



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ & ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ & ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ
ΣΤΑΘΜΟΥ ΜΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΚΑΙ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ
ΙΟΝΤΩΝ ΛΙΘΙΟΥ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΙΑΣΟΝΑ-ΙΩΑΝΝΗ ΗΛ. ΧΟΝΤΖΟΠΟΥΛΟΥ

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου
Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2015



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ & ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ & ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ
ΣΤΑΘΜΟΥ ΜΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΚΑΙ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ
ΙΟΝΤΩΝ ΛΙΘΙΟΥ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΙΑΣΟΝΑ-ΙΩΑΝΝΗ ΗΛ. ΧΟΝΤΖΟΠΟΥΛΟΥ

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου

Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την ... Ιουλίου 2015.

.....
Στ. Παπαθανασίου
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Στ. Μανιάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Α. Κλαδάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2015

Copyright © ΙΑΣΩΝ-ΙΩΑΝΝΗΣ ΗΛ. ΧΟΝΤΖΟΠΟΥΛΟΣ, 2015.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η μοντελοποίηση και η προσομοίωση ενός υβριδικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με φωτοβολταϊκή εγκατάσταση και σύστημα αποθήκευσης με συσσωρευτές τεχνολογίας λιθίου ιόντων (Li-ion), που λειτουργεί σε μη διασυνδεδεμένο νησιωτικό σύστημα. Η εγκατάσταση υβριδικών σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά δύναται να αυξήσει το περιθώριο διείσδυσης των ΑΠΕ στο ισοζύγιο ενέργειας. Για το σκοπό αυτό, αναπτύχθηκε μοντέλο προσομοίωσης, στη βάση της διαθέσιμης βιβλιογραφίας, των συσσωρευτών Li-ion. Σύμφωνα με τις απαιτήσεις του ισχύοντος ρυθμιστικού πλαισίου, επιλέχθηκε η διασύνδεση στην πλευρά εναλλασσόμενου ρεύματος των φωτοβολταϊκών και της διάταξης αποθήκευσης. Στη συνέχεια, μελετήθηκαν πολιτικές λειτουργίας, σύμφωνα με το ισχύον ρυθμιστικό πλαίσιο και επιλέχθηκαν κατάλληλοι συντελεστές συμμετοχής της αναμενόμενης φωτοβολταϊκής παραγωγής στην προσφορά ενέργειας κάθε δωδεκάωρου κατανομής.

Η επιλογή της διαστασιολόγησης των συνιστωσών του σταθμού αποτελεί μείζον ζήτημα, που επηρεάζει άμεσα την οικονομική βιωσιμότητα. Για το λόγο αυτό, πραγματοποιήθηκε αναζήτηση στο χώρο λύσεων για την επιλογή της βέλτιστης διαστασιολόγησης.

Τέλος, πραγματοποιήθηκε διερεύνηση της βέλτιστης Διαστασιολόγησης των συνιστωσών του ΥΒΣ με οικονομικά κριτήρια. Διενεργήθηκε ανάλυση ευαισθησίας του IIR ως προς το επενδυτικό κόστος και την τιμολογιακή πολιτική. Η περαιτέρω πτώση του κόστους των μπαταριών δύναται να αποτελέσει μοχλό ανάπτυξης υβριδικών σταθμών τέτοιου τύπου.

Λέξεις-κλειδιά:

Υβριδικοί σταθμοί ΑΠΕ, αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, συσσωρευτές, Li-ion, προσομοίωση, ηλεκτρική διαμόρφωση, πολιτικές λειτουργίας, βέλτιστη διαστασιολόγηση, οικονομική ανάλυση

ABSTRACT

The subject of this diploma dissertation consists of modelling and simulating a Hybrid Power Station which has both a Photovoltaic Installation and a Power Storage system with Li-ion technology batteries, and serves in a non-interconnected island group. Setting up such hybrid stations in non-interconnected Island Groups can help increase the RES penetration in the energy balance. To this end, a simulation model has been implemented, based on available bibliographic references, concerning Li-ion batteries. In accordance to current regulatory framework, the connection of said Photovoltaic Installation and batteries is to happen on AC. After this preliminary work, additional operation policies were studied, again in accordance to current legislation, and suitable participation (load) coefficients were selected for expected Photovoltaic production to consumption for each given 12-hour interval of the distribution.

The component's dimensionality of the station is an issue of high importance, which directly affects fiscal viability. To this end, a search in the solution space was carried out aiming to select the optimal dimensionality.

Finally, in order to size the system components (in an optimal manner) optimally fiscal parameters were taken into account in carrying out a detailed investigation. In addition, sensitivity analysis was performed concerning IIR with respect to investment cost and pricing policy. Further decrease in battery cost can potentially act as an incentive to further increase HPS penetration.

KEY WORDS:

RES Hybrid systems, energy storage, batteries, Li-ion, simulation, electrical configuration, operation policies, optimal sizing, economic analysis

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου προς τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Σταύρο Παπαθανασίου για την ευκαιρία της εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής εργασίας που ανταποκρίνεται πλήρως στα ερευνητικά μου ενδιαφέροντα. Επιπλέον, θα ήθελα να τον ευχαριστήσω για τη συνεχή και αμέριστη συμπαράστασή του όσο και για τις κατευθυντήριες γραμμές που μου έδωσε κατά τη διαδικασία εκπόνησης της εργασίας.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω την Ελένα Καπόλου, Ηλεκτρολόγο Μηχανικό Ε.Μ.Π. για την πολύτιμη βοήθεια στην υλοποίηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Δε θα μπορούσα να παραλείψω, να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου προς την οικογένειά μου και τους φίλους μου για τη στήριξη, τη συμπαράσταση και την ενίσχυση που μου προσέφεραν κατά τη διάρκεια των σπουδών μου.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	1
ABSTRACT	3
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ	4
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ	5
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ	9
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ	11
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	13
1.1 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	13
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	15
2.1 Αρχές και κατηγοριοποίηση	15
2.2 Σύγχρονες Τεχνολογίες και Εφαρμογές τους	17
2.2.1 Αντλησιοταμίευση (pumped hydro storage, PHS)	17
2.2.2 Αποθήκευση ενέργειας με Πεπιεσμένο Αέρα (Compressed Air Energy Storage, CAES)	18
2.2.3 Υδρογόνο	19
2.2.4 Μπαταρίες	20
2.2.5 Αποθήκευση ενέργειας με χρήση κρυογενών μέσων (Cryogenic Energy Storage, CES)	22
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ ΙΟΝΤΩΝ ΛΙΘΙΟΥ(LI-ION)	25
3.1.1 Υλικά θετικού ηλεκτροδίου	25
3.1.2 Υλικά αρνητικού ηλεκτροδίου	26
3.1.3 Ηλεκτροχημεία του κελιού	27
3.1.4 Ηλεκτρολύτης	28
3.1.5 Σύγκριση διαφόρων τύπων μπαταριών λιθίου ιόντων (2)	28
3.1.6 Τύποι κελιών	30
3.1.7 Μοντέλα μπαταριών Li-ion	33
3.2 Σύστημα Αποθήκευσης με Μπαταρίες του ΥΒΣ	35
3.2.1 Βαθμός Απόδοσης Μπαταριών Li-ion και PCS	36
3.2.2 Διάρκεια Ζωής των Μπαταριών Li-ion	40

3.2.3	Αποδεκτό εύρος λειτουργίας στάθμης φόρτισης των μπαταριών (εδώ να πεις για SOCmin/max).....	47
-------	---	----

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΔΝ ΜΕ ΥΒΣ..... 51

4.1	Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ).....	51
4.1.1	Δήλωση Παραγωγής και Φορτίου των ΥΒΣ.....	52
4.2	Γενικοί Κανόνες Ένταξης και Λειτουργίας Μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ Υβριδικών Σταθμών.....	53
4.3	Κανόνες Ένταξης και Λειτουργίας για Υβριδικούς Σταθμούς.....	53
4.3.1	Υποχρεώσεις του παραγωγού Υβριδικού Σταθμού.....	53
4.3.2	Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του ΜΔΝ.....	53
4.3.3	Ελεγχόμενες μονάδες Υβριδικού Σταθμού.....	54
4.3.4	Μονάδες Απορρόφησης Ενέργειας.....	54
4.4	Γενικές αρχές τιμολόγησης των ΥΒΣ.....	55
4.4.1	Κανόνες τιμολόγησης ΥΒΣ.....	55
4.4.2	Αμοιβή για την έγχυση ενέργειας στο δίκτυο.....	56
4.4.3	Αμοιβή Διαθεσιμότητας Ισχύος.....	57
4.4.4	Αμοιβή για τις επικουρικές υπηρεσίες.....	57
4.4.5	Χρέωση ΥΒΣ για την απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο.....	57
4.4.6	Επιβολή κυρώσεων σε ΥΒΣ.....	57
4.4.7	Μετρητές Εγκαταστάσεων.....	58

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΜΕΡΟΥΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΜΕ Φ/Β ΚΑΙ ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ..... 59

5.1	Διασύνδεση στην πλευρά Ε.Ρ. (AC Coupling).....	59
5.2	Διασύνδεση στην πλευρά Σ.Ρ. (DC Coupling).....	61
5.3	Διασύνδεση στην πλευρά Ε.Ρ. εντός του σταθμού.....	64
5.4	Διαμόρφωση ταυτόχρονης έγχυσης-απορρόφησης.....	65
5.5	Επιλογή κατάλληλης ηλεκτρικής διαμόρφωσης.....	68

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΥΒΣ..... 71

6.1	Μοντέλο προσομοίωσης.....	71
6.1.1	Πολιτική Διαχείρισης ΜΔΝ με ΥΒΣ.....	71
6.1.2	Εσωτερική Λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του 12ώρου κατανομής.....	72
6.1.3	Ισοζύγιο Ισχύος του ΥΒΣ.....	73
6.1.4	Δεδομένα εισόδου Τυπικού συστήματος ΜΔΝ.....	73

6.1.5	Τιμολόγηση Ενέργειας και Ισχύος.....	76
6.1.6	Ενεργειακά αποτελέσματα του συστήματος αποθήκευσης	76
6.2	Πολιτικές κατάρτισης προσφοράς ενέργειας.....	78
6.2.1	Στόχοι προσφοράς ενέργειας.....	78
6.2.2	Πολιτική σταθερής συνεισφοράς Φ/Β παραγωγής	80
6.2.3	Πολιτική Συνεισφοράς Φ/Β παραγωγής με διάκριση ανάμεσα στα δωδεκάωρα.....	84
6.2.4	Πολιτική μηδενικής Συνεισφοράς Φ/Β παραγωγής στο πρώτο δωδεκάωρο κατανομής	92
6.2.5	Διερεύνηση επίπτωσης χωρητικότητας αποθήκης στην πολιτική λειτουργία.....	94
6.2.6	Επίδραση πολιτικών λειτουργίας στη διάρκεια ζωής των μπαταριών.....	98
6.2.7	Συμπεράσματα και επιλογή πολιτικής λειτουργίας.....	99
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7. ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΟΥ ΥΒΣ		101
7.1	Οικονομική αξιολόγηση του σταθμού.....	101
7.1.1	Υπολογισμός Καθαρών Ταμειακών Ροών (ΚΤΡ).....	101
7.1.2	Υπολογισμός Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR).....	102
7.1.3	Οικονομικές Παράμετροι Αξιολόγησης ΥΒΣ.....	102
7.2	Οικονομική αξιολόγηση Πολιτικών	104
7.2.1	Οικονομική αξιολόγηση πολιτικών για εγγυημένη ισχύ 400kW.....	104
7.2.2	Οικονομική αξιολόγηση πολιτικών για εγγυημένη ισχύ 350kW.....	105
7.2.3	Συμπεράσματα Οικονομικής Αξιολόγησης Πολιτικών	105
7.3	Διερεύνηση Βέλτιστης Διαστασιολόγησης ΥΒΣ.....	106
7.3.1	Βέλτιστη διαστασιολόγηση για ονομαστική ισχύ 400kW	106
7.3.2	Βέλτιστη διαστασιολόγηση για κάθε ονομαστική ισχύ	111
7.3.3	Συμπεράσματα βέλτιστης διαστασιολόγησης.....	114
7.4	Ανάλυση Ευαισθησίας Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης.....	115
7.4.1	Επίδραση τιμής πώλησης ελεγχόμενων μονάδων.....	115
7.4.2	Επίδραση τιμής πώλησης εγγεόμενης Φ/Β ενέργειας.....	116
7.4.3	Επίδραση αποζημίωσης ισχύος.....	117
7.4.4	Επίδραση κόστους μπαταριών	118
7.4.5	Επίδραση κόστους Φ/Β εγκατάστασης.....	119
7.4.6	Πιθανά σενάρια οικονομικής βιωσιμότητας.....	120

7.4.7	Συμπεράσματα ανάλυσης ευαισθησίας	121
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8.	ΣΥΝΟΨΗ & ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	123
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9.	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	125

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ

Σχήμα 1.1: Απαιτήσεις συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας [3]	14
Σχήμα 2.1: Κατηγοριοποίηση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας ως προς τη χρήση τους [3]	15
Σχήμα 2.2: Δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας επιμέρους τεχνολογιών [5]	16
Σχήμα 2.3: Σχηματική απεικόνιση τυπικής διάταξης μονάδας αντλησιοταμίευσης [6]	17
Σχήμα 2.4: Σχηματική απεικόνιση τυπικής διάταξης μονάδας CAES [10]	18
Σχήμα 2.5: Συμβατική κυσέλη καυσίμου [12]	20
Σχήμα 3.1: Αναπαράσταση της ροής ιόντων λιθίου και ηλεκτρονίων	25
Σχήμα 3.2: Τάση συνηθισμένων συνδυασμών για κελιά Li-ion	27
Σχήμα 3.3: Οι πλέον διαδεδομένες τεχνολογίες κελιών Li-ion και τα χαρακτηριστικά τους	29
Σχήμα 3.4: Ενεργειακή πυκνότητα μπαταριών	30
Σχήμα 3.5: Τομή & εξωτερική όψη ενός κυλινδρικού κελιού Li-ion 18650	31
Σχήμα 3.6: Τομή ενός πρισματικού κελιού	32
Σχήμα 3.7: Pouch li-ion cell	32
Σχήμα 3.8: Μοντέλο μπαταριών li-ion	34
Σχήμα 3.9: Ισοδύναμο κύκλωμα Randle	35
Σχήμα 3.10: Διαγράμματα φόττισης (A) και εκφόρτισης (B) μπαταριών. Εο είναι η αρχική ενέργεια και E_{loss} οι απώλειες	38
Σχήμα 3.11: Απόδοση αντιστροφή για τα διαφορετικά σημεία λειτουργίας	40
Σχήμα 3.12: Τυπική καμπύλη διάρκειας ζωής για μπαταρίες Li-ion	41
Σχήμα 3.13: Διαγράμματα εκφόρτισης για διαφορετικές θερμοκρασίες , C/2, 90% DOD	44
Σχήμα 3.14: Ευθεία γραμμικής παρεμβολής	45
Σχήμα 3.15: Σύγκριση μετρούμενων τιμών και προσομοίωσης μοντέλου σε διαφορετικές θερμοκρασίες	46
Σχήμα 3.16: Σχέση μεταξύ απόλυτης θερμοκρασίας αποθήκευσης και μηνών μέχρι το EOL	47
Σχήμα 3.17: Συμπεριφορά κελιών τύπου Li-ion σε σχέση με την τάση και τη θερμοκρασία	48
Σχήμα 5.1: AC διαμόρφωση	61
Σχήμα 5.2: DC διαμόρφωση	63
Σχήμα 5.3: Διασύνδεση στην πλευρά AC εντός σταθμού	65
Σχήμα 5.4: Διαμόρφωση ταυτόχρονης έγχυσης-απορρόφησης	66
Σχήμα 6.1: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου ηλεκτρικού συστήματος	74
Σχήμα 6.2: Ελάχιστη, μέση και μέγιστη παραγόμενη Φ/Β ενέργεια ανά μήνα	75
Σχήμα 6.3: Συνολική παραγωγή Φ/Β ενέργειας ανά μήνα	75
Σχήμα 6.4: Κοινός Συντελεστής 10%, Ημέρες 10-16	81
Σχήμα 6.5: Κοινός Συντελεστής 10%, Ημέρες 250-256	82
Σχήμα 6.6: Κοινός Συντελεστής 50%, Ημέρες 303-310	83
Σχήμα 6.7: Κοινός Συντελεστής 60%, Ημέρες 75-81	83
Σχήμα 6.8: Μεταβλητοί συντελεστές, $\Sigma.A_A = 10\%$ $\Sigma.A_B = 30\%$, Ημέρες 210-216	85
Σχήμα 6.9: Μεταβλητοί συντελεστές, $\Sigma.A_A = 10\%$ $\Sigma.A_B = 50\%$, Ημέρες 180-186	86
Σχήμα 6.10: Μεταβλητοί συντελεστές, 20% / 40% , Ημέρες 243-249	87
Σχήμα 6.11: Μεταβλητοί συντελεστές, 20% / 80% , Ημέρες 127-133	88
Σχήμα 6.12: Μεταβλητοί συντελεστές, 30% / 50% , Ημέρες 74-80	89
Σχήμα 6.13: Μεταβλητοί συντελεστές, 30% / 70% , Ημέρες 120-126	90
Σχήμα 6.14: Μεταβλητοί συντελεστές, 40% / 50% , Ημέρες 74-80	91
Σχήμα 6.15: Μεταβλητοί συντελεστές, 40% / 70% , Ημέρες 120-126	91
Σχήμα 6.16: Συνεισφορά Φ/Β στο Β' δωδεκάωρο, $\Sigma.A_B = 40\%$, Ημέρες 270-276	93
Σχήμα 6.17: Συνεισφορά Φ/Β στο Β' δωδεκάωρο, $\Sigma.A_B = 80\%$, Ημέρες 160-166	93

Σχήμα 6.18: Συντελεστής χρησιμοποίησης συναρτήσει της χωρητικότητας ανά πολιτική	95
Σχήμα 6.19: Απορριπτόμενη Φ/Β παραγωγή συναρτήσει της χωρητικότητας ανά πολιτική..	95
Σχήμα 6.20: Συνολική απόκλιση παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας ανά πολιτική.....	96
Σχήμα 6.21: Αριθμός ημερών συνεισφοράς στο Α' 12ωρο συναρτήσει χωρητικότητας ανά πολιτική.....	97
Σχήμα 6.22: Συντελεστές ασφαλείας 15% / 70% , Χωρητικότητα 5000kWh, Ημέρες 60-66	98
Σχήμα 6.23: Επίδραση πολιτικής στη διάρκεια ζωής των μπαταριών.....	98
Σχήμα 7.1: Οικονομική Ανάλυση Πολιτικών λειτουργίας για ονομαστική ισχύ 400kW	104
Σχήμα 7.2: Οικονομική Ανάλυση Πολιτικών λειτουργίας για ονομαστική ισχύ 350kW	105
Σχήμα 7.3: Παραμετρική ανάλυση διαστασιολόγησης για ονομαστική ισχύ 400kW.....	107
Σχήμα 7.4: Φ/Β 1400kW, ονομαστική ισχύς 400kW , 8ώρες αποθήκη, Ημέρες 80-86.....	109
Σχήμα 7.5: Παραμετρικό με 1400kW Φ/Β, 12ώρης αποθήκης και ονομαστική ισχύς Σταθμού 400kW, Ημέρες 80-86.....	110
Σχήμα 7.6: Παραμετρική ανάλυση διαστασιολόγησης για ονομαστική ισχύ 400kW, συνυπολογισμό προστιμών.....	111
Σχήμα 7.7: Παραμετρική ανάλυση διαστασιολόγησης για ονομαστική ισχύ 200kW, με συνυπολογισμό προστιμών.....	112
Σχήμα 7.8: Παραμετρική ανάλυση διαστασιολόγησης για ονομαστική ισχύ 800kW, με συνυπολογισμό προστιμών.....	113
Σχήμα 7.9: Παραμετρική ανάλυση διαστασιολόγησης για ονομαστική ισχύ 1500kW, με συνυπολογισμό προστιμών.....	114
Σχήμα 7.10: Project IRR - Τιμή πώλησης ελεγχόμενων μονάδων.....	115
Σχήμα 7.11: Equity IRR - Τιμή πώλησης ελεγχόμενων μονάδων.....	116
Σχήμα 7.12: Project IRR - Τιμή πώλησης Φ/Β.....	116
Σχήμα 7.13: Equity IRR - Τιμή πώλησης Φ/Β.....	116
Σχήμα 7.14: Project IRR - Αποζημίωση Ισχύος.....	117
Σχήμα 7.15: Equity IRR - Αποζημίωση Ισχύος.....	117
Σχήμα 7.16: Project IRR - Κόστος Μπαταριών.....	118
Σχήμα 7.17: Equity IRR - Κόστος Μπαταριών.....	118
Σχήμα 7.18: Project IRR - Κόστος Φ/Β.....	119
Σχήμα 7.19: Equity IRR - Κόστος Φ/Β.....	119

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1: Απόδοση κελιών κατά την εκφόρτιση σε 1C, 3C.....	37
Πίνακας 2: Σύγκριση μοντέλων διάρκειας ζωής για τις μπαταρίες Li-ion	42
Πίνακας 3: Μήτρα πειραμάτων για την επίδραση των παραμέτρων στη διάρκεια ζωής των μπαταριών.....	43
Πίνακας 4: Ενεργειακά αποτελέσματα συστήματος αποθήκευσης.....	76
Πίνακας 5: Διερεύνηση πολιτικής λειτουργίας με κοινό συντελεστής ασφαλείας.....	80
Πίνακας 6: Διερεύνηση πολιτικής λειτουργίας με Σ.Α. 10%.....	84
Πίνακας 7: Διερεύνηση πολιτικής λειτουργίας με Σ.Α. 20%.....	86
Πίνακας 8: Διερεύνηση πολιτικής λειτουργίας με Σ.Α. 30%.....	88
Πίνακας 9: Διερεύνηση πολιτικής λειτουργίας με Σ.Α. 40%.....	90
Πίνακας 10: Πολιτική μηδενικής συνεισφοράς Φ/B παραγωγής στο A' 12ωρο	92
Πίνακας 11: Σημεία τοπικού μεγίστου IRR	108
Πίνακας 12: Σενάριο Α.....	120
Πίνακας 13: Σενάριο Β.....	120
Πίνακας 14: Σενάριο Γ	120
Πίνακας 15: Σενάριο Δ.....	121

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι σύγχρονοι ρυθμοί ανάπτυξης έχουν οδηγήσει σε συνεχώς αυξανόμενη ανάγκη για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ταυτόχρονα, η ολοένα αυξανόμενη απειλή του φαινομένου του θερμοκηπίου και της κλιματικής αλλαγής έφερε στο προσκήνιο την ανάπτυξη των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με στόχο την εξάλειψη των επιβλαβών ουσιών, που ευθύνονται για πληθώρα περιβαλλοντικών προβλημάτων.

1.1 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) ή αλλιώς πράσινη ενέργεια, όπως ορίζεται συχνά, είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας, που προέρχονται από διάφορες φυσικές πηγές, όπως ο άνεμος, η ηλιοφάνεια, το νερό και άλλες. Πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με την οδηγία 2009/28/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, ως ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές θεωρείται η ηλιακή, η αιολική, η γεωθερμική, η υδροθερμική και ενέργεια των ωκεανών, η υδροηλεκτρική, καθώς και η ενέργεια που προέρχεται από βιομάζα από αέρια μονάδων επεξεργασίας λυμάτων και από βιοαέρια [1].

Πρόκειται για ήπιες μορφές ενέργειας, όρος που αναφέρεται σε δύο χαρακτηριστικά τους. Πρώτον, ότι για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση όπως εξόρυξη, άντληση ή καύση (εκτός των περιπτώσεων καύσης βιοκαυσίμων) όπως συμβαίνει με τις υπάρχουσες τεχνολογίες αλλά απλώς η εκμετάλλευση της υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση. Δεύτερον, πρόκειται για καθαρές μορφές ενέργειας, φιλικές προς το περιβάλλον, με μηδενικό κύκλο διοξειδίου του άνθρακα που δεν αποδεσμεύουν τοξικά ή ραδιενεργά απόβλητα.[2]

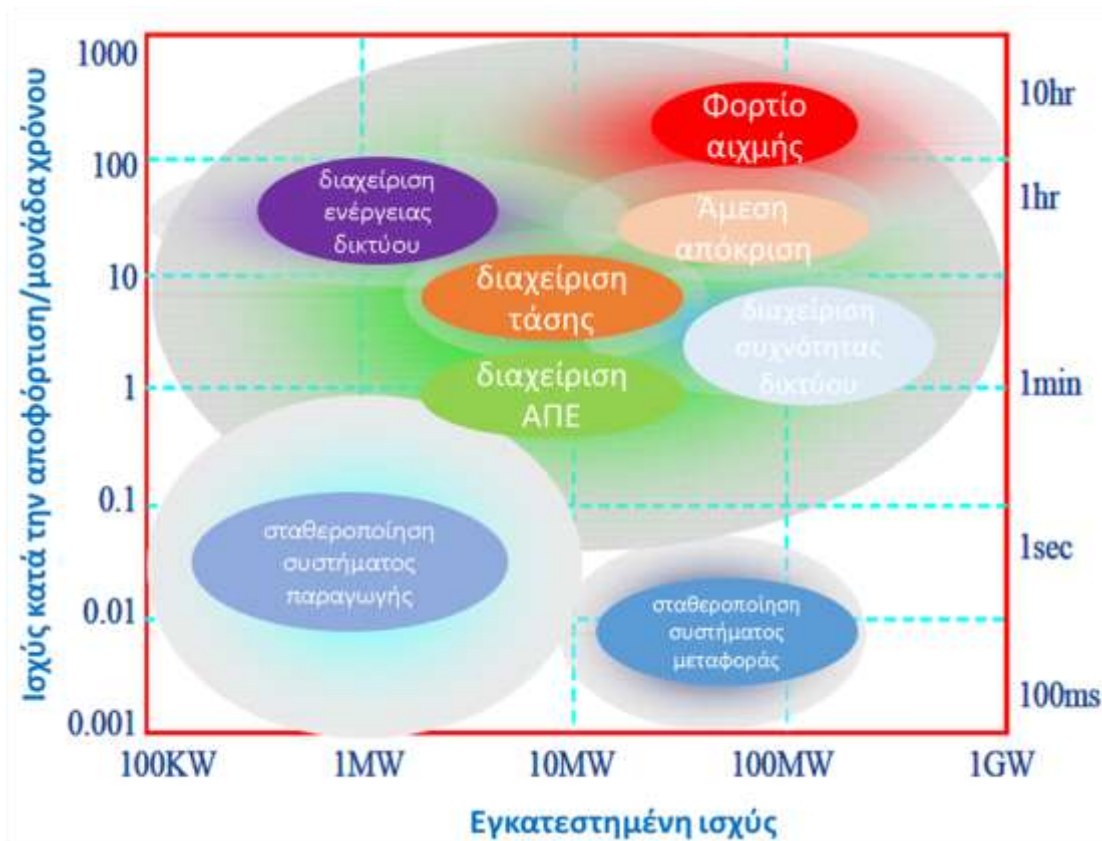
Τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί πολλές τεχνολογίες για την εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως τα φωτοβολταϊκά συστήματα, οι ανεμογεννήτριες κ.ο.κ., που χρησιμοποιούνται σε αρκετά μεγάλη κλίμακα και μετατρέπουν τις ΑΠΕ σε άλλες μορφές ενέργειας, κυρίως μηχανική και ηλεκτρική. Υπολογίζεται μάλιστα ότι το τεχνικά εκμεταλλεύσιμο ενεργειακό δυναμικό από τις ήπιες μορφές ενέργειας είναι πολλαπλάσιο της παγκόσμιας συνολικής κατανάλωσης. Τα τεχνικά όμως προβλήματα εφαρμογής αυτών των τεχνολογιών, καθώς και το υψηλό κόστος της παραγόμενης ενέργειας τέτοιων συστημάτων, εμπόδισαν και συνεχίζουν να εμποδίζουν την εκμετάλλευση μεγάλου μέρους αυτών των τεχνολογιών.

Οι τεχνολογίες όμως εκμετάλλευσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας χαρακτηρίζονται από δύο βασικά μειονεκτήματα: παραγωγή χαμηλής ποσότητας ενέργειας και έντονη στοχαστικότητα.

Συστήματα, όπως τα φωτοβολταϊκά, τα αιολικά πάρκα, οι λέβητες βιομάζας και τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα, είναι συστήματα χαμηλής δυναμικότητας σε σύγκριση με τις συμβατικές τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούνται σήμερα, γεγονός που περιορίζει τη χρήση τους και τις καθιστά βοηθητικούς παράγοντες.

Ακόμα, ως στοχαστικότητα ορίζεται η μη συνεχής λειτουργία των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που καθιστά σχεδόν απαγορευτική την αποκλειστική χρήση τους στην ηλεκτροπαραγωγική διαδικασία. Η ποσότητα ισχύος που παράγεται χαρακτηρίζεται από έντονες διακυμάνσεις, συνδεδεμένες με μη ελεγχόμενους παράγοντες όπως π.χ. οι καιρικές συνθήκες που επικρατούν και επομένως δεν δύναται να απορροφηθεί εξ' ολοκλήρου κάθε φορά από το ηλεκτρικό δίκτυο.

Με τα παραπάνω λοιπόν, γίνεται αντιληπτή η ανάγκη ανάπτυξης συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας για την περαιτέρω διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών στην ηλεκτροπαραγωγική διαδικασία κάθε χώρας. Τα συστήματα αυτά βασίζονται σε πληθώρα τεχνολογιών τόσο παλαιών όσο και καινοτόμων και έχουν στόχο τη μετατροπή της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. από αιολικό πάρκο) σε μορφή που μπορεί να αποθηκευτεί, και την επανάκτηση αυτής όταν χρειάζεται. Το Σχήμα 1.1 παρουσιάζει τις απαιτήσεις που καλούνται να καλύψουν οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας στην παγκόσμια ενεργειακή διαχείριση ανάλογα με την ισχύ και τις δυνατότητες που μπορούν να προσφέρουν.



Σχήμα 1.1: Απαιτήσεις συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας [3]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 Αρχές και κατηγοριοποίηση

Με δεδομένο ότι η ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευτεί στη μορφή που βρίσκεται, πρέπει αρχικά να μετασχηματιστεί σε μια άλλη μορφή ενέργειας, η οποία θα είναι ευκολότερο να αποθηκευτεί και στη συνέχεια όταν απαιτείται, να μετασχηματιστεί εκ νέου σε ηλεκτρική με τις αντίστοιχες απώλειες μετατροπής. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας στηρίζουν τη λειτουργία τους στο μετασχηματισμό της ηλεκτρικής ενέργειας στις ακόλουθες μορφές:

- Ηλεκτρική και μαγνητική: (i) Ηλεκτροστατική αποθήκευση ενέργειας (πυκνωτές και υπερπυκνωτές), (ii) Μαγνητική/επαγωγική αποθήκευση ενέργειας (Υπεραγώγιμα μαγνητικά πεδία)
- Μηχανική: (i) Αποθήκευση κινητικής ενέργειας (Σφόνδυλοι ισχύος), (ii) Αποθήκευση δυναμικής ενέργειας (Αντλιοσταμείωση, Σύστημα πεπιεσμένου αέρα (CAES))
- Χημική: (i) Ηλεκτροχημική αποθήκευση ενέργειας (συμβατικές μπαταρίες όπως ιόντων λιθίου και μπαταρίες flow-cell όπως ψευδαργύρου-βρωμίου), (ii) Χημική αποθήκευση ενέργειας (Υδρογόνο), (iii) Θερμοχημική-Βιοχημική αποθήκευση ενέργειας (Συνθετικό φυσικό αέριο (SNG))
- Θερμική: (i) Χαμηλής θερμοκρασίας αποθήκευση ενέργειας (cryogenic energy storage), (ii) Υψηλής θερμοκρασίας αποθήκευση ενέργειας [3]

Η πρόοδος των τεχνολογιών αυτών, καθώς και οι προοπτικές ανάπτυξής τους για το μέλλον, έχουν ερευνηθεί λεπτομερώς από ομάδες ερευνητών, τόσο σε ακαδημαϊκό όσο και σε εμπορικό επίπεδο. Σε αυτό το πλαίσιο, οι τεχνολογίες αυτές μπορούν να ενταχθούν στις δύο παρακάτω κατηγορίες οι οποίες συνοψίζονται και στο Σχήμα 2.1:

- Τεχνολογίες χαμηλού ενεργειακού περιεχομένου, κατάλληλες για παραγωγή υψηλής ισχύος σε μικρό χρονικό διάστημα
- Τεχνολογίες κατάλληλες για την ενεργειακή διαχείριση του δικτύου και την εξισορρόπηση των ενεργειακών απαιτήσεων σε ηλεκτρικά ή θερμικά φορτία



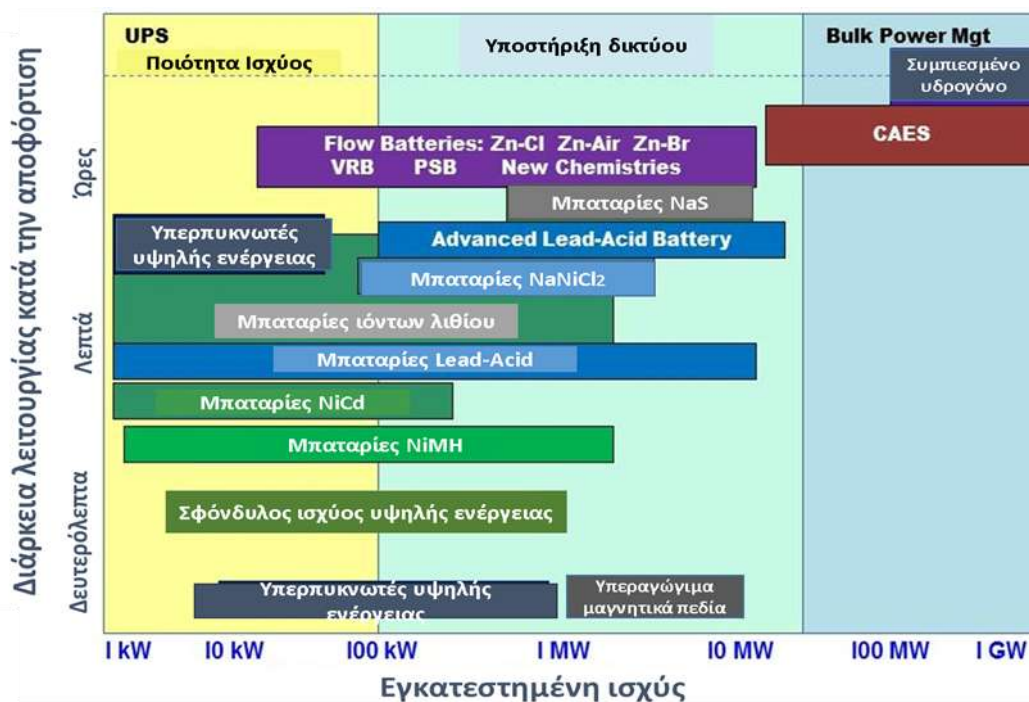
Σχήμα 2.1: Κατηγοριοποίηση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας ως προς τη χρήση τους [3]

Ανάλογα με τον τρόπο αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας, οι παραπάνω τεχνολογίες μπορούν να χωριστούν και στις παραπάνω σε δύο μεγάλες κατηγορίες:

- Σε τεχνολογίες άμεσης αποθήκευσης, όπου η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε χημική, μαγνητική ή δυναμική ενέργεια και
- Σε τεχνολογίες έμμεσης αποθήκευσης, όπου η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε κάποιο άλλο αγαθό, το οποίο να είναι ευκολότερο και αποδοτικότερο να αποθηκευτεί σε σύγκριση με τις τεχνολογίες άμεσης αποθήκευσης

Οι τεχνολογίες έμμεσης αποθήκευσης ενέργειας αποτελούν έναν αποτελεσματικό τρόπο διαχείρισης ενέργειας, διότι μπορούν να αποθηκεύσουν ενέργεια, όταν η παραγωγή των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας ξεπερνά την κατανάλωση και να τη χρησιμοποιήσουν ξανά στην αντίθετη περίπτωση. Με τον τρόπο αυτό, δεν είναι απαραίτητες πλέον οι συνεχείς αυξομειώσεις ισχύος της ηλεκτροπαραγωγής για να ακολουθείται η ζήτηση και έτσι αυτή διατηρείται σε σταθερό επίπεδο. Ως αποτέλεσμα, οι συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, που λειτουργούν με ορυκτά καύσιμα, μπορούν να λειτουργούν στα σημεία σχεδίασης, παρουσιάζοντας τους υψηλότερους δυνατούς βαθμούς απόδοσης, ενώ διευκολύνεται και η απρόσκοπτη λειτουργία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όποτε αυτό είναι εφικτό.

Ωστόσο, μέχρι στιγμής, η αντλησιοταμίευση (pumped hydro storage, PHS) και η αποθήκευση ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (Compressed-Air Energy Storage, CAES) είναι οι μόνες εμπορικά διαθέσιμες τεχνολογίες με μεγάλη δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας (άνω των 100 MW με μια μονάδα), όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 1.2.

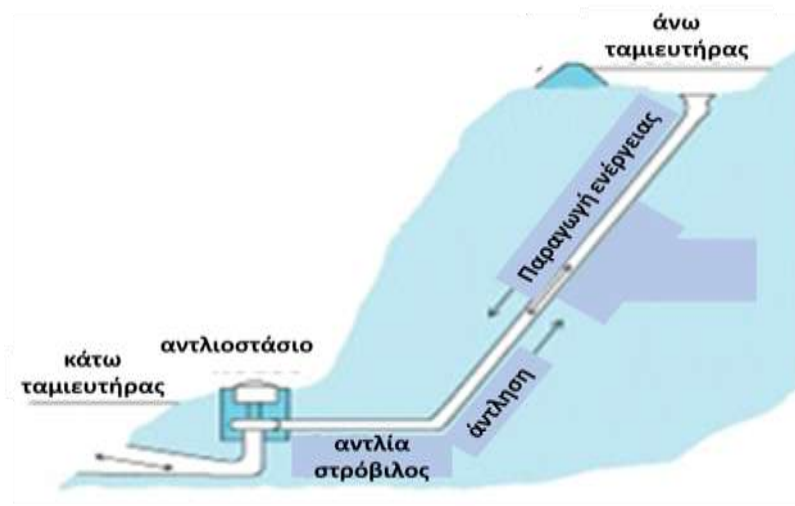


Σχήμα 2.2: Δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας επιμέρους τεχνολογιών [5]

2.2 Σύγχρονες Τεχνολογίες και Εφαρμογές τους

2.2.1 Αντλησιοταμίευση (pumped hydro storage, PHS)

Ως αντλησιοταμίευση ορίζεται η αποθήκευση νερού σε ικανό υψόμετρο, με στόχο την εκμετάλλευση της δυναμικής του ενέργειας [6]. Βασική αρχή αυτής της τεχνολογίας είναι η χρήση αναστρέψιμων αντλιών, οι οποίες χρησιμοποιούνται ως αντλίες κατά τη φάση αποθήκευσης ενέργειας, στέλνοντας το νερό σε κάποιο υψόμετρο και ως υδροστρόβιλοι κατά τη φάση παραγωγής ενέργειας.



Σχήμα 2.3: Σχηματική απεικόνιση τοπικής διάταξης μονάδας αντλησιοταμίευσης [6]

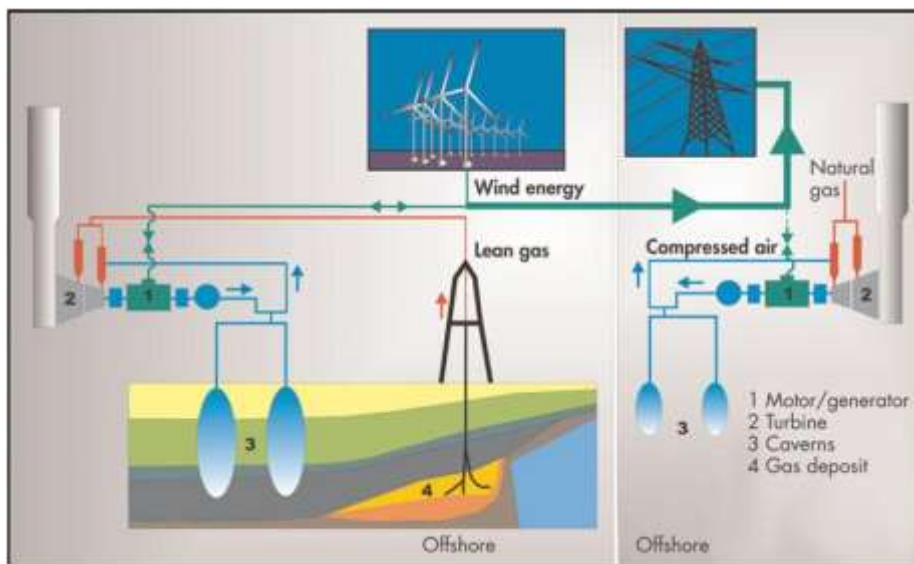
Αποτελεί ένα ευέλικτο σύστημα αποθήκευσης και επαναπόδοσης ενέργειας και προφανώς το βασικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας ενός υδροηλεκτρικού σταθμού. Η υψηλή της απόδοση και η άμεση και ευέλικτη απόκρισή της σε συνδυασμό με το ώριμο της τεχνολογίας της, την καθιστούν πρακτικά γενικότερα το κύριο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης κλίμακας. Πιο συγκεκριμένα, με την αντλησιοταμίευση είναι εφικτή η αποθήκευση ενέργειας από μερικές ώρες έως αρκετές μέρες καμιά φορά και χρόνια ενώ ο βαθμός απόδοσης μιας μονάδας κυμαίνεται μεταξύ 60 % και 85 % [7], συνυπολογίζοντας απώλειες ατμοποίησης του νερού κατά την αποθήκευση και απώλειες μετατροπής κατά την ανάκτηση.

Ωστόσο, για την ανάπτυξη ενός τέτοιου συστήματος και το συνδυασμό του με κάποιο σύστημα παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, όπως ένα αιολικό πάρκο, απαιτούνται πολύ ειδικές γεωγραφικές συνθήκες. Επιπλέον, το σύστημα αυτό χαρακτηρίζεται από μεγάλα κόστη εγκατάστασης, αλλά έχει σημαντικά μεγάλη διάρκεια ζωής, που πρακτικά περιορίζεται μόνο από τον ηλεκτρομηχανικό εξοπλισμό που πρέπει να αντικαθίσταται ανά κάποια χρονικά διαστήματα.

Σήμερα υπάρχουν περίπου 100 GW εγκατεστημένης ισχύος σε μονάδες αντλησιοταμίευσης παγκοσμίως, εκ των οποίων περίπου 32 GW στην Ευρώπη, 21 GW στην Ιαπωνία, 19,5 GW στις ΗΠΑ και άλλες στην Ασία και τη Λατινική Αμερική, αποτελώντας το 3% της παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής και το 99 % της παγκόσμια δυνατότητας αποθήκευσης ενέργειας [8], [9].

2.2.2 Αποθήκευση ενέργειας με Πεπιεσμένο Αέρα (Compressed Air Energy Storage, CAES)

Η αποθήκευση ενέργειας με τη μορφή συμπιεσμένου αέρα αποτελεί μια τεχνολογία ήδη γνωστή από τον 19^ο αιώνα και χρησιμοποιείται σε πληθώρα βιομηχανικών εφαρμογών. Η γενική αρχή λειτουργίας της συνίσταται στη χρήση ηλεκτρισμού για τη λειτουργία συμπιεστή, ο οποίος συμπιέζει ατμοσφαιρικό αέρα (σε ενδεικτική πίεση 60 bar) και τον αποθηκεύει υπό πίεση. Η αποθήκευση αυτή πραγματοποιείται είτε σε διαμορφωμένες φυσικές δομές υπογείως (σπηλιές, ορυχεία κλπ) και υποθαλάσσια, όπου οι μεγάλες πιέσεις ευνοούν τη διαδικασία, είτε σε τεχνητά δοχεία. Όταν η ενέργεια ζητηθεί, ο αέρας αναμιγνύεται με φυσικό αέριο, καίγεται και εκτονώνεται σε τροποποιημένο αεριοστρόβιλο, όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 2.4.



Σχήμα 2.4: Σχηματική απεικόνιση τυπικής διάταξης μονάδας CAES [10]

Οι δυνατότητες αποθήκευσης των σταθμών πεπιεσμένου αέρα αναμένεται στα επόμενα χρόνια να καλύπτουν εύρος ισχύος από 10 MW έως και 1 GW και εξαρτώνται άμεσα από το χώρο αποθήκευσης και την πίεση του αέρα που αναπτύσσεται. Οι συνήθεις βαθμοί απόδοσης είναι περίπου 40 με 50 %. Οι μονάδες έχουν χρόνο απόκρισης της τάξεως του ενός λεπτού και χρόνο ζωής μεγαλύτερο των 10.000 κύκλων λειτουργίας [8].

Σήμερα στην Ευρώπη σύμφωνα με τα τελευταία στοιχεία, λειτουργεί μόνο μια τέτοια μονάδα μεγάλης κλίμακας στη Γερμανία. Πρόκειται για μονάδα ισχύος 320 MW στο Huntorf της Γερμανίας με βαθμό απόδοσης 42 %, που λειτουργεί από το 1978 [11]. Άλλη μια τέτοια μονάδα ισχύος 110 MW λειτουργεί από το 1991 στην Αλαμπάμα των Ηνωμένων Πολιτειών, και έχει βαθμό απόδοσης 54 % [11].

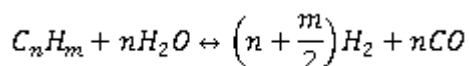
Ομοίως με την αντλησιοταμίευση, ως κύριο εμπόδιο για την εγκατάσταση μονάδων CAES υψηλής ισχύος προβάλλει ότι ως τεχνολογία απαιτεί πολύ συγκεκριμένες γεωλογικές συνθήκες. Ειδικότερα, θεωρείται οικονομικά βιώσιμη για την αποθήκευση πλεονάζουσας

ενέργειας μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, που βρίσκονται κοντά σε εγκαταλελειμμένα ορυχεία, υπόγειες και υποθαλάσσιες σπηλιές κλπ.

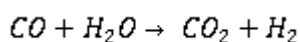
2.2.3 Υδρογόνο

Για περισσότερο από μια δεκαετία, το υδρογόνο βρίσκεται επίσης στο επίκεντρο της ερευνητικής και αναπτυξιακής προσπάθειας σε όλες τις τεχνολογικά προηγμένες χώρες του κόσμου, ως εναλλακτική λύση των παραδοσιακών πηγών ενέργειας. Είναι το ελαφρύτερο και αφθονότερο στοιχείο στη φύση αλλά δεν υπάρχει ελεύθερο σε αυτήν. Είναι δεσμευμένο υπό μορφή ενώσεων συνήθως οργανικών και υδατικών και η απελευθέρωσή του απαιτεί ενέργεια. Επιπλέον, είναι μη τοξικό και ιδιαίτερα φιλικό προς το περιβάλλον, καθότι μόνο προϊόν της μετατροπής του σε ηλεκτρική ενέργεια είναι το νερό.

Ο πιο απλός τρόπος παραγωγής του υδρογόνου είναι η ηλεκτρόλυση, όπου νερό διαρρέεται από ηλεκτρικό ρεύμα και διαχωρίζεται σε υδρογόνο και οξυγόνο. Σε βιομηχανικό επίπεδο το υδρογόνο παράγεται επίσης και από την αναμόρφωση υδρογονανθράκων και άλλων ορυκτών καυσίμων με ατμό (steam reforming), με αντιδράσεις του τύπου:



Υδρογόνο παράγεται επίσης και από την λεγόμενη water-gas shift reaction με αντίδραση:



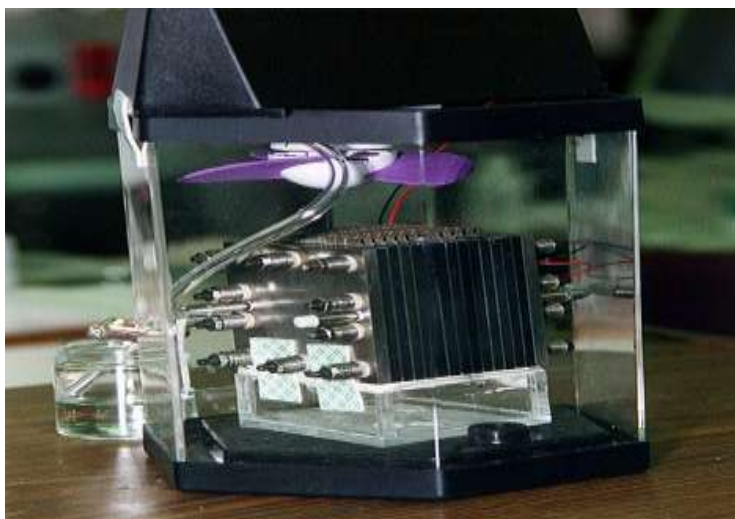
Ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας το υδρογόνο πρέπει να χρησιμοποιηθεί σε σύστημα με τρία βασικά στοιχεία: Μία διάταξη ηλεκτρόλυσης που καταναλώνει ρεύμα στις περιπτώσεις που αυτό πλεονάζει, μια διάταξη μεταφοράς και αποθήκευσης και μια ΜΕΚ ή μια κυψέλη καυσίμου όπου θα καταναλώνεται παράγοντας τελικά πάλι ηλεκτρική ενέργεια.

