων κεφαλαίων	Συμμετοχή δανείου	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Επιτόκιο δανείου	Ίδια κεφάλαια	Σύνολο επένδυσης
30%	70%	10	7%	10%	6%

Ακολουθούν οι πίνακες με τα αποτελέσματα της Καθαρής Παρούσας Αξίας και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR) της επένδυσης, όπως προέκυψαν για την αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης και ως προς τα ίδια κεφάλαια.

Πίνακας 5.13: Σύνολο της επένδυσης

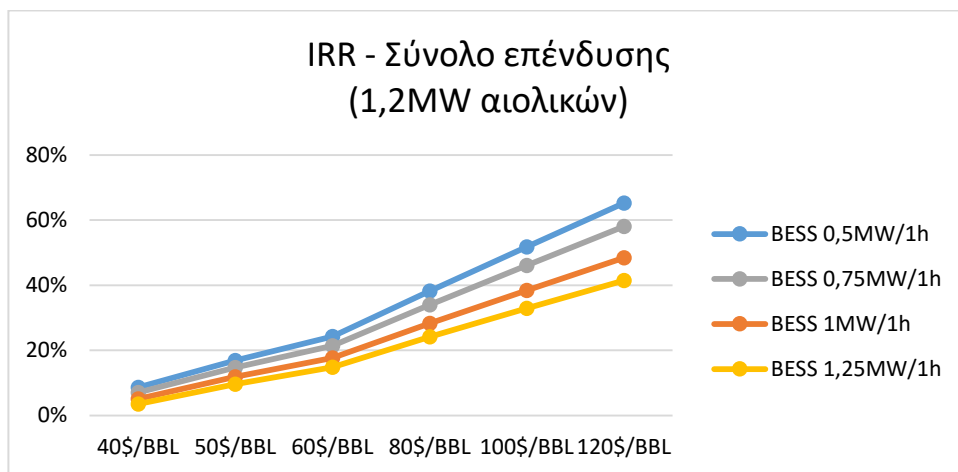
	1,2 MW αιολικών				2 MW αιολικών			
	BESS 0,5MW-1h	BESS 0,75MW-1h	BESS 1MW-1h	BESS 1,25MW-1h	BESS 0,5MW-1h	BESS 0,75MW-1h	BESS 1MW-1h	BESS 1,25MW-1h
40\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-80.155 €	-108.661 €	-125.845 €	-139.430 €	-104.500 €	-142.969 €	-166.996 €	-187.643 €
ΚΠΑ	86.202 €	36.939 €	-102.685 €	-271.034 €	280.511 €	310.777 €	225.771 €	113.783 €
IRR	9%	7%	5%	4%	13%	11%	9%	8%
50\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-127.728 €	-171.977 €	-195.650 €	-213.654 €	-180.577 €	-245.556 €	-285.184 €	-318.967 €
ΚΠΑ	465.911 €	542.304 €	454.470 €	321.392 €	881.105 €	1.123.320 €	1.166.889 €	1.161.953 €
IRR	17%	15%	12%	10%	25%	23%	19%	17%
60\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-174.944 €	-234.817 €	-264.930 €	-287.320 €	-256.083 €	-347.371 €	-402.483 €	-449.303 €
ΚΠΑ	836.958 €	1.039.170 €	1.007.436 €	909.364 €	1.472.783 €	1.921.165 €	2.086.070 €	2.185.988 €
IRR	24%	21%	18%	15%	36%	33%	28%	25%
80\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-270.090 €	-361.450 €	-404.540 €	-435.768 €	-408.238 €	-552.544 €	-638.859 €	-711.950 €
ΚΠΑ	1.582.543 €	2.031.490 €	2.102.186 €	2.079.930 €	2.665.104 €	3.528.942 €	3.938.359 €	4.244.144 €
IRR	38%	34%	28%	24%	58%	52%	45%	40%
100\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-364.878 €	-487.606 €	-543.625 €	-583.659 €	-559.822 €	-756.945 €	-874.346 €	-973.610 €
ΚΠΑ	2.325.326 €	3.020.079 €	3.192.087 €	3.238.828 €	3.852.943 €	5.130.675 €	5.783.684 €	6.294.564 €
IRR	52%	46%	38%	33%	80%	72%	62%	55%
120\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-459.667 €	-613.763 €	-682.711 €	-731.549 €	-711.405 €	-961.347 €	-1.109.833 €	-1.235.269 €
ΚΠΑ	3.068.109 €	4.008.668 €	4.281.988 €	4.397.725 €	5.040.781 €	6.732.408 €	7.629.009 €	8.344.983 €
IRR	65%	58%	48%	41%	101%	91%	79%	70%