Κυψέλες καυσίμου

Οι κυψέλες καυσίμου είναι συσκευές ηλεκτροχημικής μετατροπής ενέργειας. Παράγουν ηλεκτρική ενέργεια με την εξωτερική παροχή καυσίμου (άνοδος) και οξειδωτικού (κάθοδος), τα οποία αντιδρούν παρουσία ηλεκτρολύτη. Μια αντιστρέψιμη κυψέλη καυσίμου διέπεται από μια γενική αρχή που μπορεί να περιγραφεί ως εξής: Χημικό Α καταναλώνεται παράγοντας ηλεκτρισμό και ένα χημικό Β και αντίστροφα, καταναλώνει ηλεκτρισμό και το χημικό Β παράγοντας το χημικό Α.

Η πιο κοινή μορφή κυψέλης καυσίμου χρησιμοποιεί υδρογόνο σαν καύσιμο και οξυγόνο σαν οξειδωτικό. Άλλοι τύποι κυψελών καυσίμου χρησιμοποιούν σαν καύσιμα υδρογονάνθρακες, αλκοόλες ή ακόμα και μέταλλα, ενώ σαν οξειδωτικό αέρα, χλώριο, ή διοξείδιο του χλωρίου. Έχουν αναπτυχθεί διάφορες τεχνολογίες κυψελών καυσίμου, όπως:

- κυψέλες PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cells),
- αλκαλικές κυψέλες καυσίμου (AFC),
- κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέως (PAFC) και
- Regenerative Fuel Cells (RFC)



Σχήμα 2.5: Συμβατική κυψέλη καυσίμου [12]

Στα πλεονεκτήματά τους συγκαταλέγονται η υψηλή πυκνότητα ενέργειας (0,6-1,2 kWh/kg), η δυνατότητα εφαρμογής σε μεγάλο εύρος εγκατεστημένων ισχύων (από λίγα kW έως και πολλά MW), η ευέλικτη επέκταση του συστήματος αποθήκευσης και ο βαθμός απόδοσης συνεργασίας με άλλους ενεργειακούς τομείς, όπως οι μεταφορές. Σημαντικό μειονέκτημά τους, όμως, αποτελεί ο χαμηλός βαθμός απόδοσης, ο οποίος εν γένει κυμαίνεται μεταξύ 20-50 % [13].

2.2.4 Μπαταρίες

Οι μπαταρίες συνιστούν την παλαιότερη αναπτυγμένη τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας. Αποτελούν χημικές πηγές ρεύματος, ικανές να αποθηκεύσουν ηλεκτρική ενέργεια, αφού πρώτα τη μετατρέψουν σε χημική, και όταν χρειαστεί, να την αποδώσουν πάλι σε εξωτερικό κύκλωμα.

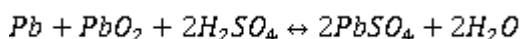
Οι ηλεκτρικοί συσσωρευτές, όπως αλλιώς ονομάζονται, αποτελούνται από δοχείο κατασκευασμένο από μονωτικό υλικό με ηλεκτρολύτη, στο οποίο βυθίζονται τα καλώδια. Η σύνδεσή τους σε εξωτερικό κύκλωμα προκαλεί σε αυτό διέλευση ρεύματος (εκφόρτιση). Επισυμβαίνουν έτσι οι απαραίτητες χημικές διεργασίες, που έχουν σχέση με τη μετατροπή της χημικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Εάν έχει σχεδιαστεί να είναι και επαναφορτιζόμενη, κατά τη σύνδεσή της σε μια εξωτερική πηγή τροφοδοσίας, λαμβάνουν χώρα οι αντίστροφες ηλεκτροχημικές αντιδράσεις, με αποτέλεσμα να αποθηκεύεται σε αυτήν ενέργεια.

Ανάλογα με το υλικό του ηλεκτρολύτη, οι μπαταρίες διαχωρίζονται σε επιμέρους τεχνολογικές κατηγορίες, με διαφορετικά χαρακτηριστικά και επίπεδο ανάπτυξης η καθεμία. Ορισμένες εξ' αυτών αναλύονται παρακάτω:

Μπαταρίες Μολύβδου Οξέως

Αποτελούν την παλαιότερη και πιο διαδεδομένη μορφή επαναφορτιζόμενων ηλεκτροχημικών συσκευών και ως ώριμη πλέον τεχνολογία, έχουν χρησιμοποιηθεί ευρέως σε αυτόνομα υβριδικά συστήματα [8]. Στην κατάσταση πλήρους φόρτισης αποτελούνται από ένα ηλεκτρόδιο μολύβδου (άνοδος) και ένα διοξειδίου του μολύβδου (κάθοδος), βυθισμένα σε έναν ηλεκτρολύτη με περιεκτικότητα περίπου 37% σε θειικό οξύ. Σε κατάσταση πλήρους εκφόρτισης και τα δυο ηλεκτρόδια αποτελούνται από θειικό μόλυβδο, η τάση στα άκρα του στοιχείου μηδενίζεται, οπότε ο ηλεκτρολύτης δεν περιέχει πλέον θειικό οξύ και ουσιαστικά μετατρέπεται σε νερό.

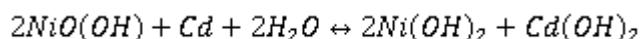
Οι χημικές αντιδράσεις, που εμπλέκονται κατά την εκφόρτιση και τη φόρτιση, είναι:



Μπαταρίες Νικελίου Καδμίου

Οι μπαταρίες νικελίου καδμίου (NiCd) κατατάσσονται μαζί με τις μολύβδου οξέως από άποψη δημοτικότητας και τεχνολογικής ωριμότητας, αφού χρησιμοποιούνται για περίπου εκατό χρόνια. Τα κελιά αποτελούνται από δύο ηλεκτρόδια, με ηλεκτρολύτη διοξείδιο του καλίου και ένα διαχωριστή, ενώ συνήθως περικλείονται σε μεταλλική θήκη που σφραγίζεται με μία πλάκα εφοδιασμένη με βαλβίδα ασφαλείας. Το θετικό και το αρνητικό ηλεκτρόδιο απομονωμένα το ένα από το άλλο μέσω διαχωριστή τυλίγονται σε σπирάλ σχήμα μέσα στη θήκη. Σε κατάσταση πλήρους φόρτισης το θετικό ηλεκτρόδιο περιέχει υδροξείδιο του νικελίου και το αρνητικό κάδμιο. Η ονομαστική τάση εκφόρτισης του καλίου είναι 1,2 Volt σε ρυθμό εκφόρτισης 0,2 C και ελαττώνεται με τη μείωση θερμοκρασίας [14].

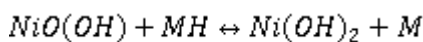
Η συνολική χημική αντίδραση, που λαμβάνει χώρα, είναι:



Μπαταρίες Νικελίου Υδριδίου Μετάλλου

Οι μπαταρίες υδριδίου μετάλλου (NiMH) αποτελούν επέκταση της τεχνολογίας που εφαρμοζόταν στις μπαταρίες νικελίου καδμίου, με την κύρια διαφορά να εντοπίζεται στην πλάκα της ανόδου, που κατασκευάζεται από υδρίδιο ενός μετάλλου M.

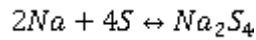
Οι συνολικές ηλεκτροχημικές αντιδράσεις, που πραγματοποιούνται κατά την εκφόρτιση και κατά τη φόρτιση, είναι:



Μπαταρίες Νατρίου Θείου

Οι μπαταρίες νατρίου-θείου (NaS) αποτελούν μια νέα τεχνολογία αποθήκευσης, που προς το παρόν καταλαμβάνει ένα σχετικά μικρό μερίδιο της αγοράς, αλλά εκτιμάται ότι στο μέλλον θα γίνει εξαιρετικά δημοφιλής. Κατασκευαστικά, περιλαμβάνουν με ενεργά στοιχεία τηγμένο θείο και τηγμένο νάτριο αντίστοιχα, τα οποία διαχωρίζονται από έναν στερεό κεραμικό ηλεκτρολύτη από β-οξείδιο του αργιλίου (solid beta alumina ceramic electrolyte), ο οποίος επιτρέπει μόνο στα θετικά ιόντα νατρίου να περάσουν διαμέσου αυτού.

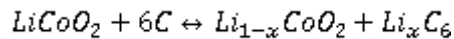
Η συνολική χημική αντίδραση που πραγματοποιείται είναι:



Μπαταρίες Τεχνολογίας Λιθίου

Οι μπαταρίες, που βασίζονται στο λίθιο, συνιστούν μια σχετικά νέα τεχνολογία, η οποία σήμερα εφαρμόζεται κυρίως σε φορητές συσκευές, αλλά στο σύντομο μέλλον αναμένεται η χρήση τους σε υβριδικά και ηλεκτρικά οχήματα. Η τεχνολογία περιλαμβάνει δύο κύριους τύπους μπαταριών: τις ιόντων λιθίου (Li-ion) και τις λιθίου πολυμερούς (Li-poly). Στις πρώτες, η κάθοδος κατασκευάζεται από μεταλλικό οξείδιο λιθίου, που συνήθως είναι $LiCoO_2$, $LiMO_2$ ή $LiNiO_2$, η άνοδος από γραφίτικό άνθρακα με δομή στοιβάδας, ενώ ο ηλεκτρολύτης από τη διάλυση αλάτων λιθίου, όπως το $LiPF_6$, σε οργανικούς ανθρακικούς διαλύτες.

Οι συνολικές ηλεκτροχημικές αντιδράσεις, που πραγματοποιούνται στους δύο τύπους μπαταριών, είναι:



Οι μπαταρίες βρίσκουν χρήση σε πληθώρα εφαρμογών. Για ένα τρίτο του πληθυσμού της Γης που δεν είναι συνδεδεμένο με ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, ο ηλεκτρικός συσσωρευτής παραμένει ο βασικός φορέας ενεργειακής αποθήκευσης. Χρησιμοποιούνται είτε σαν κύρια παροχή είτε σαν βοηθητική πηγή ενέργειας, ενώ με διάφορες συνδεσμολογίες, μπορούν να χρησιμοποιηθούν πολλές μαζί σε συστοιχίες προκειμένου να καλυφθεί η εκάστοτε ανάγκη.

Η τεχνολογία τους έχει σημειώσει μεγάλα βήματα προόδου τα τελευταία χρόνια αλλά συνεχίζει να έχει σημαντικά μειονεκτήματα όπως η χαμηλή σχετικά ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας και ο περιορισμένος κύκλος ζωής τους, αν και καταβάλλονται σημαντικές ερευνητικές προσπάθειες για την κατανόηση των μηχανισμών γήρανσης τους και την ανάπτυξη τεχνικών αντιμετώπισής τους.

Συνήθης χρόνος ζωής που δίνουν οι κατασκευαστές είναι 5-10 χρόνια ανάλογα τον τύπο των μπαταριών που χρησιμοποιούνται και τις συνθήκες λειτουργίας τους. Ο βαθμός απόδοσής τους εκτιμάται σε 80 % ο DC-DC (συνεχές σε συνεχές ρεύμα) και σε 70 % ο AC-AC (εναλλασσόμενο σε εναλλασσόμενο ρεύμα), για τις μπαταρίες τελευταίας τεχνολογικής γενιάς [14].

2.2.5 Αποθήκευση ενέργειας με χρήση κρυογενών μέσων (Cryogenic Energy Storage, CES)

Η αποθήκευση ενέργειας με τη μορφή θερμότητας ή ψύχους αποτελεί μια φυσική διαδικασία και επομένως είναι φιλική προς το περιβάλλον. Ο όρος θερμική αποθήκευση ενέργειας (Thermal Energy Storage, TES) αναφέρεται στις τεχνολογίες εκείνες που αποθηκεύουν ηλεκτρική ενέργεια αλλάζοντας τη φάση ενός μέσου (π.χ. υγροποίηση) με σκοπό την μετέπειτα κατάλληλη χρήση του στην παραγωγή ενέργειας, σε διαφορετική χρονική στιγμή ή/και τοποθεσία [15].

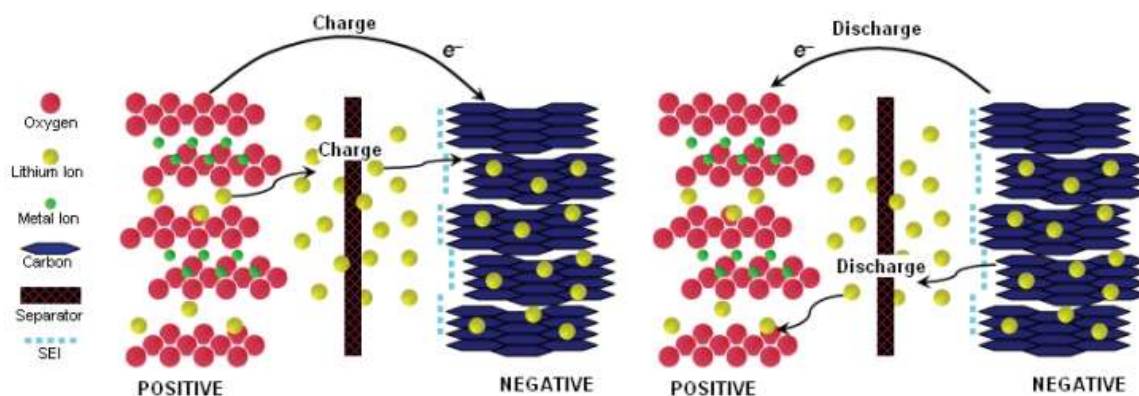
Οι εφαρμογές των τεχνολογιών αυτών στην διαχείριση της ενεργειακής επάρκειας του δικτύου συχνά περιλαμβάνουν τη χρήση αποθηκευτικών μέσων σε θερμοκρασία που αποκλίνει αρκετά από την ατμοσφαιρική. Για παράδειγμα, θερμική αποθήκευση υψηλής θερμοκρασίας είναι η παραγωγή θερμότητας υψηλού ενεργειακού περιεχομένου από ηλιακή ενέργεια, για την παραγωγή υπέρθερμου ατμού στους 250-300 °C (Li, 2011). Μια εφαρμογή της τεχνολογίας αυτής είναι και το πρόγραμμα Αρχιμήδης, όπου μίγμα αλάτων (40 % KNO_3 και 60 % NaNO_3), χρησιμοποιείται σαν μέσο αποθήκευσης αισθητής θερμότητας. Το πρόγραμμα αυτό είναι η πρώτη παγκόσμια εφαρμογή συνδυασμένου κύκλου ηλιακού συστήματος παραγωγής ενέργειας με συμβατική μονάδα φυσικού αερίου, όπου η θερμοκρασία του εργαζόμενου μέσου κυμαίνεται μεταξύ 290 και 550 °C [16].

Σε αντιδιαστολή με την παραπάνω τεχνολογία, η ενέργεια στα συστήματα θερμικής αποθήκευσης χαμηλής θερμοκρασίας, αποθηκεύεται ψύχοντας αισθητά το εργαζόμενο μέσο, διαδικασία που μειώνει την εσωτερική του ενέργεια, αλλά ταυτόχρονα αυξάνει την εξέργειά του[4]. Η χρήση κρυογενούς μέσου για την αποθήκευση ενέργειας προτάθηκε αρχικά από τον E. M. Smith το 1977 και έχει απασχολήσει αρκετά την επιστημονική κοινότητα ως προς τις προοπτικές αυτής της τεχνολογίας στο μέλλον.[17]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ ΙΟΝΤΩΝ ΛΙΘΙΟΥ(Li-ion) [18,19]

Η τεχνολογία των επαναφορτιζόμενων μπαταριών ιόντων λιθίου έχει τις ρίζες της στην τεχνολογία των μη επαναφορτιζόμενων μπαταριών, που χρησιμοποιούσαν μεταλλικά στοιχεία λιθίου στο αρνητικό ηλεκτρόδιο. Οι πρώτες προσπάθειες για την ανάπτυξη της τεχνολογίας αυτής είχαν μικρή διάρκεια ζωής και σημαντικά θέματα ασφαλείας, που προέκυπταν από την χρήση του λιθίου. Η πρώτη εταιρεία, που ανέπτυξε την τεχνολογία με χαρακτηριστικά παρόμοια με τα σημερινά, ήταν η Sony το 1990. Η τεχνολογία, που ανέπτυξε η Sony, αποτελούνταν από ένα αρνητικό ηλεκτρόδιο από άνθρακα, ένα θετικό ηλεκτρόδιο από οξείδιο του κοβαλτιούχου λιθίου (LiCoO_2) και ιοντικό λίθιο ως ηλεκτρολύτη.

Η αντίδραση, που λαμβάνει μέρος στις μπαταρίες ιόντων λιθίου, αναπαριστάται στο παρακάτω σχήμα. Τα δύο ηλεκτρόδια έχουν συνήθως επίπεδη δομή προκειμένου να διευκολύνεται η μετακίνηση των ιόντων λιθίου μεταξύ των ηλεκτροδίων. Κατά την διαδικασία της φόρτισης μεταφέρονται ιόντα λιθίου από το θετικό στο αρνητικό ηλεκτρόδιο μέσω του διαχωριστή και ταυτόχρονα υπάρχει ροή ηλεκτρονίων από το εξωτερικό κύκλωμα κατά την ίδια φορά. Αντίστοιχα, κατά την εκφόρτιση της μπαταρίας, η διαδικασία αντιστρέφεται.



Σχήμα 3.1: Αναπαράσταση της ροής ιόντων λιθίου και ηλεκτρονίων[18]

Ο όρος “μπαταρίες ιόντων λιθίου” δεν αναφέρεται σε ένα συγκεκριμένο ηλεκτροχημικό σύστημα, αλλά σε ένα σύνολο συστημάτων, στα οποία υπάρχει ροή ιόντων λιθίου μεταξύ των ηλεκτροδίων κατά την φόρτιση και εκφόρτιση. Η χρήση διαφορετικών στοιχείων για τα ηλεκτρόδια μπορεί να επηρεάσει σημαντικά κάποια χαρακτηριστικά των μπαταριών.

3.1.1 Υλικά θετικού ηλεκτροδίου[19]

Η χρήση του οξειδίου του κοβαλτιούχου λιθίου (LiCoO_2) από την Sony έχει ήδη αναφερθεί και αποτελεί το κυρίαρχο συστατικό του θετικού ηλεκτροδίου για την χρήση σε φορητές συσκευές, όπως κινητά τηλέφωνα και φορητοί υπολογιστές. Κελιά με LiCoO_2 έχουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, διάρκεια ζωής 600-800 κύκλους και αποτελούν μία καλή επιλογή για τον τομέα αυτό. Το ζήτημα που τίθεται για τα κελιά αυτού του τύπου είναι η ασφάλεια στις περιπτώσεις κακής χρήσης των μπαταριών (π.χ. χτυπήματα, υπερφόρτιση), που οδηγούν σε

απότομη απελευθέρωση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας με πιθανό ενδεχόμενο την πρόκληση πυρκαγιών.

Τα θέματα ασφαλείας που προκύπτουν από την χρήση του LiCoO_2 οδήγησαν στην αναζήτηση εναλλακτικών στοιχείων από τους ερευνητές. Ένα τέτοιο υλικό, που χρησιμοποιείται, είναι το LiMn_2O_4 , γνωστό για την κρυσταλλική δομή του. Η τεχνολογία αυτή οδήγησε στην ανάπτυξη κελιών με ενεργειακή πυκνότητα και παρόμοια χαρακτηριστικά τάσης με κελιά LiCoO_2 . Η ασφάλεια στην χρήση τους είναι εμφανώς βελτιωμένη, αλλά τα κελιά αυτού του τύπου πάσχουν από μικρή διάρκεια ζωής.

Άλλες εταιρείες έχουν μελετήσει υλικά μικτού οξειδίου, στα οποία ένα μεγάλο μέρος του LiCoO_2 έχει αντικατασταθεί από υλικά με άλλα οξείδια. Δύο τέτοια υλικά βασίζονται στο LiNiO_2 και είναι τα NCA και NMC. Το πρώτο, NCA είναι πιο ασφαλές, κυρίως λόγω του γεγονότος ότι σε πλήρη φόρτιση εμφανίζει μικρότερη τάση και επομένως η υπερφόρτιση του έχει πιο ήπιες συνέπειες. Επιπλέον, παρουσιάζει καλύτερη διάρκεια ζωής και για τον λόγο αυτό αποτελεί το υλικό, που προτιμάται στις εφαρμογές ηλεκτρικών αυτοκινήτων στην αυτοκινητοβιομηχανία.

Το NMC ως εναλλακτική επιλογή από πλευράς ασφαλείας υπερτερεί μόνο στην διαχείριση της υπερφόρτισης και κατατάσσεται ανάμεσα στο NCA και το LiMn_2O_4 . Η διάρκεια ζωής κελιών τέτοιας τεχνολογίας είναι μεγαλύτερη από κελιά με LiCoO_2 στο θετικό ηλεκτρόδιο, αλλά είναι υποδεέστερη αυτών με NCA.

Προκειμένου να επιτευχθούν πιο ασφαλή κελιά, τα οξείδια αντικαθίστανται από φωσφορούχα υλικά στο θετικό ηλεκτρόδιο. Η ομάδα του Δρ. John Goodenough ανέπτυξε την τεχνολογία των LiFePO_4 . Οι δεσμοί, που σχηματίζει ο φώσφορος, είναι πιο ισχυροί από εκείνους των οξειδίων, με αποτέλεσμα κατά την υπερφόρτιση τα κελιά να εκλύουν μικρή ποσότητα ενέργειας. Τα κελιά LiFePO_4 έχουν εξαιρετική διάρκεια ζωής σε ό,τι αφορά τη χρήση τους υπό ελεγχόμενη θερμοκρασία λειτουργίας.

3.1.2 Υλικά αρνητικού ηλεκτροδίου

Η συντριπτική πλειοψηφία των εμπορικών κελιών Li-ion χρησιμοποιούν στο αρνητικό ηλεκτρόδιο γραφίτη. Το ηλεκτρόδιο από γραφίτη έχει πολύ χαμηλό δυναμικό και θα περίμενε κανείς τα ιόντα λιθίου να αντιδρούν αμέσως με τον ηλεκτρολύτη, όμως η δημιουργία ενός στρώματος δεν το επιτρέπει. Το SEI (Solid-Electrolyte Interface), που φαίνεται στην παραπάνω εικόνα, έχει μεγάλη σημασία, καθώς είναι διαπερατό από τα ιόντα λιθίου, αλλά όχι από τον ηλεκτρολύτη και η σταθερότητά του εξασφαλίζει τη μεγάλη διάρκεια ζωής του κελιού. Το στρώμα αυτό σχηματίζεται κατά την πρώτη φόρτιση και προστατεύει τα ιόντα λιθίου στο αρνητικό ηλεκτρόδιο από τον ηλεκτρολύτη.

Το στρώμα SEI είναι σταθερό σε κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας, αλλά όταν ζεσταίνεται περίπου στους 110°C καταρρέει και επιφέρει ανεξέλεγκτη αντίδραση μεταξύ του ηλεκτρολύτη και των ιόντων λιθίου (θερμική εκτροπή). Η διαδικασία αυτή πραγματοποιείται ανεξάρτητα από την επιλογή του υλικού στο θετικό ηλεκτρόδιο, αλλά η επιλογή του επηρεάζει τα θερμικά χαρακτηριστικά του κελιού και της μπαταρίας, καθώς η ενέργεια που

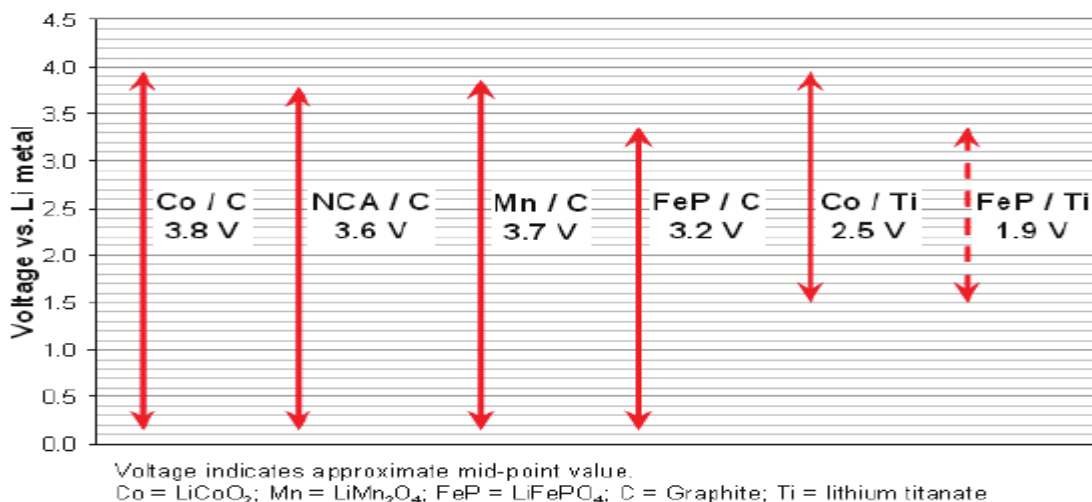
αποδεσμεύεται μπορεί να αποσταθεροποιήσει το θετικό ηλεκτρόδιο και να οδηγήσει σε ανάφλεξη.

Η χρήση τιτανικού λιθίου στο αρνητικό ηλεκτρόδιο έχει σαν αποτέλεσμα τη λειτουργία σε μεγαλύτερη τάση (λιγότερο αρνητική σε σχέση με το γραφίτη) και ως εκ τούτου δεν αντιδρά ο ηλεκτρολύτης με τα ιόντα λιθίου. Στην περίπτωση αυτή, το στρώμα SEI δεν σχηματίζεται και αποφεύγονται τα προβλήματα υπερθέρμανσης.

Επιπλέον η χρήση τιτανικού λιθίου οδηγεί και σε πιο γρήγορη φόρτιση. Τα ηλεκτρόδια με γραφίτη λειτουργούν σε τάση 150 mV, υψηλότερη από την αντίστοιχη του τιτανικού λιθίου. Σε τέτοια αρνητική τάση, το SEI προβάλλει αντίσταση στην διέλευση των ιόντων λιθίου και περιορίζει το ρεύμα, καθώς τα ιόντα αποτίθενται στην επιφάνεια του SEI, αντί να διέρχονται μέσα από αυτό. Η διαδικασία αυτή δεν επιφέρει κανένα κίνδυνο σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας, αλλά παρ' όλα αυτά η ανάπτυξη του SEI μειώνει τη διάρκεια ζωής της μπαταρίας. Η υψηλότερη τάση του τιτανικού λιθίου και η απουσία του SEI επιτρέπει πολύ ταχύτερη μεταφορά των ιόντων και εναπόθεσή τους στο αρνητικό ηλεκτρόδιο. Φυσικά, η μικρότερη τάση του κελιού περιορίζει την ενεργειακή πυκνότητα και την ισχύ του. Για το λόγο αυτό, τα κελιά αυτής της τεχνολογίας είναι χρήσιμα σε εφαρμογές, στις οποίες η γρήγορη φόρτιση είναι ζωτικής σημασίας.

3.1.3 Ηλεκτροχημεία του κελιού

Καθένα από τα στοιχεία για το θετικό ηλεκτρόδιο μπορεί να συνδυαστεί με οποιοδήποτε στοιχείο για το αρνητικό ηλεκτρόδιο, ώστε να δημιουργήσουν από κοινού ένα ξεχωριστό ηλεκτροχημικό σύστημα. Κάποιοι από τους πιο συνηθισμένους συνδυασμούς παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα, όπου παρατίθεται και το εύρος λειτουργίας κατά την εκφόρτιση. Είναι εμφανές πως για τα υλικά με καλύτερα χαρακτηριστικά ασφαλείας LiFePO_4 και τιτανικό λιθίο σχηματίζονται συνδυασμοί με μικρότερο εύρος τάσης και ως εκ τούτου μικρότερη ενεργειακή πυκνότητα και πυκνότητα ισχύος. Ο πιο ασφαλής συνδυασμός είναι αυτός του τιτανικού λιθίου με LiFePO_4 , ο οποίος όμως έχει σαν αποτέλεσμα τάση κελιού μικρότερη ακόμα και από κελιών μόλυβδου-οξέως.



Σχήμα 3.2: Τάση συνηθισμένων συνδυασμών για κελιά Li-ion[18]

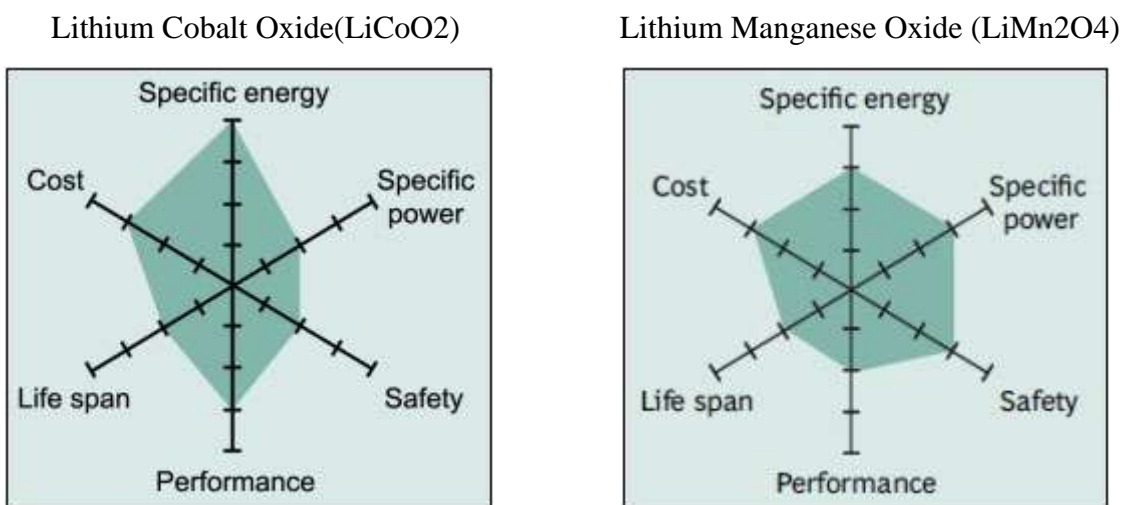
3.1.4 Ηλεκτρολύτης

Ο συνήθης ηλεκτρολύτης σε κελιά τύπου Li-ion είναι εξαφθορφοσφορικό λίθιο (LiPF_6), διαλυμένο σε ένα μίγμα οργανικών διαλυτών (κυρίως ανθρακικά), τα οποία διαμορφώνονται ανάλογα με τα υλικά των ηλεκτροδίων που χρησιμοποιούνται. Για παράδειγμα, ένα κελί με βάση το κοβάλτιο έχει τάση υπό πλήρη φόρτιση 4,2V, γεγονός το οποίο απαιτεί ότι ο ηλεκτρολύτης πρέπει να είναι σε θέση να αντέχει αυτά τα επίπεδα. Στην περίπτωση όμως που το κελί είχε φώσφορο ως βάση, η τάση θα ήταν πολύ μικρή και το μείγμα του ηλεκτρολύτη πολύ διαφορετικό. Επιπλέον, ορισμένα συστατικά του ηλεκτρολύτη συμβάλλουν στην σταθεροποίηση του στρώματος SEI, για παράδειγμα το ανθρακικό βινυλένιο κρίνεται ιδιαίτερα αποτελεσματικό προς τον σκοπό αυτό. Επιπλέον, η σύσταση του ηλεκτρολύτη μπορεί να έχει σχεδιαστεί κατά τέτοιο τρόπο ώστε το κελί να είναι αποτελεσματικότερο σε συγκεκριμένο εύρος θερμοκρασιών.

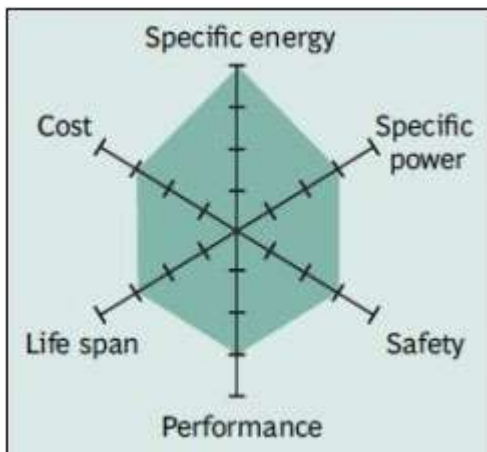
Τέλος υπάρχουν πρόσθετα, που όταν υπερθερμανθούν, παράγουν αέριο και αυξάνουν την πίεση στο κελί προκαλώντας άνοιγμα ενός εσωτερικού διακόπτη. Με τον τρόπο αυτό, το κελί “θυσιάζεται” (αποσυνδέεται από το κύκλωμα), οπότε ανακόπτεται και η υπερφόρτιση του. Τα πρόσθετα του διαλύτη με τέτοιες ιδιότητες λέγονται πρόσθετα υπερφόρτισης. Υπάρχουν όμως ενδείξεις ότι σε κανονική λειτουργία τα πρόσθετα αυτά πολυμερίζονται, δημιουργώντας μεγάλη εσωτερική αντίσταση. Τέλος, πρέπει να σημειωθεί ότι ο διαλύτης του ηλεκτρολύτη είναι εύφλεκτος, δηλαδή αποτελεί μία πηγή κινδύνων για ανάφλεξη.

3.1.5 Σύγκριση διαφόρων τύπων μπαταριών λιθίου ιόντων

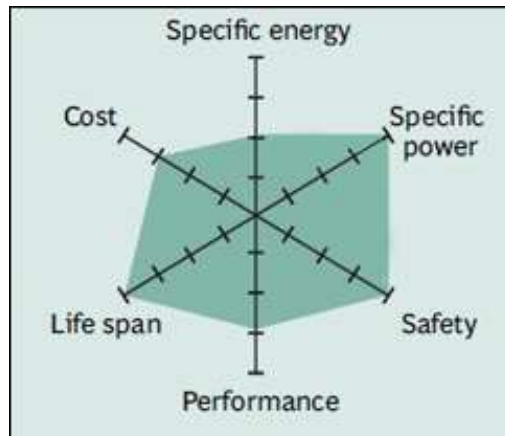
Όπως έχουμε τονίσει, με τον όρο “μπαταρίες Li-ion” αναφερόμαστε σε μια οικογένεια μπαταριών. Η ονομασία των κελιών δίνεται από την χημική σύσταση των στοιχείων τους, κατά βάση του θετικού ηλεκτροδίου. Παρακάτω, παρατίθενται τα χαρακτηριστικά των πιο διαδεδομένων κελιών Li-ion με την μορφή ενός γραφήματος, όπου καταγράφεται η επίδοσή τους σε έξι βασικούς τομείς. Τα έξι αυτά κύρια χαρακτηριστικά, που λαμβάνονται υπ’ όψη για να επιλεγεί μία τεχνολογία, είναι η ενεργειακή πυκνότητα, η πυκνότητα ισχύος, η ασφάλεια, η απόδοση, η διάρκεια ζωής και το κόστος τους.



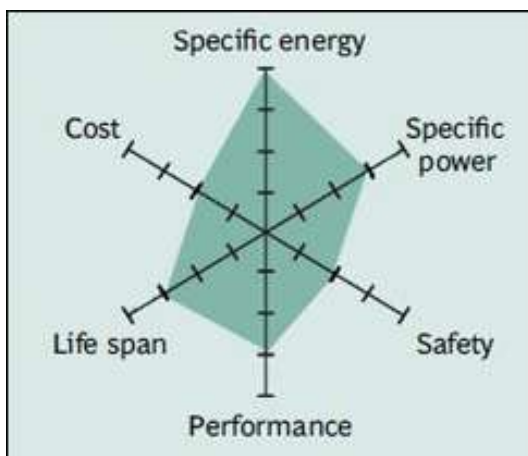
Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide
(LiNiMnCoO₂ or NMC)



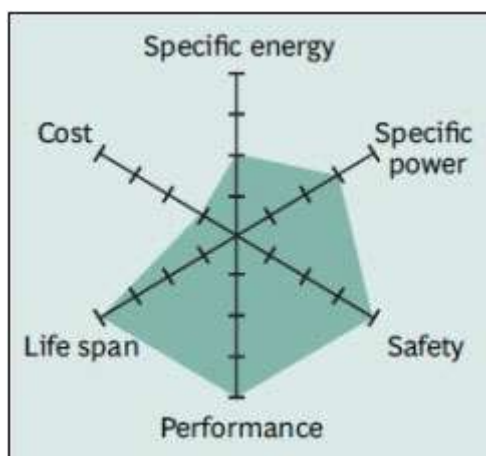
Lithium Iron Phosphate(LiFePO₄)



Lithium Nickel Cobalt Aluminum Oxide
(LiNiCoAlO₂)

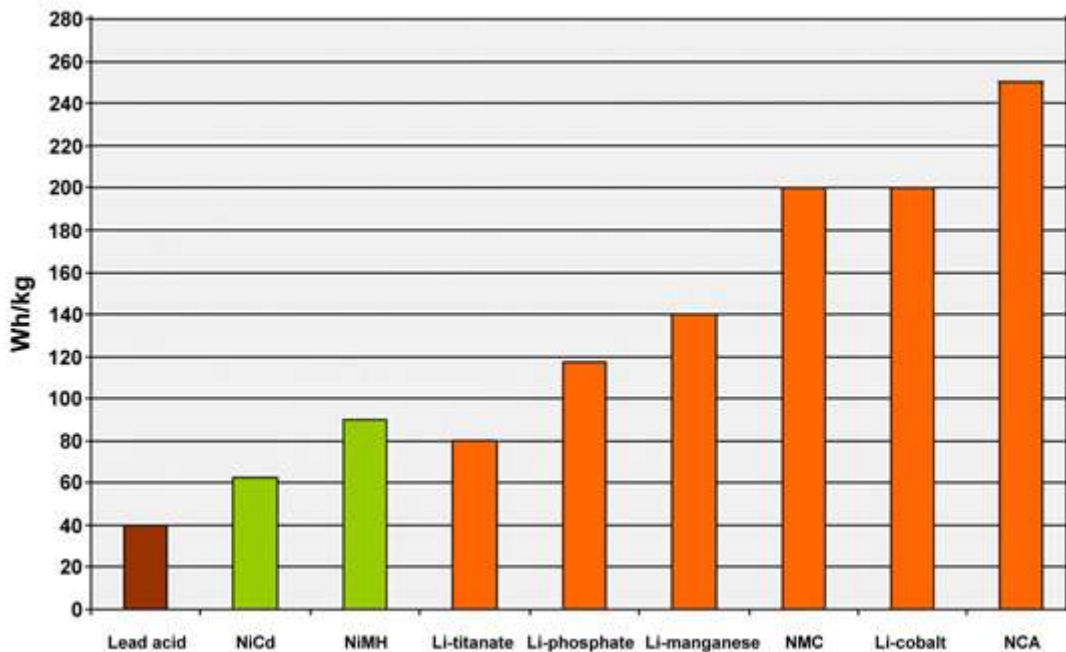


Lithium Titanate (Li₄Ti₅O₁₂)



Σχήμα 3.3: Οι πλέον διαδεδομένες τεχνολογίες κελιών Li-ion και τα χαρακτηριστικά τους[19]

Στο παρακάτω διάγραμμα συγκρίνονται οι ενεργειακές πυκνότητες μπαταριών μολύβδου-οξέως, νικελιού και λιθίου ιόντων. Ενώ φαίνεται ξεκάθαρα πως η τεχνολογία NCA είναι νικητής σε ό,τι αφορά την ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας, αντιθέτως η απόδοση της σε άλλους τομείς είναι πολύ υποδεέστερη. Σε ό,τι αφορά την πυκνότητα ισχύος και τη θερμική συμπεριφορά, οι LiFePO₄, LiMn₂O₄ είναι σαφώς καλύτερες. Τα κελιά τεχνολογίας Li₄Ti₅O₁₂ έχουν μικρότερη ενεργειακή πυκνότητα, αλλά έχουν βελτιωμένη διάρκεια ζωής και, σε συνδυασμό με την πολύ καλή τους συμπεριφορά σε κρύα περιβάλλοντα, προτιμώνται για κάποιες εφαρμογές.



Σχήμα 3.4: Ενεργειακή πυκνότητα μπαταριών [19]

3.1.6 Τύποι κελιών

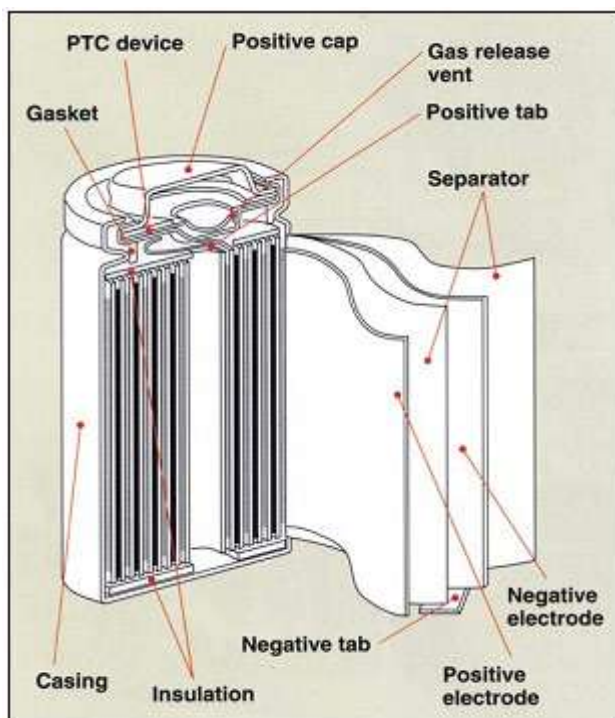
Οι μπαταρίες Li-ion κυκλοφορούν σε διάφορα μεγέθη και σχέδια. Οι πιο διαδεδομένες μορφές των κελιών είναι η κυλινδρική, η πρισματική και τα pouch cells.

3.1.6.1 Κυλινδρικά κελιά

Τα κυλινδρικά κελιά αποτελούν την πιο διαδεδομένη μορφή λόγω της καλής μηχανικής τους αντοχής και της ευκολίας στην κατασκευή τους. Η δομή αυτή έχει το πλεονέκτημα να αντέχει την υψηλή πίεση χωρίς παραμορφώσεις.

Τα περισσότερα κελιά Li-ion αυτού του τύπου έχουν ενσωματωμένα χαρακτηριστικά, που αποτρέπουν την αύξηση της θερμοκρασίας, “αποσυνδέοντας” το κελί μέχρι να μειωθεί η θερμοκρασία του. Επιπλέον, όταν απαιτείται, ενσωματώνεται και ένα μηχανισμός απελευθέρωσης της πίεσης μέσα στο κελί. Κάποια κελιά Li-ion συνδέουν το σύστημα απελευθέρωσης της πίεσης με μία ασφάλεια, που αποτρέπει την λειτουργία του κελιού υπό υψηλή πίεση.

Παρακάτω φαίνεται η τομή ενός κυλινδρικού κελιού, το σχέδιο αυτό βοηθά στην διάρκεια ζωής, είναι πολύ οικονομικό αλλά δεν ευνοεί την καλή χωρική συσκευασία του. Δεξιά φαίνεται το πιο δημοφιλές κυλινδρικό κελί, το 18650 που έχει διαστάσεις 18mm σε διάμετρο και 65mm σε μήκος. Το 18650 χρησιμοποιείται σε ιατρικές συσκευές μπαταρίες φορητών υπολογιστών, ποδήλατα ακόμα και αυτοκίνητα.



Σχήμα 3.5: Τομή & εξωτερική όψη ενός κυλινδρικού κελιού Li-ion 18650[19]

Το 2013 παρήχθησαν 2,55 δισεκατομμύρια κελιά τύπου 18650, με χωρητικότητα 2,2Ah ή 2,8 Ah. Οι επιστήμονες ετοιμάζουν ένα κελί τύπου 18650 με 3,9Ah το οποίο αναμένεται ότι θα είναι εξίσου φθινό με τα ήδη υπάρχοντα των μικρότερων χωρητικότητας. Το κελί 18650 αποτελεί το πιο καλά σχεδιασμένο κελί και έχει το μικρότερο κόστος ανά χωρητικότητα. Αξίζει στο σημείο αυτό να αναφερθεί ότι η εταιρεία ηλεκτρικών αυτοκινήτων Tesla χρησιμοποιεί στα αυτοκίνητά της αυτά τα κελιά προκειμένου να μειώσει το κόστος και το βάρος των μπαταριών της.

Το κελί 18650, παρότι δεν αξιοποιεί πλήρως τον χώρο κατά την τοποθέτηση του δημιουργώντας κοιλότητες αέρα, έχει υψηλότερη ενεργειακή πυκνότητα από άλλους τύπους κελιών, οπότε μπορεί να το αντισταθμίσει. Επίσης, ο κενός χώρος που δημιουργείται μπορεί να αξιοποιηθεί και για την ψύξη των μπαταριών, βελτιώνοντας τη θερμική διαχείριση του συστήματος.

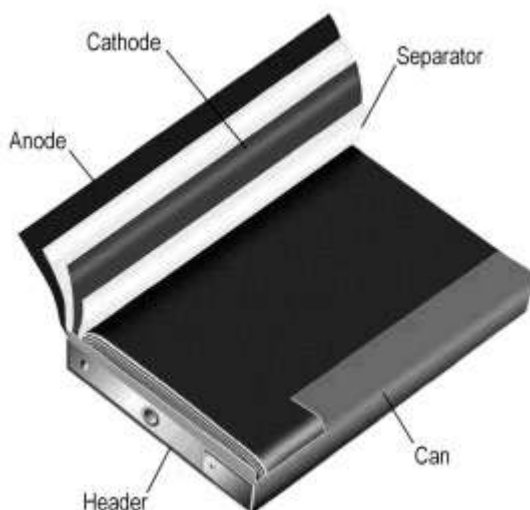
Ενώ τα κυλινδρικά κελιά διατηρούν το μέγεθος τους, άλλες διατάξεις, όπως τα πρισματικά κελιά, επιτρέπουν την διαστολή τους, ιδιότητα χρήσιμη σε ορισμένες περιπτώσεις. Τα pouch cells με αρχικό πλάτος 5mm μπορούν να διασταλούν μέχρι και τα 8mm κατά τη χρήση τους. Επίσης ειδικοί εκτιμούν ότι, παρά τα εμφανή πλεονεκτήματα του κυλινδρικού σχεδιασμού, τα pouch cells θα κερδίσουν έδαφος λόγω του επίπεδου σχεδιασμού τους.

3.1.6.2 Πρισματικά κελιά

Τα κελιά αυτού του τύπου εμφανίστηκαν για πρώτη φορά στην αρχή της δεκαετίας του '90 και ικανοποιούν στις μέρες μας την ανάγκη για λεπτά κελιά. Τα πρισματικά κελιά αξιοποιούν βέλτιστα το χώρο χωρίς να αφήνουν κενά, αφού κατασκευάζονται ως επίπεδες διατάξεις. Τέτοια κελιά χρησιμοποιούνται κυρίως σε φορητές συσκευές και μικρών διαστάσεων

φορητούς υπολογιστές. Η χωρητικότητα τους κυμαίνεται από 800 mAh έως 4000 mAh, ενώ κάθε κατασκευαστής σχεδιάζει το μέγεθος ανάλογα με τις εκάστοτε απαιτήσεις της συσκευής, καθώς δεν υπάρχουν τυποποιημένα μεγέθη.

Μεγαλύτερα κελιά υπάρχουν διαθέσιμα για εφαρμογές κυρίως σε υβριδικά ή ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Η χωρητικότητά τους είναι από 20 έως 30 Ah και συνήθως είναι συσκευασμένα με περίβλημα αλουμινίου.



Σχήμα 3.6: Τομή ενός πρισματικού κελιού [19]

Τα κελιά αυτού του τύπου απαιτούν πιο παχύ περίβλημα σε σύγκριση με τα κυλινδρικά, προκειμένου να ανταπεξέλθουν τις μηχανικές καταπονήσεις. Έχουν την ικανότητα να παραμορφώνονται ελαφρώς όταν υπάρχει συσσώρευση αερίου, όμως σε ορισμένες περιπτώσεις η παραμόρφωση αυτή προκαλεί ζημιά στα εξαρτήματα που βρίσκονται σε επαφή.