Πίνακας 5.14: Ίδια κεφάλαια

	1,2 MW αιολικών				2 MW αιολικών			
	BESS 0,5MW-1h	BESS 0,75MW-1h	BESS 1MW-1h	BESS 1,25MW-1h	BESS 0,5MW-1h	BESS 0,75MW-1h	BESS 1MW-1h	BESS 1,25MW-1h
40\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-80.155 €	-108.661 €	-125.845 €	-139.430 €	-104.500 €	-142.969 €	-166.996 €	-187.643 €
ΚΠΑ	-321.231 €	-552.973 €	-854.297 €	-1.181.401 €	-171.603 €	-342.102 €	-601.368 €	-881.411 €
IRR	1%	0%	-2%	-4%	6%	4%	2%	0%
50\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-127.728 €	-171.977 €	-195.650 €	-213.654 €	-180.577 €	-245.556 €	-285.184 €	-318.967 €
ΚΠΑ	-28.834 €	-163.813 €	-425.256 €	-721.540 €	291.359 €	284.046 €	123.504 €	-74.260 €
IRR	9%	7%	4%	2%	17%	15%	12%	9%
60\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-174.944 €	-234.817 €	-264.930 €	-287.320 €	-256.083 €	-347.371 €	-402.483 €	-449.303 €
ΚΠΑ	257.305 €	219.136 €	559 €	-268.768 €	747.763 €	899.481 €	832.534 €	715.457 €
IRR	16%	14%	10%	7%	28%	24%	20%	17%
80\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-270.090 €	-361.450 €	-404.540 €	-435.768 €	-408.238 €	-552.544 €	-638.859 €	-711.950 €
ΚΠΑ	832.429 €	984.583 €	844.966 €	633.647 €	1.667.486 €	2.139.676 €	2.261.338 €	2.303.062 €
IRR	30%	26%	20%	16%	49%	44%	37%	32%
100\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-364.878 €	-487.606 €	-543.625 €	-583.659 €	-559.822 €	-756.945 €	-874.346 €	-973.610 €
ΚΠΑ	1.405.390 €	1.747.153 €	1.685.685 €	1.527.588 €	2.583.751 €	3.375.208 €	3.684.770 €	3.884.698 €
IRR	43%	38%	30%	25%	71%	63%	53%	47%
120\$/BBL								
Μεταβολή κόστους συστήματος	-459.667 €	-613.763 €	-682.711 €	-731.549 €	-711.405 €	-961.347 €	-1.109.833 €	-1.235.269 €
ΚΠΑ	1.978.352 €	2.509.723 €	2.526.404 €	2.421.530 €	3.500.016 €	4.610.740 €	5.108.202 €	5.466.334 €
IRR	57%	49%	40%	33%	92%	82%	70%	61%

Όπως προκύπτει από τα αποτελέσματα του Πίνακα 5.13, στην περίπτωση που η επένδυση πραγματοποιηθεί με χρήση δανειακών κεφαλαίων, η βιωσιμότητά της, ακόμα και για ακραίες τιμές πετρελαίου κοντά στα 40\$/bbl, είναι πρακτικά εξασφαλισμένη, με μόνη εξαίρεση την περίπτωση εγκατάστασης μπαταρίας ισχύος 1MW/1h και 1,25MW/1h για 1,2MW αιολικής ισχύος. Στην περίπτωση αποκλειστικής χρήσης ιδίων κεφαλαίων (Πίνακας 5.14) η επένδυση είναι πρακτικά βιώσιμη για τιμές άνω των 60\$/bbl στην περίπτωση εγκατεστημένης αιολικής ισχύος 1,2MW, ενώ η επένδυση δύναται να πραγματοποιηθεί ακόμα και για τιμές κοντά στα 50\$/bbl εφόσον αυξηθεί η εγκατεστημένη αιολική ισχύς.