3.1.6.3 Pouch cells

Το 1995 τα κελιά αυτού του τύπου έφεραν επανάσταση καθώς, αντί να χρησιμοποιούν το μεταλλικό περίβλημα για την τροφοδοσία, χρησιμοποιούσαν αγωγίμα φύλλα, που συγκολλούνται πάνω στα ηλεκτρόδια και αποτελούν το περίβλημα του κελιού. Μία τέτοια διάταξη εμφανίζεται παρακάτω.



Σχήμα 3.7: Pouch li-ion cell [19]

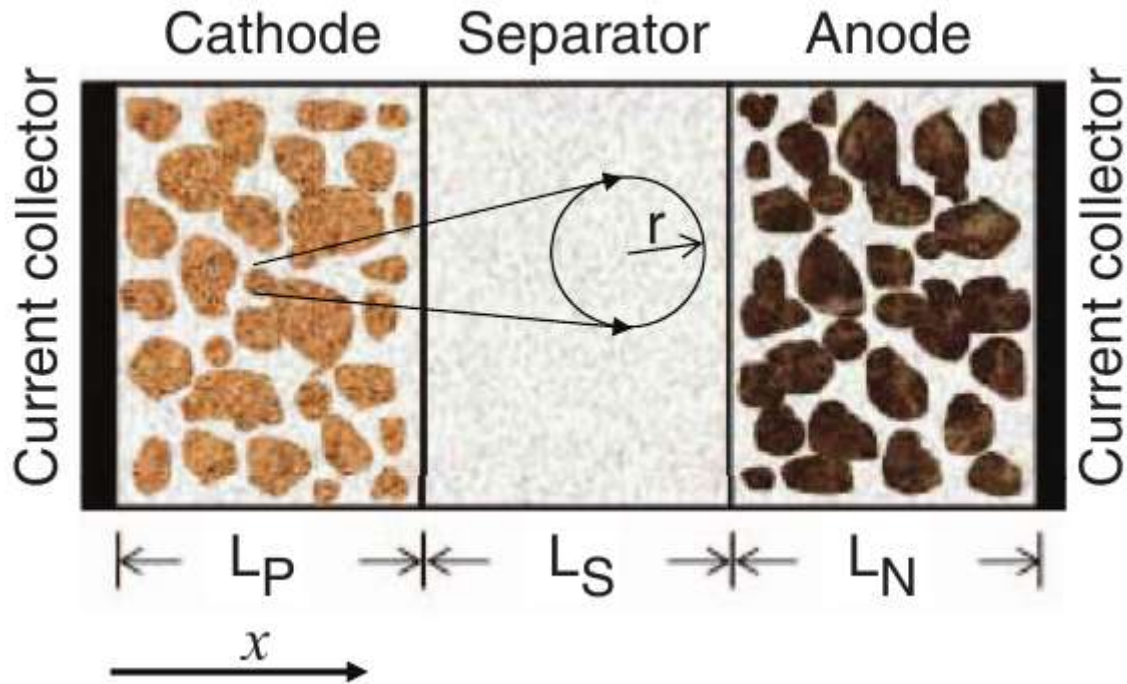
Τα κελιά αυτού του τύπου αξιοποιούν καλύτερα από όλα τα υπόλοιπα το χώρο. Η απουσία του μεταλλικού περιβλήματος μειώνει μεν το βάρος, αλλά χρειάζεται κάποιου είδους στήριξη. Τέτοια τεχνολογία αξιοποιείται τόσο σε στρατιωτικές εφαρμογές όσο και σε εμπορικές, για παράδειγμα στην αυτοκινητοβιομηχανία. Χρειάζεται ιδιαίτερη προσοχή στον τρόπο που θα τοποθετηθούν, καθώς διογκώνονται στην πορεία και αιχμηρά σημεία στο περιβάλλον μπορεί να προκαλέσουν τρύπες και κατ' επέκταση ανάφλεξη.

3.1.7 Μοντέλα μπαταριών Li-ion[40,41]

Τα μαθηματικά μοντέλα εξάγονται συνήθως στη βάση των θεμελιωδών νόμων της φυσικής, που διέπουν το σύστημα που περιγράφουν. Ένα μαθηματικό μοντέλο για μπαταρίες μπορεί να οριστεί ως ένα σύνολο εξισώσεων, που περιγράφει τις βασικές λειτουργίες της μπαταρίας, τις μεταβλητές εισόδου και την απόκριση του συστήματος. Η ακριβής μοντελοποίηση των μπαταριών έχει πολύ μεγάλη σημασία στην ανάπτυξη και τη χρήση τους. Σκοπός του μοντέλου είναι η εκτίμηση της απόδοσής τους στις διαφορετικές συνθήκες λειτουργίας κάθε εφαρμογής.

Στο κομμάτι αυτό, περιγράφουμε δύο διαφορετικές προσεγγίσεις για τη μοντελοποίηση των μπαταριών Li-ion. Τα υπάρχοντα μοντέλα μπορούν να διακριθούν σε δύο διαφορετικές κατηγορίες, ανάλογα με την προσέγγιση που χρησιμοποιούν, στα θεωρητικά μοντέλα και στα εμπειρικά μοντέλα. Τα θεωρητικά μοντέλα, ή αλλιώς ηλεκτροχημικά μοντέλα, χρησιμοποιούν τις θεμελιώδεις αρχές, που διέπουν τη λειτουργία των μπαταριών, βασιζόμενα σε φυσικές και χημικές ιδιότητες, και για τον λόγο αυτό είναι πολύ ακριβή. Παρά την ακρίβεια που παρέχουν δεν ενδείκνυνται όταν ζητούμενο αποτελεί ο έλεγχος και η προσομοίωση μπαταριών σε πραγματικό χρόνο, λόγω της μεγάλης πολυπλοκότητας, που εμπεριέχει η περιγραφή της χημικής συμπεριφοράς των μπαταριών.

Ένα από τα πιο διαδεδομένα ηλεκτροχημικά μοντέλα αναπτύχθηκε από τους Newman, Fuller και Doyle στο University of California, στο Berkeley. Στην έρευνά τους χρησιμοποίησαν την θεωρία πυκνών διαλυμάτων, προκειμένου να περιγράψουν την εσωτερική συμπεριφορά του σάντουιτς ιόντων λιθίου, που αποτελείται από το αρνητικό και θετικό πορώδες ηλεκτρόδιο, έναν διαιρέτη και ένα συλλέκτη ρεύματος. Το μοντέλο αυτό είναι αρκετά γενικό, ώστε να ενσωματώνει οποιαδήποτε επιπρόσθετη εξέλιξη στην κατανόηση της λειτουργίας των μπαταριών και οδήγησε στην ανάπτυξη πολλών παρόμοιων μοντέλων. Το μοντέλο βασίζεται στα φαινόμενα μεταφοράς, στην ηλεκτροχημεία και τη θερμοδυναμική και συγκροτείται από συζευγμένες μη γραμμικές μερικές διαφορικές εξισώσεις, που απαιτούν αρκετό χρόνο να επιλυθούν.



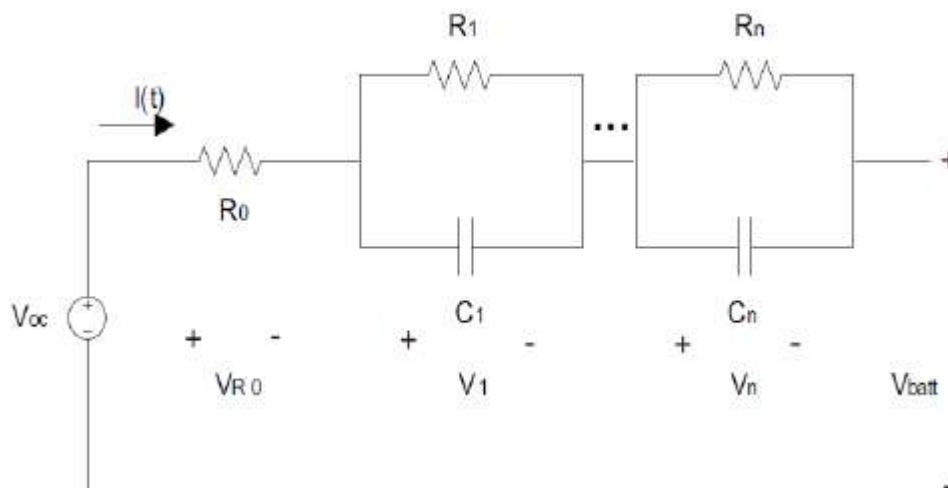
Σχήμα 3.8: Μοντέλο μπαταριών li-ion[41]

Ο άλλος τύπος μοντέλων που υπάρχουν είναι τα εμπειρικά, τα οποία δεν περιγράφουν τις φυσικές και χημικές αρχές της μπαταρίας. Η προσέγγιση που ακολουθούν είναι η αναπαράσταση των σχέσεων μεταξύ εισόδου και εξόδου στα κελιά των μπαταριών. Σε αντίθεση με τα ηλεκτροχημικά μοντέλα, τα εμπειρικά μοντέλα μπορούν να αναπαραστήσουν την δυναμική συμπεριφορά των μπαταριών, χωρίς να περιγράφουν τις αρχές λειτουργίας τους. Τα μοντέλα αυτά χρησιμοποιούν τα συνήθη ηλεκτρικά στοιχεία (π.χ. αντιστάσεις, πυκνωτές, πηγές ρεύματος και τάσης), καθώς και μη γραμμικά στοιχεία (π.χ. αντίσταση Warburg) για να προσομοιώσουν την απόκριση των χημικών φαινομένων των μπαταριών (θέματα διάχυσης, συγκέντρωσης στοιχείων, κ.α.).

Η χρήση εμπειρικών μοντέλων στην βασική τους μορφή είναι δύσκολο να προσομοιάσει τη συμπεριφορά των μπαταριών σε όλη την περιοχή λειτουργίας τους. Τα περισσότερα εμπειρικά μοντέλα στη διαθέσιμη βιβλιογραφία είναι ισοδύναμα ηλεκτρικά κυκλώματα των μπαταριών, συνήθως ισοθερμικά.

Το πιο κοινό παράδειγμα εμπειρικού μοντέλου είναι αυτό των ισοδύναμων κυκλωμάτων. Τα ισοδύναμα κυκλώματα έχουν απλή δομή και μπορούν να λάβουν υπόψη τους αρκετά δυναμικά φαινόμενα και την επίδραση τους από διάφορες μεταβλητές, όπως η θερμοκρασία και το SOC, οπότε είναι ιδανικά για αλγορίθμους που τρέχουν σε πραγματικό χρόνο, όπως συμβαίνει στη βιομηχανία ηλεκτρικών αυτοκινήτων.

Το πιο κοινό μοντέλο αυτού του τύπου είναι το ισοδύναμο κύκλωμα του Randle, το οποίο αποδίδεται από το ακόλουθο σχήμα. Το κύκλωμα αυτό αποτελείται από μία πηγή τάσης (τάση ανοιχτοκυκλώματος V_{oc}), την εσωτερική αντίσταση R_o και στη συνέχεια συνδέονται κατά σειρά παράλληλα κυκλώματα RC , όλες οι τιμές των οποίων μπορούν να εξαρτώνται από μία σειρά παραμέτρων, όπως η θερμοκρασία, το SOC, το ρεύμα.



Σχήμα 3.9: Ισοδύναμο κύκλωμα Randle[40]

Τα κυκλώματα RC, που συνδέονται στο κύκλωμα, έχουν να κάνουν με την τάξη του συστήματος μεταφοράς. Το καθένα αυξάνει την ακρίβεια του μοντέλου στο φάσμα των συχνοτήτων και ως εκ τούτου δίνει καλύτερη απόκριση στο χρόνο, ταυτόχρονα όμως αυξάνεται και η πολυπλοκότητα κατά τον υπολογισμό του. Για κάθε εφαρμογή επιλέγεται η μικρότερη τάξη, που επιτυγχάνει την επιθυμητή ακρίβεια. Από τη στιγμή που καθοριστεί η τάξη του συστήματος, που παρέχει την επιθυμητή ακρίβεια, χρειάζεται να γίνει ο υπολογισμός των παραμέτρων, συνήθως με μια σειρά από μετρήσεις, που έχουν σαν είσοδο ένα παλμό ρεύματος και σαν έξοδο την κυματομορφή της τάσης. Στη βιβλιογραφία υπάρχουν διάφοροι τρόποι, με τους οποίους μπορεί να γίνει ο υπολογισμός των παραμέτρων (R_0 , V_{oc} , κλπ), συνήθεστερα όμως χρησιμοποιείται κάποιος γενετικός αλγόριθμος.

Τα ισοδύναμα κυκλώματα εν γένει είναι αρκετά απλά και επομένως κατάλληλα για εφαρμογές πραγματικού χρόνου. Η ακρίβεια τους είναι μεν μικρότερη από αυτή των ηλεκτροχημικών μοντέλων, αλλά, λόγω της απλής δομής τους και του μικρού υπολογιστικού κόστους, προτιμούνται στις εφαρμογές ελέγχου.

Στα ισοδύναμα κυκλώματα για τον προσδιορισμό του SOC, χρησιμοποιείται το ρεύμα και η χωρητικότητα της μπαταρίας.

$$SOC(t) = SOC_0 - \int_0^t \frac{\eta I(t)}{C_n} dt$$

3.2 Σύστημα Αποθήκευσης με Μπαταρίες του ΥΒΣ

Όπως είδαμε παραπάνω, σημαντικό στοιχείο για την επιλογή του μοντέλου περιγραφής των μπαταριών είναι το πεδίο εφαρμογής τους και οι απαιτήσεις που προκύπτουν εξ' αυτού. Στη συγκεκριμένη εργασία εκτελείται η ετήσια ενεργειακή προσομοίωση ενός υβριδικού σταθμού. Ως εκ τούτου, δεν μελετώνται τα μεταβατικά φαινόμενα των μπαταριών, αλλά επιδιώκεται η καταγραφή της συναλλαγής ενέργειας με το δίκτυο και η εξεύρεση τρόπου

συνύπαρξης ενός υβριδικού σταθμού σε ένα νησιωτικό σύστημα με τις ήδη εγκατεστημένες μονάδες.

Η ασφαλής και αποδοτική χρήση των μπαταριών LiFePO_4 , όπως εξηγήσαμε προηγουμένως, συνεπάγεται και έλεγχο της τάσης, του ρεύματος, του SOC, της θερμοκρασίας κ.ά. για κάθε κελί της μονάδας αποθήκευσης. Το ρόλο αυτό επιτελεί το Σύστημα Διαχείρισης των Μπαταριών (BMS, Battery Management System). Κάθε κατασκευαστής ορίζει τον τρόπο φόρτισης και εκφόρτισης των μπαταριών, καθώς και τα όρια ασφαλούς λειτουργίας. Όταν τα κελιά δεν βρίσκονται στα περιθώρια λειτουργίας, που έχει θέσει ο κατασκευαστής, τίθενται εκτός λειτουργίας για λόγους ασφαλείας και, όταν οι συνθήκες το επιτρέψουν, συνδέονται εκ νέου με το υπόλοιπο σύστημα.

3.2.1 Βαθμός Απόδοσης Μπαταριών Li-ion και PCS

Οι μπαταρίες συνδέονται στο σύστημα μέσω ενός αντιστροφέα DC/AC, ο οποίος ελέγχει το ρεύμα και την τάση των μπαταριών, ανάλογα με την κατάσταση στην οποία βρίσκονται και πραγματοποιεί έναν έλεγχο πιο κεντρικό από το BMS κάθε κελιού. Στην συνέχεια, μεσολαβεί ένας μετασχηματιστής ανύψωσης τάσης για τη σύνδεση στο δίκτυο ή την υπόλοιπη εγκατάσταση. Το σύστημα αυτό επιτρέπει την αμφίδρομη ροή ισχύος τόσο από το σύστημα αποθήκευσης προς το δίκτυο (εκφόρτιση) όσο και από το δίκτυο/σταθμό προς το σύστημα αποθήκευσης (φόρτιση).

3.2.1.1 Βαθμός απόδοσης μπαταριών LiFePO_4 [22,40]

Η ανάπτυξη των ηλεκτρικών οχημάτων έχει ενισχύσει την έρευνα στον τομέα των μπαταριών, ενώ ταυτόχρονα η τιμή τους μειώνεται σημαντικά. Ωστόσο, οι πληροφορίες, που έχουμε για την απόδοση τους όσο και για την διάρκεια ζωής τους με βάση τη βιβλιογραφία, είναι λίγες.

Οι διαθέσιμες τεχνολογίες μπαταριών είναι πολλές και γίνονται προσπάθειες να ανακαλύψουμε τις δυνατότητες και τη συμπεριφορά των υπάρχουσών τεχνολογιών και να τις βελτιώσουμε. Οι περισσότερες πληροφορίες, που διαθέτουμε για την συμπεριφορά των μπαταριών, προέρχονται από τη χρήση τους σε ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Οι απαιτήσεις και οι συνθήκες λειτουργίας των μπαταριών στον τομέα αυτόν είναι πολύ διαφορετικές από τις αντίστοιχες κατά τη χρήση τους για αποθήκευση ενέργειας.

Στις εφαρμογές των ηλεκτρικών αυτοκινήτων, η αξιολόγηση της απόδοσης τους γίνεται με βάση τυποποιημένους οδηγικούς κύκλους. Οι κύκλοι αξιολόγησης περιλαμβάνουν σύντομες εκφορτίσεις των μπαταριών με μεγάλη ισχύ (5-10C)[37], που ακολουθούνται από περιόδους ξεκούρασης, ήπιας χρήσης μικρής εντάσεως και κατόπιν φόρτισης τους. Με τέτοιους κύκλους προσομοιώνεται η επιτάχυνση (σύντομες εκφορτίσεις με μεγάλη ισχύ), η πορεία (ήπια χρήση) και η φόρτιση τους στις σχετικές υποδομές. Αντίθετα, σε εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας η λειτουργία των μπαταριών είναι σταθερότερη με ομαλές μεταβολές υπό σταθερή θερμοκρασία.

Γενικά, η απόδοση των μπαταριών εξαρτάται από τρεις σημαντικούς παράγοντες: τη θερμοκρασία, την διακινούμενη ισχύ και τη στάθμη αποθηκευμένης ενέργειας στις μπαταρίες (SOC)[35].

Όπως αναφέραμε και προηγουμένως, σε εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας, υπάρχει η δυνατότητα ψύξης των μπαταριών, οπότε η επίδραση της θερμοκρασίας μπορεί να εξαλειφθεί. Όπως θα δούμε και στη συνέχεια, η θερμοκρασία επηρεάζει σημαντικά τη διάρκεια ζωής των μπαταριών, για το λόγο αυτό εγκαθιστούμε σύστημα ψύξης [32]. Ως εκ τούτου, επιδιώκουμε να προσδιορίσουμε την απόδοση των μπαταριών σε συνθήκες θερμοκρασίας 20-25°C.[36]

Η διακινούμενη ισχύς των μπαταριών είναι ένας άλλος παράγοντας που επηρεάζει την απόδοση. Δεδομένου ότι μελετάμε μονάδες αποθήκευσης με ένταση ενέργειας και όχι ισχύος (υβριδικοί σταθμοί εξομάλυνσης αιχμών της καμπύλης φορτίου ζήτησης), δεν πρόκειται να ζητηθεί ισχύς μεγαλύτερη από την ονομαστική των μπαταριών, δηλαδή ρυθμός φόρτισης ή εκφόρτισης μεγαλύτερος του 1C¹.

Σε εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας, δεν προκαλούνται απότομες εκφορτίσεις ή φορτίσεις, αυτές πραγματοποιούνται με ρυθμό μέχρι 1C, καθώς επίσης υπάρχει η δυνατότητα ψύξης τους κατά την διάρκεια λειτουργίας τους. Ένα σύστημα αποθήκευσης με ικανότητα τροφοδότησης σταθερής ισχύος (ονομαστικής) επί πολλές ώρες έχει την δυνατότητα να διαχειριστεί τις συστοιχίες των μπαταριών με βέλτιστο τρόπο, προκειμένου να επιτύχει μεγαλύτερη αποδοτικότητα και μεγαλύτερη διάρκεια ζωής. Για το λόγο αυτό, μπορεί να θεωρηθεί ότι ο ρυθμός φόρτισης και εκφόρτισης των μπαταριών δεν υπερβαίνει το 1C. Αντίθετα, σε εφαρμογές όπου ζητούμενο είναι η παροχή ισχύος και όχι ενέργειας, όπως η ρύθμιση συχνότητας του δικτύου, συνήθης πρακτική είναι η μεγάλη διακίνηση ισχύος από τις μπαταρίες με ρυθμούς και άνω των 5C.

Πίνακας 1: Απόδοση κελιών κατά την εκφόρτιση σε 1C, 3C [37]

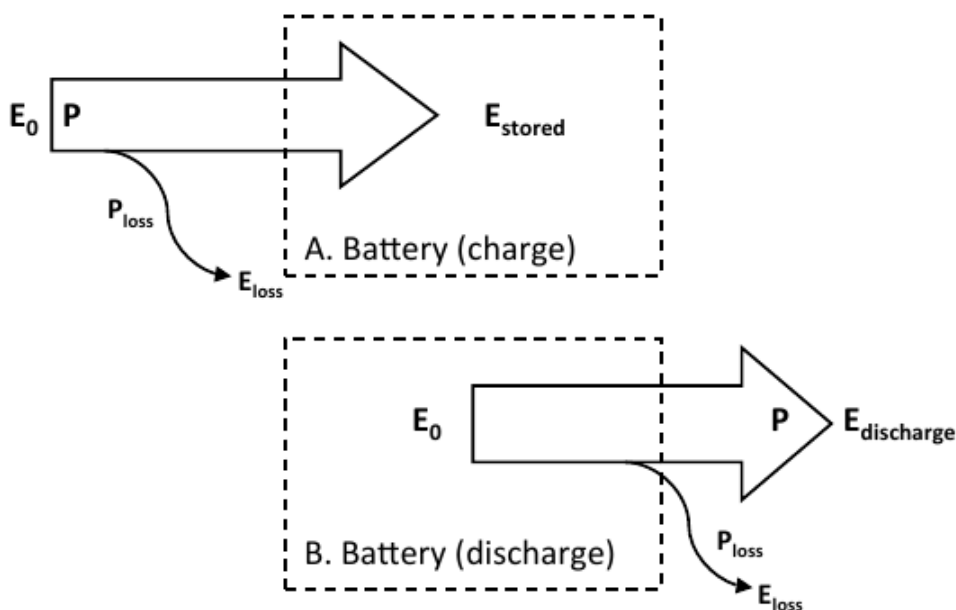
Temp (°C)	Efficiency (%)		Charge (Wh)	Discharge energy (Wh)		Energy lost (Wh)	
	C/1	3C	CC/CV	C/1	3C	C/1	3C
-20	78.73	75.86	174	137	132	37	42
0	82.54	81	189	156.01	153.12	32.99	35.88
25	95.8	89.92	196	187.78	176.25	8.22	19.75
40	98.6	97.4	198	195.23	192.87	2.77	5.13

Τέλος, ένας άλλος παράγοντας που μπορεί να επηρεάσει την απόδοση των μπαταριών είναι το SOC. Το γεγονός αυτό οφείλεται κυρίως στην αλλαγή της τάσης του κελιού, ανάλογα με το επίπεδο φόρτισης. Η τεχνολογία των μπαταριών LiFePO₄, παρουσιάζει εξαιρετική συμπεριφορά σε ό,τι αφορά στην τάση του κελιού στο μεγαλύτερο εύρος του SOC και η μεταβολή είναι σχεδόν αμελητέα. Αυτός είναι ένας από τους λόγους για τον οποίο η τεχνολογία προτιμάται έναντι άλλων. Σε συνδυασμό με τον ρυθμό διακίνησης ισχύος, όπως αναφέρεται παραπάνω, ο παράγοντας αυτός μπορεί να αγνοηθεί.

¹ Ρύθμος 1C ισοδυναμεί με πλήρη εκφόρτιση της ονομαστικής ικανότητας της μπαταρίας σε μία ώρα, ρυθμός 2C αντιστοιχεί σε εκφόρτιση της ονομαστικής ικανότητας σε μισή ώρα κοκ

Δεδομένου ότι, προκειμένου να επιτευχθεί η επιθυμητή τάση για την διακίνηση ισχύος, τα κελιά συνδέονται σε σειρά (καθώς και παράλληλα), δημιουργώντας συστοιχίες μπαταριών είναι γεγονός ότι οποιαδήποτε μεταβολή τάσης σε ένα κελί πολλαπλασιάζεται σε επίπεδο συστοιχίας μπαταριών. Πιο αναλυτικά, όταν η μεταβολή της τάσης είναι μεγάλη σε κάθε κελί, η μεταβολή της τάσης ολόκληρης της συστοιχίας των μπαταριών είναι αντίστοιχα μεγάλη και επομένως γίνεται πιο απαιτητικός ο έλεγχος του αντιστροφέα. Οι μπαταρίες LiFePO_4 χαρακτηρίζονται από πρακτικώς επίπεδη γραφική παράσταση μεταβολής της τάσης συναρτήσει του επιπέδου φόρτισης (SOC), γεγονός που σαφώς διευκολύνει τη διαχείρισή τους από τον αντιστροφέα.

Οι πληροφορίες, που υπάρχουν για τις αναδυόμενες τεχνολογίες, δεν είναι αρκετές. Υπάρχουν αναφορές στην βιβλιογραφία, που καλούνται να εξηγήσουν συγκεκριμένα φαινόμενα υπό συγκεκριμένες συνθήκες και όχι ένα καθολικό μοντέλο[42]. Για τον λόγο αυτό, είναι πολύ σημαντικό να προσδιοριστούν οι συνθήκες λειτουργίας, προκειμένου να είναι εφικτή η αξιολόγηση της απόδοσης. Σύμφωνα με τις συνθήκες, όπως προσδιορίστηκαν παραπάνω και με βάση δεδομένα από δοκιμές σε μπαταρίες, η απόδοση των κελιών LiFePO_4 λαμβάνεται ίση με 95% σε όλες τις φάσεις λειτουργίας. Επιπλέον, οι απώλειες αντιμετωπίζονται ως θερμικό φορτίο για το σύστημα ψύξης.



Σχήμα 3.10: Διαγράμματα φόρτισης (A) και εκφόρτισης (B) μπαταριών. E_0 είναι η αρχική ενέργεια και E_{loss} οι απώλειες[42]

3.2.1.2 Μετασηματιστής ανύψωσης τάσης

Η σύνδεση εγκαταστάσεων στο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας ελέγχεται με αυστηρό τρόπο και πρέπει ο σταθμός να πληροί ένα πλήθος τεχνικών προδιαγραφών, προκειμένου να του επιτραπεί η σύνδεση. Μεταξύ άλλων, οι μετασηματιστές ανύψωσης, στο πλαίσιο των

κανονισμών του διαχειριστή του δικτύου αλλά και των κανονισμών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, πρέπει να πληρούν μία σειρά από προδιαγραφές. Σε ό,τι αφορά την ενεργειακή προσομοίωση του σταθμού, ενδιαφέρον παρουσιάζει το κομμάτι των απωλειών που υπάρχουν.

Οι απώλειες από την ροή ισχύος στους μετασχηματιστές ανύψωσης χωρίζονται κυρίως σε δύο κατηγορίες: τις απώλειες κενού φορτίου (ή σιδήρου ή απώλειες πυρήνα), που είναι σταθερές και ανεξάρτητες από την ροή ισχύος και τις απώλειες φορτίου (ή χαλκού), που προέρχονται από τα τυλίγματα των Μ/Σ και εξαρτώνται από την ροή ισχύος. Για την προσομοίωση, οι σταθερές απώλειες κενού φορτίου λαμβάνονται ίσες με το 0,2% της ονομαστικής ισχύος του Μ/Σ.

Οι απώλειες ισχύος χαλκού των Μ/Σ εξαρτώνται από το εκάστοτε φορτίο S και υπολογίζονται από την σχέση:

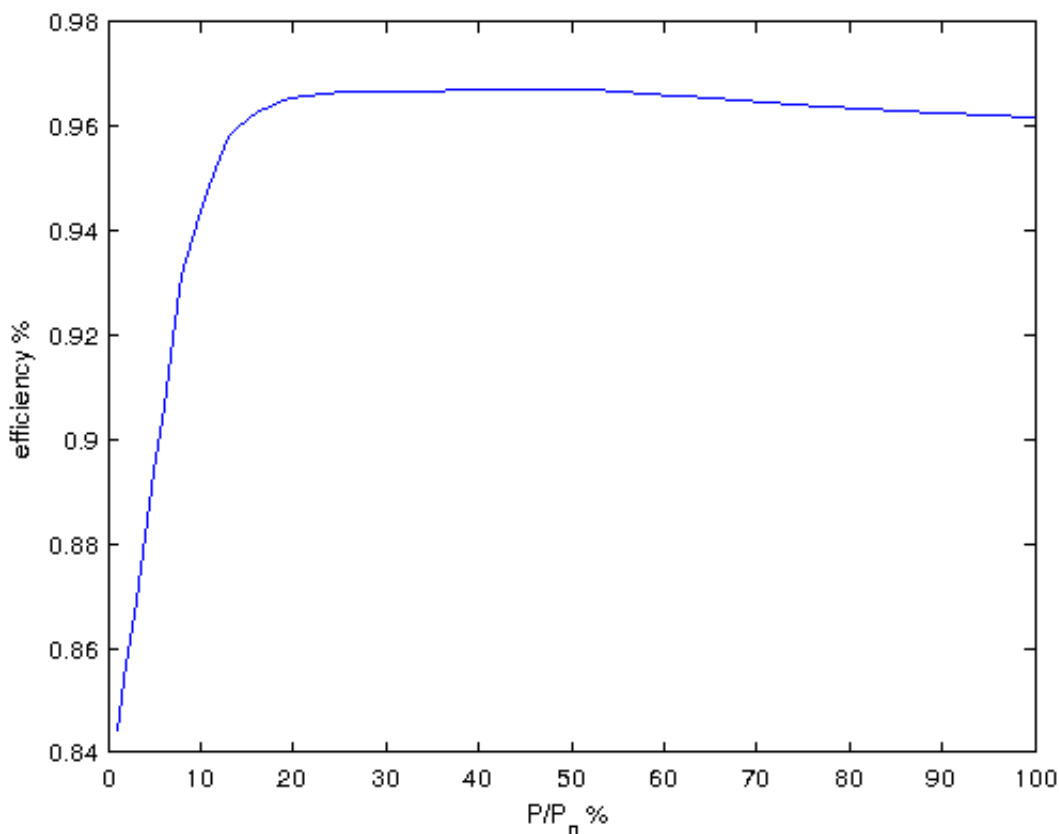
$$\Delta P_{cu} = \Delta P'_{cu} * \left(\frac{S}{N}\right)^2,$$

όπου N η ονομαστική ισχύς του Μ/Σ και $\Delta P'_{cu}$ η εγγυημένη στάθμη απωλειών χαλκού σε ονομαστικό φορτίο. Για τον υπολογισμό των απωλειών, λαμβάνεται η εγγυημένη στάθμη απωλειών χαλκού ίση με το 1% της ονομαστικής ισχύος του Μ/Σ.

Η συγκεκριμένη προσέγγιση αποτελεί μια συνήθη πρακτική προσέγγιση στην βιβλιογραφία. Σημειώνεται ότι ο παραπάνω τρόπος υπολογισμού των απωλειών διευκολύνει την προσομοίωση για σταθμούς με διαφορετική ονομαστική ισχύ, από kW έως MW, και ταυτόχρονα εγγυάται την ανεξαρτησία της προσομοίωσης από το πλήθος των Μ/Σ που φέρει η εγκατάσταση. Σε ορισμένες περιπτώσεις, για διαφόρους λόγους, προτιμάται η τοποθέτηση πολλών Μ/Σ μικρότερης ισχύος αντί ενός κεντρικού. Ταυτόχρονα, οι τιμές αυτές τηρούν τα όρια των εφαρμοζόμενων προτύπων για Μ/Σ ώστε να είναι αποδεκτή η σύνδεσή τους στο Δίκτυο.

3.2.1.3 Αντιστροφέας

Ο αντιστροφέας αποτελεί βασικό κομμάτι των εγκαταστάσεων αποθήκευσης και πρέπει να πληροί και αυτός ένα πλήθος τεχνικών προδιαγραφών. Οφείλει καταρχάς να είναι αμφίδρομης ροής ισχύος και εφοδιασμένος με τα απαραίτητα συστήματα για τον έλεγχο των μπαταριών. Ο αντιστροφέας, σύμφωνα με τις τεχνικές προδιαγραφές του κατασκευαστή των μπαταριών και με τα δεδομένα του BMS, επιβάλλει την κατάλληλη τάση στην DC πλευρά για την αποδοτική και ασφαλή λειτουργία των μπαταριών. Η απόδοση του αντιστροφέα, για τα διάφορα σημεία λειτουργίας, που λαμβάνονται υπόψη για την προσομοίωση του σταθμού, αποδίδεται σχηματικά παρακάτω.



Σχήμα 3.11: Απόδοση αντιστροφέα για τα διαφορετικά σημεία λειτουργίας

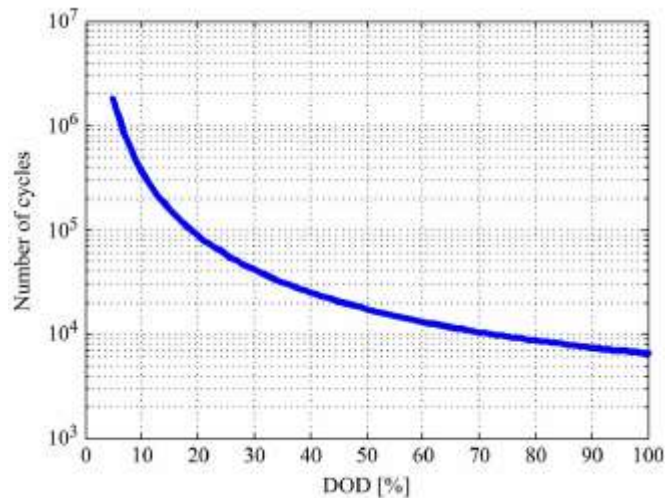
Στη βιβλιογραφία αναφέρεται η χρήση του αντιστροφέα του συστήματος αποθήκευσης για τον έλεγχο της αέργου ισχύος στο σύστημα μεταφοράς, όπως και τον περιορισμό των αρμονικών του δικτύου. Η συγκεκριμένη δυνατότητα δεν εξετάζεται στην παρούσα εργασία, καθώς δεν υπάρχει σαφές νομοθετικό πλαίσιο γύρω από την παροχή επικουρικών υπηρεσιών τέτοιου τύπου από υβριδικούς σταθμούς.

3.2.2 Διάρκεια Ζωής των Μπαταριών Li-ion [38]

Συνήθως, τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται για τον προσδιορισμό της διάρκειας ζωής των μπαταριών κατατάσσονται σε δύο βασικές κατηγορίες: τα post-processing models (cycle counting models and throughput counting methods) και τα performance-degradation models (ηλεκτροχημικά μοντέλα και ισοδύναμα κυκλώματα). Το βασικό χαρακτηριστικό των πρώτων είναι ότι παρέχουν μόνο πληροφορίες για την υπολειπόμενη ωφέλιμη διάρκεια ζωής των μπαταριών (remaining useful lifetime, RUL). Από την άλλη, τα performance-degradation models επιστρέφουν πληροφορίες και για τις παραμέτρους των κελιών (όπως για την τάση, την ισχύ κ.α.), καθώς το φαινόμενο εξελίσσεται.

Cycle counting Lifetime Models: Η RUL της μπαταρίας υπολογίζεται αθροίζοντας την επίδραση που έχει κάθε κύκλος φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας. Το βάθος εκφόρτισης είναι ο βασικός παράγοντας που επηρεάζει το RUL. Όσο μεγαλύτερο είναι το βάθος εκφόρτισης των μπαταριών, τόσο περισσότερο μειώνεται η διάρκεια ζωής των μπαταριών

μέχρι να φτάσει στο τέλος. Τυπικά, ο αριθμός των κύκλων, που μπορεί μία μπαταρία να εκτελέσει μέχρι να φτάσει το EOL, αναπαρίσταται με ένα γράφημα, όπως το παρακάτω.



Σχήμα 3.12: Τυπική καμπύλη διάρκειας ζωής για μπαταρίες Li-ion [38]

Η τεχνική αυτή εμπεριέχει διάφορες απλοποιήσεις, ωστόσο μπορεί να τροποποιηθεί προκειμένου να συμπεριληφθούν και άλλοι παράγοντες, όταν αυτό απαιτείται από τις συνθήκες (αυξημένη θερμοκρασία, μεγάλη διακινούμενη ισχύς).

Ah/Wh-Throughput Counting Lifetime Models: Ο παράγοντας στον οποίο στηρίζεται η συγκεκριμένη προσέγγιση είναι η συνολική διακινούμενη ενέργεια από την μπαταρία. Για τον υπολογισμό του RUL της μπαταρίας, η ενέργεια που διακινείται από την μπαταρία υπολογίζεται σε Ah ή Wh και συγκρίνεται με ένα προκαθορισμένο όριο στο οποίο η μπαταρία φτάνει το EOL². Η συνολική ενέργεια, που μπορεί να διακινήσει η μπαταρία, εξαρτάται από τη χρήση της, (π.χ. βάθος εκφόρτισης, διακινούμενη ισχύς, θερμοκρασία) και συνδέεται μικροσκοπικά με την απώλεια των ιόντων λιθίου, που συμμετέχουν στη διακίνηση ηλεκτρονίων. Αλλαγή των συνθηκών και της χρήσης της μπαταρίας μπορούν να οδηγήσουν σε μικρότερο ή μεγαλύτερο. Αντίστοιχα με το προηγούμενο μοντέλο, το μοντέλο αυτό μπορεί επίσης να προσαρμοστεί στις συνθήκες χρήσης της μπαταρίας με χρήση συντελεστών.

Τα δύο αυτά μοντέλα έχουν κάποια κοινά χαρακτηριστικά. Το πιο σημαντικό είναι ότι στηρίζονται στην ιδέα ότι η χρήση των μπαταριών προκαλεί μία αυξητική απώλεια της διάρκειας ζωής τους, η οποία εξαρτάται από τη χρήση. Επιπλέον, τα δύο μοντέλα έχουν περιορισμένη ακρίβεια που πηγάζει από τις παραδοχές, που έχουν γίνει κατά την ανάπτυξη του μοντέλου. Παρά το συγκεκριμένο μειονέκτημα, η εφαρμογή τους για την πρόβλεψη της διάρκειας ζωής μπαταριών Li-ion είναι διαδεδομένη κυρίως σε εφαρμογές, που προτιμούνται τα πιο απλά μοντέλα λόγω της μικρής πολυπλοκότητας ή όταν δεν υπάρχουν λεπτομερή δεδομένα.

² EOL (End Of Life): το όριο στο οποίο θεωρείται ότι η μπαταρία χρειάζεται αντικατάσταση, καθώς έχει εξαντλήσει τη διάρκεια ζωής της. Η πιο διαδεδομένη πρακτική στην βιβλιογραφία, η οποία επιστρατεύεται εδώ, υποδεικνύει ότι η μπαταρία έχει φτάσει το EOL, όταν η διαθέσιμη χωρητικότητά της έχει μειωθεί κατά 20% της ονομαστικής.

Electrochemical Lifetime Models: Τα ηλεκτροχημικά μοντέλα για την πρόβλεψη της διάρκειας ζωής των μπαταριών δίνουν λεπτομερείς πληροφορίες για διάφορες παραμέτρους των μπαταριών, τόσο για τις ηλεκτρικές παραμέτρους (ρεύμα, τάση, SOC, εσωτερική αντίσταση κ.α.) αλλά και για τις χημικές παραμέτρους (συντελεστές διάχυσης, θερμοκρασιακές διαφορές, συγκέντρωση ηλεκτρολύτη κ.α.) όπως και πληροφορίες σχετικά με τη διάρκεια ζωής τους.

Προκειμένου τέτοια μοντέλα να παραμετροποιηθούν, χρειάζονται πολλές πληροφορίες τόσο για τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά της μπαταρίας (μέγεθος ηλεκτροδίων, πάχος, όγκος ηλεκτρολύτη και πυκνότητα κ.α.), καθώς και πολλές εργαστηριακές μετρήσεις και πειράματα. Οι εξισώσεις στις οποίες βασίζονται τα ηλεκτροχημικά μοντέλα χαρακτηρίζονται από μεγάλη πολυπλοκότητα και άρα απαιτούν αρκετούς υπολογιστικούς πόρους για να επιλυθούν. Σε σύγκριση με τα υπόλοιπα μοντέλα έχουν πολύ καλύτερη ακρίβεια στις προβλέψεις τους και, όταν αναπτυχθεί ένα τέτοιο μοντέλο, είναι σχετικά εύκολο να προσομοιάσουν διαφορετικές τεχνολογίες Li-ion από την συγκεκριμένη στην οποία βασίζονται ή/και διαφορετικό σχεδιασμό κελιών.

Equivalent Electrical Circuit-Based Lifetime Models: [34,39] Παρόμοια με τα ηλεκτροχημικά μοντέλα, τα ισοδύναμα κυκλώματα μπαταριών προσφέρουν πληροφορίες και για την επίδοση των μπαταριών, εκτός από πληροφορίες σχετικά με την διάρκεια ζωής τους. Κατά κανόνα, τα ισοδύναμα κυκλώματα αποτελούνται από τυπικά ηλεκτρικά στοιχεία, προκειμένου να προσομοιάσουν τις αλλαγές στην τάση του κελιού, την ισχύ και την χωρητικότητα του. Οι τιμές των διαφόρων αντιστάσεων, πηνίων και πυκνωτών πρέπει να είναι πολύ ευαίσθητες στη μεταβολή των συνθηκών λειτουργίας, ώστε να εξασφαλίζεται η ακρίβεια του μοντέλου.

Τα ισοδύναμα κυκλώματα είναι, συνήθως, ένας καλός συμβιβασμός ανάμεσα στην υπολογιστική πολυπλοκότητα των ηλεκτροχημικών μοντέλων και την μειωμένη ακρίβεια των post-processing μοντέλων.

Πίνακας 2: Σύγκριση μοντέλων διάρκειας ζωής για τις μπαταρίες Li-ion [38]

Criteria	Lifetime model approach			
	Cycle counting	Ah/Wh-throughput	EEC	Electro-chemical
Complexity	Low	Low	Medium	High
Computation time	Low	Low	Medium	High
Accuracy	Low – medium	Low – medium	Medium	High
Performance parameters	No	No	Yes	Yes
Transfer to other chemistry	No	No	No	Yes

3.2.2.1 Μοντέλο κύκλου ζωής για κελιά τύπου LiFePO₄ (Cycling Aging) [20]

Η συγκεκριμένη εργασία επικεντρώνεται στην ανάπτυξη ενός ημι-εμπειρικού μοντέλου ζωής των μπαταριών. Το μοντέλο που αναπτύχθηκε έχει ως παραμέτρους του τη θερμοκρασία, το βάθος εκφόρτισης, τον ρυθμό εκφόρτισης και τους κύκλους μέχρι το EOL. Τα αποτελέσματα

καταδεικνύουν ότι η μείωση της χωρητικότητας των κελιών επηρεάζεται κυρίως από τους κύκλους που εκτελεί η μπαταρία και τη θερμοκρασία και όχι από το βάθος εκφόρτισης.

Το μοντέλο βασίζεται σε μία εκθετική σχέση, όπως την περιέγραψαν ο Bloom και οι συνεργάτες του, όπου η μείωση της χωρητικότητας είναι εκθετική ανάλογα με του κύκλους που εκτελεί το κελί. Στη βάση αυτής της παρατήρησης, η εκθετική συνάρτηση χρησιμοποιείται κατόπιν για τη δημιουργία του τελικού μοντέλου, που λαμβάνει υπόψη την επίδραση διαφόρων ρυθμών φόρτισης, C/2 2C 6C και 10C.

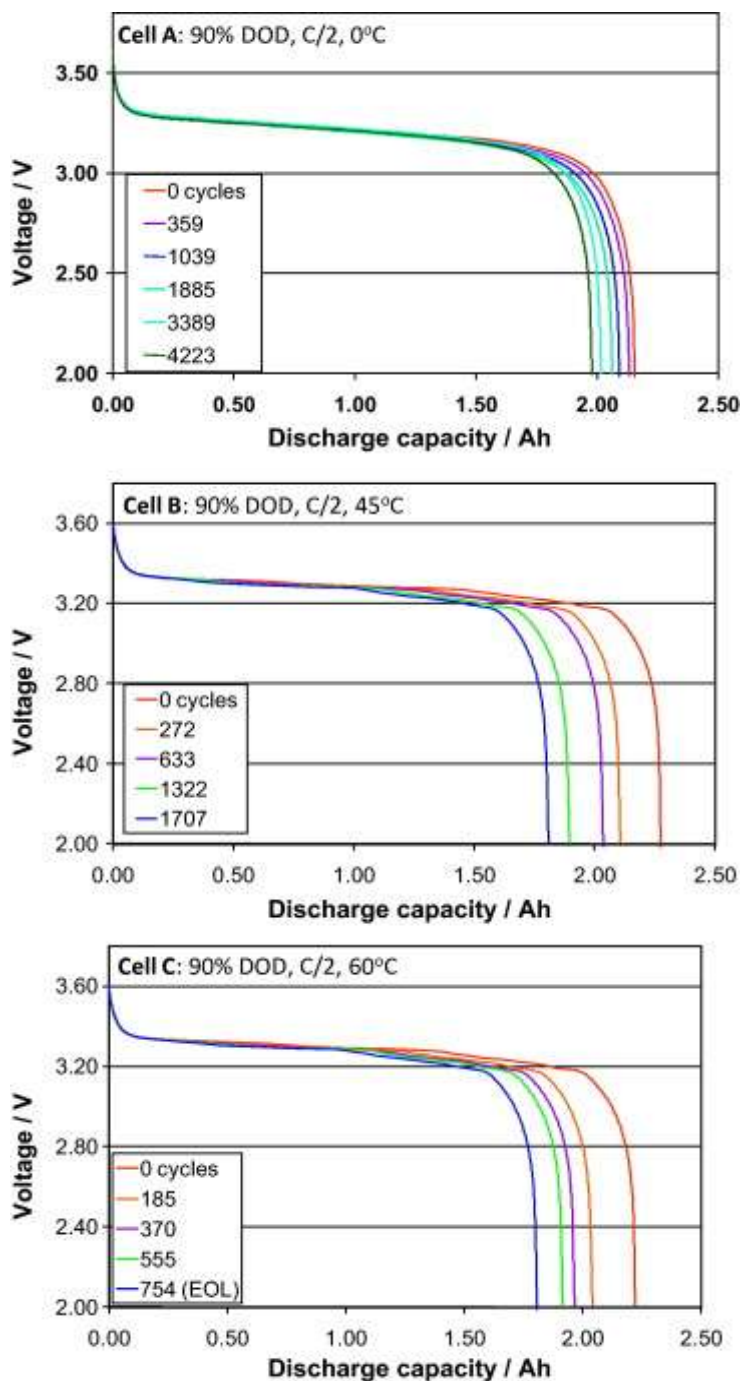
Πίνακας 3: Μήτρα πειραμάτων για την επίδραση των παραμέτρων στη διάρκεια ζωής των μπαταριών[20]

		Temperature °C											
DOD (%)		-30	0		15		25	45		60		C-rate	
90	1	1	2242	2240	2144	2130			1796	1661	754	518	C/2
	1	1	2520	2520	2390		2439	563	2120	2123	1011	1006	
	13	15	3976	3965	3827	3804			3387	3317	3355	3963	
	2662	4979	9625	9652	9234		4711	2211	8374	8379	9801	9821	
	9678	12082	18579	18534	18067	17940			16235	16571	19098	19385	
80	26	40							4492	4048	1276	1594	2C
			2249	1931									
			2315	2197									
					3532	3671							
					3784	6763							
50													6C
									1479	1355			
	1114	641			4017	8242					1428	1854	
					5887	9290							
					36151	35898							
20													10C
10													10C
	1	1									17511	16848	

■ Test Stopped ■ Test Ongoing

Στα πειράματα χρησιμοποιήθηκαν κυλινδρικά κελιά του εμπορίου με ονομαστική χωρητικότητα τα 2,2Ah. Οι συνθήκες, κάτω από τις οποίες δοκιμάστηκαν τα κελιά, καταγράφονται στον παραπάνω πίνακα. Σε κάθε πείραμα δύο κελιά χρησιμοποιήθηκαν. Τα 24 χωρία του πίνακα περιλαμβάνουν 10 συνολικά μετρήσεις των κύκλων ανά κελί (2* 5 μετρήσεις/κελί) για 6 διαφορετικές θερμοκρασίες λειτουργίας (-30, 0, 15, 25, 45, 60 °C), 5 διαφορετικές τιμές του βάθους εκφόρτισης (DOD: 90%, 80%, 50%, 20%, 10%) και 4 ρυθμούς εκφόρτισης (C/2, 2C, 6C και 10C). Η φόρτιση και εκφόρτιση των κελιών πραγματοποιούνταν σύμφωνα με τις οδηγίες του κατασκευαστή. Σε κάθε θέση του πίνακα φαίνονται οι κύκλοι που έχουν πραγματοποιήσει οι μπαταρίες σε κάθε συνθήκη. Οι θέσεις του πίνακα με κόκκινο φόντο υποδεικνύουν ότι το πείραμα έχει τελειώσει, ενώ οι θέσεις με πράσινο φόντο υποδεικνύουν ότι το πείραμα συνεχιζόταν, καθώς τα κελιά δεν είχαν φτάσει το EOL κατά τη δημοσίευση της εργασίας.