Στο Σχήμα 5.18, παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR ανάλογα με την τιμή αργού πετρελαίου για κάθε σύστημα αποθήκευσης μπαταρίας, στην περίπτωση εγκατεστημένης αιολικής ισχύος 1,2MW.



Σχήμα 5.18

5.5 Συμπεράσματα για το σύστημα της Πάτμου

Η εγκατάσταση μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης στο ηλεκτρικό σύστημα της Πάτμου επιφέρει σημαντικές μεταβολές στη λειτουργία του. Η συμμετοχή των συμβατικών μονάδων στην ηλεκτροπαραγωγή περιορίζεται σε μεγάλο βαθμό, καθώς είναι δραστική η μείωση των απορρίψεων της αιολικής ενέργειας, ακόμα και για μπαταρία μικρής ισχύος. Και σε αυτή την περίπτωση, η λειτουργία της μπαταρίας αφορά στην παροχή εφεδρείας, γεγονός που εξασφαλίζει αυξημένα ποσοστά διείσδυσης της αιολικής παραγωγής, ενώ για μεγαλύτερη ισχύ μπαταρίας, επιτρέπεται η επέκταση των εγκατεστημένων αιολικών που ειδιάλλως θα ήταν ανέφικτη.

Το οικονομικό όφελος που δημιουργεί στο σύστημα της Πάτμου η εγκατάσταση μπαταρίας κεντρική διαχείρισης είναι αρκετά μεγάλο ακόμα και για χαμηλές τιμές καυσίμου, καθώς είναι σημαντική η ελάττωση της συμμετοχής των μονάδων ντίζελ, που παρουσιάζουν υψηλό κόστος παραγωγής. Για τον ίδιο λόγο, η βιωσιμότητα της επένδυσης της μπαταρίας εξασφαλίζεται και σε τιμές πετρελαίου κάτω των 60\$/bbl, γεγονός που την καθιστά πρακτική και αποτελεσματική τεχνολογία αποθήκευσης για το συγκεκριμένο σύστημα.

Κεφάλαιο 6^ο

Συμπεράσματα

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας πραγματοποιήθηκε μελέτη της επίδρασης της εγκατάστασης αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης στη λειτουργία μη διασυνδεδεμένων νησιών με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Η μελέτη βασίστηκε στην επίλυση του προβλήματος της κατανομής των μονάδων παραγωγής και των συστημάτων αποθήκευσης σε ΜΔΝ, όπως αυτό υλοποιείται από μαθηματικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στο εργαστήριο του Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος του ΕΜΠ. Το μοντέλο, εφαρμόζοντας πλήρως τις αρχές και τις διατάξεις του Κώδικα ΜΔΝ, επέτρεψε την πραγματοποίηση ετήσιων προσομοιώσεων στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα της Λέσβου και της Πάτμου, για διαφοροποιημένα σενάρια αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας, προκειμένου να αξιολογηθούν οι μεταβολές που παρατηρούνται στο μείγμα παραγωγής και στην οικονομία τους. Η διερεύνηση που πραγματοποιήθηκε αφορά τόσο στην επίδραση της ισχύος του αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας όσο και στη χωρητικότητά του.

Το κοινό συμπέρασμα που προέκυψε και στις δύο περιπτώσεις των νησιωτικών συστημάτων είναι ότι ο ρόλος της μπαταρίας έγκειται στην αποθήκευση της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας και στην αξιοποίησή της για παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας στο ηλεκτρικό σύστημα, ενισχύοντας με τον τρόπο αυτό τη διείσδυση της αιολικής παραγωγής. Η λειτουργία αυτή εξαρτάται σαφώς από την ονομαστική ισχύ της μπαταρίας και όπως προέκυψε από τα αποτελέσματα η αύξηση της ισχύος της μπαταρίας επιδρά θετικά και συνήθως σε σημαντικό βαθμό στην ελάττωση της θερμικής παραγωγής και στη δημιουργία οικονομικού κέρδους. Επίσης όπως παρατηρήθηκε και στα δύο ΜΔΝ που εξετάστηκαν, η αύξηση της χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης δεν φάνηκε να επιδρά στη λειτουργία του ηλεκτρικού τους συστήματος.