Από τα αποτελέσματα αυτά, φαίνεται ότι τα κελιά, που λειτουργούσαν σε μεγάλη θερμοκρασία ή με μεγάλο ρυθμό εκφόρτισης, είχαν σημαντικά μικρότερη διάρκεια ζωής. Καθώς τα πειράματα εξελίσσονταν, παράλληλα πραγματοποιούνταν μετρήσεις της τάσης και της χωρητικότητας για να παρακολουθηθεί το φαινόμενο σε σχέση με τους κύκλους ζωής.



Σχήμα 3.13: Διαγράμματα εκφόρτισης για διαφορετικές θερμοκρασίες, C/2, 90% DOD[20]

Στην εργασία αυτή, παρατηρείται ότι η μείωση της χωρητικότητας είναι σχεδόν ανεξάρτητη με το DOD αν ληφθεί υπόψη ο χρόνος. Αν ληφθούν υπόψη οι κύκλοι, διαπιστώνεται ότι υπάρχει σύνδεση, αλλά αυτό αποτελεί μία λανθασμένη θεώρηση, καθώς 1000 κύκλοι σε DOD 90% δεν μπορούν να συγκριθούν με 1000 σε DOD 10%. Όλες οι μετρήσεις για τους διάφορους DOD σε ρυθμό C/2 συντείνουν ότι επηρεάζεται ελάχιστα η χωρητικότητα σε

σχέση με το DOD και για το λόγο αυτό, σε μικρούς ρυθμούς εκφόρτισης, δεν λαμβάνεται υπόψη η παράμετρος αυτή. Μετά την παρατήρηση αυτή, η εκτίμηση της απώλειας χωρητικότητας των μπαταριών δίνεται από τον τύπο:

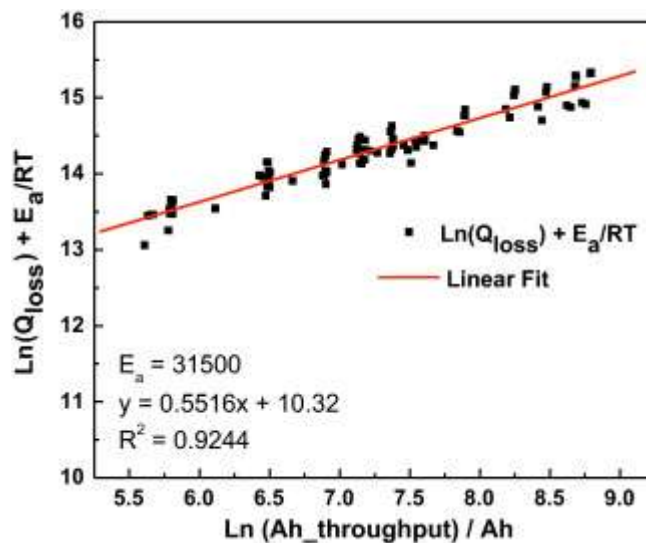
$$Q_{\text{loss}} = B \exp\left(\frac{-E_a}{RT}\right) (Ah)^z$$

Στην παραπάνω εξίσωση, το Q_{loss} εκφράζει το ποσοστό της απώλειας της χωρητικότητας, το B είναι ένας συντελεστής του εκθετικού, με E_a συμβολίζεται η ενέργεια ενεργοποίησης σε J mol^{-1} , R είναι η σταθερά του αέρα, T η απόλυτη θερμοκρασία λειτουργίας, Ah είναι η ενέργεια που έχει διακινηθεί από την μπαταρία και z ο εκθέτης που δίνει την ρυθμό εξάρτησης.

Ωστόσο, το μεγάλο βάθος εκφόρτισης τείνει να επηρεάζει σημαντικά την διάρκεια ζωής των μπαταριών, όταν αυτό ξεπερνά το 90%.

Όπως προκύπτει, η θερμοκρασιακή εξάρτηση του μοντέλου λαμβάνεται υπόψη με τον νόμο Arrhenius. Η περαιτέρω ανάλυση των αποτελεσμάτων καταλήγει στην ανεξαρτησία του συντελεστή z από την θερμοκρασία.

Η ενέργεια ενεργοποίησης E_a υπολογίζεται από τα δεδομένα, λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές από διάφορες θερμοκρασίες σε ρυθμό $C/2$ και υπολογίζεται ίση με $31,500 \text{ J mol}^{-1}$. Από την καμπύλη που αντιστοιχεί σε αυτή την τιμή, φαίνεται ότι η θερμοκρασιακή εξάρτηση όντως ακολουθεί τη σχέση Arrhenius και πιθανώς οφείλεται σε κάποια χημική διαδικασία, που ενεργοποιείται με την αύξηση της θερμοκρασίας κατά την διάρκεια της χρήσης, όπως ο σχηματισμός του στρώματος SEI. Ο συντελεστής B δίνεται από την γραμμική παρεμβολή στα δεδομένα όπως φαίνεται παρακάτω. Ο συντελεστής z δίνεται από την κλίση της ευθείας και είναι αρκετά κοντά στο 0,5 (τετραγωνική ρίζα). Προηγούμενες μελέτες είχαν υποδείξει ότι η εξάρτηση από την τετραγωνική ρίζα της διακινούμενης ισχύος ποσοτικοποιεί τη μείωση της χωρητικότητας λόγω της ανάπτυξης του στρώματος SEI, που καταναλώνει μέρος του ενεργού λιθίου.

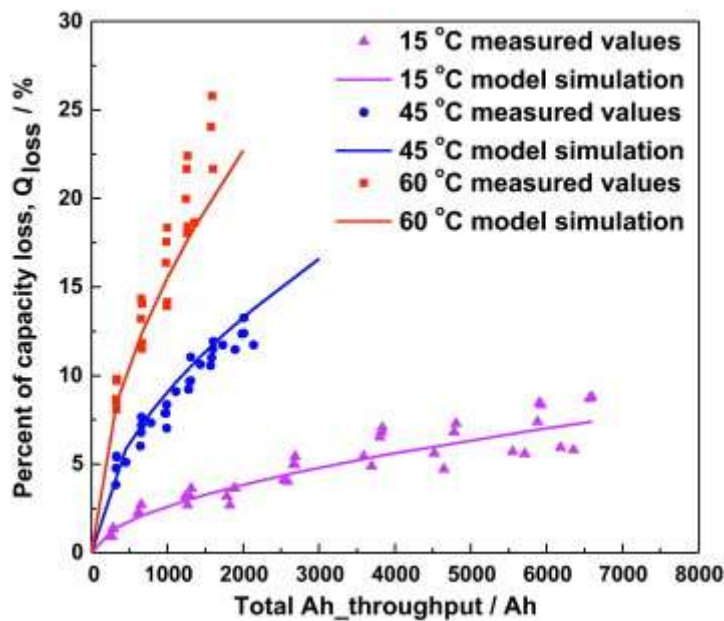


Σχήμα 3.14: Ευθεία γραμμικής παρεμβολής[20]

Αποτέλεσμα της παραπάνω διαδικασίας είναι το παρακάτω μοντέλο για ρυθμό εκφόρτισης C/2:

$$Q_{loss} = 30,330 \exp\left(\frac{-31,500}{8.314T}\right) (Ah)^{0.552}$$

Παρακάτω παρουσιάζονται η πρόβλεψη και τα πειραματικά δεδομένα. Εντοπίζεται μία μικρή υπερεκτίμηση της μείωσης της χωρητικότητας σε θερμοκρασία 45°C και μία υποεκτίμηση για υψηλότερες θερμοκρασίες. Κατά γενικό συμπέρασμα όμως, το μοντέλο αυτό αποτελεί μια καλή προσέγγιση των πειραματικών δεδομένων και μάλιστα αποτελεί ένα από τα λίγο μοντέλα στη βιβλιογραφία, τα οποία επιβεβαιώνονται από ανεξάρτητα πειραματικά δεδομένα.



Σχήμα 3.15: Σύγκριση μετρούμενων τιμών και προσομοίωσης μοντέλου σε διαφορετικές θερμοκρασίες [20]

Κατόπιν, με αντίστοιχη διαδικασία, υπολογίζονται οι συντελεστές για τους υπόλοιπους ρυθμούς εκφόρτισης.

3.2.2.2 Μοντέλο Swierczynski για την απώλεια χωρητικότητας λόγω αδράνειας. (Calendar Ageing) [21]

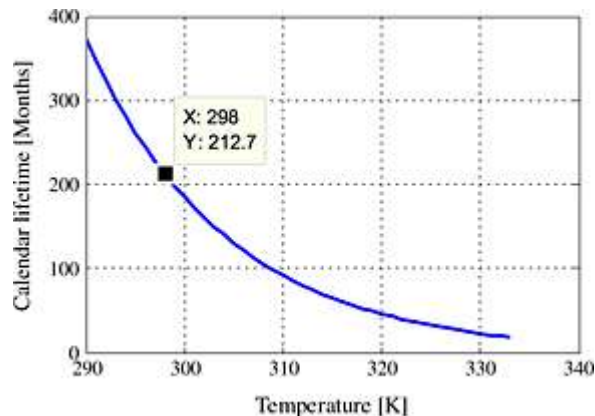
Στην εργασία αυτή αναπτύσσεται ένα μοντέλο για μπαταρίες LiFePO₄, προκειμένου να μοντελοποιηθεί ένας σταθμός μπαταριών που θα παρέχει υπηρεσίες για την ρύθμιση της συχνότητας του δικτύου. Για το λόγο αυτό, εξετάζονται υψηλοί ρυθμοί εκφόρτισης 4C, καθώς επίσης και η επίδραση του DOD, προκειμένου να καταστρωθούν μια σειρά πειραμάτων.

Το ενδιαφέρον στο μοντέλο αυτό είναι η ξεχωριστή διερεύνηση της επίδρασης, που έχει ο χρόνος που οι μπαταρίες δεν χρησιμοποιούνται, το επονομαζόμενο calendar ageing. Για το κομμάτι αυτό, έγιναν μετρήσεις για κελιά που βρίσκονταν σε διάφορες θερμοκρασίες και

προέκυψε το μοντέλο, που αποδίδεται από την παρακάτω εξίσωση, προκειμένου να συμπεριληφθεί και η θερμοκρασιακή εξάρτηση:

$$Q_{loss_T} = 4.05 * 10^{-5} e^{0.0357 T} t^{0.5},$$

όπου T είναι η απόλυτη θερμοκρασία κατά την διάρκεια που οι μπαταρίες δεν χρησιμοποιούνται και t ο χρόνος που οι μπαταρίες δεν χρησιμοποιούνται σε μήνες. Η συγκεκριμένη συμπεριφορά συνάδει με παλαιότερες εργασίες που έχουν δημοσιευθεί. Στο γράφημα παρακάτω, παρατίθεται η σχέση μεταξύ απόλυτης θερμοκρασίας αποθήκευσης και των μηνών που μεσολαβούν μέχρι το EOL.

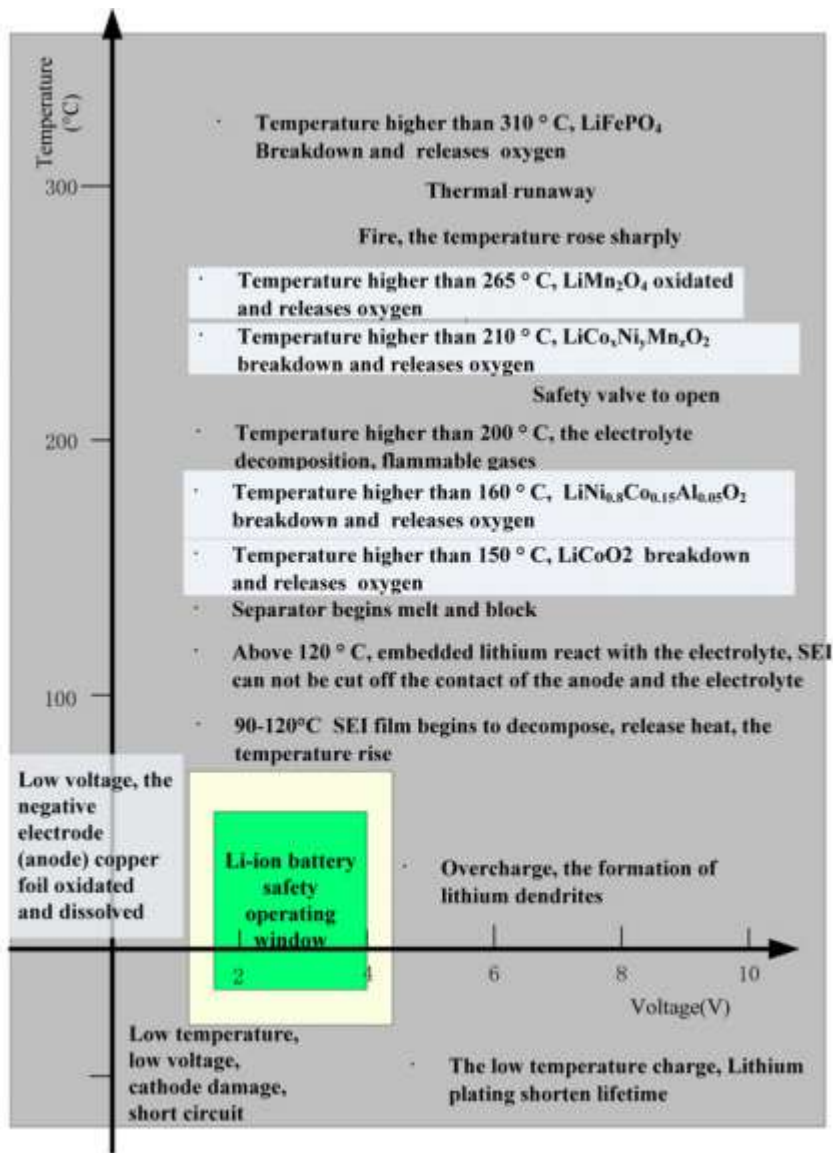


Σχήμα 3.16: Σχέση μεταξύ απόλυτης θερμοκρασίας αποθήκευσης και μηνών μέχρι το EOL[21]

Αξίζει να σημειωθεί πως το μοντέλο που αναπτύσσεται για το cycling ageing των μπαταριών LiFePO₄ είναι παρόμοιο με αυτό που αναφέραμε στην προηγούμενη παράγραφο. Οι ομοιότητες που υπάρχουν εντοπίζονται στον τρόπο με τον οποίο λαμβάνουν υπόψη τη θερμοκρασιακή εξάρτηση, αλλά και ποιοτικά στα αποτελέσματα.

3.2.3 Αποδεκτό εύρος λειτουργίας στάθμης φόρτισης των μπαταριών (εδώ να πεις για SOCmin/max)

Όλες οι μπαταρίες οφείλουν να λειτουργούν μέσα στα όρια τάσης, τα οποία ορίζει ο κατασκευαστής και να μην τα παραβιάζουν. Αφού η μπαταρία έρθει σε ισορροπία μετά τη φόρτιση της, έχει σταθερή τάση κατά την εκφόρτισή της μέχρι ενός σημείου, ύστερα από το οποίο υπάρχει απότομη πτώση της τάσης και η μπαταρία πρέπει να σταματήσει την εκφόρτισή της. Η εκφόρτιση των κελιών κάτω από το όριο αυτό επιδρά διαφορετικά ανάλογα με την τεχνολογία της μπαταρίας. Εν γένει, η χρήση των μπαταριών στην περιοχή αυτή μπορεί να προκαλέσει μη αναστρέψιμη βλάβη του κελιού με αποτέλεσμα την μείωση της διάρκειας ζωής των μπαταριών.



Σχήμα 3.17: Συμπεριφορά κελιών τύπου Li-ion σε σχέση με την τάση και τη θερμοκρασία[19]

Αντίστοιχα προβλήματα παρατηρούνται κατά τη φόρτιση των μπαταριών. Η διαδικασία της φόρτισης συνίσταται στη μετακίνηση ιόντων λιθίου προς το θετικό ηλεκτρόδιο από το αρνητικό. Εάν η διαδικασία αυτή συνεχιστεί πέρα από τα όρια ασφαλείας, το θετικό ηλεκτρόδιο συνεχίζει να αποδεσμεύει ιόντα λιθίου, αυξάνοντας το SOC του κελιού, και η χαμηλή περιεκτικότητα του θετικού ηλεκτροδίου σε ιόντα λιθίου μπορεί να προκαλέσει αποσταθεροποίησή του και ανεξέλεγκτη έκλυση θερμότητας.

Τα περισσότερα κελιά τύπου Li-ion παρέχουν κυκλώματα προστασίας, που αποτρέπουν την εκφόρτισή τους πέρα από συγκεκριμένα όρια. Κάποια από αυτά, εφόσον ενεργοποιηθούν, δεν επιτρέπουν τη χρήση του κελιού. Για τον λόγο αυτό, η τάση υπό την οποία λειτουργούν τα κελιά πρέπει να παρακολουθείται συνέχεια, ώστε να αποφεύγονται φαινόμενα υπερφόρτισης ή υπερεκφόρτισης.

Το βάθος εκφόρτισης σε μεγάλους ρυθμούς άνω του 80-90% επηρεάζει τη διάρκεια ζωής των μπαταριών, καθώς εκθέτει τα κελιά σε ακραίες συνθήκες. Για τους λόγους αυτούς, στο μοντέλο προσομοίωσης του συστήματος των συσσωρευτών τίθενται περιορισμοί στο άνω/κάτω επιτρεπτό όριο SOC. Συγκεκριμένα, για την αποφυγή της υπερφόρτισης και την αύξηση της θερμοκρασίας των κελιών, τίθεται άνω όριο του επιπέδου φόρτισης των μπαταριών ίσο με 95%, ενώ προκειμένου να αποφευχθεί η υπερεκφόρτιση και η μόνιμη βλάβη των κελιών, θέτουμε κατώτατο όριο ίσο με 10 %.

Οι περιορισμοί αυτοί, πέρα από το γεγονός ότι επιτρέπουν την λειτουργία των κελιών μόνο στην περιοχή όπου η μεταβολή της τάσης ως συνάρτηση του SOC είναι μικρή, επιβάλλουν και έναν δευτερεύοντα περιορισμό στο DOD. Ο συνδυασμός των δύο αυτών ορίων περιορίζει το μέγιστο κύκλο εκφόρτισης των μπαταριών στο 85% της διαθέσιμης χωρητικότητάς τους, γεγονός που ευνοεί τη μεγιστοποίηση της διάρκειας ζωής τους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΔΝ ΜΕ ΥΒΣ

Όλοι οι ΥΒΣ, όπως και οι μονάδες παραγωγής ενός αυτόνομου νησιωτικού συστήματος, εντάσσονται στο δίκτυο, εφόσον τηρούνται οι κανόνες ένταξης, στη βάση μίας διαδικασίας. Ο αναθεωρημένος κώδικας Διαχείρισης των Ηλεκτρικών Συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών θεσπίστηκε από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας τον Ιανουάριο του 2014. Οι κανόνες λειτουργίας των συστημάτων και της Αγοράς ΜΔΝ θεσπίστηκαν, λαμβάνοντας υπόψιν τις ανάγκες των μη διασυνδεδεμένων νησιών όπως:

- Τη διασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού των ΜΔΝ και τη βέλτιστη ανάπτυξη των συστημάτων παραγωγής τους, με την καθιέρωση διαδικασιών, που επιτρέπουν και παρέχουν κίνητρα για την αύξηση της ευελιξίας των ηλεκτρικών συστημάτων.
- Τις ιδιαιτερότητες, που εμφανίζουν τα ΜΔΝ, ανάλογα με το μέγεθος των συστημάτων τους και τις διασυνδέσεις τους.
- Τον έλεγχο του κόστους ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ.
- Την ποιότητα της παρεχόμενης υπηρεσίας στους κατοίκους των ΜΔΝ, ανάλογα με αυτή στο διασυνδεδεμένο σύστημα
- Την προώθηση της διείσδυσης της ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στα ενεργειακά ισοζύγια των ΜΔΝ, την αύξηση του μείγματος διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ και αποθήκευσης, προκειμένου να επιτευχθούν αυξημένες διεισδύσεις σε επίπεδα άνω του 50%.

Στο παρόν κεφάλαιο περιγράφονται οι γενικές αρχές τιμολόγησης των υβριδικών σταθμών , οι μετρήσεις που απαιτούνται από το κώδικα ΜΔΝ και εξετάζονται οι πιθανές ηλεκτρικές διαμορφώσεις ενός Υβριδικού Σταθμού.

4.1 Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ)[23,27]

Ο Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ) αφορά στον προγραμματισμό λειτουργίας όλου του παραγωγικού δυναμικού του συστήματος για τις 24ώρες της επόμενης ημέρας, την Ημέρα Κατανομής και διενεργείται από τον Διαχειριστή του ΜΔΝ. Η Ημέρα Κατανομής ξεκινά τα μεσάνυκτα 00:00 της ημέρας και ολοκληρώνεται τα μεσάνυκτα της επόμενης 24:00, ενώ στο μέσο της ημέρας γίνεται αναθεώρηση για το δεύτερο δωδεκάωρο. Σκοπός του ΚΗΕΠ είναι ο προσδιορισμός της ένταξης και παραγωγής ενέργειας των κατανεμημένων μονάδων παραγωγής με στόχο την κάλυψη της ζήτησης του Συστήματος ΜΔΝ τηρώντας τους περιορισμούς ασφαλείας, ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του συστήματος.

Η κατάρτιση του ΚΗΕΠ προσδιορίζει το πλήθος των κατανεμημένων συμβατικών μονάδων και των μονάδων ΑΠΕ που προγραμματίζεται να εκκινήσουν, να παύσουν ή να συνεχίσουν την λειτουργίας τους για κάθε Ωρα Κατανομής. Παράλληλα, προσδιορίζεται η ενέργεια που θα παράγει κάθε μονάδα και η ενέργεια που προγραμματίζεται να απορροφήσουν οι Υβριδικού Σταθμοί για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης που διαθέτουν

Η μεθοδολογία του Μηχανισμού Επίλυσης Ημερήσιου Προγράμματος συνίσταται στην κατάστρωση και επίλυση προβλήματος με κριτήριο τη μέγιστη δυνατή διείσδυση ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και ταυτόχρονα την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής για όλη την Ημέρα Κατανομής

4.1.1 Δήλωση Παραγωγής και Φορτίου των ΥΒΣ

Ο Παραγωγός του Υβριδικού Σταθμού μέχρι τη λήξη της προθεσμίας για την υποβολή των Δηλώσεων Παραγωγής και Φορτίου στον ΚΗΕΠ, υποβάλλει Δήλωση Παραγωγής διακριτά για την 1^η και τη 2^η Περίοδο ΚΗΕΠ. Οι προσφορές καταρτίζονται συνεκτιμώντας την ενέργεια που είναι ήδη αποθηκευμένη (πλην του αποθέματος ασφαλείας που ορίζουν οι άδειες παραγωγής) και την αναμενόμενη αιολική παραγωγή, με τη χρήση κατάλληλων συντελεστών εμπιστοσύνης. Η Δήλωση Παραγωγής που υποβάλλεται για την 1^η Περίοδο ΚΗΕΠ (ώρες 00:00 έως 12:00) δεν μπορεί να υπερβαίνει την προσφορά τους για τη 2^η Περίοδο, ώστε να επιτυγχάνεται η διατήρηση επαρκούς ενέργειας για την κάλυψη της βραδινής αιχμής, που αποτελεί βασική αρχή διαχείρισης των ΥΒΣ. Η Δήλωση Παραγωγής πρέπει να λαμβάνει υπόψη τα τεχνικά χαρακτηριστικά των διαθέσιμων Ελεγχόμενων Μονάδων του Υβριδικού Σταθμού και να αντιστοιχεί σε ικανό μέγεθος ενέργειας για τη λειτουργία των Κατανεμημένων Μονάδων του Σταθμού. Σε περίπτωση που η διαθέσιμη ενέργεια για την Ημέρα Κατανομής δεν ξεπερνάει παροχή δύο ωρών στην εγγυημένη ισχύ του σταθμού, επιβάλλεται μηδενική προσφερόμενη ενέργεια.

Ο Διαχειριστής μπορεί να απαιτήσει από τους παραγωγούς των ΥΒΣ εγγυημένη παροχή εντός του 24ωρου, εφόσον οι υποβληθείσες προσφορές δεν επαρκούν για την κάλυψη της προβλεπόμενης ζήτησης. Εγγυημένη παροχή ζητείται κατά τη βούληση του Διαχειριστή, κατά κύριο λόγο τις ημέρες υψηλού φορτίου. Ο Διαχειριστής επιμερίζει την απαιτούμενη εγγυημένη ενέργεια στους διάφορους ΥΒΣ, με προτεραιότητα σε αυτούς που υπέβαλαν χαμηλή προσφορά, ώστε να προκύπτει κατά το δυνατόν ισορροπημένο πρόγραμμα ένταξης.

Εάν βάσει της προηγούμενης διαδικασίας η εγγυημένη παροχή που αναλογεί στον κάθε ΥΒΣ υπολείπεται της προσφερθείσας ενέργειας, τότε ο ΥΒΣ υποβάλλει Δήλωση Φορτίου, δηλαδή αιτείται την απορρόφηση της αναγκαίας ποσότητας ενέργειας από το δίκτυο. Η δηλωθείσα ενέργεια πρέπει να είναι εύλογη με βάση την απόδοση του πλήρους κύκλου λειτουργίας του αποθηκευτικού συστήματος του σταθμού.

4.2 Γενικοί Κανόνες Ένταξης και Λειτουργίας Μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ Υβριδικών Σταθμών

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από μονάδες ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των μονάδων παραγωγής Υβριδικών σταθμών και μονάδων ΣΗΘΥΑ, οφείλει να απορροφάται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ κατά προτεραιότητα έναντι των συμβατικών μονάδων παραγωγής με την επιφύλαξη της ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος ΜΔΝ. Η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή των συμβατικών μονάδων υποχρεωτική ένταξης (must-run), όπως αυτή καθορίζεται για κάθε Σύστημα ΜΔΝ, δε δύναται να αντικατασταθεί από ενέργεια ΑΠΕ και δε λαμβάνεται υπόψη κατά τον παραπάνω υπολογισμό. Επίσης αφαιρείται η ενεργεία των μη-κατανεμημένων μονάδων ΑΠΕ, Φ/Β και μικρές ανεμογεννήτριες και μονάδες βιομάζας βιοαερίου που συνδέονται στη Χαμηλή Τάση.

Οι κανόνες ένταξης και λειτουργίας των μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών σταθμών έχουν ως στόχο τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης της ηλεκτρικής ενέργειας, που παράγεται από αυτές, με γνώμονα πάντα την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ.

Η ενέργεια, που προέρχεται από μονάδες ΑΠΕ και Υβριδικούς Σταθμούς, έχει προτεραιότητα έναντι της ενέργειας προερχόμενης από μονάδες ΣΗΘΥΑ. Οι κανόνες εξασφαλίζουν την ίση μεταχείριση όλων των μονάδων κατά τη λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ και διαφοροποιούνται ανά τεχνολογία, όταν αυτό προκύπτει από τα τεχνικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά τους. Οι Μονάδες που ανήκουν στην ίδια κατηγορία υπόκεινται στους ίδιους κανόνες ένταξης και λειτουργίας, με την επιφύλαξη τυχόν ειδικών όρων της άδειας παραγωγής.

4.3 Κανόνες Ένταξης και Λειτουργίας για Υβριδικούς Σταθμούς[24]

4.3.1 Υποχρεώσεις του παραγωγού Υβριδικού Σταθμού

Ο Παραγωγός οφείλει να τηρεί τις εντολές του Διαχειριστή του ΜΔΝ, παρέχοντας την απαιτούμενη ενέργεια και ισχύ για κάθε ώρα της ημέρας σύμφωνα με το πρόγραμμα που έχει ανατεθεί. Η ενέργεια που έχει κατανεμηθεί αντιστοιχεί στην προσφορά ενέργειας που έχει υποβάλει ο παραγωγός για το αντίστοιχο διάστημα, εκτός από τις ημέρες εγγυημένης ισχύος. Η υποχρέωση του σταθμού για παροχή εγγυημένης ισχύος και ενέργειας αναφέρεται στην άδεια παραγωγής τόσο για την ισχύ όσο και για τον αριθμό των ωρών εγγυημένης παροχής. Στις ημέρες που το φορτίο του νησιού είναι πολύ υψηλό ζητείται η παροχή της εγγυημένης ενέργειας και, στην περίπτωση που η προσφορά δεν την καλύπτει, ενδέχεται να υπάρχει και πρόγραμμα απορρόφησης για τις ελεγχόμενες μονάδες του σταθμού, το οποίο πρέπει να τηρηθεί.

4.3.2 Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του ΜΔΝ

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ έχει την υποχρέωση να εντάσσει κατά προτεραιότητα τους Υβριδικούς Σταθμούς, σύμφωνα με την προσφορά ενέργειας που υποβάλλουν, στο βαθμό που εξασφαλίζεται η ασφάλεια του Συστήματος ΜΔΝ. Με βάση το αποτέλεσμα της επίλυσης του ΚΗΕΠ, γνωστοποιείται στον σταθμό το σχετικό πρόγραμμα παραγωγής και ο Σταθμός

παρέχει στο Δίκτυο την ζητούμενη ενέργεια και ισχύ. Το πρόγραμμα λειτουργίας μπορεί να τροποποιείται στην πραγματική λειτουργία, κατόπιν σχετικών Εντολών Κατανομής από τον Διαχειριστή ΜΑΝ, προκειμένου να διασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του Συστήματος ΜΑΝ και να καθίσταται εφικτή η απορρόφηση ενέργειας ΑΠΕ των Μονάδων του Συστήματος ΜΑΝ.

Εφόσον απαιτηθεί από τον Διαχειριστή ΜΑΝ η παροχή μέρους ή του συνόλου της Εγγυημένης Ενέργειας από τον Υβριδικό Σταθμό, θα πρέπει να τεκμηριώνεται επαρκώς βάσει των κανόνων επίλυσης του ΚΗΕΠ. Η παροχή της εγγυημένης ενέργειας δικαιολογείται για την κάλυψη ζήτησης, η οποία είναι τεχνικά αδύνατο να καλυφθεί από τις διαθέσιμες Μονάδες του Συστήματος ΜΑΝ και, κατ' εξαίρεση, για την οικονομικότερη λειτουργία του Συστήματος ΜΑΝ κατόπιν συναίνεσης του Παραγωγού του Υβριδικού Σταθμού. Η προσφερόμενη ενέργεια του Υβριδικού Σταθμού κατανέμεται από τον Διαχειριστή ΜΑΝ κατά την επίλυση του ΚΗΕΠ, με τέτοιο τρόπο ώστε να επιτυγχάνεται το βέλτιστο οικονομικό και τεχνικό αποτέλεσμα για την λειτουργία του Συστήματος με απαραίτητη προϋπόθεση την ασφάλεια του Συστήματος. Στην περίπτωση που διαπιστωθούν σημαντικές αποκλίσεις από καθορισμένα όρια λειτουργίας των Μονάδων του Υβριδικού Σταθμού, ο Διαχειριστής ΜΑΝ έχει την δυνατότητα να διακόψει την λειτουργία του Σταθμού.

4.3.3 Ελεγχόμενες μονάδες Υβριδικού Σταθμού

Οι ελεγχόμενες μονάδες του Υβριδικού Σταθμού έχουν προτεραιότητα στην ένταξη και στη φόρτισή τους έναντι των συμβατικών μονάδων, με την επιφύλαξη κάλυψης των απαιτούμενων Επικουρικών Υπηρεσιών και των τεχνικών ελαχίστων για τις συμβατικές μονάδες που εντάσσονται για παραγωγή (must-run). Επικουρικές Υπηρεσίες οφείλουν να παρέχουν και οι ελεγχόμενες μονάδες των Υβριδικών Σταθμών, καθώς υποκαθιστούν συμβατικές μονάδες. Οι Επικουρικές Υπηρεσίες των ελεγχόμενων μονάδων αφορούν στην παροχή Ενέργειας Ενεργού Ισχύος για τη ρύθμιση συχνότητας και την παροχή Αέργου Ισχύος για τη ρύθμιση τάσης του Συστήματος ΜΑΝ.

4.3.4 Μονάδες Απορρόφησης Ενέργειας

Οι μονάδες απορρόφησης ενέργειας του Υβριδικού δύνανται να απορροφούν ενέργεια παραγόμενη από τις μονάδες ΑΠΕ του σταθμού ή από το Δίκτυο ΜΑΝ, εφόσον ζητηθεί από τον Διαχειριστή ΜΑΝ βάσει του ΚΗΕΠ. Ο προγραμματισμός των μονάδων για απορρόφηση ενέργειας, που παράγεται από τις μονάδες ΑΠΕ του σταθμού, γίνεται από τον Παραγωγό. Ο προγραμματισμός απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο ΜΑΝ πραγματοποιείται από τον Διαχειριστή του ΜΑΝ και προκύπτει από την επίλυση του ΚΗΕΠ.

Ο προγραμματισμός απορρόφησης ενέργειας από το Δίκτυο ΜΑΝ βάσει του ΚΗΕΠ είναι δεσμευτικός για τον Παραγωγό του Υβριδικού Σταθμού. Η επίλυση του ΚΗΕΠ και το πρόγραμμα απορρόφησης, εάν προκύπτει, οφείλει να τηρεί τα τεχνικά όρια των μονάδων απορρόφησης, όπως αυτά αναφέρονται στην άδεια παραγωγής. Το πρόγραμμα απορρόφησης των Υβριδικών Σταθμών καταρτίζεται με τέτοιο τρόπο, ώστε να επιτυγχάνεται το βέλτιστο οικονομικό και τεχνικό αποτέλεσμα για τη λειτουργία του Συστήματος ΜΑΝ, δηλαδή εντοπίζεται κατά προτεραιότητα η απορρόφηση στις ώρες χαμηλού φορτίου.

Για λόγους ασφάλειας του Συστήματος ΜΑΝ ή για λόγους ενίσχυσης της διείσδυσης ενέργειας από ΑΠΕ, που προέρχεται από άλλες μονάδες του Συστήματος, ο Διαχειριστής ΜΑΝ κατά την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής δύναται να προγραμματίσει αυξημένο φορτίο προς απορρόφηση, εντός των τεχνικών ορίων του Σταθμού. Ο προγραμματισμός περειαίρω απορρόφησης ενέργειας από τις μονάδες του Υβριδικού Σταθμού, όταν δεν απαιτείται για την ασφάλεια του Συστήματος ΜΑΝ, απαιτεί τη σύμφωνη γνώμη του παραγωγού.

Τέλος, ο παραγωγός οφείλει να διατηρεί επαρκεί ποσότητες του εργαζόμενου μέσου του αποθηκευτικού συστήματος, ώστε να διασφαλίζεται η απρόσκοπτη, ομαλή και ασφαλής λειτουργία του σταθμού καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, σύμφωνα με τους όρους της οικείας άδειας παραγωγής. Το ελάχιστο ενεργειακό απόθεμα του σταθμού μπορεί να διαφοροποιείται ανάλογα με την τεχνολογία του Υβριδικού Σταθμού και καθορίζεται στην άδεια παραγωγής.

4.4 Γενικές αρχές τιμολόγησης των ΥΒΣ[27]

Οι διατάξεις του νόμου 3468/2006 και των κανονισμών αδειών καθορίζουν τον τρόπο τιμολόγησης της ενέργειας των ΥΒΣ. Σύμφωνα με αυτές, γίνεται ξεχωριστή τιμολόγηση της ενέργειας, ανάλογα με το αν η ροή της απορροφάται από το δίκτυο για την πλήρωση των μονάδων αποθήκευσης ή αν παρέχεται στο δίκτυο από τις μονάδες του σταθμού. Η ενέργεια, που παρέχεται στο δίκτυο, σύμφωνα με το πρόγραμμα παραγωγής του σταθμού, τιμολογείται με βάση την προέλευσή της. Για τις μονάδες με διατάξεις αποθήκευσης, οι οποίες έχουν ικανότητα παροχής ονομαστικής ισχύος για τουλάχιστον 8 ώρες, δίνεται αποζημίωση διαθεσιμότητας ισχύος. Οι γενικές αρχές τιμολόγησης είναι οι εξής:

1. Η τιμολόγηση της ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής των ΥΒΣ προσαρμόζεται με βάση το κόστος λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος του νησιωτικού συστήματος, που εξοικονομείται.
2. Αντίστοιχα, η τιμολόγηση της απορροφούμενης ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, που προορίζεται για την πλήρωση των μονάδων αποθήκευσης, καθορίζεται από το επιβαλλόμενο κόστος λειτουργίας του αυτόνομου νησιωτικού συστήματος.
3. Η τιμολόγηση της διαθέσιμης ισχύος των ΥΒΣ πρέπει να προσαρμόζεται στο εξοικονομούμενο κόστος ανάπτυξης μονάδων παραγωγής στο δυναμικό παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος.
4. Η αδυναμία διάθεσης μέρους ή συνόλου της εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ επιφέρει την επιβολή προστίμων για το μέρος της ισχύος που δεν διατίθεται, όταν απαιτείται από τον αρμόδιο Διαχειριστή. Το πρόστιμο, που επιβάλλεται στον διαχειριστή του ΥΒΣ, αντανακλά το κόστος εγκατάστασης πρόσθετου δυναμικού για την εξυπηρέτηση της ζήτησης, που δεν καλύπτεται από τον ΥΒΣ.

4.4.1 Κανόνες τιμολόγησης ΥΒΣ

Οι πληρωμές και χρεώσεις, που αφορούν τις μονάδες ΥΒΣ, υπολογίζονται σε μηνιαία βάση, λαμβάνοντας υπόψη τις μετρήσεις, που προκύπτουν από την πραγματική λειτουργία της μονάδας για τον εκάστοτε μήνα που εκκαθαρίζεται.

Για τους ΥΒΣ προσδιορίζονται διακριτά αμοιβές για:

- την έγχυση ενέργειας στο σύστημα ΜΔΝ, με βάση τους σχετικούς ειδικούς όρους των οικείων αδειών παραγωγής και συμβάσεων πώλησης, όπως προβλέπονται από τις κείμενες διατάξεις,
- τη διαθεσιμότητα ισχύος για τους σταθμούς, για τους οποίους αυτή προβλέπεται, σύμφωνα με τους κανονισμούς, στην τιμολόγηση όπου αναφέρονται οι σχετικοί ειδικοί όροι των οικείων αδειών παραγωγής και συμβάσεων πώλησης και
- τις επικουρικές υπηρεσίες, εφόσον αυτές ορίζονται στους σχετικούς ειδικούς όρους των οικείων αδειών παραγωγής και συμβάσεων πώλησης.

Προβλέπεται επίσης επιβολή προστίμου σε περίπτωση απόκλισης από το πρόγραμμα κατανομής, ανάλογα με τους σχετικούς ειδικούς όρους των οικείων αδειών παραγωγής και συμβάσεων πώλησης. Τέλος, επιβάλλεται πρόστιμο στους ΥΒΣ σε περίπτωση αδυναμίας απόδοσης της εγγυημένης ισχύος.

Οι τιμές, με βάση τις οποίες γίνεται η τιμολόγηση των παραπάνω ενεργειών, είναι ενιαίες για όλους τους ΥΒΣ που λειτουργούν στο νησί, υπό την προϋπόθεση ότι χρησιμοποιούν την ίδια τεχνολογία και υπό τους ίδιους περιορισμούς. Για τον λόγο αυτό, οι τιμές πώλησης και αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας οφείλουν να καθορίζονται εκ των προτέρων, με γνώμονα το κόστος των μονάδων αιχμής και των μονάδων βάσης του ΜΔΝ.

4.4.2 Αμοιβή για την έγχυση ενέργειας στο δίκτυο

Η τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής των ΥΒΣ οφείλει να αντανακλά το κόστος παραγωγής που αποφεύγουμε να δαπανήσουμε, δηλαδή το μέσο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων αιχμής του συστήματος που υποκαθιστούν.

Όταν υπάρχει έγχυση ενέργειας από τις μονάδες ΑΠΕ, που υποκαθιστά μέρος της προγραμματισμένης παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων, τότε η τιμολόγηση της ενέργειας αποφασίζεται κατά το ήμισυ στη βάση της τιμής πώλησης της συγκεκριμένης τεχνολογίας ΑΠΕ και κατά το ήμισυ με βάση την ενέργεια των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ. Σε διαφορετική περίπτωση, η τιμολόγηση της ενέργειας υπακούει στο εκάστοτε ισχύον τιμολόγιο ΑΠΕ στο ΜΔΝ.

Το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων μεταβάλλεται ανάλογα με την ανάπτυξη της συμβατικής παραγωγής του ΜΔΝ σε βάθος χρόνου. Το συγκεκριμένο γεγονός πρέπει να αποτυπώνεται στη σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, που συνάπτεται μεταξύ Παραγωγού και του Διαχειριστή ΜΔΝ. Η αναπροσαρμογή αυτή είναι σκόπιμο να ενσωματώνεται ως ρητή πρόβλεψη στην άδεια παραγωγής και στις συμβάσεις που συνάπτονται. Πρέπει να λαμβάνονται υπόψη τόσο οι μεταβολές που πραγματοποιούνται στην δομή του συστήματος παραγωγής του νησιού, όσο και η επίπτωση στην οικονομική

βιωσιμότητα των σταθμών. Σε κάθε περίπτωση, σύμφωνα με τον νόμο 4254 του 2014, η τιμή πώλησης της ενέργειας, που προέρχεται από τις ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ, οφείλει να υπερβαίνει την τιμή με την οποία τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια, που απορροφά ο ΥΒΣ για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης και, συγκεκριμένα, να είναι προσαυξημένη κατά 25%. Παράλληλα, ο νόμος θέτει την τιμή πώλησης της ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες των ΥΒΣ κατ' ελάχιστο στο 150% της τιμής πώλησης της αιολικής ενέργειας.

Οι ΥΒΣ υποκαθιστούν συμβατικές μονάδες του συστήματος του ΜΔΝ, οι οποίες παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες. Συνεπώς, οι μονάδες των ΥΒΣ οφείλουν να παρέχουν ανάλογες υπηρεσίες, οι οποίες δεν τιμολογούνται ως ξεχωριστές επικουρικές υπηρεσίες, στο βαθμό που δε γίνεται διαχωρισμός για τις μονάδες που υποκαθιστούν.

4.4.3 Αμοιβή Διαθεσιμότητας Ισχύος

Η παρουσία των ΥΒΣ στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα αποτρέπει επενδύσεις για εγκατάσταση νέων συμβατικών σταθμών παραγωγής αντίστοιχης ικανότητας. Για το λόγο αυτό, η διαθεσιμότητα ισχύος υπολογίζεται με βάση το κόστος εγκατάστασης νέων συμβατικών σταθμών και όχι με βάση το κόστος της εγκατάστασης νέων μονάδων στους υφιστάμενους σταθμούς. Η εγγυημένη ισχύς, για την οποία ο ΥΒΣ λαμβάνει τίμημα διαθεσιμότητας ισχύος, προσδιορίζεται στην άδεια παραγωγής του σταθμού.

Στις περισσότερες περιπτώσεις νησιών, η κατασκευή νέων σταθμών για την κάλυψη των αναγκών δεν είναι πολύ πιθανό σενάριο. Βάσει του ισχύοντος θεσμικού πλαισίου, η είσοδος νέων παραγωγών στα νησιά επιβάλλει την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας ισχύος κατ' αυτόν τον τρόπο.

4.4.4 Αμοιβή για τις επικουρικές υπηρεσίες

Η αμοιβή για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών από τους ΥΒΣ υπολογίζεται με τις ημέρες ανά μήνα εκκαθάρισης. Η αμοιβή των επικουρικών υπηρεσιών, που παρέχουν οι εντασσόμενες μονάδες ΥΒΣ, καθορίζονται στον Κώδικα ΜΔΝ και στη Σύμβαση Επικουρικών Υπηρεσιών του ΥΒΣ.

4.4.5 Χρέωση ΥΒΣ για την απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο.

Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας, που απορροφά ο ΥΒΣ για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης από το δίκτυο, καθορίζεται στην άδεια παραγωγής του ΥΒΣ. Ο υπολογισμός της τιμής λαμβάνει υπόψη το μέσο ετήσιο κόστος παραγωγής των μονάδων βάσης του συστήματος κατά τον χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής.

4.4.6 Επιβολή κυρώσεων σε ΥΒΣ

Ο υπολογισμός του προστίμου, λόγω συστηματικής αδυναμίας διάθεσης της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας ΥΒΣ, όταν απαιτείται από το διαχειριστή, γίνεται σε ετήσια βάση. Λαμβάνονται υπόψη οι ημέρες κατά τις οποίες απαιτήθηκε από τον διαχειριστή η απόδοση εγγυημένης ισχύος και ενέργειας, η σχετική μη εκπλήρωση της υποχρέωσης από τον ΥΒΣ, η

απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο για την πλήρωση των αποθηκευτικών μονάδων και οι περικοπές φορτίου, εάν υπήρξαν. Η ποινή προβλέπει την ενεργοποίηση του προστίμου πάνω από ένα ποσοστό ημερών αστοχίας και στη συνέχεια κλιμακωτή αυστηροποίηση της ποινής.

4.4.7 Μετρητές Εγκαταστάσεων.

Η τιμολόγηση, ο έλεγχος της τήρησης των εντολών κατανομής και το επίπεδο λειτουργίας των μονάδων του ΥΒΣ πραγματοποιούνται απολογιστικά, με βάση τα δεδομένα του Διαχειριστή του Δικτύου. Στα προηγούμενα, προστίθεται και η παροχή επικουρικών υπηρεσιών, όπως αυτές ορίζονται στις οικείες άδειες. Από την επεξεργασία των μετρήσεων πραγματικού χρόνου, καθώς και από τις αντίστοιχες εντολές κατανομής της κάθε μονάδας, ελέγχεται αν ικανοποιούνται οι απαιτήσεις που καθορίζονται στον κώδικα ΜΔΝ και υπολογίζονται τυχόν αποκλίσεις. Τέλος, εξετάζεται αν καθένα από τα δηλούμενα ποσοτικά τεχνικοοικονομικά στοιχεία των μονάδων, που αφορούν το μέγιστο/ελάχιστο φορτίο, τις εφεδρείες, τη δυνατότητα παροχής εφεδρειών κλπ. αποκλίνουν από τις πραγματικές δυνατότητες των μονάδων πέραν των ορίων ανοχής, όπως καθορίζονται στον κώδικα ΜΔΝ και τις οικείες άδειες.

Προκειμένου να είναι διαθέσιμα τα απαραίτητα στοιχεία και οι μετρήσεις για την υλοποίηση των παραπάνω, εφαρμόζονται τα αναφερόμενα στον κώδικα ΜΔΝ, στον Κώδικα Διαχείρισης Δικτύου και στα Εγχειρίδια τους, καθώς και οι ειδικότερες προβλέψεις της Σύμβασης Σύνδεσης του Σταθμού. Ο Διαχειριστής του ΜΔΝ αναλαμβάνει την εγκατάσταση στα όρια εγκαταστάσεων του Παραγωγού και του δικτύου, των αναγκαίων μετρητικών διατάξεων για τον προσδιορισμό της ροής ενέργειας και ισχύος, ενεργού και αέργου, ανά κατάλληλο χρονικό διάστημα. Παράλληλα, ο διαχειριστής του ΥΒΣ οφείλει να εγκαταστήσει άλλους μετρητές, τους οποίους προβλέπει η Σύμβαση Σύνδεσης του Σταθμού, όπου αυτό απαιτείται, για τη μέτρηση των βοηθητικών καταναλώσεων επιμέρους συνιστωσών του, καθώς και για την μέτρηση μη ηλεκτρικών μεγεθών, τα οποία μπορεί να είναι αναγκαία για τον έλεγχο της τήρησης των κανόνων λειτουργίας των σταθμών.