Όσον αφορά στο σύστημα της Λέσβου, η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος θεωρείται απαραίτητη για την επίτευξη δραστικών μεταβολών στην λειτουργία του συστήματος, καθώς στην παρούσα κατάσταση οι περικοπές της παραγωγής των αιολικών είναι αρκετά χαμηλές με αποτέλεσμα η εγκατάσταση της μπαταρίας να μην προσφέρει σημαντικές βελτιώσεις. Όπως φάνηκε, η αύξηση της ισχύος της μπαταρίας δημιουργεί αρκετό περιθώριο για την περαιτέρω εγκατάσταση αιολικών σταθμών περιορίζοντας σε μεγάλο βαθμό τις περικοπές της αιολικής παραγωγής. Η μπαταρία επιφέρει μείωση στο κόστος της θερμικής παραγωγής, ωστόσο, όπως προέκυψε από την ανάλυση ευαισθησίας ως προς την τιμή αργού πετρελαίου, δεν δημιουργεί πάντα κέρδος και για το συνολικό κόστος του συστήματος. Για το λόγο αυτό, η βιωσιμότητα μιας τέτοιας επένδυσης στο νησί της Λέσβου, θεωρώντας ως αμοιβή της μπαταρίας το κέρδος που επιφέρει στο συνολικό λειτουργικό κόστος του συστήματος, δεν είναι πάντα εφικτή και εξαρτάται από την τιμή πετρελαίου.

Στην περίπτωση της Πάτμου, η επίδραση της μπαταρίας είναι ιδιαίτερα δραστική καθώς περιορίζονται σε μεγάλο βαθμό οι υψηλές περικοπές της αιολικής παραγωγής και επιφέρονται σημαντικές μειώσεις στη συμμετοχή της θερμικής παραγωγής. Και σε αυτή την περίπτωση η αύξηση της ισχύος της μπαταρίας επιδρά θετικά στη διείσδυση των αιολικών και προωθεί καθοριστικά την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε ένα ειδάλλως κορεσμένο σύστημα. Το οικονομικό όφελος του συστήματος της Πάτμου από την εγκατάσταση μπαταρίας είναι σαφές ακόμα και σε χαμηλές τιμές πετρελαίου, καθώς η αιολική ενέργεια που εγχέεται στο σύστημα υποκαθιστά σημαντικό μέρος της παραγωγής των μονάδων ντίζελ που παρουσιάζουν πολύ υψηλό μεταβλητό κόστος. Συγκριτικά με το σύστημα της Λέσβου, αναδεικνύεται στο σημείο αυτό η σημασία του μείγματος παραγωγής στην οικονομική λειτουργία του συστήματος και κατ' επέκταση στη βιωσιμότητα της επένδυσης της εγκατάστασης της μπαταρίας. Στο σύστημα της Πάτμου, η βιωσιμότητα της επένδυσης για την εγκατάσταση μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης είναι πρακτικά δεδομένη.

Συμπερασματικά, η εγκατάσταση μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης στα ΜΔΝ με σημαντική διείσδυση ΑΠΕ επιδρά θετικά στην περαιτέρω διείσδυση της αιολικής παραγωγής και προωθεί την επέκταση της υφιστάμενης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, περιορίζει την παραγωγή των ακριβών και ρυπογόνων συμβατικών μονάδων, ενισχύει την ασφάλεια και την αξιοπιστία του συστήματος και επιφέρει οικονομικό όφελος. Εν γένει ,αποτελεί μία εφαρμόσιμη και βιώσιμη επένδυση για τα ΜΔΝ, ωστόσο κρίνεται ότι πρέπει να οριστούν μηχανισμοί αποζημίωσης της λειτουργίας της μπαταρίας, ώστε να διασφαλίζεται η βιωσιμότητά της.