Για τη διασφάλιση της τηλεμετάδοσης του συνόλου των απαιτούμενων μετρήσεων προς το σύστημα τηλεμέτρησης του Διαχειριστή ΜΔΝ, απαιτείται η εγκατάσταση σε όλους του μετρητές κατάλληλου τηλεπικοινωνιακού εξοπλισμού και αδιάλειπτη επικοινωνία, σύμφωνα με τους κώδικες και τις ειδικότερες απαιτήσεις του Διαχειριστή.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΜΕΡΟΥΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΜΕ Φ/Β ΚΑΙ ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ

Σημαντικό χαρακτηριστικό ενός Υβριδικού Σταθμού αποτελεί η διαμόρφωση του ηλεκτρικού του μέρους. Οι επιλογές που γίνονται κατά τη διαμόρφωση του σταθμού μπορούν να επηρεάσουν σημαντικά πολλές παραμέτρους, τόσο λειτουργικές όσο και διαδικαστικές.

Λειτουργικά, επιλογές που αλλάζουν τον αριθμό ή την ονομαστική ισχύ επιμέρους συνιστωσών του σταθμού (π.χ. μετασχηματιστών), μεταβάλλουν τις αποδόσεις των συνιστωσών αυτών και διαφοροποιείται η συνολική απόδοση του σταθμού. Η ηλεκτρική διαμόρφωση του σταθμού μπορεί να επιφέρει διαδικαστικές δυσκολίες, όπως η ανάγκη ενεργειών από τον διαχειριστή του δικτύου, που δεν αποτελεί συνήθη πρακτική (π.χ. επέκταση ή αναβάθμιση του δικτύου), αυξάνοντας την γραφειοκρατική πολυπλοκότητα για έκδοση των απαιτούμενων ενεργειών.

Η εμπειρία που υπάρχει αναφορικά με τις διαθέσιμες επιλογές, τα αντίστοιχα πλεονεκτήματα, αλλά και μειονεκτήματα που έχει η κάθε μία, είναι σχετικά μικρή. Παρόμοιες εγκαταστάσεις, πολύ μικρότερης ισχύος φυσικά, μπορούν να θεωρηθούν οι λύσεις που παρέχονται σε εγκαταστάσεις, όπου δεν υπάρχει πρόσβαση σε ηλεκτρικό ρεύμα. Σε τέτοιες περιπτώσεις, οι διαθέσιμες πηγές ενέργειας είναι πολλές, όπως οι γεννήτριες diesel, μικρές ανεμογεννήτριες, μικρές φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, ενδεχομένως και συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες, οπότε τα συμπεράσματα για την επιμέρους διασύνδεση των μονάδων μπορούν να αποδειχθούν χρήσιμα.

Ο βασικός διαχωρισμός των διατάξεων έγκειται στο σημείο, όπου γίνεται η σύνδεση των επιμέρους συνιστωσών του σταθμού, με την δυνατότητα να γίνεται είτε στην πλευρά εναλλασσόμενου ρεύματος (E.P.³) είτε στην πλευρά συνεχούς ρεύματος (Σ.P.⁴). Στη συνέχεια του κεφαλαίου, παρουσιάζεται η ανάλυση των δύο βασικών πιθανών διαμορφώσεων για τον Υβριδικό Σταθμό με Φ/Β και συσσωρευτές, που αποτελεί και το αντικείμενο της παρούσας μελέτης, και στο τέλος παρατίθεται η σύγκρισή τους και αποφασίζεται η επιλογή της ηλεκτρικής διαμόρφωσης του σταθμού.

5.1 Διασύνδεση στην πλευρά E.P. (AC Coupling)

Ο συγκεκριμένος τρόπος διασύνδεσης χαρακτηρίζεται από τη διασύνδεση στην AC πλευρά, στο δίκτυο του διαχειριστή. Αποτελείται από δύο ξεχωριστά και ανεξάρτητα κομμάτια, αυτό του συστήματος αποθήκευσης και εκείνο των φωτοβολταϊκών. Το καθένα έχει ανεξάρτητο σύστημα μέτρησης, μετασχηματιστή για την σύνδεση στο δίκτυο, ηλεκτρονικά ισχύος και εσωτερική καλωδίωση.

Αποτελεί την πιο εύκολη διασύνδεση από πλευράς εγκατάστασης, καθώς αποτελείται από ένα φωτοβολταϊκό πάρκο, όπως αυτά εγκαθίστανται μέχρι τώρα και, παράλληλα συνδέεται η

³ Εναλλασσόμενου Ρεύματος (E.P.), Alternating Current (AC)

⁴ Συνεχούς Ρεύματος (Σ.P.), Direct Current (DC)

διάταξη αποθήκευσης. Η συγκεκριμένη διάταξη επιτρέπει ακόμα και την εγκατάσταση σε διαφορετικές τοποθεσίες του φωτοβολταϊκού πάρκου και της διάταξης αποθήκευσης και επιπλέον επιτρέπει την τμηματική λειτουργία του σταθμού σε περίπτωση βλάβης ή κατά την εγκατάσταση του σταθμού.

Μετρητικές διατάξεις διπλής κατεύθυνσης και εναλλασσόμενου ρεύματος (M1, M2) τοποθετούνται στο σημείο σύνδεσης κάθε επιμέρους συνιστώσας του σταθμού στα όρια χρήσης του σταθμού. Η χρήση μετρητών διπλής εγγραφής είναι επιβεβλημένη, καθώς η τιμολόγηση της ενέργειας για έγχυση στο δίκτυο είναι διαφορετική από την απορρόφηση. Η διάταξη επιτρέπει την τιμολόγηση της ενέργειας, καθώς είναι προφανές από πού προέρχεται, όπως επίσης και ο καθορισμός των αποκλίσεων.

Η παραγόμενη ενέργεια από τα φ/β εγχέεται στο δίκτυο και καταγράφεται στον μετρητή M1, ενώ ταυτόχρονα μπορεί να απορροφάται ένα μέρος της από τις μονάδες αποθήκευσης και καταγράφεται στον μετρητή M2.

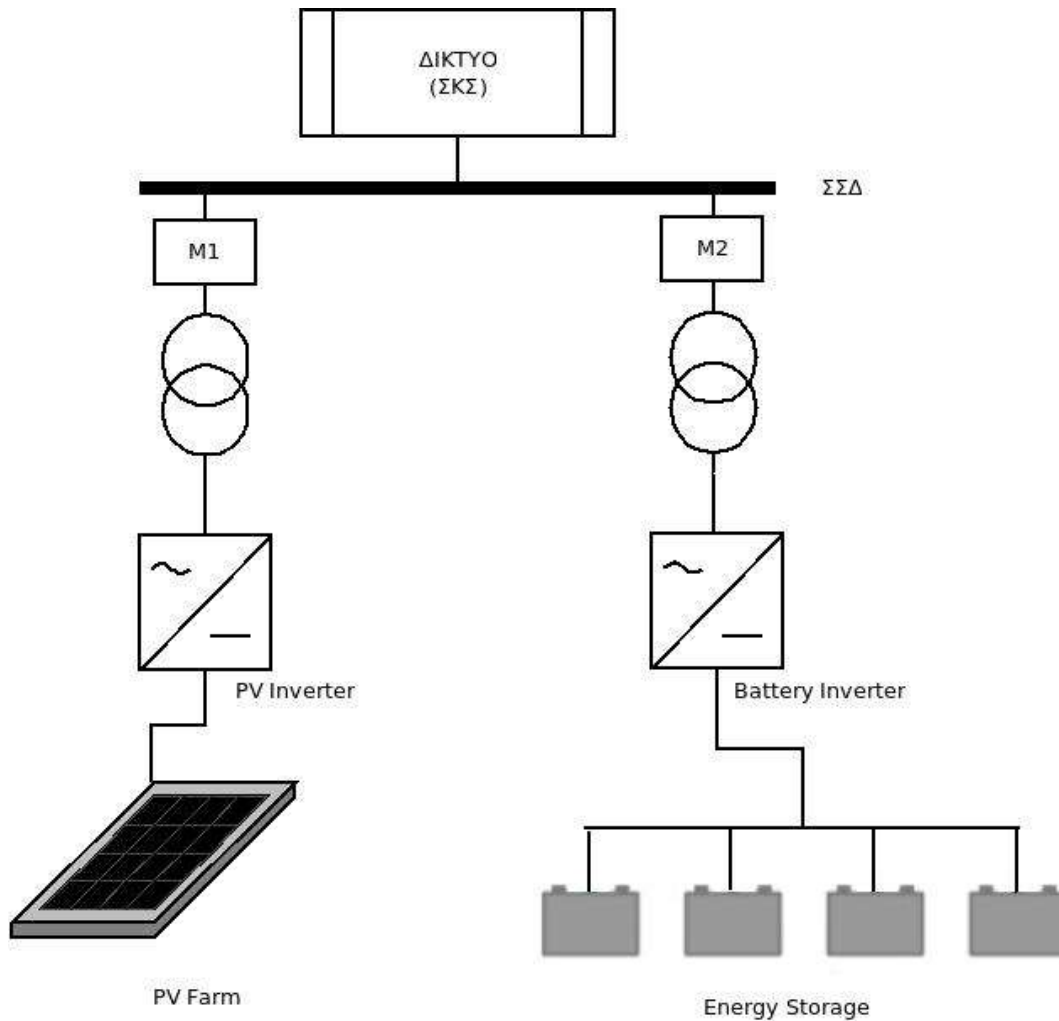
Από τη διαφορά των μετρούμενων ενεργειών από τους δύο μετρητές, προκύπτει η ενέργεια που παρέχεται προς το δίκτυο και η ενέργεια που απορροφούν οι μπαταρίες του σταθμού.

Στην περίπτωση που ο σταθμός συνδέεται μέσω αποκλειστικής γραμμής, η τοποθέτηση μίας ακόμα μετρητικής διάταξης στο άλλο άκρο της γραμμής, το Σημείο Κοινής Σύνδεσης, είναι αναγκαία για τον επιμερισμό των απωλειών στο τυχόν αποκλειστικό δίκτυο.

Ο επιμερισμός των ιδιοκαταναλώσεων είναι ξεκάθαρος και μπορεί να γίνει με την μεθοδολογία, που υφίσταται στο ισχύον πλαίσιο λειτουργίας των ΜΔΝ. Η ενέργεια των ιδιοκαταναλώσεων του συστήματος αποθήκευσης ενσωματώνεται στη μέτρηση του μετρητή M2. Στην κατάσταση που οι μπαταρίες εγχέουν ενέργεια στο δίκτυο, απομειώνουν την παραγόμενη ενέργεια, γεγονός το οποίο οφείλει να συνυπολογιστεί, κατά την παραγωγή των μπαταριών, μαζί με τις απώλειες των υπολοίπων μερών. Σε κατάσταση απορρόφησης, η ενέργεια των ιδιοκαταναλώσεων ενσωματώνεται στην απορροφούμενη ενέργεια προς αποθήκευση του σταθμού. Στην περίπτωση των ιδιοκαταναλώσεων της Φ/Β εγκατάστασης, τις βραδινές ώρες που αυτή δεν παράγει ενέργεια, αυτές καταγράφονται στον μετρητή M1 ως απορρόφηση από το δίκτυο και μπορούν να τιμολογηθούν με τον συνήθη τρόπο ή να τροφοδοτηθούν από το σύστημα αποθήκευσης μέσω του δικτύου.

Η διαστασιολόγηση των PCS μπορεί να είναι διαφορετική για κάθε κομμάτι του σταθμού. Δεδομένου, όμως, ότι είναι επιθυμητό να μπορεί να αποθηκευτεί όλη η παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες ΑΠΕ του σταθμού, πρέπει να πραγματοποιηθεί ίδια διαστασιολόγηση. Επόμενως, απαιτούνται δύο μετασχηματιστές στη μέγιστη διακινούμενη ισχύ του σταθμού, η οποία στη συγκεκριμένη περίπτωση καθορίζεται από την εγκαταστημένη ισχύ των Φ/Β. Επιπλέον, τα ηλεκτρονικά ισχύος οφείλουν να έχουν την ίδια διαστασιολόγηση.

Η αποθήκευση της ενέργειας στην περίπτωση αυτή παρουσιάζει αυξημένες απώλειες, καθώς διακινείται μέσω του δικτύου, επομένως επιβαρύνεται με τις απώλειες και των δύο PCS.



Σχήμα 5.1: AC διαμόρφωση

5.2 Διασύνδεση στην πλευρά Σ.Ρ. (DC Coupling)

Η συγκεκριμένη επιλογή διαμόρφωσης χαρακτηρίζεται από τη διασύνδεση στην DC πλευρά, στο εσωτερικό του σταθμού. Υπάρχει ένας κοινός μετασχηματιστής και ένα σημείο σύνδεσης στο δίκτυο για τα δύο μέρη του σταθμού. Αποτελεί μία συνηθισμένη επιλογή σε αυτόνομα συστήματα, όπου υπάρχει και πληθώρα DC φορτίων, που δύνανται να τροφοδοτηθούν απευθείας. Στην περίπτωση ενός υβριδικού σταθμού που συνδέεται στο δίκτυο του νησιού, η συγκεκριμένη δυνατότητα δεν αποτελεί πλεονέκτημα.

Η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς και οι συστοιχίες των μπαταριών συνδέονται στον DC ζυγό και ελέγχονται με μετατροπείς DC/DC. Η συγκεκριμένη τεχνολογία, παρότι θεωρητικά μπορεί να παρέχει όλες τις απαραίτητες λειτουργίες, αποτελεί ένα σημαντικό μειονέκτημα για την ανάπτυξη του σταθμού, καθώς οι διαθέσιμες επιλογές για μετατροπείς DC/DC είναι περιορισμένες. Επιπλέον, περιορισμένη είναι η τεχνολογία για DC διασύνδεση σε ότι αφορά τα συστήματα ασφαλείας και ελέγχου που απαιτούνται. Τα συνήθη συστήματα DC/DC δεν ξεπερνάνε σε ισχύ μερικά kW. Η λύση αυτή προκρίνεται μόνο αν υπάρχει ενιαία τιμολόγηση της ενέργειας, ανεξαρτήτως της προέλευσης της σε εγκαταστάσεις που συνδυάζουν Φ/Β και συσσωρευτές.

Στη συγκεκριμένη διαμόρφωση του σταθμού, από την πλευρά του δικτύου, είναι αδύνατο να προσδιοριστεί από που παρέχεται η ισχύς, προκειμένου να τιμολογηθεί ανάλογα. Το ζήτημα των απαιτούμενων μετρήσεων αποτελεί ίσως το σημαντικότερο πρόβλημα, που αντιμετωπίζει η συγκεκριμένη ηλεκτρική διαμόρφωση, καθώς αφενός απαιτούνται μετρητές DC διπλής εγγραφής αφετέρου πρέπει να εγκατασταθούν στο εσωτερικό της εγκατάστασης. Η απαίτηση για χρήση μετρητών DC αποτελεί σημείο έντονου προβληματισμού, καθώς δεν υπάρχουν πιστοποιημένοι DC μετρητές από τον διαχειριστή του δικτύου. Η πιστοποίηση των μετρητών από τον διαχειριστή ενισχύει τις διαδικαστικές δυσκολίες και κατ' επέκταση αυξάνει την πολυπλοκότητα των απαιτούμενων διαδικασιών για τις άδειες και την πιστοποίηση του σταθμού.

Ο σταθμός συνδέεται στο δίκτυο μέσω ενός μετασχηματιστή ανύψωσης και η εγκατάσταση μετρητικής διάταξης, M3, στο σημείο αυτό παρέχει πληροφορίες μόνο για την παρεχόμενη ή απορροφούμενη ισχύ από δίκτυο και όχι για την προέλευση της ισχύος, προκειμένου να τιμολογηθεί με τον ορθό τρόπο ανάλογα με την προέλευση της.

Για τη διασφάλιση της σωστής τιμολόγησης την ενέργειας, απαιτείται η εγκατάσταση κατάλληλων μετρητικών διατάξεων στα σημεία σύνδεσης των επιμέρους συνιστωσών του σταθμού, όπως φαίνονται στο παραπάνω σχήμα, M1 & M2. Η εγκατάσταση μετρητών εντός των ορίων του σταθμού και όχι στο όριο της εγκατάστασης δεν έχει προηγούμενο στο Ελληνικό Δίκτυο, παρότι προβλέπεται από τους αντίστοιχους κώδικες και εγχειρίδια, όπως η πρότυπη σύμβαση πώλησης υβριδικών σταθμών. Η εγκατάσταση μετρητών εντός της εγκατάστασης του παραγωγού εγείρει θέματα, όπως η πρόσβαση σε αυτούς από τον διαχειριστή για ελέγχους και η διασφάλιση της τηλεμετάδοσης.

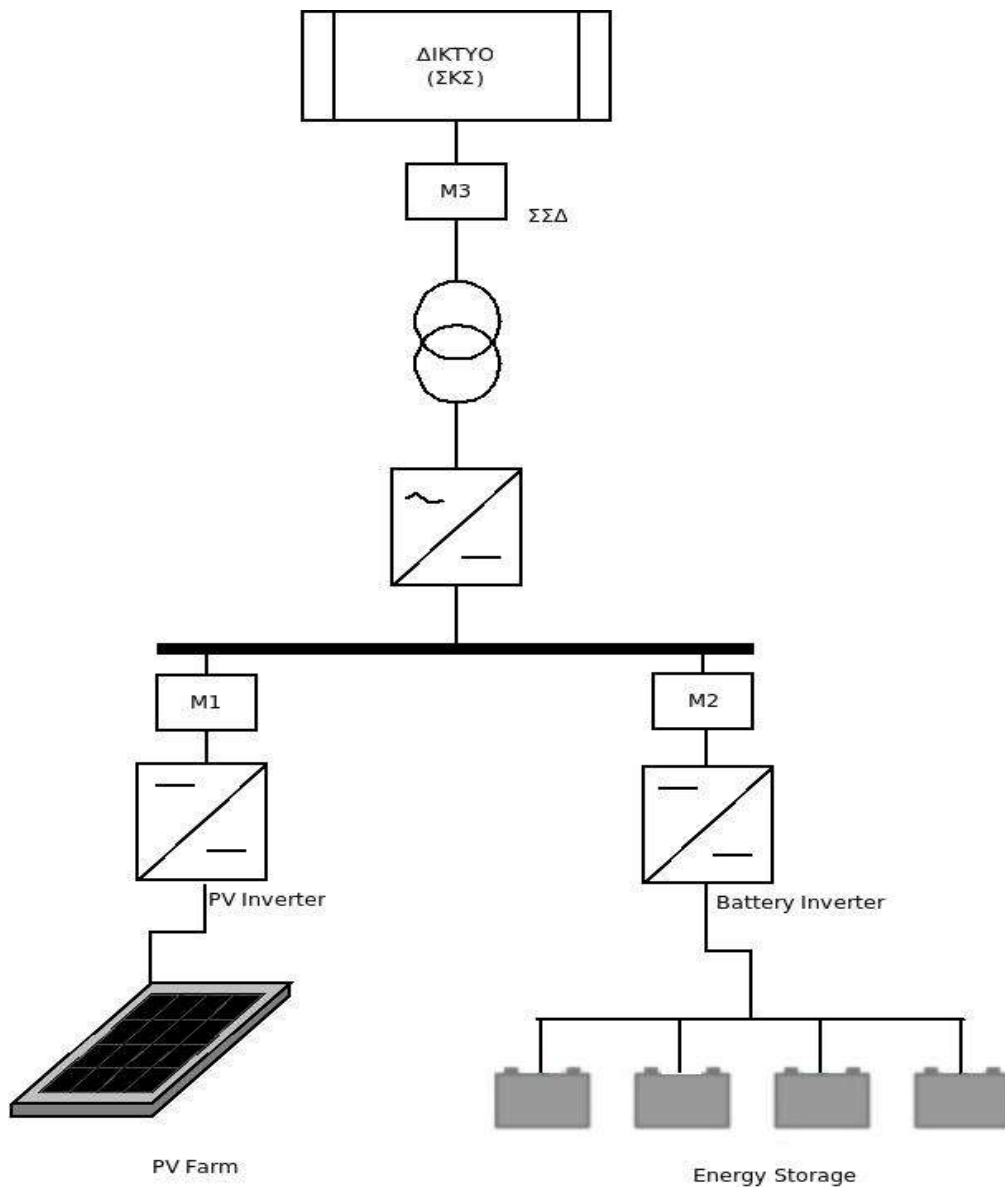
Ο μετρητής M1, στο σημείο που βρίσκεται, καταγράφει την Φ/β παραγωγή, ενώ ο μετρητής M2 καταγράφει τη ροή ενέργειας προς ή από τις συστοιχίες των μπαταριών κατ' αντιστοιχία με την προηγούμενη περίπτωση. Αφού προσδιοριστεί η ισχύς που παρέχεται από τα Φ/β και τις ελεγχόμενες μονάδες από τους μετρητές M1 και M2, γίνεται αναγωγή στη μέτρηση του M3, ώστε να τιμολογηθούν οι απώλειες τόσο του μετασχηματιστή, της εσωτερικής καλωδίωσης και του αποκλειστικού δικτύου.

Οι μετρούμενες ποσότητες των μετρητών M1 & M2 δεν αναφέρονται στο όριο Δικτύου/Παραγωγού και δεν υπάρχει μεθοδολογία για τον υπολογισμό των απωλειών του εσωτερικού δικτύου στο υφιστάμενο πλαίσιο. Οι ιδιοκαταναλώσεις του σταθμού, στη συγκεκριμένη διαμόρφωση, μπορούν να τιμολογηθούν συνολικά σαν απορρόφηση, καθώς υπάρχει ένα κοινό σημείο σύνδεσης στο δίκτυο και δε γίνεται διαχωρισμός. Εφόσον υπάρχει αποθηκευμένη ενέργεια στην μπαταρία, οι ιδιοκαταναλώσεις μπορούν να τροφοδοτηθούν από εκεί και να μη γίνει απορρόφηση. Όταν ο σταθμός βρίσκεται σε λειτουργία αποθήκευσης, οι ιδιοκαταναλώσεις ενσωματώνονται στην ενέργεια προς αποθήκευση. Κατ' αντιστοιχία, όταν εγχέεται στο δίκτυο ενέργεια, οι ιδιοκαταναλώσεις πρέπει να λαμβάνονται υπόψιν καθώς απομειώνουν την ισχύ που εγχέεται στο δίκτυο.

Η διαστασιολόγηση των μετατροπέων μπορεί να γίνει στην μέγιστη ισχύ του αντιστοίχου συστήματος, το οποίο είναι εύλογο, καθώς είναι επιθυμητό να αποθηκεύεται ολόκληρη η Φ/β παραγωγή, εάν αυτό απαιτηθεί. Ο μετασχηματιστής, ωστόσο, μπορεί να έχει ονομαστική τιμή διαφορετική, καθώς η μέγιστη ισχύς, που διακινείται μεταξύ σταθμού και δικτύου, ορίζεται

από την ονομαστική ισχύ του σταθμού και πιθανότατα είναι μικρότερη από αυτή της εγκατεστημένης Φ/Β παραγωγής. Με την διασύνδεση αυτή, χρησιμοποιούμε έναν μετασχηματιστή, αντί για δύο, με ονομαστική ισχύ μικρότερη, σε σύγκριση με την AC διασύνδεση, γεγονός που εξοικονομεί κάποιο ποσό στην αρχική επένδυση του σταθμού.

Η απόδοση του σταθμού ενδέχεται να είναι κατά τι βελτιωμένη σε σχέση με την AC διασύνδεση. Αυτό αποδίδεται κατά κύριο λόγο στην αποδοτικότερη αποθήκευση της διαθέσιμης Φ/Β παραγωγής, καθώς δε διακινείται μέσω των μετασχηματιστών, αλλά μόνο μέσω των μετατροπέων. Η εσωτερική DC καλωδίωση του σταθμού ενδεχομένως να επιφέρει κάποιες αυξημένες απώλειες καλωδίων, καθώς δεν είναι τόσο αποδοτική η διακίνηση ενέργειας. Σε κάθε περίπτωση, είναι δύσκολο να προσδιοριστούν οι απώλειες της εσωτερικής καλωδίωσης του σταθμού, καθώς εξαρτάται από τη φυσική εγκατάσταση των επιμέρους συνιστωσών του σταθμού, που αποτελεί ξεχωριστό χωροταξικό πρόβλημα της κάθε εγκατάστασης.



Σχήμα 5.2: DC διαμόρφωση

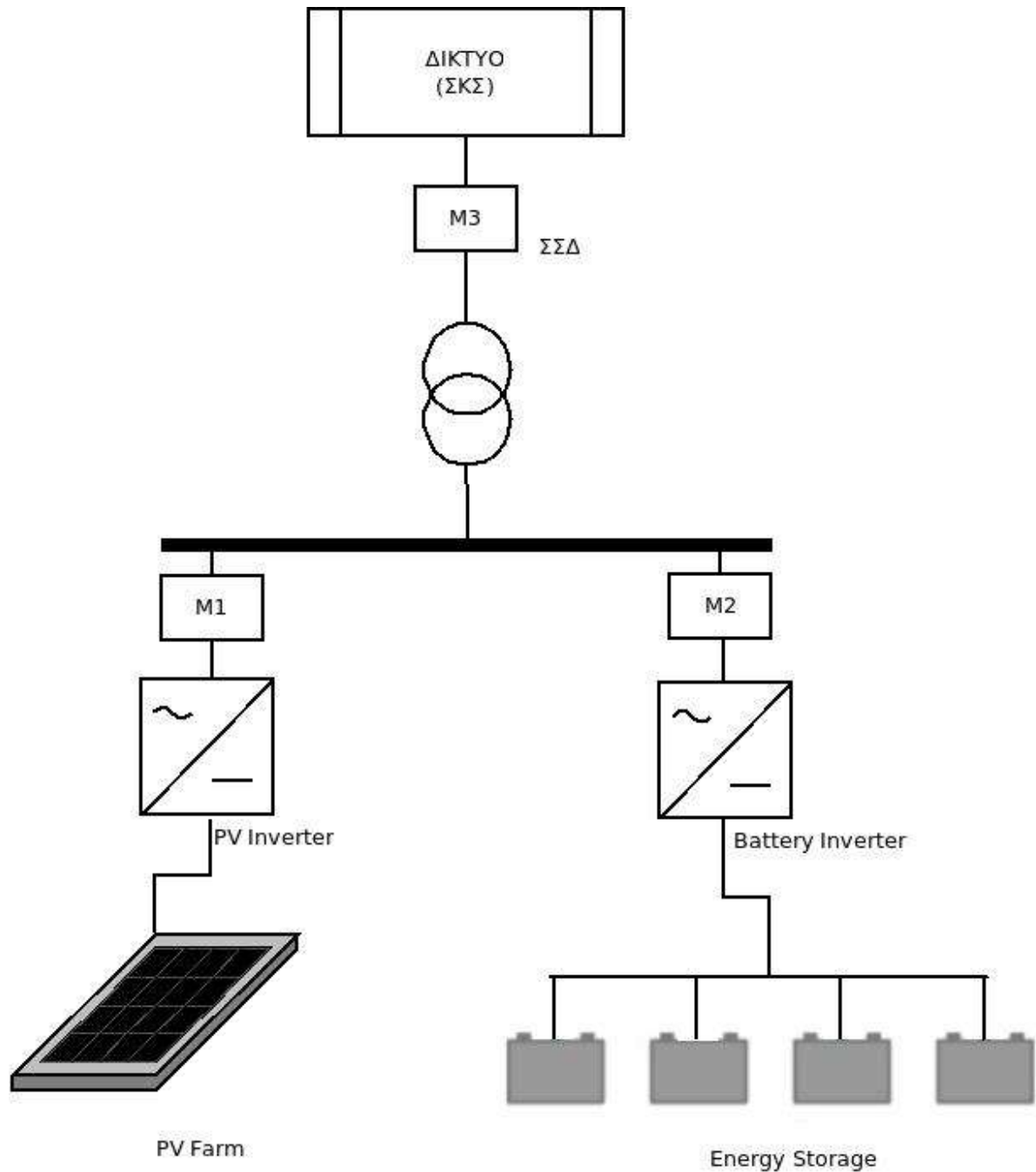
5.3 Διασύνδεση στην πλευρά Ε.Ρ. εντός του σταθμού

Η συγκεκριμένη ηλεκτρική διαμόρφωση αποτελεί έναν συνδυασμό των δύο προηγούμενων και χαρακτηρίζεται από την AC διασύνδεση στο εσωτερικό της εγκατάστασης του σταθμού. Ο συνδυασμός αυτός τείνει να εξασφαλίσει τα θετικά χαρακτηριστικά της AC και DC διασύνδεσης, μετριάζοντας κάπως τα αρνητικά σημεία. Ο Φ/Β σταθμός και οι συστοιχίες των μπαταριών συνδέονται σε ένα AC ζυγό εντός του σταθμού και στη συνέχεια μέσω ενός κοινού μετασχηματιστή πραγματοποιείται η σύνδεσή τους στο δίκτυο.

Με τον τρόπο αυτό, επιτυγχάνεται οικονομία στην συνολική επένδυση, καθώς απαιτείται ένας μόνο μετασχηματιστής, διαστασιολογημένος στην ονομαστική ισχύ του σταθμού, όπως στην περίπτωση της DC διασύνδεσης. Οι μετατροπείς που απαιτούνται είναι DC/AC, που χρησιμοποιούνται ευρέως και υπάρχουν πολλές διαθέσιμες επιλογές. Παράλληλα, η εσωτερική DC καλωδίωση του σταθμού ελαχιστοποιείται ανεξάρτητα με τα σχέδια του σταθμού και απαιτούνται μετρητές AC. Οι αλλαγές μερών από DC σε AC αποτελούν αλλαγές, που διευκολύνουν στην υλοποίηση ενός τέτοιου έργου, καθώς υπάρχει σαφώς μεγαλύτερη τεχνογνωσία και περισσότερες λύσεις.

Η παρουσία ενός σημείου σύνδεσης στο δίκτυο επιβάλλει και εδώ την εγκατάσταση μετρητών διπλής εγγραφής εντός του σταθμού, τύπου AC, καθώς τοποθετούνται στο σημείο που ενώνεται η Φ/Β εγκατάσταση με τις συστοιχίες των μπαταριών. Η αλλαγή των απαραίτητων μετρητών μειώνει σε κάποιο βαθμό την πολυπλοκότητα των απαιτούμενων ενεργειών, ωστόσο παραμένουν τα μειονεκτήματα που αφορούν τόσο στην εγκατάσταση μετρητών εντός των ορίων του σταθμού αλλά και στην διαμόρφωση μίας μεθοδολογίας για τον υπολογισμό και τον επιμερισμό των ιδιοκαταναλώσεων, όπως αυτά αναπτύχθηκαν στην DC διαμόρφωση του ηλεκτρικού μέρους.

Η απόδοση φόρτισης των μπαταριών από τη Φ/Β εγκατάσταση είναι καλύτερη από τις δύο προηγούμενες διαμορφώσεις. Ο λόγος που συμβαίνει αυτό έγκειται στο γεγονός ότι η ενέργεια μεταφέρεται μεταξύ δύο μετατροπέων DC/AC, οπότε αποφεύγονται οι απώλειες από τους διάφορους μετασχηματιστές, ενώ παράλληλα ελαχιστοποιείται η DC καλωδίωση του σταθμού.



Σχήμα 5.3: Διασύνδεση στην πλευρά AC εντός σταθμού

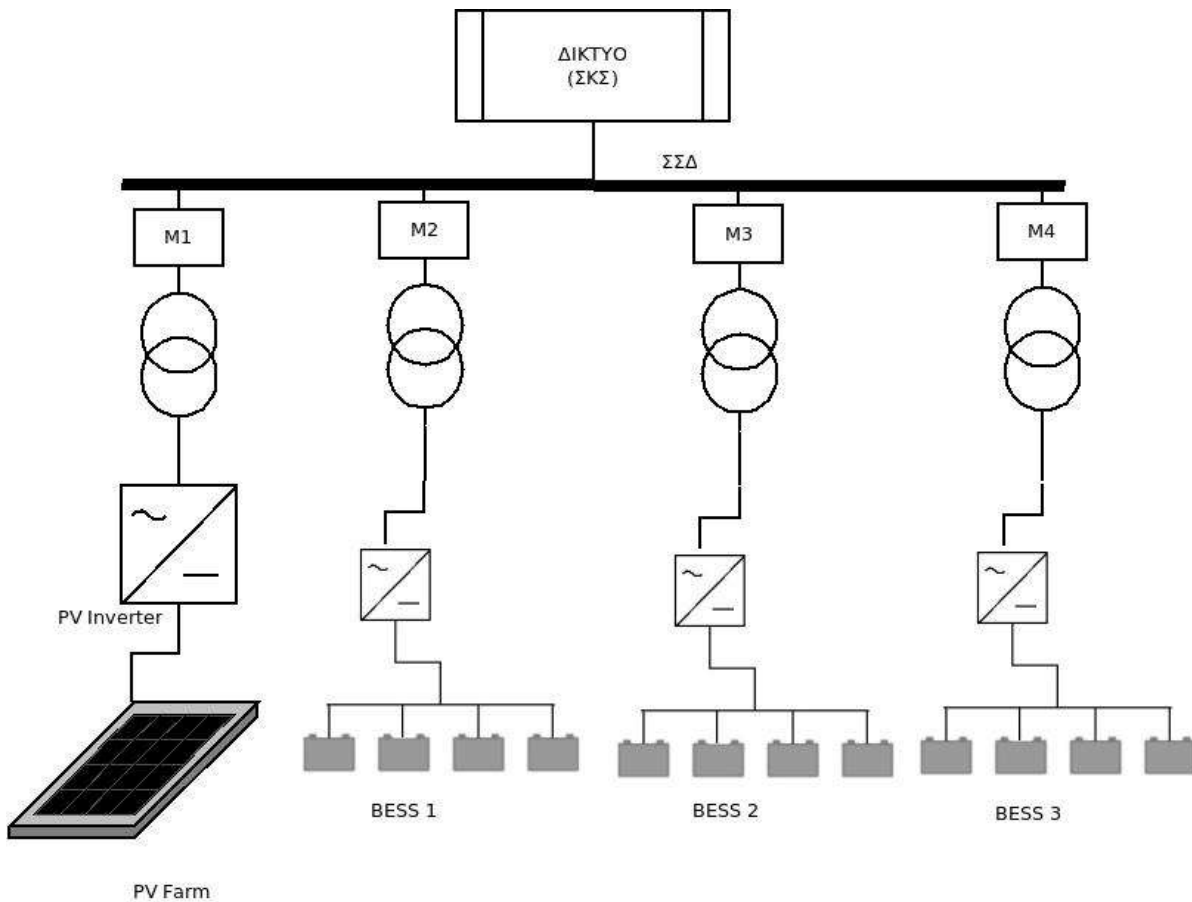
5.4 Διαμόρφωση ταυτόχρονης έγχυσης-απορρόφησης

Όλες οι διαμορφώσεις του ηλεκτρικού μέρους, που αναλύθηκαν στις προηγούμενες ενότητες, παρά τις διαφορές που παρουσιάζουν μεταξύ τους, έχουν ένα κοινό παρονομαστή, την αδυναμία ταυτόχρονης έγχυσης και απορρόφησης ενέργειας. Υβριδικοί σταθμοί, που βασίζονται στην αντλησιοταμίευση, έχουν την δυνατότητα να εγχέουν ενέργεια στο δίκτυο, ενώ παράλληλα αντλούν νερό από την διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ.

Οι κυριότεροι λόγοι, που μπορούν να καταστήσουν μία τέτοια επιλογή ελκυστική για έναν σταθμό, είναι δύο. Η πρώτη αιτία αποτελεί και τον λόγο που υφίσταται η ανάγκη ανάπτυξης σταθμών με δυνατότητα αποθήκευσης, ότι δηλαδή η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ είναι

στοχαστική, δύσκολα προβλέψιμη και ευμετάβλητη. Προκειμένου λοιπόν να εξασφαλιστεί ότι το στιγμιαίο ισοζύγιο ισχύος θα τηρείται σύμφωνα με τις απαιτήσεις του διαχειριστή, η παραγωγή ΑΠΕ αποθηκεύεται (υπό την μορφή άντλησης νερού) και η απαιτούμενη ισχύς παρέχεται από τις ελεγχόμενες μονάδες. Ο άλλος λόγος, που μία τέτοια λύση έχει ενδιαφέρον, είναι οικονομικός και έγκειται στη διάφορα της αποζημίωσης για ενέργεια προερχόμενη από τις ελεγχόμενες μονάδες και τις μονάδες ΑΠΕ.

Η ταυτόχρονη έγχυση στο δίκτυο και απορρόφηση από τις μονάδες ΑΠΕ είναι εύκολο να πραγματοποιηθεί σε ένα αντλιοσταμιαμειωτικό σταθμό, καθώς το εργαζόμενο μέσο είναι το νερό. Στην περίπτωση όμως ενός σταθμού αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες, αυτό δεν είναι προφανές, καθώς μία μπαταρία δεν μπορεί να φορτίζεται και να εκφορτίζεται ταυτόχρονα. Όπως έχει εξηγηθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο, ο σταθμός αποτελείται από συστοιχίες μπαταριών, συνδεδεμένες με τέτοιο τρόπο, προκειμένου να επιτευχθούν τα επιθυμητά επίπεδα τάσης και χωρητικότητας. Στην πράξη, αυτό γίνεται με την παράλληλη σύνδεση των συστοιχιών, π.χ. ένας σταθμός με δυνατότητα αποθήκευσης 3MWh πραγματοποιείται με την παράλληλη εγκατάσταση ισοδύναμων συστημάτων, οπότε μπορούμε να υποθέσουμε ότι αποτελείται από 3 μονάδες αποθήκευσης, με χωρητικότητα 1MWh εκάστη. Είναι εφικτή, επομένως, η φόρτιση κάποιων υπομονάδων και η ταυτόχρονη εκφόρτιση των υπολοίπων, μέσω ξεχωριστής σύνδεσης στο δίκτυο, για κάθε μία από αυτές. Στην παρακάτω εικόνα αποτυπώνεται μία τέτοια πιθανή διαμόρφωση σταθμού.



Σχήμα 5.4: Διαμόρφωση ταυτόχρονης έγχυσης-απορρόφησης

Στη διαμόρφωση, που φαίνεται παραπάνω, οι μετασχηματιστές συνδέονται στην AC πλευρά, στο όριο Δικτύου/Παραγωγού. Η φ/β εγκατάσταση συνδέεται στο δίκτυο μέσω ανεξάρτητου συστήματος PCS. Για κάθε υπομονάδα μπαταριών, υπάρχει αυτόνομη σύνδεση στο δίκτυο με ξεχωριστό μετατροπέα DC/AC, μετασχηματιστή και μετρητική διάταξη. Οι συστοιχίες των μπαταριών συνδέονται παράλληλα, προκειμένου να αποτελέσουν την συνολική αποθηκευτική διάταξη και να εξασφαλίζονται τα επιθυμητά χαρακτηριστικά (μέγιστη ισχύς απορρόφησης, χωρητικότητα κλπ). Η συγκεκριμένη ηλεκτρική διαμόρφωση παρέχει την δυνατότητα απευθείας έγχυσης των φ/β στο δίκτυο του νησιού, παράλληλη έγχυση και απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο για τις μπαταρίες.

Η υλοποίηση μίας τέτοιας εγκατάστασης είναι παρόμοια με την AC διασύνδεση στο όριο Δικτύου/Παραγωγού με τη διαφορά ότι η κάθε υπομονάδα του συστήματος αποθήκευσης διαθέτει ξεχωριστή σύνδεση στο δίκτυο. Επομένως, ως εγκατάσταση φέρει τα ίδια χαρακτηριστικά με την πρώτη διαμόρφωση που παρουσιάσαμε. Οι μετατροπείς DC/AC, η εσωτερική καλωδίωση του σταθμού, τα κυκλώματα ελέγχου και ασφαλείας που απαιτούνται δε διαφέρουν από αυτά που χρησιμοποιούνται στις υπάρχουσες εγκαταστάσεις ΑΠΕ.

Για την διασφάλιση των απαιτούμενων μετρήσεων, απαιτείται η τοποθέτηση 3 μετρητών, έναν σε κάθε άκρο μετασχηματιστή (M1, M2, M3, M4). Οι μετρητές M2, M3 και M4 καταγράφουν την αμφίδρομη μεταφορά ενέργειας μεταξύ δικτύου και μπαταριών, ενώ ο μετρητής M1 την ενέργεια που εγχέεται από τη Φ/Β εγκατάσταση.

Οι ιδιοκαταναλώσεις του σταθμού μπορούν να λογίζονται, όπως και στην περίπτωση της AC διασύνδεσης για τις συστοιχίες των μπαταριών, να ενσωματώνονται στην απορροφούμενη ενέργεια και να απομειώνουν την ενέργεια προς έγχυση. Οι ιδιοκαταναλώσεις της φ/β εγκατάστασης μπορούν να τροφοδοτούνται είτε από τις μπαταρίες είτε να λογίζονται σαν απορρόφηση από το δίκτυο και να τιμολογούνται, όπως γίνεται στις υπάρχουσες φ/β εγκαταστάσεις.

Η διαστασιολόγηση του μετασχηματιστή του Φ/Β πάρκου γίνεται με βάση την εγκατεστημένη ισχύ των φ/β, ενώ οι μετασχηματιστές των μπαταριών διαστασιολογούνται στα ονομαστικά μεγέθη κάθε μονάδας, όπως και οι αντίστοιχοι μετατροπείς. Οι μετατροπείς για τη λειτουργία των μπαταριών δεν αλλάζουν ως προς την ονομαστική τους ισχύ, σε καμία από τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις.

Υπενθυμίζεται ότι μία μονάδα αποθήκευσης με μπαταρίες, αποτελείται από ένα πλήθος συστοιχιών συνδυασμένων με κατάλληλο τρόπο, ως εκ τούτου ο αριθμός των μετατροπέων εξαρτάται τόσο από την τεχνολογία των μπαταριών όσο και από τις απαιτήσεις. Κάτι αντίστοιχο συμβαίνει και στις Φ/Β εγκαταστάσεις, όπου υπάρχουν λύσεις με έναν κεντρικό μετατροπέα ή πολλούς μικρότερους (π.χ. ανά πλαισιοσειρά). Οι επιλογές, που γίνονται σε αυτό το επίπεδο, δεν επηρεάζουν την ετήσια ενεργειακή προσομοίωση του σταθμού, οπότε μπορεί να υποτεθεί σε κάθε περίπτωση ότι υπάρχει ένας κεντρικός. Η αύξηση του αριθμού των μετασχηματιστών οπωσδήποτε αυξάνει το κόστος της συνολικής εγκατάστασης, αλλά δεν επηρεάζει την απόδοση του σταθμού σε σχέση με την AC διαμόρφωση.

5.5 Επιλογή κατάλληλης ηλεκτρικής διαμόρφωσης

Οι δυνατές επιλογές για την ηλεκτρική διαμόρφωση του σταθμού βασίζονται κυρίως στο διαχωρισμό μεταξύ της διασύνδεσης στην AC πλευρά ή την DC. Σε κάθε περίπτωση, υπάρχουν περαιτέρω σχεδιαστικές επιλογές, που μπορούν να αποφασιστούν, όπως η διασύνδεση στο όριο Δικτύου/Παραγωγού ή στο εσωτερικό της εγκατάστασης. Κάθε μία από τις επιλογές αυτές επιφέρει αλλαγές τόσο στην απόδοση και στα οικονομικά μεγέθη του σταθμού όσο και στις απαιτούμενες ενέργειες από τον διαχειριστή του ΜΔΝ και τον παραγωγό. Για το λόγο αυτό, πρέπει να ληφθούν υπόψιν όλες αυτές οι παράμετροι, προκειμένου να γίνει η επιλογή της ηλεκτρικής διαμόρφωσης του σταθμού.

Η επιλογή μίας διαμόρφωσης, που επιτρέπει την ταυτόχρονη έγχυση ισχύος με την αποθήκευση της διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ, αποτελεί ένα ελκυστικό ενδεχόμενο, καθώς παραπέμπει σε υπάρχοντες αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς και έχει τις ελάχιστες διαδικαστικές δυσκολίες για τις απαιτούμενες άδειες.

Η συνεχής διακύμανση της παραγωγής ΑΠΕ αποτελεί έναν σημαντικό παράγοντα, προκειμένου να επιλεγεί μία τέτοια διαμόρφωση. Δεδομένου ότι η ονομαστική ισχύς των μπαταριών είναι τουλάχιστον ίση με την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ του σταθμού και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών επιτρέπουν την αύξηση της παραγωγής κατά 100 % της ονομαστικής ισχύος εντός δευτερολέπτων, εξασφαλίζεται σε κάθε περίπτωση η δυνατότητα αντιστάθμισης της διακύμανσης της παραγωγής ΑΠΕ.

επίσης, υπάρχει και οικονομικό ενδιαφέρον πέρα από τα τεχνικά στοιχεία, καθώς η τιμή πώλησης της ενέργειας που προέρχεται από τις ελεγχόμενες μονάδες, είναι σαφώς μεγαλύτερη από την αποζημίωση της ενέργειας, που προέρχεται από απευθείας έγχυση μονάδων ΑΠΕ. Ωστόσο, πρακτικά κάτι τέτοιο δε διαφαίνεται, καθώς πρέπει να ληφθεί υπόψιν και ο συνολικός βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης σε έναν κύκλο φόρτισης και εκφόρτισης, ο οποίος, όπως προκύπτει από κάποιες πιλοτικές εγκαταστάσεις, αλλά και από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης που θα παρουσιαστούν σε επόμενο κεφάλαιο, είναι τέτοιος, που οι απώλειες αντισταθμίζουν την αύξηση της τιμής.

Μία άλλη ιδιαιτερότητα της συγκεκριμένης ηλεκτρικής διαμόρφωσης είναι ότι παρέχει περιορισμούς τόσο στη φυσική διασύνδεση των συστοιχιών, αλλά και περιορίζει την εσωτερική λειτουργία του σταθμού, καθώς απαιτείται ένας αλγόριθμος διαχείρισης των συστοιχιών. Κάθε κατασκευαστής, που παρέχει λύσεις μονάδων αποθήκευσης με μπαταρίες, συνήθως παρέχει συστήματα συγκεκριμένης ισχύος και χωρητικότητας, τα οποία συνδεόμενα παράλληλα, καλύπτουν τις ανάγκες του σταθμού. Η συγκεκριμένη διαμόρφωση θέτει περιορισμούς στην ομοιογένεια των υποσυστημάτων, που αποτελούν την όλη εγκατάσταση. Επιπλέον, ο αλγόριθμος, σύμφωνα με τον οποίο θα πρέπει γίνεται ο καθορισμός των συστοιχιών που φορτίζονται ή εκφορτίζονται κάθε χρονική στιγμή, αποτελεί μέρος της εσωτερικής διαχείρισης του σταθμού και είναι αποτέλεσμα πολλών παραμέτρων λειτουργίας, γεγονός που επιβάλλει περιορισμούς στην ευελιξία του σταθμού να αντιμετωπίσει έκτακτες καταστάσεις.

Τέλος, και ίσως ο πιο σημαντικός λόγος για τον οποίο δεν προτιμάται η διαμόρφωση αυτή, η αυξημένη διακίνηση ενέργειας μέσα από τις μπαταρίες, χωρίς κάποιο όφελος, μπορεί να

μειώσει τη διάρκεια ζωής τους. Καθώς ο βαθμός απόδοσης τους είναι τέτοιος, που δεν προκύπτει οικονομικό όφελος από την αποθήκευση της ενέργειας σε κάποιες από τις μπαταρίες αυτές και την εκφόρτιση των υπολοίπων, σε σύγκριση με την απευθείας έγχυση από τις μονάδες ΑΠΕ, αυξάνεται η χρήση των μπαταριών σε ετήσια βάση, με αποτέλεσμα να χρειαστούν νωρίτερα αντικατάσταση. Το κόστος των μπαταριών αντανakλά το κόστος της συνολικής επένδυσης και είναι προς όφελος του παραγωγού να επιμηκύνει τη διάρκεια ζωής τους.