Βιβλιογραφία

- [1] “http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp.” .
- [2] N. Hatziargyriou, I. Margaritis, I. Stavropoulou, S. Papathanassiou, and A. Dimeas, “Noninterconnected island systems: The Greek case,” *IEEE Electrif. Mag.*, vol. 5, no. 2, pp. 17–27, 2017.
- [3] I. Stavropoulou, “RES PENETRATION IN NON-INTERCONNECTED ISLANDS (NII) (from now until 2025) Hellenic Electricity Distribution Network Operator S.A . Stavropoulou Eirini.”
- [4] E. I. Vrettos and S. A. Papathanassiou, “Operating policy and optimal sizing of a high penetration RES-BESS system for small isolated grids,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, no. 3, pp. 744–756, 2011.
- [5] S. A. Papathanassiou and N. G. Boulaxis, “Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems,” *Renew. Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 457–479, 2006.
- [6] “*Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*”, Παπαθανασίου Στ., Αθήνα 2008. .
- [7] G. N. Psarros, S. I. Nanou, S. V. Papaefthymiou, and S. A. Papathanassiou, “Generation scheduling in non-interconnected islands with high RES penetration,” *Renew. Energy*, vol. 115, pp. 338–352, 2018.
- [8] N. Chatziargyriou, “Energy Management in the Greek Islands,” *Cigre*, pp. 1–8, 2012.
- [9] “Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.” 2014.
- [10] S. P. S. Korkizoglou, E. Kapolou, E. Karamanou, “‘PV penetration in non-interconnected island grids,’ Proc. CIGRE Symp. ‘Smarts Grids: Next Generation Grids for New Energy Trends,’ Lisbon, Portugal Apr. 2013,” 2013.

- [11] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [12] L. Sigrist, E. Lobato, and L. Rouco, "Energy storage systems providing primary reserve and peak shaving in small isolated power systems: An economic assessment," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, no. 1, pp. 675–683, 2013.
- [13] J. K. Kaldellis, D. Zafirakis, and K. Kavadias, "Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 2, pp. 378–392, 2009.
- [14] S. van der Linden, "Bulk energy storage potential in the USA, current developments and future prospects," *Energy*, vol. 31, no. 15, pp. 3446–3457, 2006.
- [15] EPRI, "Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits," *Epri*, pp. 1–170, 2010.
- [16] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, "Energy storage systems-Characteristics and comparisons," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008.
- [17] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems-An overview," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, 2009.
- [18] J. Leadbetter and L. G. Swan, "Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity," *J. Power Sources*, vol. 216, pp. 376–386, 2012.
- [19] E. Telaretti, L. Dusonchet, and U. Palermo, "Stationary Battery Systems in the main World Markets," vol. 1, 2017.
- [20] E. M. G. Rodrigues *et al.*, "Modelling and sizing of NaS (sodium sulfur) battery energy storage system for extending wind power performance in Crete Island," *Energy*, vol. 90, pp. 1606–1617, 2015.
- [21] "<http://www.energystorageexchange.org>."
- [22] A. Malhotra, B. Battke, M. Beuse, A. Stephan, and T. Schmidt, "Use cases for

- stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 705–721, 2016.
- [23] M. L. Kubik, P. J. Coker, and C. Hunt, “The role of conventional generation in managing variability,” *Energy Policy*, vol. 50, pp. 253–261, 2012.
- [24] B. Tarroja, F. Mueller, J. D. Eichman, and S. Samuelsen, “Metrics for evaluating the impacts of intermittent renewable generation on utility load-balancing,” *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 546–562, 2012.
- [25] R. Sebastián, “Application of a battery energy storage for frequency regulation and peak shaving in a wind diesel power system,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 3, pp. 764–770, 2016.
- [26] Y. Wen, W. Li, G. Huang, and X. Liu, “Frequency Dynamics Constrained Unit Commitment with Battery Energy Storage,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 5115–5125, 2016.
- [27] G. N. Psarros, E. Karamanou, and S. A. Papathanassiou, “Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, pp. 1–1, 2018.
- [28] Γ. Παστράκος, *Διοικητική Επιστήμη*, Β΄ Έκδοση. .
- [29] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, “Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 3, pp. 1098–1104, 2000.
- [30] M. Carrión and J. M. Arroyo, “A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1371–1378, 2006.
- [31] C. K. Simoglou, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis, “Optimal self-scheduling of a thermal producer in short-term electricity markets by MILP,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1965–1977, 2010.

- [32] S. I. Vagropoulos, C. K. Simoglou, A. G. Bakirtzis, E. J. Thalassinakis, and A. Gigantidou, "Assessment of the impact of a battery energy storage system on the scheduling and operation of the insular power system of Crete," *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, 2014.
- [33] A. Wood and B. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*. 2013.
- [34] *Αποφαση ρ.α.ε. υπ' αριθμ. 616/2016*. 2017, pp. 1–18.