Η επιλογή της ηλεκτρικής διαμόρφωσης, που βασίζεται στην διασύνδεση σε ζυγό DC εντός του σταθμού, ίσως αποτελεί ιδανική περίπτωση σε μικρές και απομονωμένες εγκαταστάσεις, αλλά δεν κρίνεται κατάλληλη για τη χρήση σταθμού, που συνδέεται στο δίκτυο μεταφοράς ενός ΜΔΝ. Η συγκεκριμένη διαμόρφωση απαιτεί την εγκατάσταση DC μετρητών εντός του σταθμού για την μέτρηση βασικών μεγεθών, την παρεχόμενη ενέργεια από τα Φ/Β και τις συστοιχίες των μπαταριών, καθώς και την ανάπτυξη μεθοδολογίας για τον διαχωρισμό των απωλειών του εσωτερικού δικτύου και των καταναλώσεων. Οι απαιτήσεις αυτές συνεπάγονται γνωμοδοτήσεις από διαφορετικές αρχές και αυξάνουν την πολυπλοκότητα των απαιτούμενων αδειών σε πολύ μεγάλο βαθμό. Επιπλέον, πρέπει να βρεθούν κατάλληλοι μετατροπείς DC/DC για τις μπαταρίες και τα Φ/Β, που να πληρούν τις απαραίτητες τεχνικές προδιαγραφές για τον εντοπισμό του βέλτιστου σημείου λειτουργίας (MPPT) για τα Φ/Β και κατάλληλο έλεγχο της τάσης και του ρεύματος των μπαταριών. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, σε ότι αφορά στους μετατροπείς DC/DC, οι διαθέσιμες επιλογές είναι περιορισμένες, καθώς τέτοια συστήματα δεν χρησιμοποιούνται ευρέως. Στον αντίποδα, το συνολικό κόστος της εγκατάστασης μειώνεται, λόγω της χρήσης ενός μετασχηματιστή και μικρότερης ονομαστικής ισχύος σε σχέση με την AC διασύνδεση, παρότι απαιτείται ένας επιπλέον μετατροπέας DC/AC.

Πρόσφατα ωστόσο έγιναν βήματα προόδου προς την υιοθέτηση τέτοιων συστημάτων από μικρούς παραγωγούς. Στην περίπτωση της ιδιοκατανάλωσης (net metering) που συνδέονται οι παραγωγοί στην μέση τάση, ο μετρητής παραγωγής εγκαθίσταται στην ΧΤ και συνδέεται με το σύστημα τηλεμέτρησης του ΔΕΔΔΗΕ. Ο μετρητής ανήκει στα πάγια του Παραγωγού και είναι στην ευθύνη του Παραγωγού, σε αντίθεση με όσα ίσχυαν μέχρι τώρα.

Η επιλογή της AC διασύνδεσης στο εσωτερικό του σταθμού αποτελεί παραλλαγή της AC διασύνδεσης στα όρια χρήσης Δικτύου/Σταθμού. Η παραλλαγή αυτή έχει αποσκοπεί στη βελτίωση της απόδοσης των μπαταριών και στη μείωση του συνολικού κόστους του σταθμού με την χρήση ενός μετασχηματιστή. Ωστόσο, η τοποθέτηση των απαιτούμενων μετρητών γίνεται εντός του σταθμού, με αποτέλεσμα να αυξάνεται η πολυπλοκότητα των απαιτούμενων ενεργειών, προκειμένου ο σταθμός να εξασφαλίσει όλες τις απαραίτητες άδειες.

Η ηλεκτρική διαμόρφωση, που επιλέγεται για την εξέταση του σταθμού στην παρούσα εργασία, είναι η AC διασύνδεση στο όριο χρήσης Δικτύου/Σταθμού. Η λήψη και διαχείριση των απαιτούμενων μετρήσεων είναι προφανής και παρόμοια με αυτή που εφαρμόζεται σε άλλα υβριδικά έργα στο ελληνικό σύστημα, με χαρακτηριστικό παράδειγμα τον Υβριδικό σταθμό της Ικαρίας. Τα επιμέρους συστήματα, που απαιτούνται για την υλοποίηση, αποτελούν λύσεις που χρησιμοποιούνται ευρέως στα ηλεκτρικά συστήματα και παρέχεται πληθώρα επιλογών στο σχεδιαστή τους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΥΒΣ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η πολιτική διαχείρισης του ΜΔΝ από τον Διαχειριστή και στη συνέχεια αναλύεται ο τρόπος λειτουργίας του σταθμού εντός του 24ώρου. Τέλος, εξετάζονται οι διαφορές πολιτικές κατάρτισης προσφοράς ενέργειας, προκειμένου να βρεθεί η κατάλληλη, που μεγιστοποιεί την παραγωγή του σταθμού και ταυτόχρονα ελαχιστοποιεί τις αποκλίσεις του σταθμού από το πρόγραμμα παραγωγής.

Για τη διερεύνηση αυτή, χρησιμοποιήθηκαν χρονοσειρές, που βασίζονται στο ενεργειακό ισοζύγιο του νησιωτικού συστήματος Καρπάθου-Κάσου, αγνοώντας τα δυναμικά φαινόμενα και λαμβάνοντας υπόψη τη συνεισφορά της μέγιστης δυνατής Φ/Β παραγωγής. Η περιγραφή της λειτουργίας του συστήματος συσσωρευτών στηρίζεται στο μοντέλο, που περιγράφεται στο κεφάλαιο. Οι προσομοιώσεις που πραγματοποιούνται είναι ετήσιας διάρκειας και πραγματοποιούνται με ωριαίο χρονικό βήμα.

6.1 Μοντέλο προσομοίωσης

6.1.1 Πολιτική Διαχείρισης ΜΔΝ με ΥΒΣ [29]

Η υιοθετηθείσα πολιτική διαχείρισης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ενός ΜΔΝ με ενταγμένο έναν ΥΒΣ βασίζεται στον 20ωρο προγραμματισμό λειτουργίας του συστήματος παραγωγής του νησιού. Η υλοποίηση του προγραμματισμού περιλαμβάνει τα εξής βήματα:

- **Βήμα 1:** Προσφορά Ενέργειας από τον Παραγωγό
Ο ΔΥΒΣ, λαμβάνοντας υπόψη το ενεργειακό απόθεμα των μπαταριών του ΥΒΣ, υποβάλλει προσφορά για τις επόμενες 24 ώρες, τηρώντας το απαραίτητο απόθεμα ασφαλείας, όπως αυτό ορίζεται στις οικείες άδειες. Η προσφορά ενέργειας υποβάλλεται για κάθε 12ωρο κατανομής ξεχωριστά και υπάρχει η δυνατότητα αναθεώρησης της προσφοράς του δευτέρου 12ώρου κατανομής. Η προσφορά ενέργειας λαμβάνει υπόψη και την προβλεπόμενη παραγωγή του Φ/Β πάρκου.
- **Βήμα 2:** Κατάρτιση Προγράμματος Παραγωγής του ΥΒΣ από τον ΔΜΔΝ
Ο ΔΜΔΝ, με βάση την Προσφορά ενέργειας του ΔΥΒΣ, καταρτίζει το πρόγραμμα παραγωγής του σταθμού. Η προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ προσαρμόζεται στην ημερήσια καμπύλη φορτίου, ώστε να εξομαλύνονται οι αιχμές του φορτίου και να καθίσταται οικονομικότερη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής.

Η κατάρτιση του προγράμματος παραγωγής και άντλησης του ΥΒΣ πραγματοποιείται από τον ΔΜΔΝ, συνεκτιμώντας τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών, όπως αυτά αναφέρονται στις οικείες άδειες παραγωγής. Για την κατάρτιση του προγράμματος παραγωγής, λαμβάνεται υπόψη η καμπύλη «φαινόμενου» φορτίου, η οποία προκύπτει μετά την αφαίρεση της προβλεπόμενης μέσης Φ/Β παραγωγής του νησιού.

- **Βήμα 3:** Αναθεώρηση Προσφοράς Ενέργειας από τον Παραγωγό

Στο τέλος του πρώτου 12ώρου κατανομής, ο ΔΥΒΣ έχει την δυνατότητα να αναθεωρήσει την προσφορά ενέργειας για το δεύτερο δωδεκάωρο κατανομής, αυξάνοντας την προσφερόμενη ενέργεια. Λόγω της συνεισφοράς της προβλεφθείσας Φ/Β παραγωγής στην προσφορά ενέργειας και ανάλογα με το ενεργειακό απόθεμα των μπαταριών, η ενέργεια, που δύναται να προσφέρει ο παραγωγός, μπορεί να αυξηθεί.

- **Βήμα 4:** Αναθεώρηση Προγράμματος Παραγωγής του ΥΒΣ από τον ΔΜΔΝ

Ο ΔΜΔΝ, λαμβάνοντας υπόψη την αναθεωρημένη προσφορά του ΔΥΒΣ για το δεύτερο 12ωρο κατανομής, αναθεωρεί το πρόγραμμα παραγωγής ακολουθώντας τις ίδιες αρχές με το βήμα 2.

6.1.2 Εσωτερική Λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του 12ώρου κατανομής.

Στη συνέχεια, παρουσιάζεται η εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του 12ώρου κατανομής και ο τρόπος με τον οποίο τηρείται το πρόγραμμα παραγωγής, ανάλογα με την διαθέσιμη Φ/Β παραγωγή και τη στάθμη της μπαταρίας.

Δεδομένης της διαμόρφωσης του ηλεκτρικού μέρους που επιλέχθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, καθίσταται αδύνατη η ταυτόχρονη παραγωγή από τις μπαταρίες και η απορρόφηση της Φ/Β παραγωγής.

Όταν ο ΥΒΣ βρίσκεται σε κατάσταση προγραμματισμένης παραγωγής, τότε η διαθέσιμη φωτοβολταϊκή παραγωγή έχει πάντα προτεραιότητα.

1^η κατάσταση λειτουργίας-Συμμετοχή στην προγραμματισμένη παραγωγή του ΥΒΣ: Η παραγωγή Φ/Β υπερεπαρκεί για την κάλυψη της προγραμματισμένης παραγωγής, ενώ η πλεονάζουσα παραγωγή αποθηκεύεται στις μπαταρίες. Στην περίπτωση αυτή, η συνολική παραγόμενη ισχύς Φ/Β δεν πρέπει να υπερβαίνει το 120% της ονομαστικής ισχύος των συσσωρευτών.

2^η κατάσταση λειτουργίας-Συνεργασία Φ/Β-μπαταριών: Στην περίπτωση που η Φ/Β παραγωγή δεν επαρκεί για την κάλυψη της προγραμματισμένης παράγωγης, εγχέεται απευθείας στο δίκτυο το σύνολο της Φ/Β παραγωγής, ενώ παράλληλα εκφορτίζονται οι μπαταρίες έως ότου αποδοθεί η ζητούμενη ισχύς.

Τις ώρες που ο σταθμός δεν είναι προγραμματισμένος για παραγωγή, η πιθανή κατάσταση λειτουργίας είναι μία.

3^η κατάσταση λειτουργίας: Η παραγωγή του Φ/Β πάρκου απορροφάται, φορτίζοντας τις μπαταρίες προκειμένου να αξιοποιηθεί αργότερα.

Σε κάθε κατάσταση, αν η στάθμη φόρτισης των μπαταριών έχει φτάσει το ανώτατο επιτρεπτό όριο και υπάρχει πλεονάζουσα Φ/Β παραγωγή, τότε αυτή απορρίπτεται.

6.1.3 Ισοζύγιο Ισχύος του ΥΒΣ

Για κάθε ώρα του έτους και ανεξάρτητα με την κατάσταση λειτουργίας του ΥΒΣ, πρέπει να ικανοποιείται η παρακάτω εξίσωση. Η εξίσωση αυτή εκφράζει το ισοζύγιο ισχύος του σταθμού, που πρέπει αυτός να τηρεί ανά πάσα στιγμή. Η ενέργεια, που εγχέεται προς το δίκτυο, πρέπει πάντα να ισούται με την προγραμματισμένη παραγωγή του σταθμού εκείνη την ώρα.

$$P_{bess,i} + P_{pv,i} = P_{H,i}$$

όπου:

$P_{bess,i}$: η ισχύς των μπαταριών του ΥΒΣ την ώρα i , θετική εάν παράγεται και αρνητική εάν απορροφάται

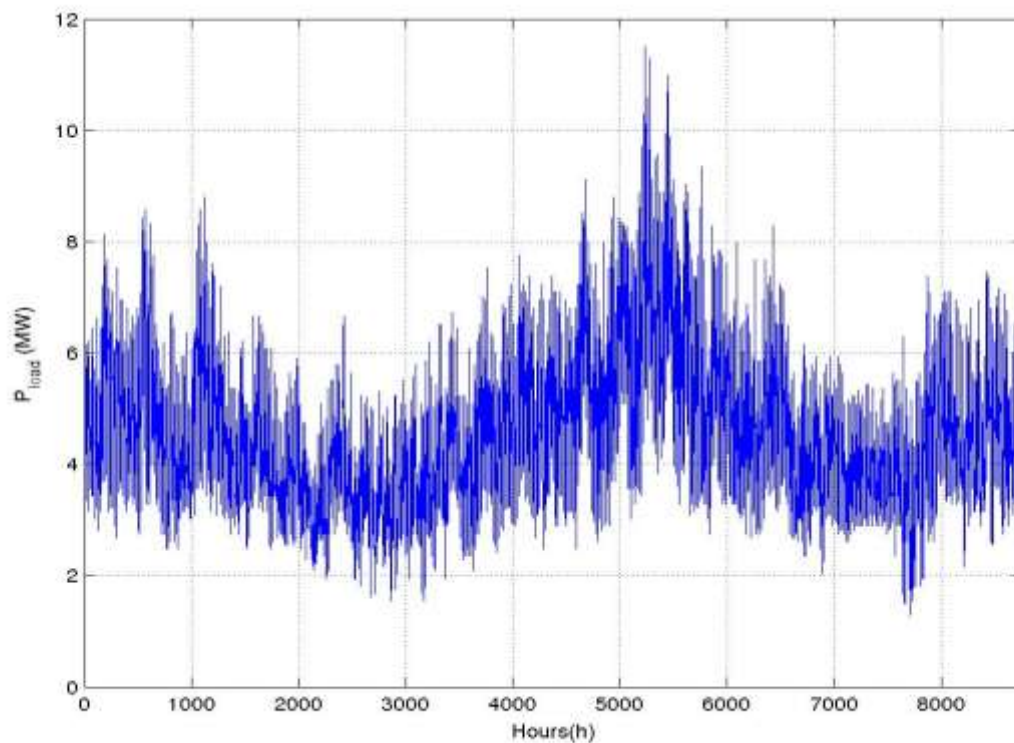
$P_{pv,i}$: η ισχύς εξόδου του Φ/Μ του ΥΒΣ την ώρα i

$P_{H,i}$: το πρόγραμμα κατανομής του ΥΒΣ την ώρα i

Η μη τήρηση του ισοζυγίου κατά τη φάση της λειτουργίας έχει ως αποτέλεσμα τη διαφοροποίηση του συνολικού φορτίου του συστήματος από το φορτίο, για το οποίο έγινε ο προγραμματισμός λειτουργίας του συστήματος από τον ΔΜΔΝ κατά τη διαδικασία επίλυσης του ΚΗΕΠ. Αυτό μπορεί να έχει ως συνέπεια την εμφάνιση ελλείμματος ή πλεονάσματος παραγωγής, που συνιστούν καταστάσεις κατ' αρχήν μη αποδεκτές, όταν οι σχετικές αποκλίσεις είναι σημαντικές. Επιπλέον, οι αποκλίσεις από το ισοζύγιο ισχύος επιφέρουν χρεώσεις για το σταθμό, οι οποίες ενδέχεται να οδηγήσουν τον ΔΜΔΝ να αποκλείσει τον ΥΒΣ για λόγους ασφάλειας του δικτύου.

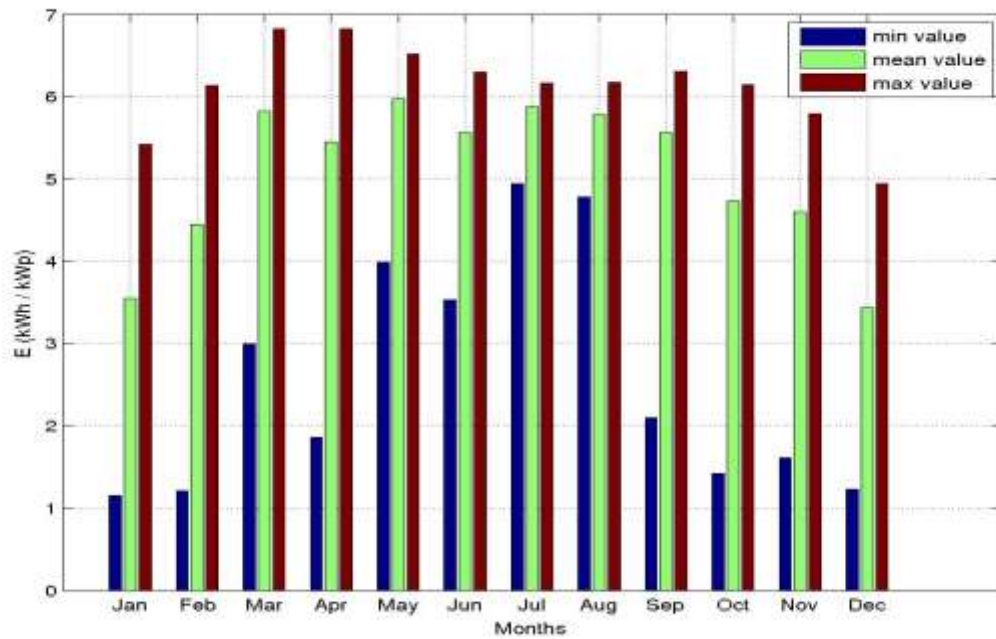
6.1.4 Δεδομένα εισόδου Τυπικού συστήματος ΜΔΝ

Ως έτος αναφοράς επιλέχθηκε το έτος 2018 για το φορτίο του νησιού. Στο παρακάτω σχήμα, απεικονίζεται η ετήσια χρονοσειρά φορτίου που χρησιμοποιήθηκε στην προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος του θεωρούμενου ΜΔΝ. Η χρονοσειρά βασίζεται σε διαθέσιμες χρονοσειρές προηγούμενων ετών, προσαρμοσμένες για τις προβλεπόμενες τιμές αιχμής και ενέργειας για το έτος αυτό. Η αιχμή του φορτίου είναι τα 11.498 kW, το ελάχιστο φορτίο είναι 1.290 kW και η ετήσια ζήτηση ενέργειας αγγίζει τις 39.483 MWh.

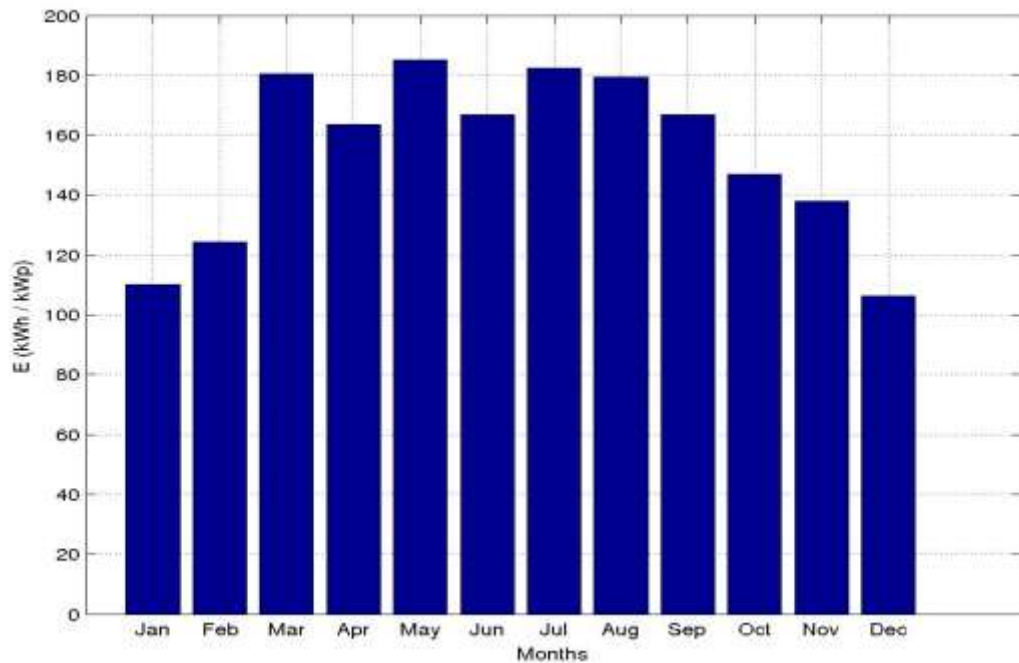


Σχήμα 6.1: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου ηλεκτρικού συστήματος

Για τον υπολογισμό της ωριαίας παραγόμενης ενέργειας των φωτοβολταϊκών σταθμών του συστήματος χρησιμοποιήθηκαν χρονοσειρές ηλιακής ακτινοβολίας, που προήλθαν από μετρήσεις της ηλιακής ακτινοβολίας και παραγωγής Φ/Β σταθμών στην περιοχή του συστήματος. Η γεωγραφική θέση του συστήματος ΜΔΝ χαρακτηρίζεται ιδανική για την εγκατάσταση Φ/Β σταθμών, καθώς η ετήσια ενεργειακή παραγωγή είναι 1850kWh / kWp εγκατεστημένης ισχύος. Οι χρονοσειρές της παραγόμενης Φ/Β ισχύος αποδίδονται στα παρακάτω σχήματα.



Σχήμα 6.2: Ελάχιστη, μέση και μέγιστη παραγόμενη Φ/Β ενέργεια ανά μήνα



Σχήμα 6.3: Συνολική παραγωγή Φ/Β ενέργειας ανά μήνα

Με την Απόφαση ΡΑΕ 96/2007, τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά καθορίστηκαν ως περιοχές με κορεσμένα δίκτυα για την ανάπτυξη Φωτοβολταϊκών Σταθμών (Φ/Β). Με την Απόφαση ΡΑΕ 703/2008, προσδιορίστηκε το περιθώριο για Φ/Β Σταθμούς, το θεωρούμενο περιθώριο για το σύστημα μελέτης λαμβάνεται 1150kW. Το ΜΔΝ θεωρείται κορεσμένο ως προς την ανάπτυξη Φ/Β και λαμβάνεται υπόψιν η παραγωγή Φ/Β σταθμών ισχύος 1150kW.

Οι χρονοσειρές της πρόβλεψης, που απαιτούνται για την προσομοίωση, παράχθηκαν από το μοντέλο πρόβλεψης που χρησιμοποιείται στον τομέα.

6.1.5 Τιμολόγηση Ενέργειας και Ισχύος

Η τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας και εγγυημένης ισχύος των ΥΒΣ του συστήματος μελέτης πραγματοποιείται με βάση τα καθοριζόμενα στις νέες σχετικές διατάξεις του ν. 4254/2014, λαμβάνοντας υπόψη τα μέσα μεταβλητά κόστη μονάδων αιχμής και μονάδων βάσης του αυτόνομου συμπλέγματος.

- Τιμή παραγόμενης ενέργειας από ελεγχόμενες μονάδες: 260 €/MWh. Δε λαμβάνεται υπόψη ετήσια αναπροσαρμογή της τιμής αυτής.
- Τιμή απορροφούμενης από το δίκτυο ενέργειας: 127.5 €/MWh. Η τιμή αυτή αποτελεί εκτίμηση στο πλαίσιο μελέτης από τον Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος ΕΜΠ.
- Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τα Φ/Β των ΥΒΣ: 100 €/MWh. Η Φ/Β ενέργεια που εγγέται απ' ευθείας στο δίκτυο, υποκαθιστώντας προγραμματισμένη παραγωγή των ελεγχόμενων μονάδων, τιμολογείται κατά το ήμισυ στην τιμή διάθεσης της ενέργειας των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής (260 €/MWh) και κατά το υπόλοιπο ήμισυ στη συνήθη τιμή διάθεσης της Φ/Β παραγωγής (100 €/MWh). Η θεώρηση αυτή οδηγεί σε μεσοσταθμική τιμολόγηση 180 €/MWh για την απευθείας εγγεόμενη στο δίκτυο Φ/Β παραγωγή, μέσω υποκατάστασης της προγραμματισμένης παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων των υβριδικών σταθμών.
- Τιμή διαθεσιμότητας ισχύος των ΥΒΣ: 188.4 €/MW/έτος

6.1.6 Ενεργειακά αποτελέσματα του συστήματος αποθήκευσης

Στην παράγραφο αυτή, παρουσιάζουμε τα ενεργειακά αποτελέσματα του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού για ένα έτος λειτουργίας.

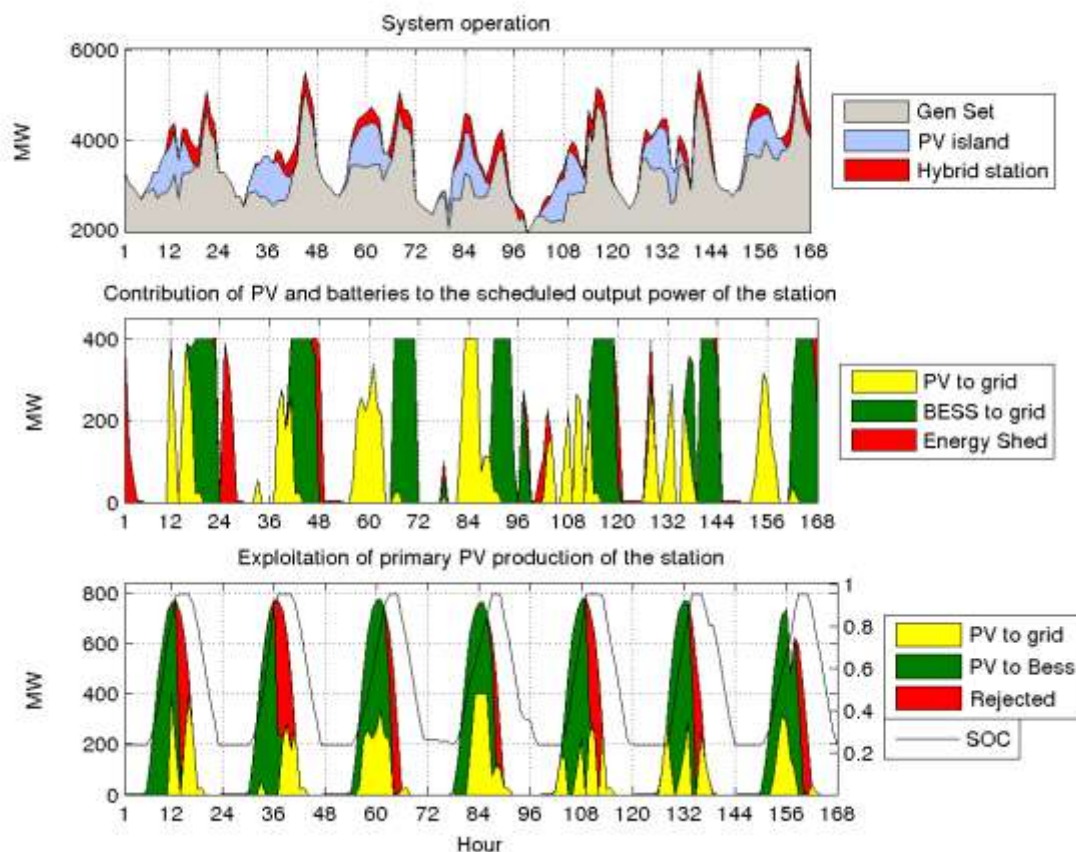
Πίνακας 4: Ενεργειακά αποτελέσματα συστήματος αποθήκευσης

	KWh	%
Ενέργεια φόρτισης	1,286,347	-
Ενέργεια εκφόρτισης	969,544	75.4%
Ιδιοκαταναλώσεις Σταθμού	74,061	5.8%
Απώλειες Μπαταριών	115,216	9.0%
Απώλειες Inverter	82,307	6.4%
Ηλεκτρικές απώλειες	36,876	3.5%

Ο ετήσιος βαθμός απόδοσης των μπαταριών προσδιορίστηκε από την προσομοίωση στο 75.4%. Η ενέργεια, που απορροφά ο σταθμός για την φόρτιση, είναι 1.286,3 MWh, ενώ η

ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο είναι 969,5 MWh. Οι ιδιοκαταναλώσεις των μπαταριών, συμπεριλαμβανομένου του συστήματος ψύξης, καταναλώνουν το 5.8% της απορροφούμενης ενέργειας. Οι απώλειες του μετατροπέα αντιπροσωπεύουν το 6.4% της απορροφούμενης ενέργειας, ενώ οι ηλεκτρικές απώλειες το 3.5%. Στις ηλεκτρικές απώλειες συμπεριλαμβάνονται οι απώλειες του μετασχηματιστή ανύψωσης και οι απώλειες της εσωτερικής καλωδίωσης της αποθηκευτικής διάταξης. Πρέπει να τονιστεί ότι τα νούμερα αυτά αντικατοπτρίζουν τις απώλειες του κάθε μέρους και όχι το βαθμό απόδοσης του, καθώς περιλαμβάνουν τις απώλειες κατά τη φόρτιση και την εκφόρτιση. Οι απώλειες των μπαταριών αντιπροσωπεύουν το 9% της απορροφούμενης ενέργειας προς αποθήκευση. Η παραδοχή που έχουμε κάνει για την απόδοση πλήρους κύκλου των μπαταριών είναι 90%, οπότε αναμενόταν οι απώλειες των μπαταριών να αντιπροσωπεύουν το 10% της ενέργειας. Ωστόσο, ένα σημαντικό κομμάτι της απορροφούμενης ενέργειας καταναλώνεται σε απώλειες και ιδιοκαταναλώσεις, πριν φτάσει στις μπαταρίες, για το λόγο αυτό οι απώλειες των μπαταριών περιορίζονται στο 9%.

Η απόδοση φόρτισης είναι 87%, κατά τι μεγαλύτερη από την απόδοση εκφόρτισης, που είναι 86% και η διαφοροποίηση εγγυάται την τροφοδότηση των ιδιοκαταναλώσεων του σταθμού. Για την συνέχεια της εργασίας, θεωρούμε απόδοση πλήρους κύκλου 75% και απόδοση εκφόρτισης 85%. Η απόδοση του σταθμού παραμένει σχεδόν σταθερή, ανεξάρτητα από την διαστασιολόγηση ή την πολιτική λειτουργίας που εφαρμόζεται. Το γεγονός αυτό συμβαίνει, επειδή το μοντέλο, που έχουμε θεωρήσει, λαμβάνει απώλειες ανάλογες της διακινούμενης ισχύος κάθε στιγμή. Η μεταβολή που παρουσιάζει είναι μεταξύ 75,2% και 76% για όλα τα σενάρια, που εξετάστηκαν στο πλαίσιο της παρούσης διπλωματικής.



Στη συνέχεια, για την ανάλυση της πολιτικής λειτουργίας, χρησιμοποιούμε διαγράμματα αντίστοιχα με το παραπάνω. Αποτελείται από τρία κατά σειρά ξεχωριστά διαγράμματα. Το πρώτο αποτυπώνει την λειτουργία του συστήματος του νησιού και το πρόγραμμα παραγωγής του ΥΒΣ. Με γκριζο χρώμα καταγράφεται η παραγωγή των συμβατικών μονάδων του σταθμού, με μπλε χρώμα η παραγωγή των Φ/Β του νησιού και με κόκκινο χρώμα το πρόγραμμα κατανομής του σταθμού. Στο επόμενο διάγραμμα, περιγράφεται η λειτουργία του σταθμού και η κατανομή. Με πράσινο χρώμα απεικονίζεται η ενέργεια του προγράμματος κατανομής που εξυπηρετείται με απευθείας έγχυση Φ/Β παραγωγή. Τα χωρία με πράσινο χρώμα αντιπροσωπεύουν την ενέργεια που προέρχεται από τις ελεγχόμενες μονάδες του σταθμού και με κόκκινο οι αποκλίσεις του σταθμού από το πρόγραμμα κατανομής, η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια. Στο τρίτο διάγραμμα, περιγράφεται η αξιοποίηση της Φ/Β παραγωγής και παράλληλα η διακύμανση της στάθμης φόρτισης των μπαταριών. Με πράσινο χρώμα απεικονίζεται η Φ/Β παραγωγή, που αποθηκεύεται στις μπαταρίες του σταθμού, και με κίτρινο η απευθείας έγχυση Φ/Β παραγωγής στο δίκτυο, ενώ με κόκκινο η απορριπτόμενη Φ/Β παραγωγή, που δεν μπορεί να αποθηκευτεί λόγω πλήρωσης των μπαταριών. Στην διακύμανση του SOC, μπορούμε να παρατηρήσουμε την τήρηση του άνω ορίου φόρτισης και την τήρηση του ελαχίστου αποθέματος.

6.2 Πολιτικές κατάρτισης προσφοράς ενέργειας

Προκειμένου ο ΥΒΣ να εντάσσεται στο πρόγραμμα παραγωγής, κατά την επίλυση του ΚΕΗΠ, οφείλει να υποβάλλει για κάθε δωδεκάωρο κατανομής προσφορά ενέργειας. Η κατάρτιση της προσφοράς ενέργειας αποτελεί το σημαντικότερο κομμάτι της λειτουργίας του σταθμού και συνιστά σημαντικό στοιχείο για τη βέλτιστη αξιοποίηση του σταθμού στο σύστημα ΜΔΝ. Τα ενεργειακά έσοδα του σταθμού εξαρτώνται από την προσφορά ενέργειας, καθώς αυτή η ενέργεια εντάσσεται στην κατανομή.

6.2.1 Στόχοι προσφοράς ενέργειας

Η προσφορά ενέργειας πρέπει να γίνεται με τρόπο τέτοιο, ώστε να μεγιστοποιείται η ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο, ενώ παράλληλα πρέπει να ελαχιστοποιούνται οι αποκλίσεις. Για την κατάρτιση της προσφοράς, λαμβάνεται υπόψη τόσο η αποθηκευμένη ενέργεια στις μπαταρίες του σταθμού, όσο και η αναμενόμενη παραγωγή του Φ/Β σταθμού.

Στην περίπτωση που η προσφορά ενέργειας του διαχειριστή ΥΒΣ είναι υπερβολικά συντηρητική, από την άποψη ότι υποεκτιμά σημαντικά τη διαθέσιμη ενέργεια, αυτό θα οδηγήσει σε πολύ μικρές προσφορές. Σύμφωνα με τα ισχύοντα στο πλαίσιο λειτουργίας και στους ισχύοντες κώδικες, η προσφορά οφείλει να υπερβαίνει το δίωρο παροχής της ονομαστικής ισχύος του σταθμού, προκειμένου να συμπεριληφθεί ο σταθμός στο πρόγραμμα κατανομής. Συστηματικά μικρές προσφορές ενέργειας ενδέχεται να μην ξεπερνούν το όριο αυτό, με αποτέλεσμα ο σταθμός να μην εντάσσεται για παραγωγή. Η ενέργεια, που δεν δύναται να διατεθεί, μπορεί να αποθηκευτεί στις μπαταρίες του σταθμού. Ανάλογα όμως με την διαστασιολόγηση της διάταξης αποθήκευσης, αυτό ενδέχεται να μην είναι δυνατό για όλη την Φ/Β παραγωγή και η ενέργεια να απορρίπτεται.

Στην αντίθετη περίπτωση που η υποβληθείσα προσφορά ενέργειας από τον διαχειριστή του ΥΒΣ είναι υπερβολικά αισιόδοξη, δηλαδή υπερεκτιμά την παραγωγή, αυτό μπορεί να οδηγήσει σε μεγάλες αποκλίσεις. Η προσφορά ενέργειας πρέπει να λαμβάνει υπόψη ενδεχόμενα σφάλματα πρόβλεψης της φωτοβολταϊκής παραγωγής. Επιπλέον, οφείλει να λαμβάνει υπόψη το βαθμό απόδοσης της εγκατάστασης, καθώς και τη διαδικασία της αποθήκευσης της Φ/Β παραγωγής και της έγχυσης της από τις μπαταρίες του ΥΒΣ, η οποία περιλαμβάνει απώλειες που πρέπει να συνυπολογιστούν.

Δεδομένου ότι στην προσφορά ενέργειας συνυπολογίζεται η αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή, κύριο ρόλο διαδραματίζει η πρόβλεψη που γίνεται. Εν γένει, υπάρχουν πολλά μοντέλα για την πρόβλεψη της ηλιακής ακτινοβολίας. Οι απαιτήσεις που υπάρχουν είναι η κατά το δυνατόν καλύτερη πρόβλεψη σε ωριαίο βήμα για τις επόμενες 36 ώρες. Το διάστημα των 36 ωρών είναι απαραίτητο για την πραγματική λειτουργία του σταθμού, καθώς η προσφορά ενέργειας δε γίνεται στην αρχή του 12ώρου κατανομής, αλλά στην μέση του προηγούμενου.

Ως προς την κατάσταση και την κατανόηση της πολιτικής λειτουργίας, σημαντικό παράγοντα αποτελεί και ο ετεροχρονισμός της παραγωγής και της ζήτησης. Ο Φ/Β σταθμός του ΥΒΣ παράγει ενέργεια μεταξύ 08:00-18:00 τις ώρες που υπάρχει ηλιοφάνεια. Οι αιχμές, στις οποίες θα κατανεμηθεί ο σταθμός, βρίσκεται τις βράδυνες ώρες, καθώς το μεσημέρι παρατηρείται μείωση του πραγματικού φορτίου, λόγω της συνεισφοράς των Φ/Β του νησιού. Στο πρώτο δωδεκάωρο κατά κανόνα, ο σταθμός θα κατανεμηθεί τις πρωινές ώρες, 00:00-03:00 κατά κύριο λόγο, και ανάλογα την εποχή μπορεί να υπάρχει και μία αιχμή προς το τέλος του δωδεκάωρου, 06:00-12:00. Με αυτές τις παραδοχές, είναι εύκολο να αντιληφθεί κανείς ότι η παραγωγή των Φ/Β του σταθμού το πρώτο δωδεκάωρο κατανομής είναι δύσκολο να αξιοποιηθεί. Στο δεύτερο δωδεκάωρο, η παραγωγή των Φ/Β εντοπίζεται στην αρχή, 13:00-18:00, ενώ η αιχμή εντοπίζεται το βράδυ. Ανάλογα με το μέγεθος της προσφοράς ενέργειας, ο σταθμός θα ενταχθεί για παραγωγή τις βραδινές ώρες και ενδέχεται να επεκταθεί μέχρι τις πρώτες απογευματινές ώρες.

Δεδομένου ότι υποβάλλονται ξεχωριστές προσφορές ενέργειας για κάθε δωδεκάωρο κατανομής, ο τρόπος κατάρτισης της προσφοράς ενέργειας μπορεί να είναι διαφορετικός για το καθένα, ώστε να αντιμετωπίζονται οι ιδιαιτερότητες που παρατηρούνται από τον ετεροχρονισμό Φ/Β αιχμής και ένταξης σταθμού.

Στη συνέχεια, εξετάζονται πιθανές πολιτικές κατάρτισης της προσφοράς ενέργειας. Για την τελική επιλογή της πολιτικής λειτουργίας, μελετάται η επίδραση που έχει η αύξηση της χωρητικότητας των μπαταριών στα αποτελέσματα των προσομοιώσεων.

Σε κάθε περίπτωση, προσμετράται τόσο η αποθηκευμένη ενέργεια στις μπαταρίες του σταθμού όσο και η προσληφθείσα με κάποιον συντελεστή ασφαλείας. Κάθε προσφορά ενέργειας οφείλει να διατηρεί στις μπαταρίες το απόθεμα ασφαλείας, το οποίο καθορίζεται από τους κώδικες και είναι δύο ώρες στην εγγυημένη ισχύ του σταθμού.

Σε κάθε πολιτική λειτουργίας στην προσφορά ενέργειας, λαμβάνεται η απόδοση του σταθμού. Πιο συγκεκριμένα, για την ενέργεια που βρίσκεται αποθηκευμένη στο σύστημα αποθήκευσης του σταθμού, λαμβάνεται υπόψη η απόδοση εκφόρτισης ίση με 85%. Στην αναμενόμενη φωτοβολταϊκή παραγωγή, λαμβάνεται υπόψη βαθμός απόδοσης 75%, που

αντιστοιχεί στην αποθήκευση της φωτοβολταϊκής παραγωγής στο σύστημα αποθήκευσης και στην εκφόρτισή της. Σε κάθε περίπτωση, βάσει του ισχύοντος νομοθετικού πλαισίου, η προσφορά του πρώτου δωδεκάωρου δεν επιτρέπεται να υπερβαίνει το ήμισυ της συνολικής προσφοράς για το 24ωρο.

Για τη σύγκριση των πολιτικών, οι προσομοιώσεις γίνονται με σταθερή διαστασιολόγηση. Η εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς του σταθμού είναι 1000kW, η ονομαστική χωρητικότητα των μπαταριών είναι 4000kWh και η εγγυημένη ονομαστική τιμή του σταθμού είναι 400kW.

6.2.2 Πολιτική σταθερής συνεισφοράς Φ/Β παραγωγής

Η πρώτη πολιτική που εξετάζεται αποτελεί το σημείο αναφοράς και αναπαράγει τον τρόπο κατάρτισης της προσφοράς ενέργειας στους αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς. Η κατάρτιση της προσφοράς δεν κάνει διαχωρισμό μεταξύ των δωδεκάωρων κατανομής.

Η προσφορά για κάθε δωδεκάωρο αποτελείται από το σύνολο της αποθηκευμένης ενέργειας του σταθμού, εξαιρουμένου του εγγυημένου αποθέματος και η αναμενόμενη φωτοβολταϊκή παραγωγή με έναν συντελεστή ασφαλείας. Οι συντελεστές ασφαλείας είναι σταθεροί για όλη τη διάρκεια του έτους και ίσοι για τα δύο δωδεκάωρα κατανομής.

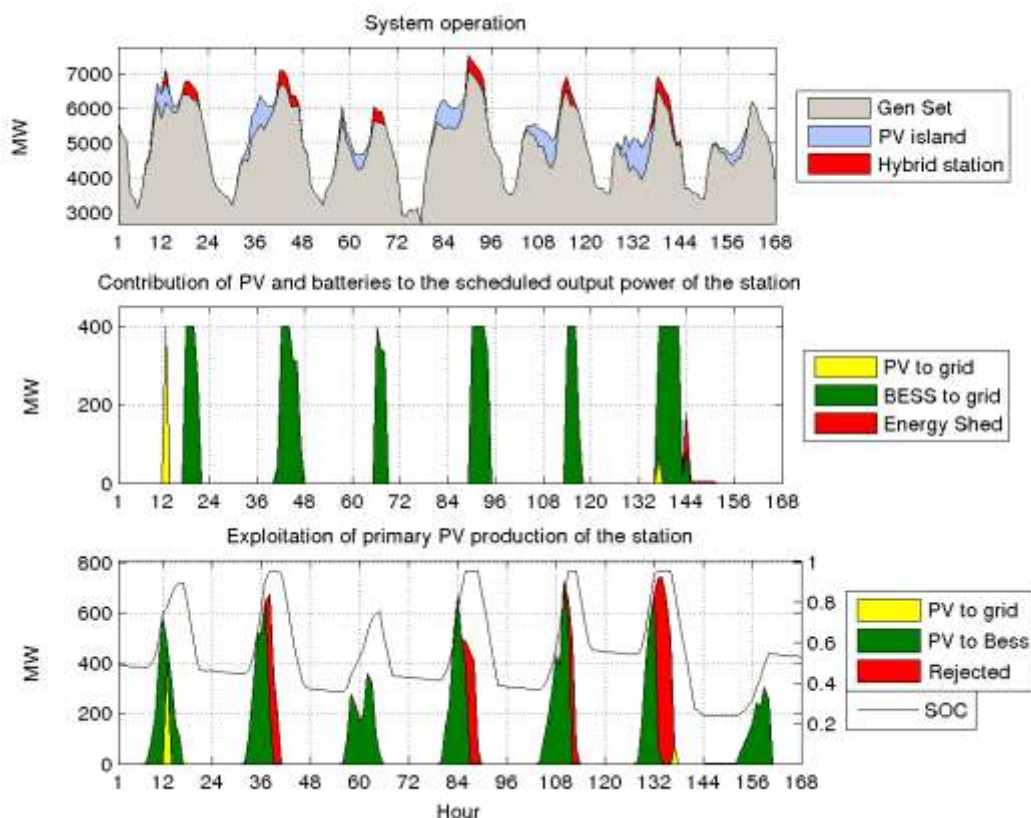
Πίνακας 5: Διερεύνηση πολιτικής λειτουργίας με κοινό συντελεστή ασφαλείας

Συντελεστής Ασφαλείας (%)	0	10	20	30	40	50	60
Απευθείας έγχυση Φ/Β (%)	5.73	7.21	9.73	14.13	24.50	28.23	31.31
Παραγωγή ΥΒΣ (MWh)	747	793	846	915	1,046	1,116	1,176
Συντελεστής χρησιμοποίησης (%)	21.3	22.7	24.2	26.1	29.9	31.9	33.6
Απόκλιση παραγωγής (%)	0.0	0.41	1.31	2.16	5.16	7.05	8.97
Μέση απόκλιση (kW)	0.0	34.7	41.8	51.8	72.7	71.7	75.5
Απόκλιση από Α' δωδεκάωρο (%)	0.0	0.0	0.0	11.4	79.7	81.3	81.3
Απόρριψης Φ/Β παραγωγής (%)	38.8	36.0	32.9	28.9	21.7	17.8	14.6

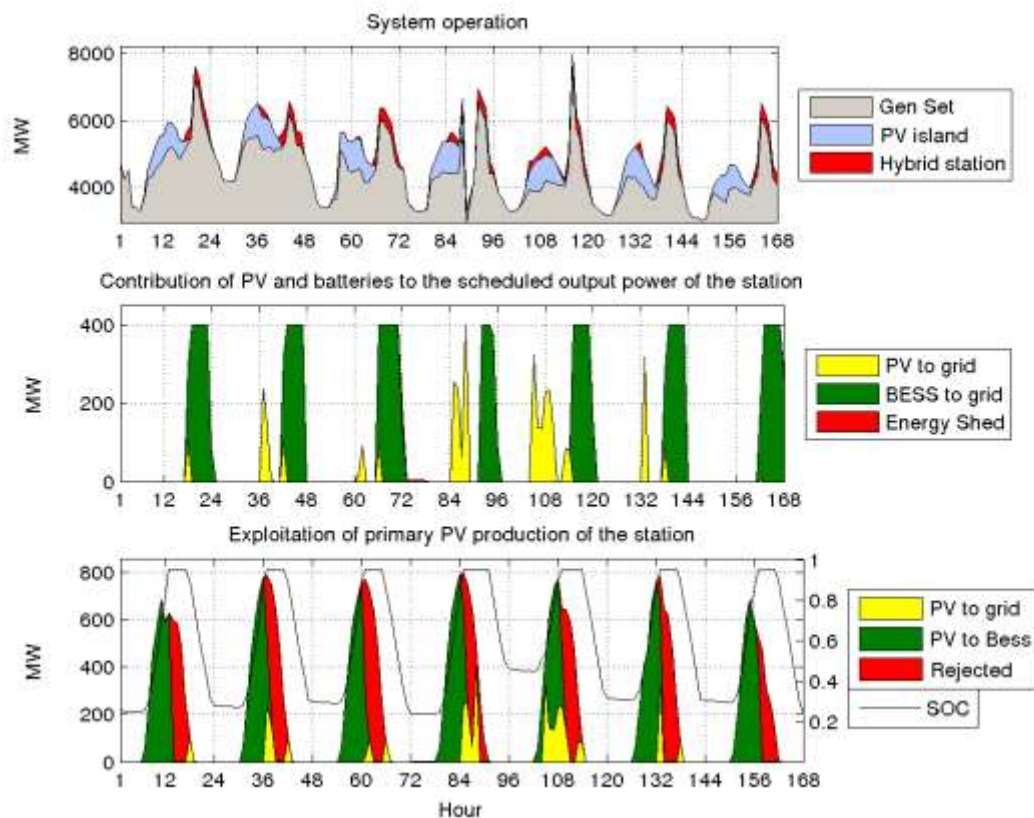
Στον παραπάνω πίνακα αποτυπώνονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για διάφορους συντελεστές ασφαλείας συμμετοχής της Φ/Β παραγωγής. Είναι φανερό ότι, όσο αυξάνει η ο συντελεστής ασφαλείας, αυξάνεται και η συμμετοχή του σταθμού στο πρόγραμμα παραγωγής.

Η πρώτη στήλη αφορά σε συντελεστή ασφαλείας μηδενικό πρακτικά, οπότε η πολιτική εκφυλίζεται και η προσφορά καταρτίζεται με βάση την αποθηκευμένη ενέργεια και μόνο. Δεν καταγράφονται αποκλίσεις από το πρόγραμμα κατανομής, αλλά οι απορρίψεις της Φ/Β είναι πολύ μεγάλες.

Για πολύ μικρούς συντελεστές ασφαλείας παρατηρείται μία μικρή απόκλιση, η οποία προέρχεται από το δεύτερο δωδεκάωρο, ενώ το ποσοστό των αποκλίσεων που προέρχεται από το πρώτο είναι μηδενικό. Αυτό παρατηρείται γιατί στο πρώτο δωδεκάωρο ο σταθμός δεν εντάσσεται για παραγωγή και όλη η φωτοβολταϊκή ενέργεια αποθηκεύεται, με αποτέλεσμα, όταν γίνεται η κατάρτιση της προσφοράς για το δεύτερο δωδεκάωρο, οι μπαταρίες είναι γεμάτες. Καθώς οι μπαταρίες δεν μπορούν να απορροφήσουν άλλη ενέργεια, απορρίπτουν τη φωτοβολταϊκή παραγωγή, σε σημείο που απορρίπτεται και το μέρος εκείνης που έχει συνυπολογιστεί στην προσφορά ενέργειας. Η απορριπτόμενη παραγωγή της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης του σταθμού ξεπερνάει το 30%.



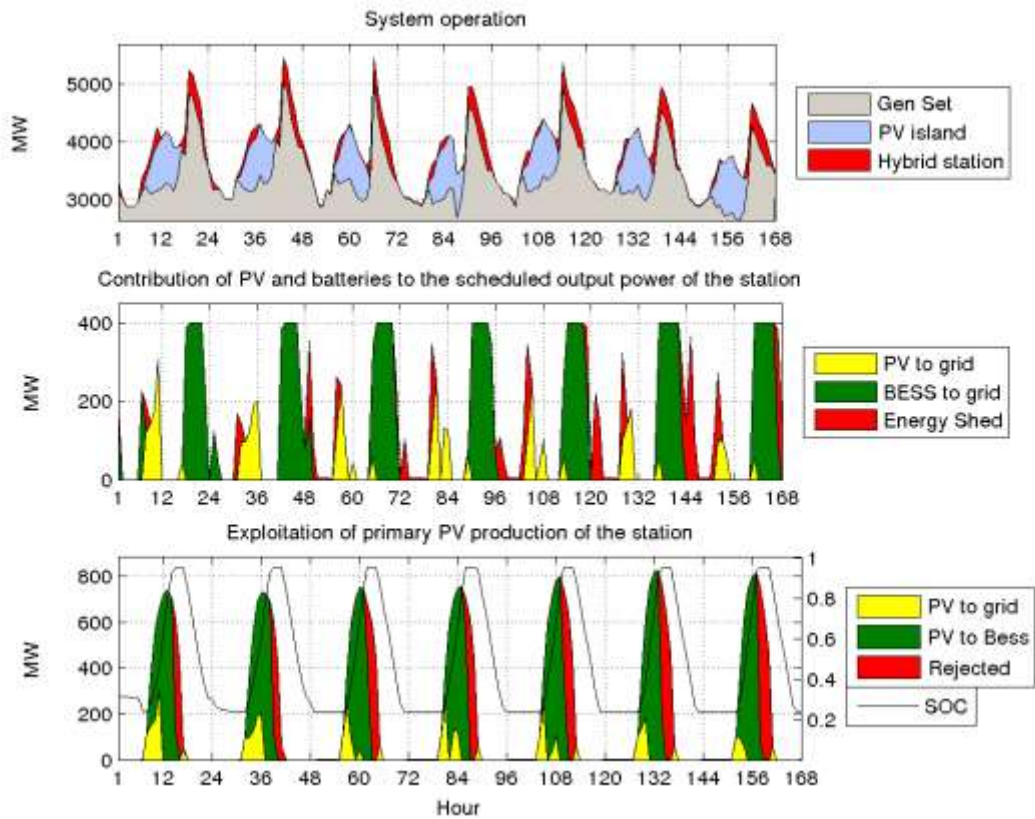
Σχήμα 6.4: Κοινός Συντελεστής 10%, Ημέρες 10-16



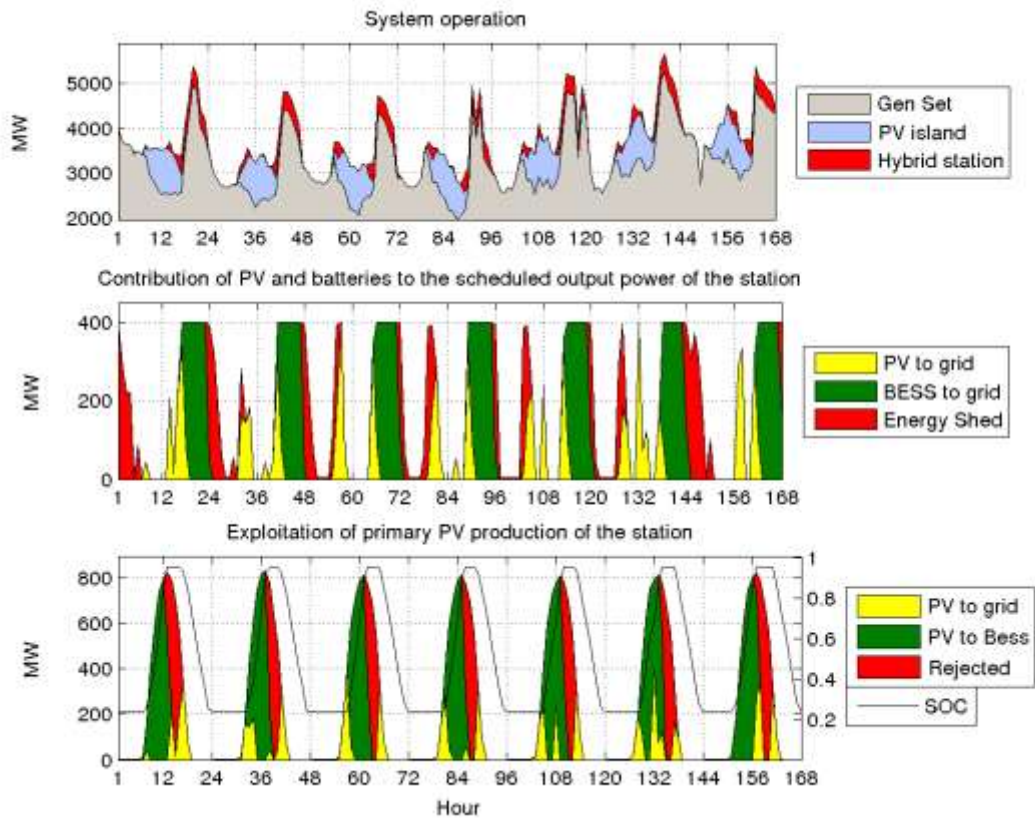
Σχήμα 6.5: Κοινός Συντελεστής 10%, Ημέρες 250-256

Για μεγαλύτερους συντελεστές ασφαλείας, παρατηρείται ότι ο σταθμός εντάσσεται πιο συστηματικά, καθώς αυξάνεται σημαντικά η ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης του σταθμού αυξάνεται σημαντικά κατά 50% και ξεπερνά το 30%. Η αύξηση αυτή οφείλεται σε αυξημένες προσφορές ενέργειας, λόγω μεγαλύτερης συμμετοχής της Φ/Β παραγωγής. Η αύξηση των προσφορών είναι τέτοια, ώστε ο σταθμός εντάσσεται για κατανομή και ώρες που υφίσταται Φ/Β παραγωγή. Για το λόγο αυτό παρατηρείται αύξηση του ποσοστού της ενέργειας κατανομής, που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο από τα Φ/Β και υποκαθιστά την παραγωγή των ελεγχόμενων μονάδων.

Οι αποκλίσεις από το πρόγραμμα παραγωγής, που παρουσιάζονται, είναι σημαντικές και οφείλονται κατά κύριο λόγο σε αποκλίσεις προερχόμενες από το πρώτο δωδεκάωρο. Αυτές οι αποκλίσεις οφείλονται στον ετεροχρονισμό της παραγωγής του Φ/Β και της αιχμής του φορτίου. Τέλος, η απορριπτόμενη Φ/Β παραγωγή υποδιπλασιάζεται.



Σχήμα 6.6: Κοινός Συντελεστής 50%, Ημέρες 303-310



Σχήμα 6.7: Κοινός Συντελεστής 60%, Ημέρες 75-81

6.2.3 Πολιτική Συνεισφοράς Φ/Β παραγωγής με διάκριση ανάμεσα στα δωδεκάωρα

Προκειμένου να μειωθούν οι αποκλίσεις στο πρώτο δωδεκάωρο, πρέπει να μειώσουμε τη συνεισφορά της αναμενόμενης φωτοβολταϊκής παραγωγής κατά το πρώτο δωδεκάωρο. Για το λόγο αυτό, η δεύτερη πολιτική που εξετάζουμε δε χρησιμοποιεί κοινό συντελεστή και για τα δύο δωδεκάωρα.

Η προσφορά για κάθε δωδεκάωρο αποτελείται από το σύνολο της αποθηκευμένης ενέργειας του σταθμού, εξαιρουμένου του εγγυημένου αποθέματος και της αναμενόμενης φωτοβολταϊκής παραγωγής με το συντελεστή ασφαλείας του αντίστοιχου δωδεκαώρου, sfA και sfB, για το πρώτο και δεύτερο δωδεκάωρο αντίστοιχα. Στη συγκεκριμένη πολιτική, ο περιορισμός που υπάρχει ώστε η προσφορά του πρώτου δωδεκαώρου να μην υπερβαίνει το ήμισυ της 24ωρης προσφοράς, είναι προφανές ότι κατά κανόνα ισχύει τις περισσότερες ημέρες λόγω διαφοράς συντελεστών.

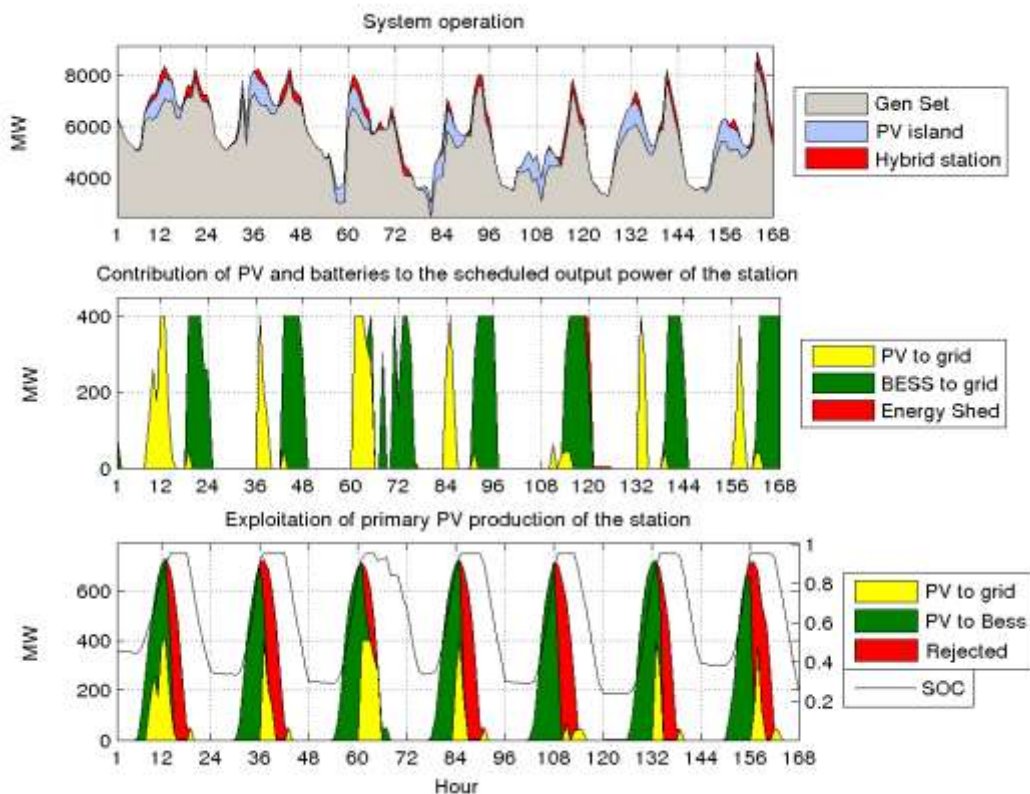
Η προηγούμενη πολιτική είχε σημαντική εμφάνιση αποκλίσεων για ποσοστά ασφαλείας άνω του 30%. Οπότε είναι λογικό να διερευνήσουμε συνδυασμούς, στους οποίους ο συντελεστής ασφαλείας κατά το πρώτο δωδεκάωρο να μην υπερβαίνει το 30-40%, ενώ για το δεύτερο δωδεκάωρο ο συντελεστής θα υπερβαίνει το 50%. Οι συντελεστές αυτοί έχουν διπλό ρόλο, αφενός υποδεικνύουν το ποσοστό της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής που θα συνυπολογιστεί στην προσφορά ενέργειας για να αποφευχθούν μεγάλες αποκλίσεις, αφετέρου εξαλείφουν τα σφάλματα της πρόβλεψης. Για το λόγο αυτό, δεν εξετάζουμε συντελεστές μεγαλύτερους του 80%.

Πίνακας 6: Διερεύνηση πολιτικής λειτουργίας με Σ.Α. 10%

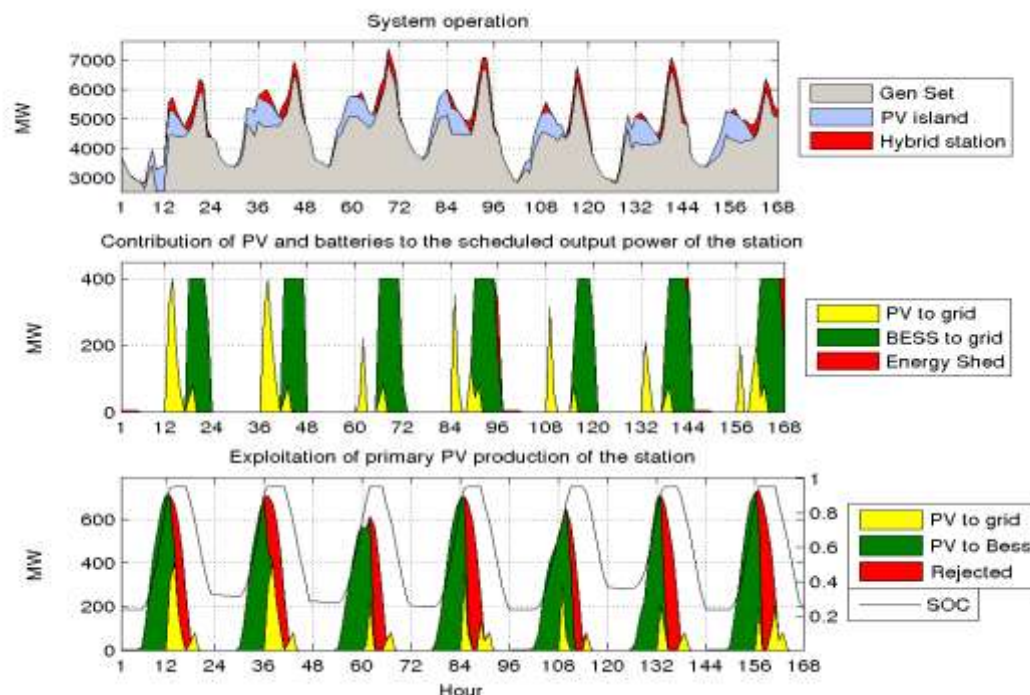
Συντελεστής Ασφαλείας (%)	20	30	40	50	60	70	80
Απευθείας έγχυση Φ/Β (%)	9.7	12.8	14.8	16.9	19.7	22.4	25.3
Παραγωγή ΥΒΣ (MWh)	846	897	936	978	1,025	1,071	1,122
Συντελεστής χρησιμοποίησης (%)	24.2	25.6	26.8	27.9	29.2	30.6	32.0
Απόκλιση παραγωγής (%)	1.3	2.5	3.6	4.7	5.7	6.7	7.4
Μέση απόκλιση (kW)	41.8	53.4	60.5	61.4	75.4	67.9	68.8
Απόκλιση από Α' δωδεκάωρο (%)	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Απόρριψης Φ/Β παραγωγής (%)	32.9	30.0	27.7	25.4	22.8	20.3	17.5

Ο παραπάνω πίνακας περιέχει τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για συντελεστή ασφαλείας για το πρώτο δωδεκάωρο (sfA) 10% και συντελεστές ασφαλείας για το δεύτερο δωδεκάωρο κατανομής (sfB) από 20% έως 80%. Στη συνέχεια, ακολουθεί μία ενδεικτική εβδομάδα για δύο συντελεστές ασφαλείας του δευτέρου δωδεκαώρου.

Παρατηρούμε ότι, καθώς αυξάνεται η συμμετοχή της φωτοβολταϊκής παραγωγής στο δεύτερο δωδεκάωρο κατανομής, αυξάνεται παράλληλα και η ενέργεια προς το δίκτυο, αλλά και η απόκλιση. Η απόκλιση από το πρόγραμμα κατανομής σε ετήσια βάση ανεβαίνει έως το 7%. Η συμμετοχή του πρώτου δωδεκάωρου κατανομής στις αποκλίσεις είναι μηδενική σε όλες τις περιπτώσεις. Από τα διαγράμματα λειτουργίας εξάγεται ότι οι αποκλίσεις προκύπτουν λόγω απόρριψης της Φ/Β παραγωγής. Το πρώτο δωδεκάωρο ο σταθμός δεν εντάσσεται και όλη η παραγόμενη φωτοβολταϊκή παραγωγή αποθηκεύεται, με αποτέλεσμα η στάθμη φόρτισης των μπαταριών να βρίσκεται κοντά στο μέγιστο επιτρεπτό όριο. Κατά την κατάρτιση της αναθεωρημένης προσφοράς του δευτέρου δωδεκάωρου, συνυπολογίζεται ένα ποσοστό της αναμενόμενης φωτοβολταϊκής παραγωγής, για το οποίο δεν υπάρχει η δυνατότητα να αποθηκευτεί. Η ένταξη του σταθμού για παραγωγή προγραμματίζεται στην βραδινή αιχμή και δεν υπάρχει διαθέσιμο το τμήμα της προσφοράς, που αντιστοιχούσε στην αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή.



Σχήμα 6.8: Μεταβλητοί συντελεστές, $\Sigma.A._A = 10\%$ $\Sigma.A._B = 30\%$, Ημέρες 210-216



Σχήμα 6.9: Μεταβλητοί συντελεστές, Σ.Α. _A = 10% Σ.Α. _B =50% , Ημέρες 180-186

Πίνακας 7: Διερεύνηση πολιτικής λειτουργίας με Σ.Α. 20%

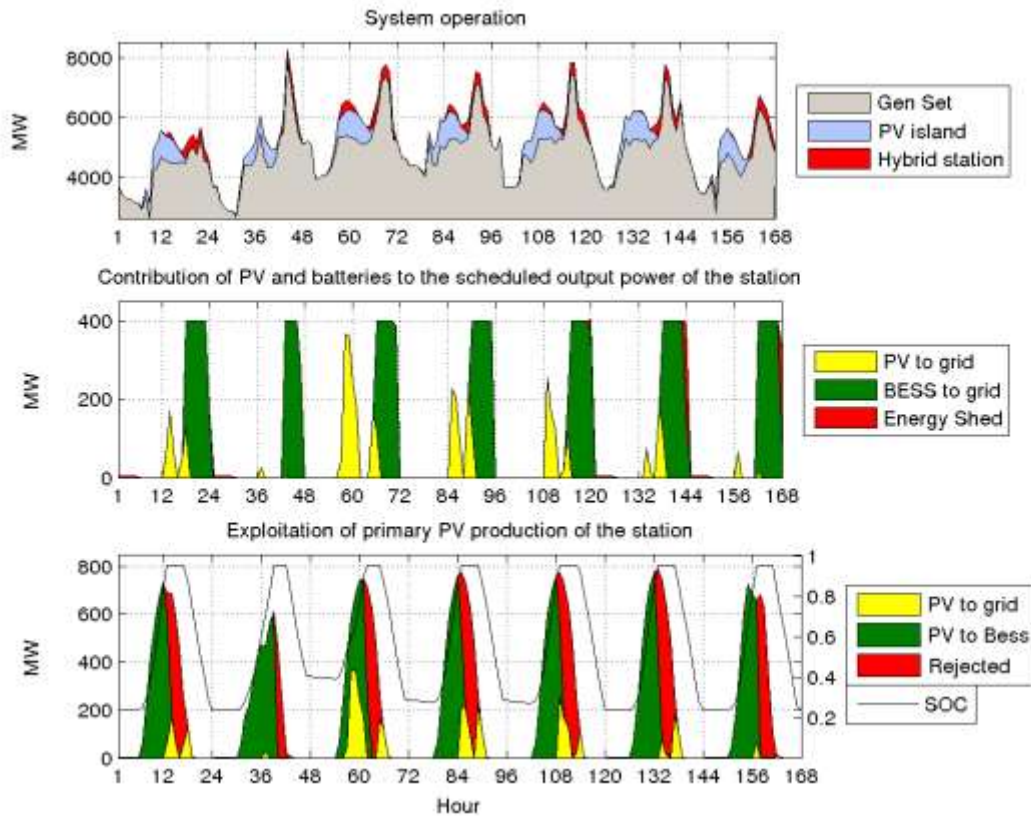
Συντελεστής Ασφαλείας B' δωδεκάωρου (%)	30	40	50	60	70	80
Απευθείας έγχυση Φ/B (%)	13.9	16.1	17.8	20.0	22.7	25.4
Παραγωγή ΥΒΣ (MWh)	912	953	990	1,029	1,075	1,125
Συντελεστής χρησιμοποίησης (%)	26.0	27.2	28.3	29.4	30.7	32.1
Απόκλιση παραγωγής (%)	2.2	3.5	4.5	5.5	6.6	7.4
Μέση απόκλιση (kW)	51.3	59.1	60.9	75.3	67.7	68.4
Απόκλιση από A' δωδεκάωρο (%)	4.5	2.2	2.1	0.8	0.6	0.5
Απόρριψης Φ/B παραγωγής (%)	29.1	26.8	24.7	22.6	20.0	17.4

Ο παραπάνω πίνακας περιέχει τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για συντελεστή ασφαλείας για το πρώτο δωδεκάωρο (sfA) 20% και συντελεστή ασφαλείας για το δεύτερο δωδεκάωρο κατανομής (sfB) από 30% έως 80%. Στη συνέχεια, ακολουθεί μία ενδεικτική βδομάδα για δύο συντελεστές ασφαλείας του δευτέρου δωδεκάωρου.

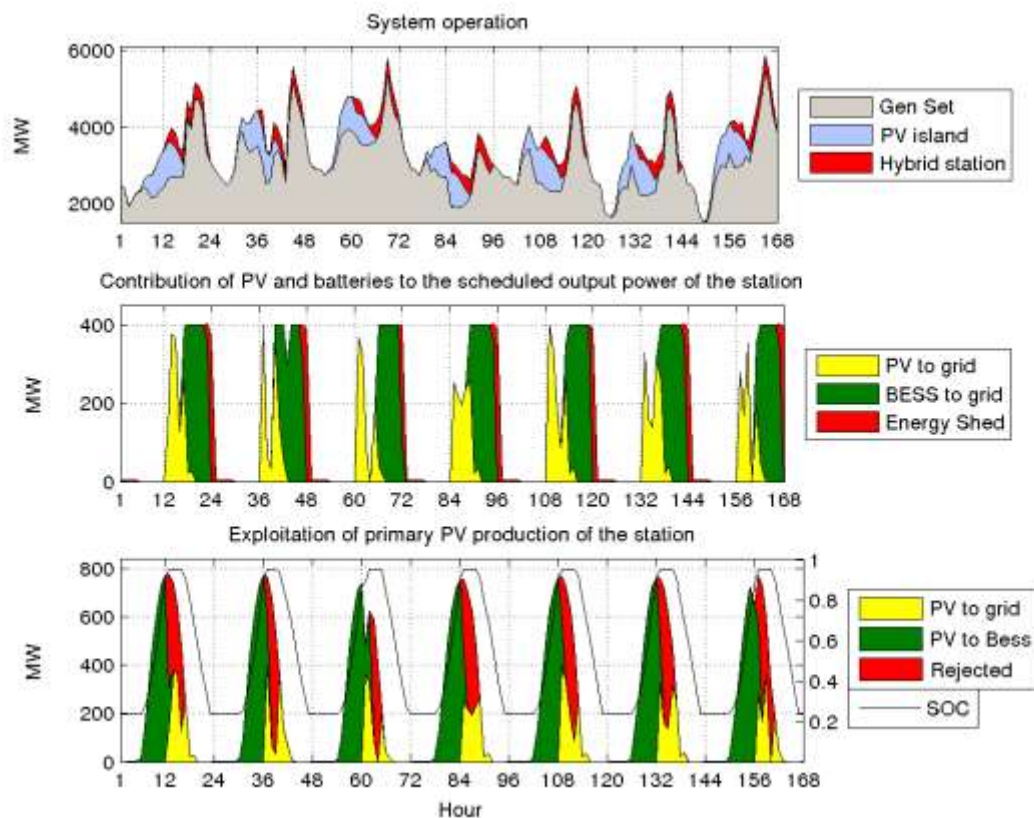
Η αύξηση του συντελεστή ασφαλείας στο πρώτο δωδεκάωρο δεν διαφοροποιεί πολύ τα δεδομένα, δεδομένου ότι παρατηρούμε μικρές αποκλίσεις στα ενεργειακά αποτελέσματα. Η μέση κανονικοποιημένη απόκλιση δε μεταβάλλεται σημαντικά με την αύξηση του συντελεστή sfB, γεγονός που αποτελεί ένδειξη ότι αυξάνεται ο αριθμός των αποκλίσεων. Επίσης, παρατηρούμε ότι το ποσοστό απόρριψης της Φ/B παραγωγής μειώνεται αρκετά, ενώ αντίθετα το ποσοστό της ενέργειας κατανομής, που εξυπηρετείται από απευθείας έγχυση των

Φ/Β, αυξάνεται σημαντικά. Το γεγονός αυτό καταδεικνύει ότι η προσφορά ενέργειας αυξάνεται και εντάσσεται ο σταθμός στην κατανομή τις ώρες που συνυπάρχει φωτοβολταϊκή παραγωγή.

Τέλος, από τα διαγράμματα λειτουργίας συμπεραίνεται ότι για τους δύο συντελεστές ασφαλείας του πρώτου δωδεκαώρου, 10% & 20%, ο σταθμός δεν εντάσσεται στο πρόγραμμα παραγωγής το πρώτο 12ωρο.



Σχήμα 6.10: Μεταβλητοί συντελεστές, 20% / 40% , Ημέρες 243-249



Σχήμα 6.11: Μεταβλητοί συντελετές, 20% / 80% , Ημέρες 127-133

Κατόπιν παρατίθενται τα ενεργειακά αποτελέσματα της διερεύνησης με συντελεστή συμμετοχής της Φ/Β παραγωγής, 30% και 40% για το πρώτο δωδεκάωρο και ακολουθούν οι ενδεικτικές εβδομάδες λειτουργίας

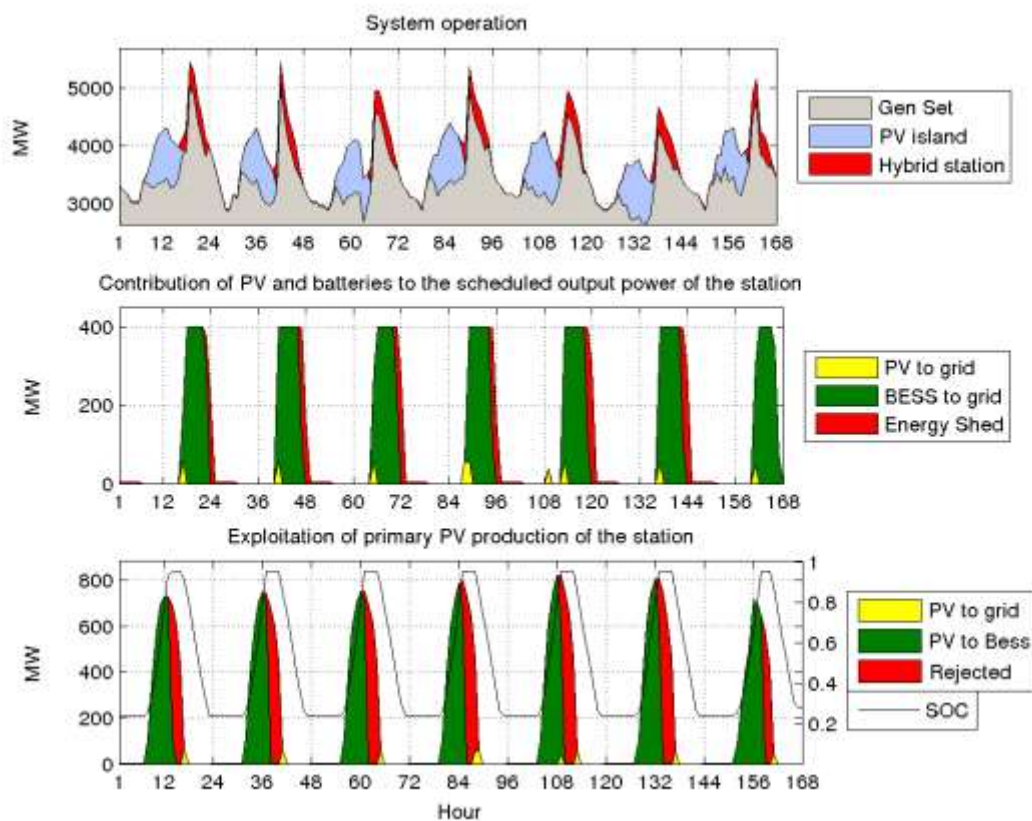
Πίνακας 8: Διερεύνηση πολιτικής λειτουργίας με Σ.Α. 30%

Συντελεστής Ασφαλείας Β' δωδεκάωρου (%)	40	50	60	70	80
Απευθείας έγχυση Φ/Β (%)	19.0	19.6	21.5	23.3	25.7
Παραγωγή ΥΒΣ (MWh)	986	1,014	1,049	1,084	1,130
Συντελεστής χρησιμοποίησης (%)	28.1	28.9	29.9	30.9	32.2
Απόκλιση παραγωγής (%)	3.3	4.5	5.3	6.5	7.3
Μέση απόκλιση (kW)	60.8	59.9	75.3	68.0	67.9
Απόκλιση από Α' δωδεκάωρο (%)	24.5	15.8	6.2	2.8	2.2
Απόρριψης Φ/Β παραγωγής (%)	24.9	23.3	21.5	19.5	17.1

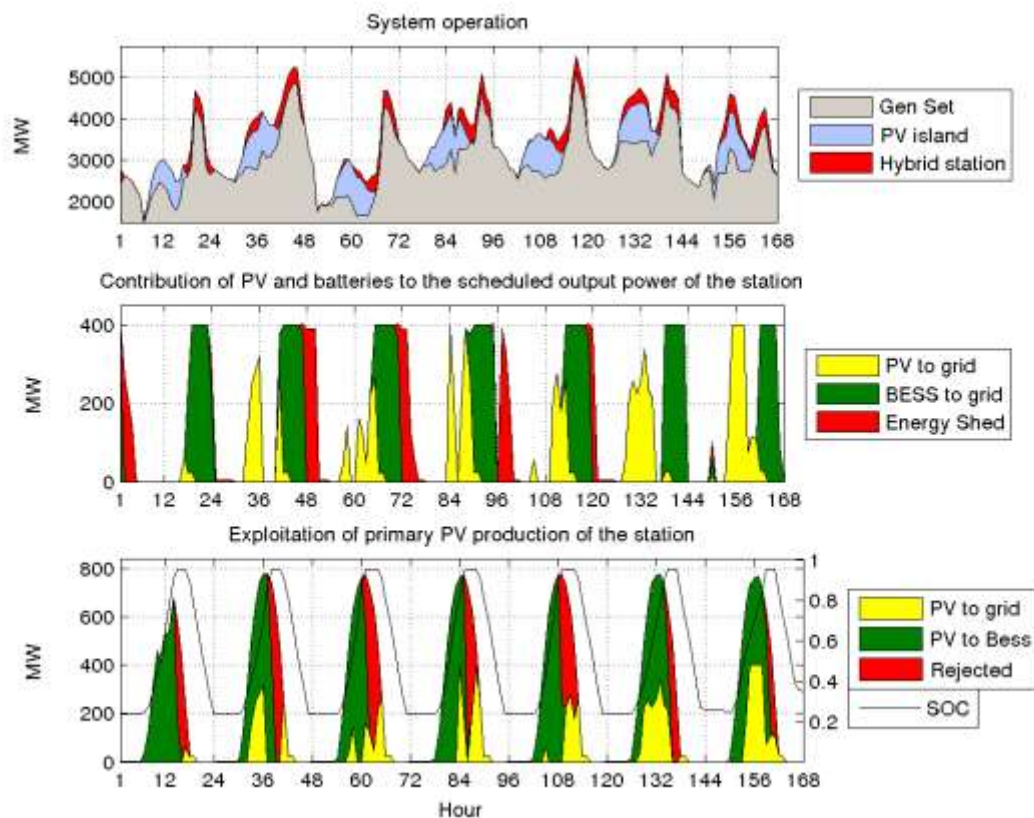
Στα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για συντελεστή ασφαλείας 30% στο πρώτο δωδεκάωρο, προκύπτει ότι μέρος των αποκλίσεων προέρχεται από το πρώτο δωδεκάωρο. Καθώς όμως αυξάνεται ο συντελεστής ασφαλείας του δεύτερου δωδεκάωρου, το ποσοστό

αυτό μειώνεται. Το φαινόμενο αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η στάθμη της αποθήκης δεν έχει φτάσει στο κατώτατο επίπεδο (εγγυημένο απόθεμα ασφαλείας) μετά το τέλος του τέλους του δευτέρου δωδεκαώρου, οπότε, συμπεριλαμβανομένης της προσμετρώμενης ενέργειας από την αναμενόμενη παραγωγή, η προσφορά για το πρώτο δωδεκάωρο της επόμενης ημέρας ξεπερνά το ελάχιστο όριο και εντάσσεται ο σταθμός στο πρόγραμμα κατανομής. Αυξάνοντας το συντελεστή του δευτέρου δωδεκαώρου, μειώνεται το ενεργειακό απόθεμα και ο σταθμός εντάσσεται λιγότερες φορές στο πρόγραμμα κατανομής.

Οι απορρίψεις της Φ/Β παραγωγής συνεχίζουν να εντείνουν το πρόβλημα του ετεροχρονισμού Φ/Β παραγωγής και προγράμματος κατανομής.



Σχήμα 6.12: Μεταβλητοί συντελεστές, 30% / 50% , Ημέρες 74-80

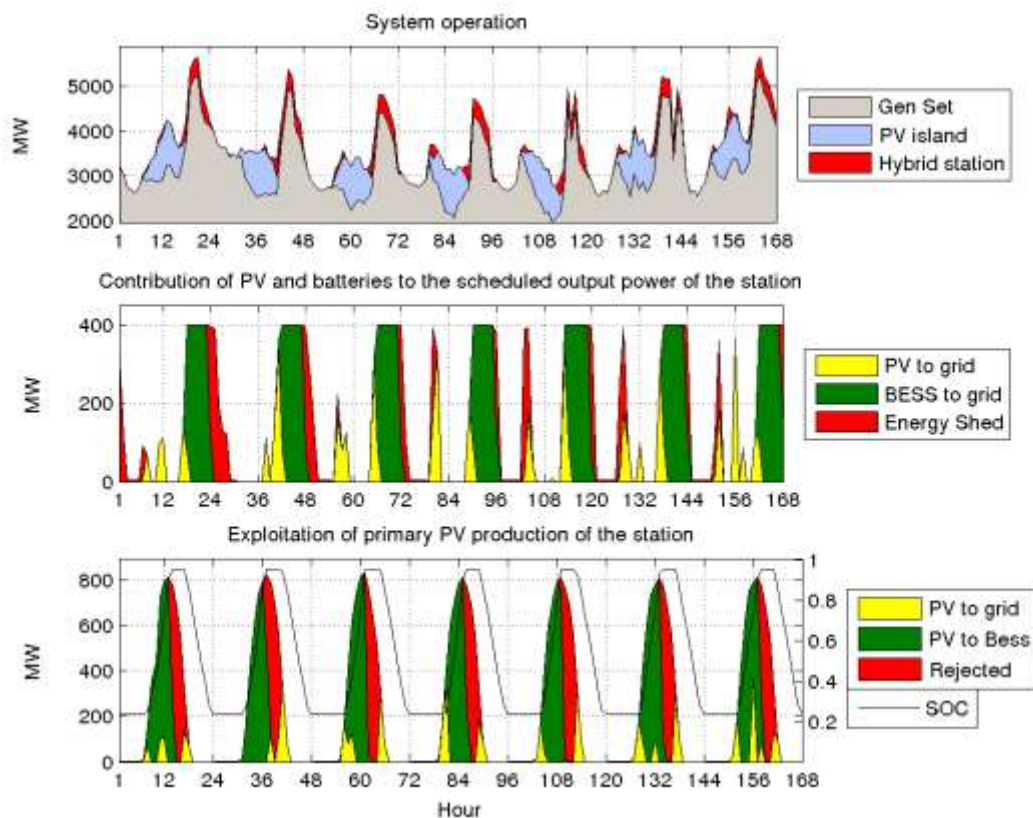


Σχήμα 6.13: Μεταβλητοί συντελεστές, 30% / 70% , Ημέρες 120-126

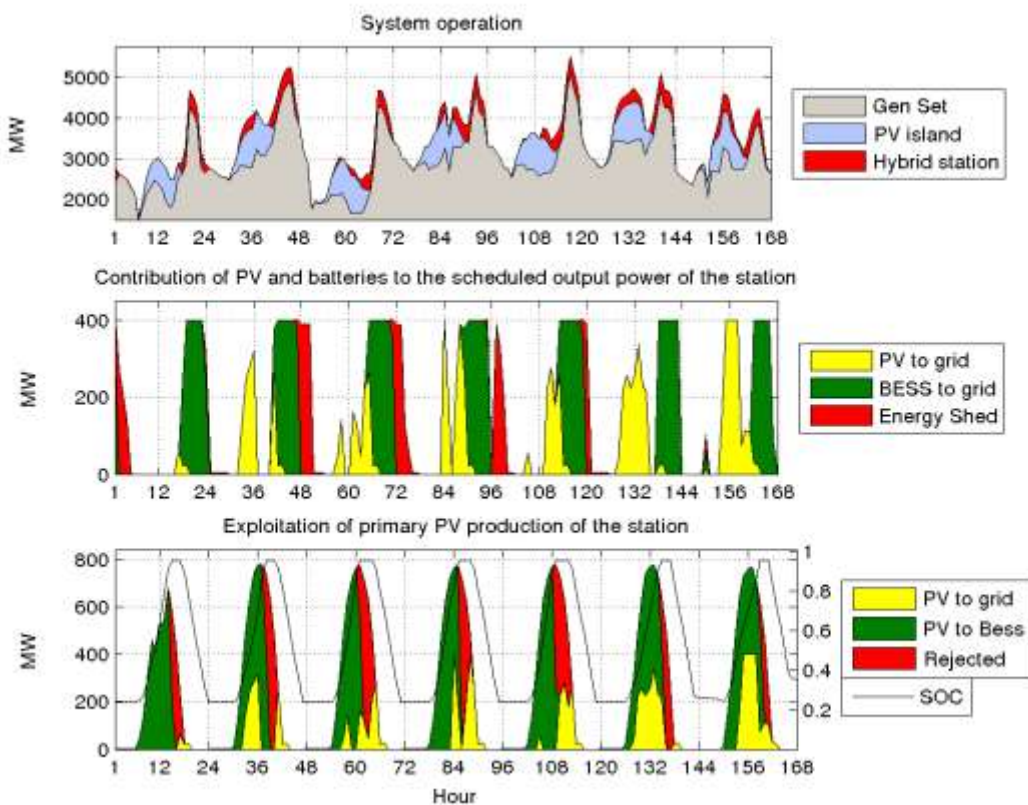
Πίνακας 9: Διερεύνηση πολιτικής λειτουργίας με Σ.Α. 40%

Συντελεστής Ασφαλείας Β' δωδεκάωρου (%)	50	60	70	80
Απευθείας έγχυση Φ/Β (%)	25.8	26.3	27.6	29.2
Παραγωγή ΥΒΣ (MWh)	1,087	1,111	1,146	1,183
Συντελεστής χρησιμοποίησης (%)	31.0	31.7	32.7	33.8
Απόκλιση παραγωγής (%)	6.1	7.0	8.1	8.9
Μέση απόκλιση (kW)	69.7	73.1	73.0	76.2
Απόκλιση από Α' δωδεκάωρο (%)	70.2	56.9	47.8	39.8
Απόρριψης Φ/Β παραγωγής (%)	19.4	18.0	16.2	14.2

Στην περίπτωση που ο συντελεστής ασφαλείας είναι 40% στο πρώτο δωδεκάωρο, εντείνονται τα φαινόμενα που εμφανίστηκαν στις προσομοιώσεις με συντελεστή 30%. Η απόκλιση προέρχεται κυρίως από το πρώτο δωδεκάωρο κατανομής και η συνολική απόκλιση από το πρόγραμμα κατανομής μεγαθύνεται.



Σχήμα 6.14: Μεταβλητοί συντελεστές, 40% / 50% , Ημέρες 74-80



Σχήμα 6.15: Μεταβλητοί συντελεστές, 40% / 70% , Ημέρες 120-126

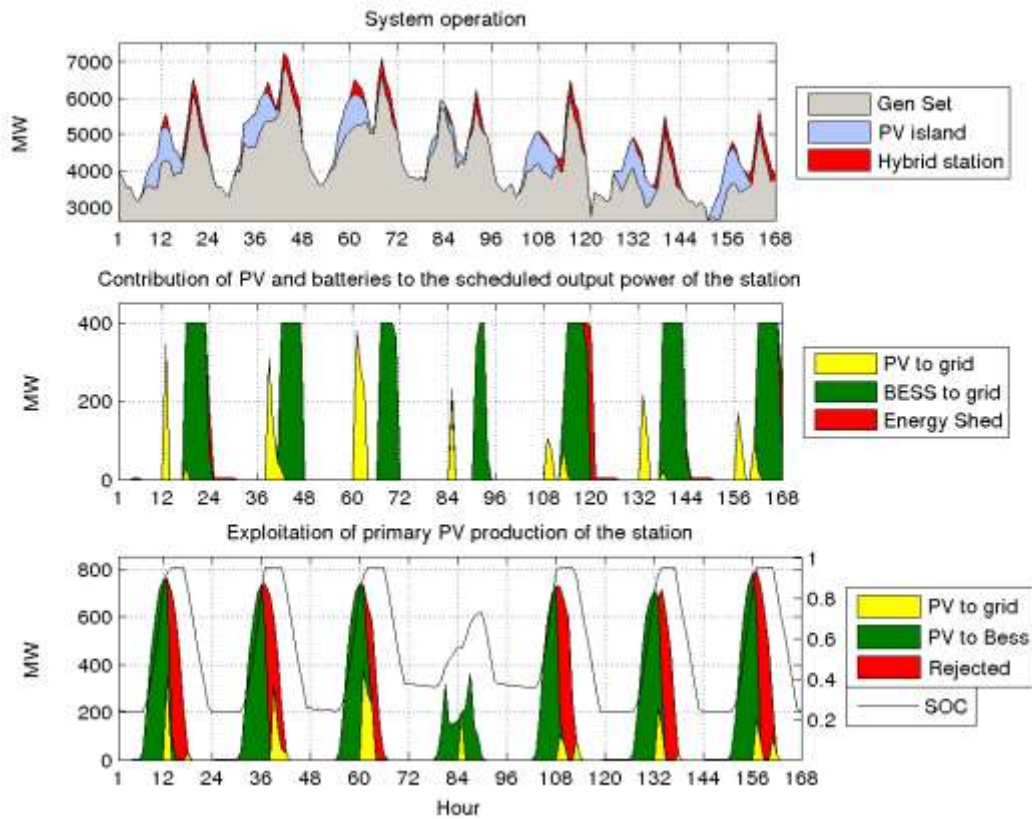
6.2.4 Πολιτική μηδενικής Συνεισφοράς Φ/Β παραγωγής στο πρώτο δωδεκάωρο κατανομής

Η επόμενη πολιτική που εξετάζουμε βασίζεται στο γεγονός ότι κατά το πρώτο δωδεκάωρο καταγράφονται πολλές αποκλίσεις λόγω της αντίστροφης σειράς παραγωγής και ζήτησης. Η ενέργεια συνήθως κατανέμεται για παραγωγή τις πρώτες πρωινές ώρες χωρίς να είναι διαθέσιμη, καθώς τα Φ/Β παράγονται στο τέλος του δωδεκαώρου. Για το λόγο αυτό, η αναμενόμενη φωτοβολταϊκή παραγωγή δε λαμβάνεται υπόψη κατά την κατάρτιση της προσφοράς ενέργειας του πρώτου δωδεκαώρου.

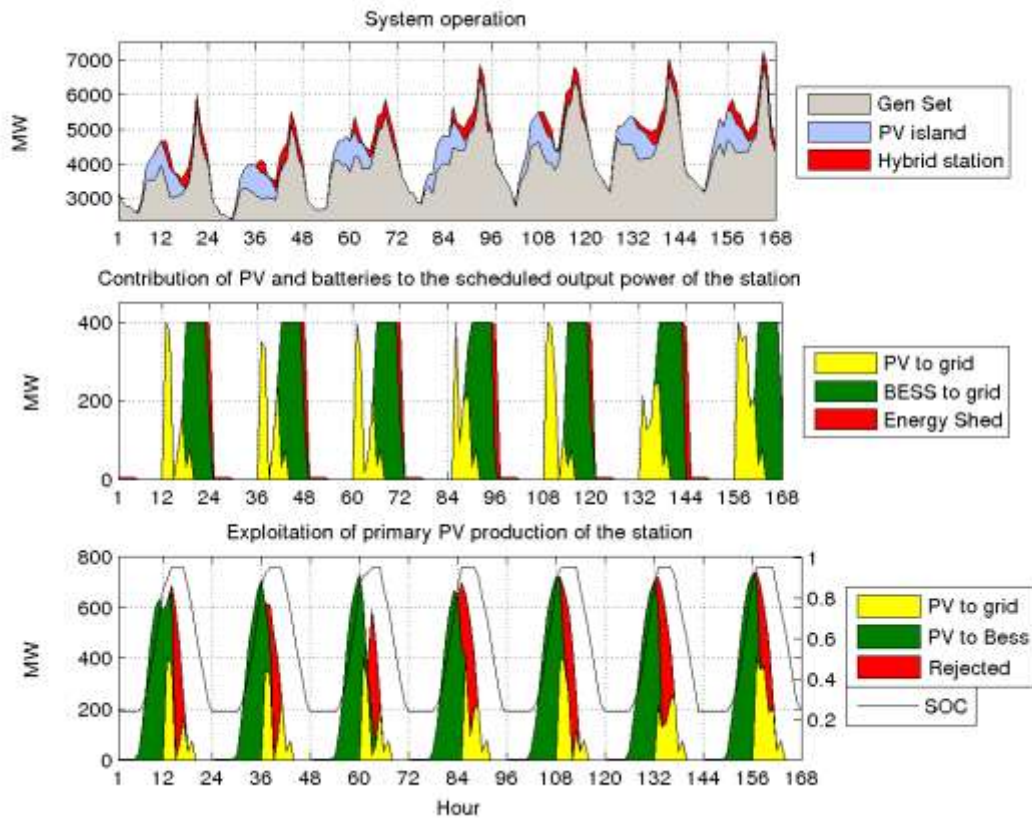
Πίνακας 10: Πολιτική μηδενικής συνεισφοράς Φ/Β παραγωγής στο Α' 12ωρο

Συντελεστής Ασφαλείας Β' δωδεκαώρου (%)	30	40	50	60	70	80
Απευθείας έγχυση Φ/Β (%)	11.8	14.2	16.5	19.4	22.3	25.4
Παραγωγή ΥΒΣ (MWh)	888	930	972	1,021	1,068	1,121
Συντελεστής χρησιμοποίησης (%)	25.3	26.5	27.7	29.1	30.5	32.0
Απόκλιση παραγωγής (%)	2.6	3.7	4.8	5.7	6.8	7.5
Μέση απόκλιση (kW)	53.4	60.0	61.0	75.7	68.0	68.9
Απόκλιση από Α' δωδεκάωρο (%)	0	0	0	0	0	0
Απόρριψης Φ/Β παραγωγής (%)	30.5	28.1	25.7	23.1	20.4	17.6

Είναι ξεκάθαρο ότι η πολιτική αυτή μηδενίζει τις απορρίψεις του πρώτου δωδεκαώρου, καθώς ο σταθμός δεν εντάσσεται εκεί. Ωστόσο, μία τέτοια πολιτική που αποκλείει την ένταξη του σταθμού στο πρώτο δωδεκάωρο δεν αποτελεί την βέλτιστη λύση, καθώς υπάρχουν και εκεί αιχμές που πρέπει κατά το δυνατόν να εξαλειφθούν. Στη συνέχεια, αποτυπώνονται δύο εβδομαδιαία διαγράμματα λειτουργίας για συντελεστές ασφαλείας 40% και 80%.



Σχήμα 6.16: Συνεισφορά Φ/Β στο Β' δωδεκάωρο, Σ.Α_Β=40% , Ημέρες 270-276



Σχήμα 6.17: Συνεισφορά Φ/Β στο Β' δωδεκάωρο, Σ.Α_Β=80% , Ημέρες 160-166

6.2.5 Διερεύνηση επίπτωσης χωρητικότητας αποθήκες στην πολιτική λειτουργία

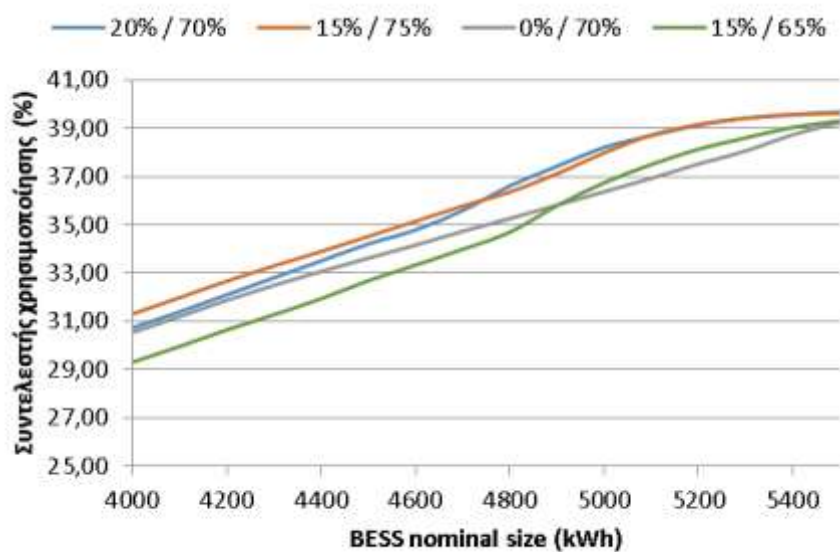
Στις προηγούμενες παραγράφους μελετήθηκαν τρεις πολιτικές λειτουργίας. Τα αποτελέσματα κατέδειξαν μία συμφόρηση στο δεύτερο δωδεκάωρο και μεγάλες αποκλίσεις ενέργειας από το πρόγραμμα κατανομής λόγω απορρίψεων Φ/Β παραγωγής.

Συνεπώς, προκειμένου να έχουμε ολοκληρωμένη άποψη ,ει η τελική επιλογή της επιθυμητής πολιτικής κατάρτισης προσφορών, θα μελετηθεί η επίδραση που έχει η αύξηση της χωρητικότητας της διάταξης αποθήκευσης του σταθμού.

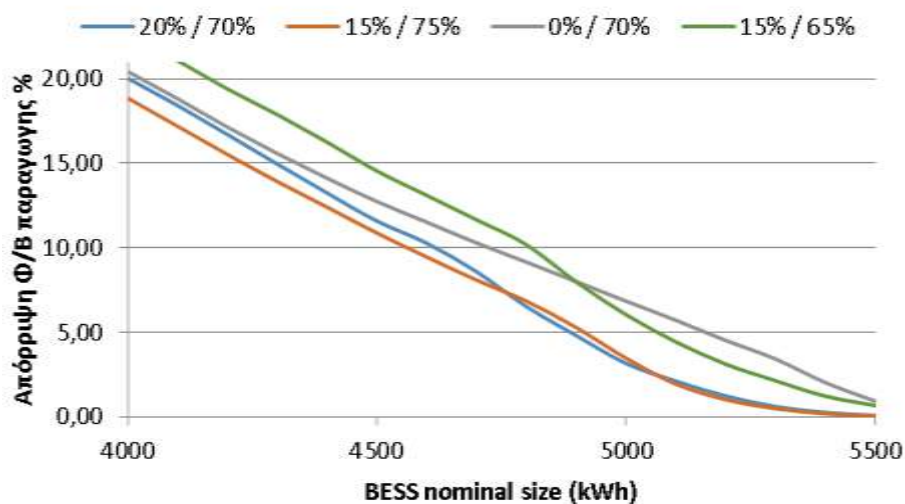
Ο σταθμός, με βάση τον οποίο έγιναν οι μελέτες, αποτελείται από μία Φ/Β εγκατάσταση ισχύος 1000 kW και αποθηκευτική διάταξη 4000 kWh με εγγυημένη τιμή τα 400kW. Η ονομαστική ισχύς των μπαταριών λαμβάνεται ίση με την εγκατεστημένη ισχύ των Φ/Β, προκειμένου να καθίσταται εφικτή η αποθήκευση όλης της εν δυνάμει Φ/Β παραγωγής. Διατηρώντας την εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ, την εγγυημένη ισχύ και την ονομαστική ισχύ των μπαταριών και μεταβάλλοντας την ονομαστική χωρητικότητα των μπαταριών, θα μελετήσουμε την επίδραση της χωρητικότητας στα ενεργειακά μεγέθη ανά πολιτική.

Οι συνδυασμοί πολιτικών λειτουργίας που μελετήθηκαν καλύπτουν όλο το εύρος. Παρακάτω, παρουσιάζονται ενδεικτικά οι εξής τέσσερις περιπτώσεις:

- Συντελεστής Ασφαλείας 0%, 70% για το πρώτο και το δεύτερο δωδεκάωρο αντίστοιχα
- Συντελεστής Ασφαλείας 20%, 70% για το πρώτο και το δεύτερο δωδεκάωρο αντίστοιχα
- Συντελεστής Ασφαλείας 15%, 75% για το πρώτο και το δεύτερο δωδεκάωρο αντίστοιχα
- Συντελεστής Ασφαλείας 15%, 60% για το πρώτο και το δεύτερο δωδεκάωρο αντίστοιχα



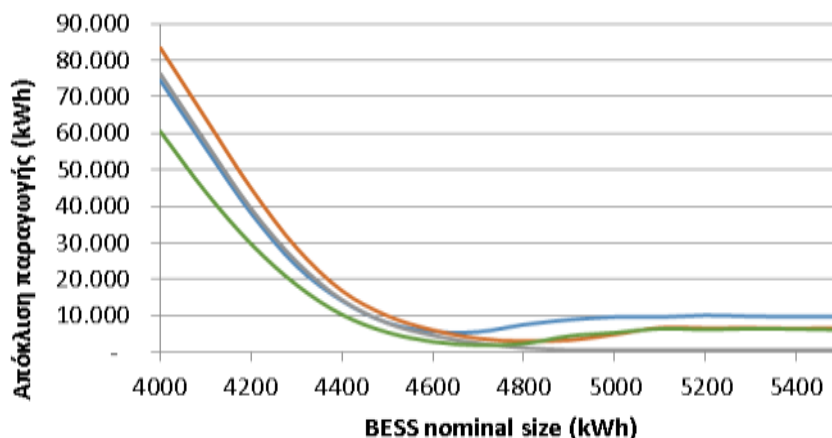
Σχήμα 6.18: Συντελεστής χρησιμοποίησης συναρτήσει της χωρητικότητας ανά πολιτική



Σχήμα 6.19: Απορριπτόμενη Φ/Β παραγωγή συναρτήσει της χωρητικότητας ανά πολιτική

Η επίδραση της χωρητικότητας είναι εμφανές ότι επηρεάζει σημαντικά την επιλογή των κατάλληλων συντελεστών. Ο αυξημένος συντελεστής για το δεύτερο δωδεκάωρο ευνοεί τόσο

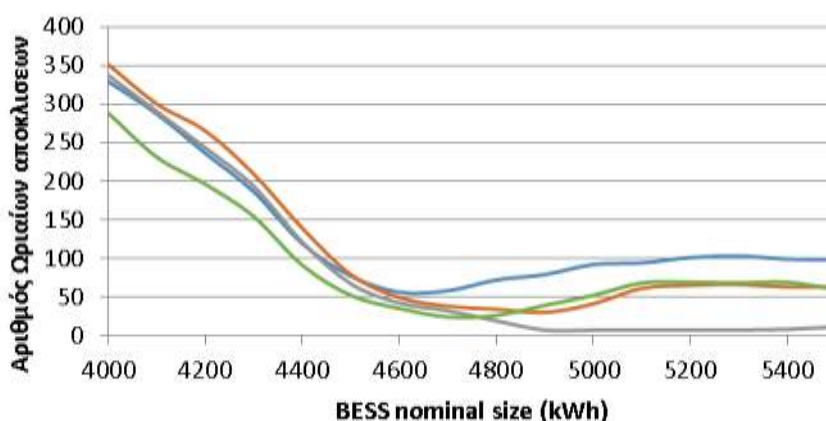
τον συντελεστή χρησιμοποίησης όσο και την απορριπτέα Φ/Β παραγωγή. Οι δύο δείκτες αυτοί είναι προφανώς συνδεδεμένοι μεταξύ τους, οπότε δικαιολογείται το αποτέλεσμα. Από τα παραπάνω διαγράμματα, συνάγεται ότι μία μικρή αύξηση της χωρητικότητας, κατά 500kWh, ήτοι 12%, μειώνει την απορριπτέα ενέργεια σχεδόν στο μισό και αυξάνει τον συντελεστή χρησιμοποίησης κατά 25%.



Σχήμα 6.20: Συνολική απόκλιση παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας ανά πολιτική

Εικόνα 1

Αντίστοιχα φαινόμενα παρατηρούνται και στη συνολική ενέργεια αποκλίσεων από το πρόγραμμα παραγωγής και στον αριθμό των ωριαίων αποκλίσεων που καταγράφονται. Το γεγονός οφείλεται στο ότι πλέον δεν υπάρχουν αποκλίσεις που σχετίζονταν με την απόρριψη της Φ/Β παραγωγής λόγω πλήρωσης της αποθήκης. Η αποθήκη είναι ικανά μεγαλύτερη, ώστε να μπορεί να αποθηκεύει την Φ/Β παραγωγή και να είναι συνεπής στην προσφορά ενέργειας του δεύτερου δωδεκάωρου. Παράλληλα, παρατηρείται ότι η συνολική ενέργεια των αποκλίσεων μειώνεται και είναι πλέον συγκρίσιμη με την αποθηκευτική ικανότητα. Επιπρόσθετα, ο αριθμός των ωριαίων αποκλίσεων μειώθηκε από τις 330 στις 50.

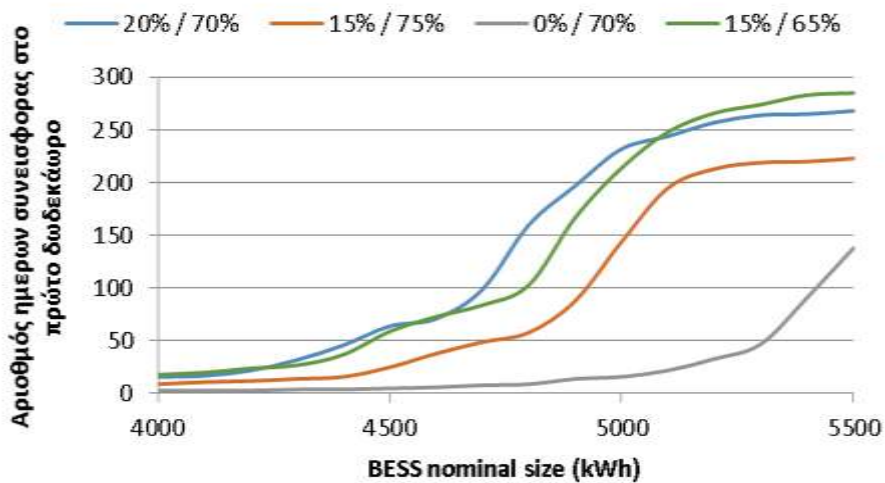


Εικόνα 2: Αριθμός Ωριαίων αποκλίσεων συναρτήσει χωρητικότητας ανά πολιτική

Ενδιαφέρον και σημαντικό παράγοντα αποτελεί και ο αριθμός των ημερών στις οποίες ο σταθμός εντάσσεται κατά το πρώτο δωδεκάωρο, ο οποίος παρουσιάζει δραματική αύξηση. Παρατηρούμε ότι, για χωρητικότητα μπαταριών 4000kWh, είναι ελάχιστες οι ημέρες που ο

σταθμός εντάσσεται στο πρώτο δωδεκάωρο, ενώ για μεγαλύτερη αποθήκη ο σταθμός εντάσσεται συστηματικά και στο πρώτο δωδεκάωρο.

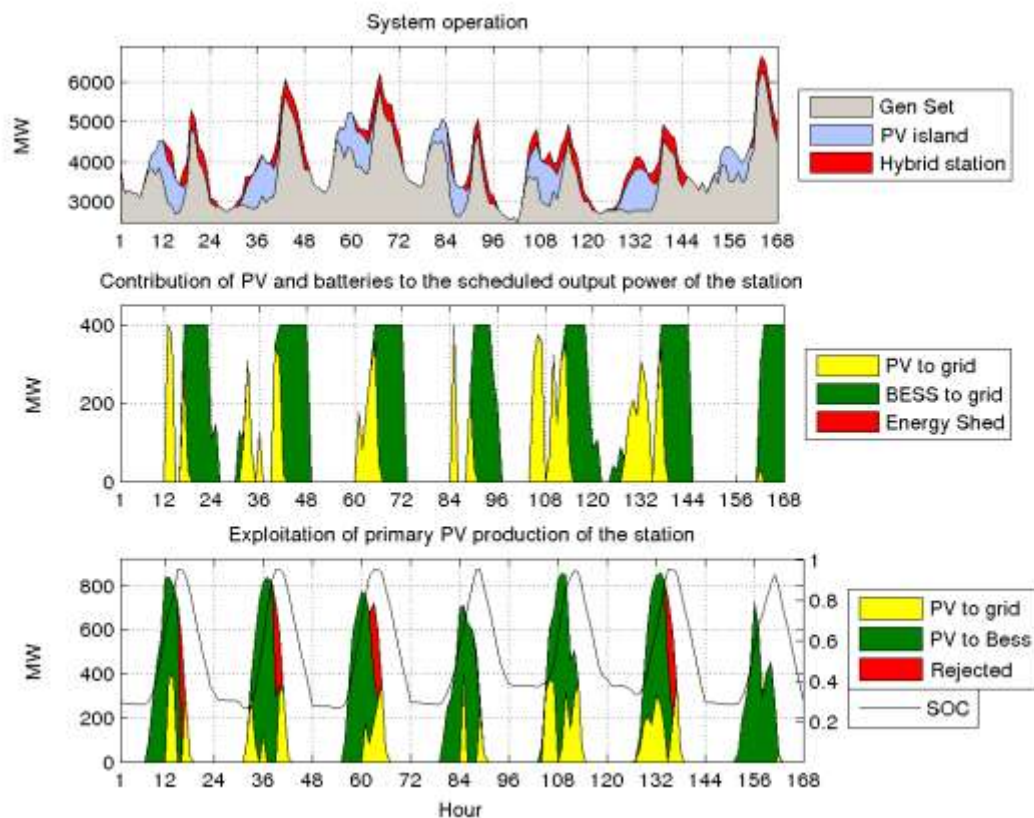
Η αύξηση της χωρητικότητας των μπαταριών επιτρέπει την αποθήκευση της ενέργειας που δεν έχει συνυπολογιστεί στην κατάρτιση της προσφοράς ενέργειας του δεύτερου δωδεκάωρου. Το γεγονός αυτό γίνεται αντιληπτό από τη διαφορά που εμφανίζουν οι καμπύλες, που αντιστοιχούν στον ίδιο συντελεστή ασφαλείας του πρώτου δωδεκάωρου, 15%, και συντελεστή για το δεύτερο 70 % και 75%. Η διαφορά του 5% της αναμενόμενης παραγωγής του δεύτερου δωδεκάωρου, που δεν συνυπολογίζεται στην προσφορά ενέργειας, αποθηκεύεται και προσμετράται στο επόμενο δωδεκάωρο από την αποθηκευμένη ενέργεια των μπαταριών. Αντίστοιχα, προκύπτει ότι ο συντελεστής 15% είναι ικανός, ώστε να εντάσσεται ο σταθμός συχνότερα στο πρόγραμμα κατανομής, όπως αποτυπώνεται στην περίπτωση που αντιστοιχεί στο σενάριο 0% / 70%.



Σχήμα 6.21: Αριθμός ημερών συνεισφοράς στο Α' 12ωρο συναρτήσει χωρητικότητας ανά πολιτική

Το τοπικό ελάχιστο των γραφημάτων, τόσο της απόκλισης από το πρόγραμμα κατανομής όσο και στον αριθμό των ωριαίων αποκλίσεων, συνδέεται με τον αυξανόμενο αριθμό των ημερών που εντάσσεται ο σταθμός. Καταγράφεται μία μικρή αύξηση στην ενέργεια των αποκλίσεων, καθώς αυξάνεται ο αριθμός ένταξης των πρώτων δωδεκάωρων.

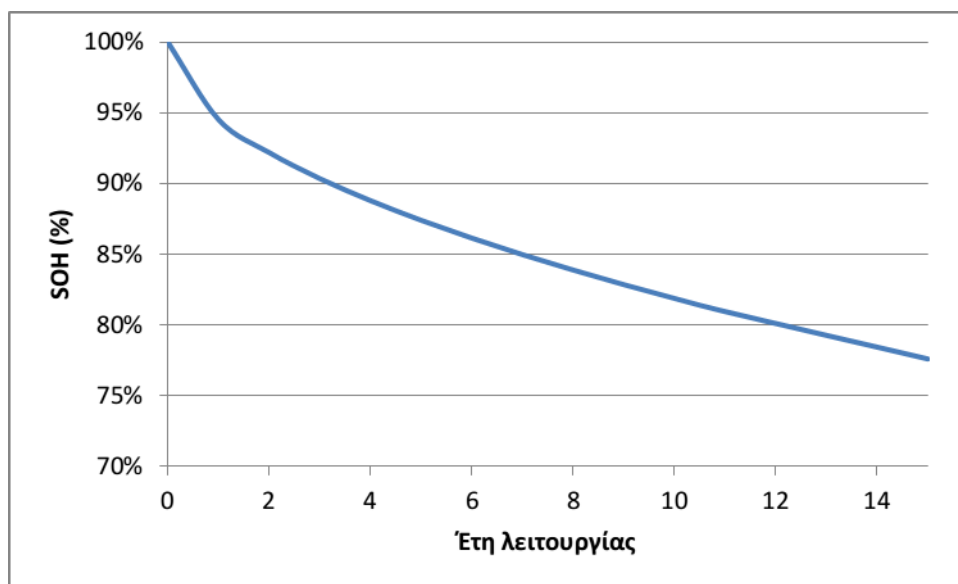
Ενδεικτικά, παραθέτουμε ένα εβδομαδιαίο διάγραμμα λειτουργίας. Από αυτό συμπεραίνεται ότι τις μέρες που ο σταθμός παράγει στο πρώτο δωδεκάωρο, η αποθηκευμένη ενεργεια στην μπαταρία αποτελεί σημαντικό κομμάτι. Επιπλέον, διαπιστώνεται ότι οι απορρίψεις Φ/Β παραγωγής είναι πολύ μικρές.



Σχήμα 6.22: Συντελεστές ασφαλείας 15% / 70% , Χωρητικότητα 5000kWh, Ημέρες 60-66

6.2.6 Επίδραση πολιτικών λειτουργίας στη διάρκεια ζωής των μπαταριών

Σύμφωνα με τη πολιτική λειτουργίας που επιλέχθηκε στις προηγούμενες παραγράφους, παρακάτω παρατίθεται η επίδραση στην διάρκεια ζωής των μπαταριών.



Σχήμα 6.23: Επίδραση πολιτικής στη διάρκεια ζωής των μπαταριών

Οι πολιτικές λειτουργίας που εξετάστηκαν είχαν σαν σκοπό την μέγιστη αξιοποίηση των μπαταριών, για τον λόγο αυτό όλες παρουσιάζουν παρόμοια συμπεριφορά στην διάρκεια

ζψωής των μπαταριών. Η επίδραση των κύκλων και του χρόνου που οι μπαταρίες δεν χρησιμοποιούνται είναι εξίσου σημαντική. Οι μπαταρίες μεγάλο μέρος του έτους δεν χρησιμοποιούνται επομένως η μείωση του SOH λόγω αυτού είναι σημαντική. Στο διάγραμμα φαίνεται ότι το όριο του SOH, 80% παραβιάζεται τον 12χρονο λειτουργίας της μονάδας. Η αντικατάσταση των μπαταριών πρέπει να γίνει εκέينو τον χρόνο. Στη συνέχεια της εργασίας θεωρείται αντικατάσταση των μπαταριών στο 12 έτος.

6.2.7 Συμπεράσματα και επιλογή πολιτικής λειτουργίας.

Στις προηγούμενες παραγράφους, μελετήσαμε τρεις πολιτικές κατάρτισης της προσφοράς ενέργειας.

Σύμφωνα με την πρώτη, η προσφορά ενέργειας για κάθε δωδεκάωρο βασίζεται στην αποθηκευμένη ενέργεια των μπαταριών και την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή με έναν βαθμό ασφαλείας, χωρίς να γίνεται διάκριση ανάμεσα στα δωδεκάωρα. Η προσφορά αυτή οδηγεί σε σημαντικές αποκλίσεις, ακόμα και με μικρό συντελεστή ασφαλείας. Οι αποκλίσεις προέκυπταν κατά πλειονότητα από τα πρώτα δωδεκάωρα κατανομής και ήταν αδύνατο να μειωθούν.

Η δεύτερη πολιτική που μελετήθηκε χρησιμοποιούσε διαφορετικούς συντελεστές ασφαλείας για το κάθε δωδεκάωρο. Μικρότερος συντελεστής ασφαλείας στο πρώτο δωδεκάωρο μειώνει τις αποκλίσεις που παρατηρήθηκαν στην προηγούμενη πολιτική. Ωστόσο, αυξάνοντας το συντελεστή ασφαλείας του δεύτερου δωδεκάωρου, αυξάνονταν και οι απώλειες λόγω απόρριψης Φ/Β παραγωγής.

Κατά την τελευταία πολιτική που μελετήθηκε στην προσφορά του πρώτου δωδεκάωρου, λαμβάνεται υπόψη μόνο η αποθηκευμένη ενέργεια στις μπαταρίες. Για το υπολογισμό της προσφοράς του δεύτερου δωδεκάωρου, συνοπολογίζεται και ένα μέρος της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής του δωδεκάωρου. Η πολιτική καθιστά πρακτικά αδύνατη την ένταξη του σταθμού στο πρώτο δωδεκάωρο κατανομής.

Προκειμένου να ευρεθούν οι ενδεδειγμένοι συντελεστές για κάθε δωδεκάωρο, μελετήθηκε η επίδραση της χωρητικότητας των μπαταριών του σταθμού. Δεδομένου ότι οι αποκλίσεις οφείλονταν σε απορρίψεις της Φ/Β παραγωγής, η αυξημένη χωρητικότητα συνετέλεσε στη μείωση των αποκλίσεων και αναδείχθηκαν τα ξεχωριστά χαρακτηριστικά που έχει η επιλογή συγκεκριμένων συντελεστών.

Η πολιτική, που χρησιμοποιεί μόνο την αποθηκευμένη ενέργεια για το πρώτο δωδεκάωρο, εμφάνισε το μικρότερο συντελεστή χρησιμοποίησης του σταθμού για κάθε χωρητικότητα, οπότε απορρίπτεται.

Η χρήση συντελεστή 65% είχε μειωμένο συντελεστή χρησιμοποίησης κατά 2 μονάδες συγκριτικά με τις άλλες δύο εναλλακτικές. Για συντελεστή 15% στο πρώτο δωδεκάωρο, η χρήση συντελεστή 65% και 75% στο δεύτερο είχαν πανομοιότυπες αποκλίσεις από το πρόγραμμα κατανομής, τόσο στη συνολική ενέργεια, όσο και στον αριθμό των ωριαίων αποκλίσεων, οπότε δεν είναι προτιμητέες.

Οι εναπομείνουσες δύο επιλογές 15% / 75% και 20% / 70% παρουσιάζουν πολύ κοντινό συντελεστή χρησιμοποίησης του σταθμού. Ο αριθμός των δωδεκάωρων, στους οποίους ο

σταθμός εντάσσεται στο πρόγραμμα κατανομής, είναι αυξημένος για το δεύτερο συνδυασμό, παρότι και οι δύο εντάσσονται συστηματικά για παραγωγή στο πρώτο δωδεκάωρο. Κρίσιμο παράγοντα αποτελεί η ενέργεια των απορρίψεων και ο αριθμός των ωριαίων απορρίψεων, που προκύπτει διπλάσιος με τη χρήση του υψηλότερου συντελεστή.

Τα αποτελέσματα της παρούσης καταδεικνύουν ότι η χρήση διαφορετικών συντελεστών για κάθε δωδεκάωρο αποτελεί την καλύτερη επιλογή για την κατάρτιση των προσφορών. Από την ανάλυση των συνδυασμών για τους συντελεστές ασφαλείας, εκείνος που εμφανίζεται να υπερτερεί είναι η χρήση συντελεστή 15% για το πρώτο δωδεκάωρο κατανομής και 75% για το δεύτερο.

Η μείωση των ωριαίων αποκλίσεων, σε συνδυασμό με τη μείωση της συνολικής ενέργειάς τους, μπορεί να θεωρηθεί αποδεκτή.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7. ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΟΥ ΥΒΣ

Στο κεφάλαιο αυτό, περιγράφεται αρχικά ο τρόπος υπολογισμού του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR) και των παραμέτρων της οικονομικής ανάλυσης. Με βάση αυτά, στη συνέχεια, πραγματοποιείται η οικονομική αξιολόγηση των παραμέτρων και η διερεύνηση της βέλτιστης διαστασιολόγησης του σταθμού. Τέλος, πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας του δείκτη IRR ως προς τις παραμέτρους κόστους που έχουν ληφθεί.

7.1 Οικονομική αξιολόγηση του σταθμού

Για τον προσδιορισμό της βέλτιστης διαστασιολόγησης του Υβριδικού Σταθμού, αναπτύχθηκε κατάλληλο μοντέλο οικονομικής αξιολόγησης της επένδυσης. Ο δείκτης, με βάση τον οποίο γίνεται η αξιολόγηση της επένδυσης, είναι ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR).

7.1.1 Υπολογισμός Καθαρών Ταμειακών Ροών (ΚΤΡ)

Η αξιολόγηση επενδύσεων βασίζεται στην έννοια των Καθαρών Ροών (ΚΤΡ). Σε γενικές γραμμές, η ΚΤΡ κάθε έτους ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ των εσόδων της επιχείρησης από τις πωλήσεις (ταμειακές εισροές) και των πληρωμών για τους διάφορους συντελεστές παραγωγής και τη διάθεση των προϊόντων, καθώς επίσης και για την πληρωμή του φόρου εισοδήματος (ταμειακές εκροές). Στη συγκεκριμένη διπλωματική εργασία, υιοθετούνται οι εξής συμβολισμοί για τα οικονομικά μεγέθη κάθε έτους t :

E_t : Τα συνολικά έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο.

$\Lambda\Delta_t$: Οι λειτουργικές δαπάνες του σταθμού που περιλαμβάνουν τα έξοδα Ο&Μ, τα ασφαλιστικά κόστη και τα μισθολογικά κόστη.

A_t : Οι προβλεπόμενες αποσβέσεις για την επένδυση.

$ΟΤΑ_t$: Το ειδικό τέλος που πληρώνει ο ιδιοκτήτης του σταθμού ΑΠΕ στον Οργανισμό Τοπικής Αυτοδιοίκησης (ΟΤΑ) κάθε χρόνο.

$\Phi\Sigma$: Ο φορολογικός συντελεστής για τον υπολογισμό του φόρου εισοδήματος.

T_t : Ο τόκος που καταβάλλεται ετησίως λόγω ύπαρξης δανειακών κεφαλαίων.

X_t : Το χρεολύσιο που καταβάλλεται για την απόσβεση των δανειακών κεφαλαίων.

Με βάση τους παραπάνω συμβολισμούς, οι ΚΤΡ του σταθμού για κάθε έτος t υπολογίζονται με την εφαρμογή της εξίσωσης:

$$ΚΤΡ_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A_t - T_t - ΟΤΑ_t) * (1 - \Phi\Sigma) + A_t - X_t$$

Πρέπει να σημειωθεί ότι η παραπάνω εξίσωση ισχύει εάν το δανειακό κεφάλαιο δεν έχει συνεκτιμηθεί στο αρχικό κόστος της επένδυσης K_0 , πρακτική που ακολουθείται στην

παρούσα εργασία. Στην περίπτωση που το δανειακό κεφάλαιο συνεκτιμάται στο K_0 , τότε οι τόκοι πρέπει να προστεθούν στις ΚΤΡ, μολονότι αποτελούν πραγματικές ταμειακές εκροές, σε αντίθεση με τις αποσβέσεις, όπως φανερώνει η επόμενη εξίσωση. Τέλος, στην περίπτωση που η επένδυση πραγματοποιείται εξολοκλήρου με ίδια κεφάλαια και δεν υπάρχει δανεισμός, τότε στην επόμενη εξίσωση παραλείπεται ο όρος T_t .

$$ΚΤΡ_t = (E_t - \Delta\Delta_t - A_t - T_t - \Theta T A_t) * (1 - \Phi\Sigma) + A_t + T_t$$

7.1.2 Υπολογισμός Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR)

Ο δείκτης IRR (Internal Rate of Return) είναι εκείνη η τιμή του επιτοκίου αναγωγής σε παρούσα αξία, που καθιστά την Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) της επένδυσης, για τη διάρκεια οικονομικής αξιολόγησής της, ίση με το μηδέν. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης εκφράζει την απόδοση του κεφαλαίου της αρχικής επένδυσης κατά τη διάρκεια του οικονομικού κύκλου ζωής της. Συνεπώς, ο IRR της επένδυσης προσδιορίζεται από τη λύση της εξίσωσης:

Εάν $NPV(k)=0$, τότε $IRR=k$

Ανάλογα με την προκύπτουσα τιμή του IRR και την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων του επενδυτή (k), αξιολογείται η επένδυση. Στην περίπτωση που αξιολογείται ένα μόνο επενδυτικό σχέδιο, ισχύουν τα εξής:

- Εάν $IRR > k$, το επενδυτικό σχέδιο μπορεί να επιλεγεί.
- Εάν $IRR < k$, το επενδυτικό σχέδιο απορρίπτεται.
- Εάν $IRR = k$, υπάρχει αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή την απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου (οριακή κατάσταση).

Πρέπει να σημειωθεί ότι η ύπαρξη και αρνητικών ΚΤΡ ενδέχεται να οδηγήσει σε παραπάνω από σε περισσότερους του ενός IRR για το ίδιο επενδυτικό σχέδιο. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι έχουμε αρνητικό NPV. Στην παρούσα εργασία, έχουμε εξασφαλίσει ότι οι αρνητικοί IRR αντικατοπτρίζουν τον εκάστοτε NPV. Η παρουσία αρνητικών IRR υποδεικνύει για την επένδυση ότι δεν είναι οικονομικά βιώσιμη υπό τις συγκεκριμένες παραμέτρους. Στις επόμενες ενότητες, παρά το γεγονός ότι εμφανίζονται αρνητικοί IRR, που υποδηλώνουν μη βιωσιμότητα της επένδυσης, χρησιμοποιούνται παρά ταύτα ως μέτρο σύγκρισης μεταξύ των διαφορετικών διαστασιολογήσεων για να επιλεγεί η βέλτιστη.

7.1.3 Οικονομικές Παράμετροι Αξιολόγησης ΥΒΣ

Ως κύριος δείκτης για την οικονομική αξιολόγηση των επενδύσεων των σταθμών ΑΠΕ, χρησιμοποιείται ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR), όπως αναλύθηκε στις προηγούμενες παραγράφους. Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης υπολογίζεται ως προς τα ίδια κεφάλαια, λαμβάνοντας υπόψη το πρόσθετο επενδυτικό κόστος στο 12^ο έτος, που αφορά στην αντικατάσταση των μπαταριών. Η υπολειμματική αξία, τόσο των αρχικών όσο και των νέων μπαταριών, θεωρείται μηδενική στο τέλος της περιόδου αξιολόγησης λόγω της πτώσης των τιμών τους.

Οι οικονομικές παράμετροι για την οικονομική αξιολόγηση του εξεταζόμενου ΥΒΣ είναι οι ακόλουθοι:

- Περίοδος αξιολόγησης 20 έτη
- Φορολογικός Συντελεστής 25 %
- Απόσβεση γραμμική διάρκειας 20 ετών για την εγκατάσταση και για τις μπαταρίες ανάλογη του χρόνου χρήσης
- Σχήμα Χρηματοδότησης: Συμμετοχή ιδίων κεφαλαίων 25% , Δανειακά κεφάλαια 75% για την αρχική επένδυση, Ίδια κεφάλαια για το κόστος της αντικατάστασης των μπαταριών
- Επιτόκιο Δανεισμού 8%
- Περίοδος Αποπληρωμής δανείου 15 έτη

Το θεωρούμενο επενδυτικό κόστος για τον Φ/Β θεωρείται 1,100 €/kW, συμπεριλαμβανομένου και του κόστους της διασύνδεσης με το δίκτυο. Το επενδυτικό κόστος των μπαταριών θεωρείται 400 €/kWh και 300 €/kW, το οποίο συμπεριλαμβάνει κόστος διασύνδεσης και βοηθητικών συστημάτων των μπαταριών.

Η τιμολόγηση της ενέργειας πραγματοποιείται ως εξής:

- Τιμή παραγόμενης ενέργειας από ελεγχόμενες μονάδες: 260 €/MWh
- Τιμή απορροφούμενης από το δίκτυο ενέργειας: 127.5 €/MWh
- Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τα Φ/Β των ΥΒΣ: 100 €/MWh. Η Φ/Β ενέργεια που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο, υποκαθιστώντας προγραμματισμένη παραγωγή των ελεγχόμενων μονάδων, τιμολογείται δε κατά το ήμισυ στην τιμή διάθεσης της ενέργειας των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής (260 €/MWh) και κατά το υπόλοιπο ήμισυ στη συνήθη τιμή διάθεσης της Φ/Β παραγωγής (100 €/MWh). Η θεώρηση αυτή οδηγεί σε μεσοσταθμική τιμολόγηση 180 €/MWh για την απευθείας εγχέομενη στο δίκτυο Φ/Β παραγωγή μέσω υποκατάστασης της προγραμματισμένης παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων των υβριδικών σταθμών.
- Τιμή διαθεσιμότητας ισχύος των ΥΒΣ: 188.4 €/MW/έτος.

Σύμφωνα με τον κώδικα, προκειμένου ο σταθμός να λαμβάνει αποζημίωση διαθεσιμότητας, πρέπει να έχει την δυνατότητα παροχής 8 ωρών στην εγγυημένη ισχύ του σταθμού και να διαθέτει απόθεμα ασφαλείας δίωρης παροχής της εγγυημένης ισχύος. Για διαστασιολογήσεις όπου η χωρητικότητα των μπαταριών δεν πληροί την παραπάνω απαίτηση του κώδικα, ο σταθμός λαμβάνει κλασματική αποζημίωση ισχύος για το μέρος της ονομαστικής ισχύος, που καλύπτονται οι απαιτήσεις του διαχειριστή. Το απόθεμα ασφαλείας υπολογίζεται με βάση την εγγυημένη ισχύ, αυτή δηλαδή για την οποία αποζημιώνεται.

Επιπλέον, μπορεί να συνυπολογιστεί και το πρόστιμο ενέργειας, για την ενέργεια των αποκλίσεων, σύμφωνα με τον κώδικα.

$$\text{Πρόστιμο} = (Q_{\text{κατανομής}} - Q_{\text{αποδιδόμενου}}) * \text{ΜΟΚ}_{\{\alpha\kappa\rho\iota\beta\,\mu\omicron\nu\}} * 1.2,$$

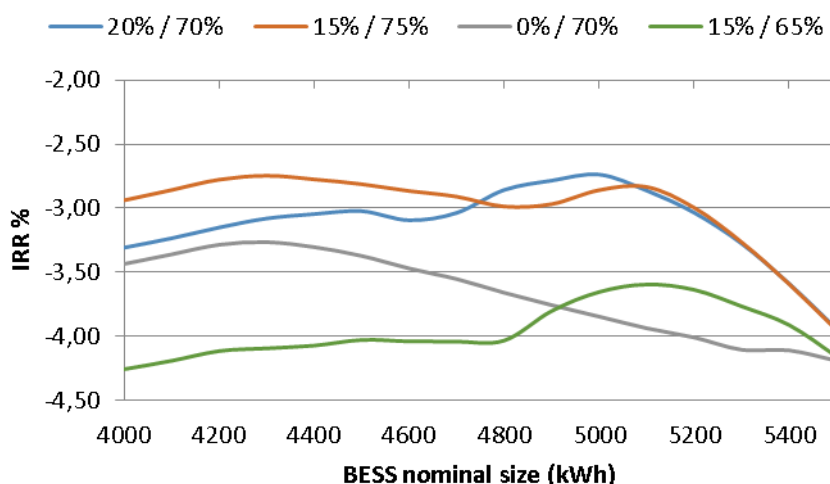
δηλαδή η χρέωση της μη αποδιδόμενης ενέργειας του σταθμού, τιμολογείται με βάση το Μέσο Οριακό Κόστος της ακριβότερης μονάδας που ήταν σε παραγωγή εκείνη την ώρα προσαυξημένο κατά 20%. Εδώ θεωρούμε ότι η ακριβότερη μονάδα είναι ο ίδιος ο σταθμός και ως εκ τούτου η τιμολόγηση γίνεται στην τιμή της ενέργειας, που αποζημιώνονται οι ελεγχόμενες μονάδες του σταθμού, προσαυξημένη κατά 20%, ήτοι 312 euro/kWh.

7.2 Οικονομική αξιολόγηση Πολιτικών

Στην παράγραφο αυτή, διεξάγεται η αξιολόγηση των πολιτικών λειτουργίας, που εξετάστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, ώστε να διαπιστωθεί αν είναι οικονομικά βέλτιστη η επιλογή που αποφασίστηκε. Η οικονομική αξιολόγηση των πολιτικών θα γίνει για δύο εγγυημένες τιμές του σταθμού, προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι η πολιτική είναι βέλτιστη για κάθε εγγυημένη ισχύ.

7.2.1 Οικονομική αξιολόγηση πολιτικών για εγγυημένη ισχύ 400kW

Στο προηγούμενο κεφάλαιο, εξετάσαμε την επίδραση που έχει η ικανότητα αποθήκευσης των μπαταριών στα ετήσια ενεργειακά και λειτουργικά χαρακτηριστικά του ΥΒΣ, προκειμένου να επιλεγεί ο κατάλληλος συνδυασμός. Στην ενότητα αυτή, εξετάζουμε τους ίδιους συνδυασμούς, προκειμένου να διερευνήσουμε την επίπτωση τους στα οικονομικά μεγέθη.



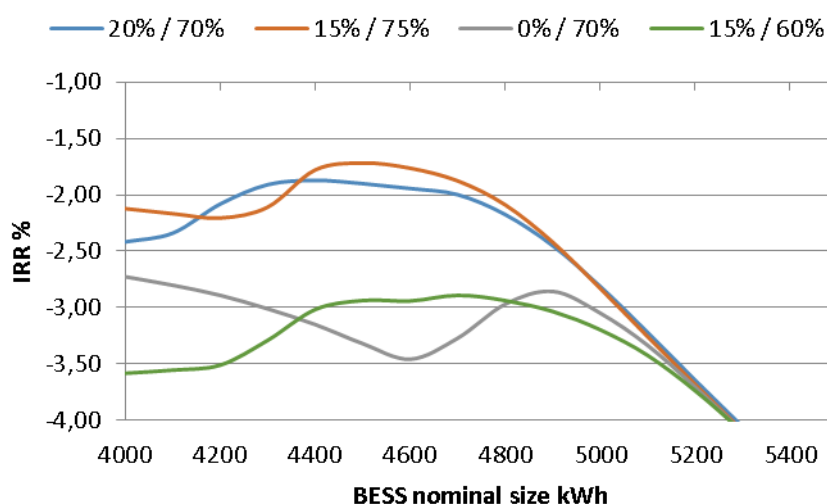
Σχήμα 7.1: Οικονομική Ανάλυση Πολιτικών λειτουργίας για ονομαστική ισχύ 400kW

Από την οικονομική αξιολόγηση των διαστασιολογήσεων, που εξετάστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, διαπιστώνεται η συσχέτιση του συντελεστή χρησιμοποίησης του σταθμού με τον IRR. Η επιλογή των συντελεστών 15% / 70% για την κατάρτιση των προσφορών έχει τον υψηλότερο IRR για το μεγαλύτερο εύρος της χωρητικότητας.

Παρατηρούμε επίσης ότι ο IRR δεν μεταβάλλεται σημαντικά για κάθε καμπύλη μέχρι τη χωρητικότητα των 5000 kWh. Το γεγονός αυτό συνηγορεί στο ότι το κόστος της αύξησης της χωρητικότητας των μπαταριών αντισταθμίζεται οριακά από τα επιπρόσθετα ενεργειακά έσοδα του σταθμού. Αντίθετα, για μεγαλύτερη χωρητικότητα μπαταριών από τις 5100kWh, αυτό δεν ισχύει.

7.2.2 Οικονομική αξιολόγηση πολιτικών για εγγυημένη ισχύ 350kW

Μία από τις παραμέτρους της βέλτιστης διαστασιολόγησης αποτελεί και η βέλτιστη εγγυημένη ισχύς. Για τον λόγο αυτό, οφείλουμε να είμαστε βέβαιοι ότι η κατάλληλη πολιτική λειτουργίας και οι αντίστοιχοι συντελεστές δεν αλλάζουν ανάλογα με την εγγυημένη ισχύ του σταθμού, γεγονός που μας οδηγεί στη μελέτη της επίδρασης του IRR συναρτήσεως των συντελεστών ασφαλείας για διάφορες χωρητικότητες του σταθμού για εγγυημένη ισχύ 350kW.



Σχήμα 7.2: Οικονομική Ανάλυση Πολιτικών λειτουργίας για ονομαστική ισχύ 350kW

Από το γράφημα του IRR για εγγυημένη ισχύ 350kW, μπορεί να εξαχθεί ότι η οικονομική απόδοση αυξήθηκε σημαντικά, κατά μία τουλάχιστον μονάδα, γεγονός που μας προδιαθέτει θετικά για τη συνέχεια της διαστασιολόγησης.

Οι καμπύλες διατηρούν παρόμοια μορφή και σχέση μεταξύ τους με εξαίρεση την πράσινη, που αντιπροσωπεύει την προσφορά με μηδενική συνεισφορά Φ/Β παραγωγής στην κατάρτιση του πρώτου δωδεκάωρου κατανομής. Το διάστημα κατά το οποίο η μπλε καμπύλη είναι πάνω από την κόκκινη είναι μικρότερο, όπως επίσης και η διαφορά τους σε εκείνη την περιοχή.

Παράλληλα, διαπιστώνεται η μετατόπιση όλων των καμπυλών προς μικρότερες τιμές χωρητικότητας. Το σημείο από το οποίο και μετά ο IRR μειώνεται μετατοπίστηκε στις 4800 kWh.

7.2.3 Συμπεράσματα Οικονομικής Αξιολόγησης Πολιτικών

Η πολιτική, που επιλέχθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, αποφέρει το βέλτιστο οικονομικό αποτέλεσμα. Επιπρόσθετα, μελετήθηκε η οικονομική απόδοση του σταθμού σε διαφορετική ονομαστική ισχύ για τις ίδιες πολιτικές και παρατηρήθηκε ότι τα αποτελέσματα μένουν ποιοτικά αναλλοίωτα. Επομένως, η χρήση της πολιτικής με διαφορετικούς συντελεστές αξιοποίησης της προσφοράς ενέργειας σε κάθε δωδεκάωρο είναι η βέλτιστη. Πιο συγκεκριμένα, η χρήση συντελεστή 15% για τη συμμετοχή της αναμενόμενης Φ/Β

παραγωγής στο πρώτο δωδεκάωρο και αντίστοιχα συντελεστή 75% για το δεύτερο δωδεκάωρο αποδίδουν βέλτιστα στις χρονοσειρές του συστήματος Καρπάθου-Κάσου.

7.3 Διερεύνηση Βέλτιστης Διαστασιολόγησης ΥΒΣ

Ο Υβριδικός σταθμός, που μελετάται στην παρούσα εργασία, αποτελείται από μία φωτοβολταϊκή εγκατάσταση και μία αποθηκευτική διάταξη, αποτελούμενη από συσσωρευτές τεχνολογίας ιόντων λιθίου, τύπου LiFePO_4 . Η ηλεκτρική διαμόρφωση του σταθμού που επιλέχθηκε αποτελείται από δύο ανεξάρτητα τμήματα, τα οποία συναποτελούν τον ΥΒΣ. Έχει γίνει η θεώρηση ότι η ονομαστική ισχύς των μπαταριών είναι ίδια με την εγκατεστημένη ισχύ της Φ/Β εγκατάστασης, προκειμένου να καθίσταται εφικτή η αποθήκευση της παραγόμενης φωτοβολταϊκής ενέργειας σε συνθήκες ονομαστικής παραγωγής. Οι παράμετροι, που περιγράφουν το σταθμό και αποτελούν μεγέθη προς διαστασιολόγησή του, είναι συνεπώς η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς του ΥΒΣ, η χωρητικότητα της αποθηκευτικής διάταξης και η ονομαστική ισχύς του σταθμού.

Στην ενότητα αυτή, διεξάγεται παραμετρική διερεύνηση της βέλτιστης διαστασιολόγησης του σταθμού. Δεδομένου ότι τα μεγέθη που πρέπει να προσδιοριστούν είναι τρία, θεωρούμε την ονομαστική ισχύ του σταθμού δεδομένη και με πολλαπλές προσομοιώσεις επιχειρούμε να καταλήξουμε στη βέλτιστη διαστασιολόγηση του ΥΒΣ.

7.3.1 Βέλτιστη διαστασιολόγηση για ονομαστική ισχύ 400kW

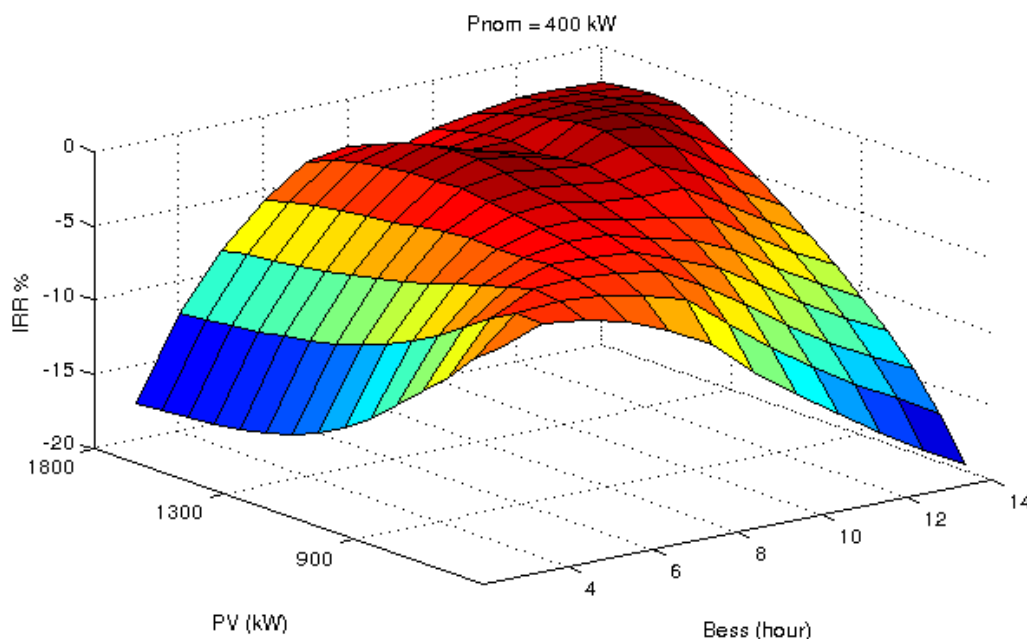
Για τους συνδυασμούς, όπου η χωρητικότητα των μπαταριών καλύπτει οκτώ ώρες παροχής ονομαστικής ισχύος, εγγυημένη ισχύς θεωρείται η ονομαστική. Για μικρότερης χωρητικότητας διατάξεις αποθήκευσης, θεωρούμε ότι ο ΥΒΣ τιμολογείται με κλασματική αποζημίωση της ονομαστικής ισχύος και η εγγυημένη ισχύς ορίζεται από την ισχύ, για την οποία καλύπτεται η απαίτηση της οκτάωρης παροχής. Η εγγυημένη ισχύς καθορίζει τόσο τα ενεργειακά έσοδα του σταθμού, όσο και το εγγυημένο απόθεμα ασφαλείας, που οφείλει να τηρεί ο σταθμός.

Στον υπολογισμό της ονομαστικής χωρητικότητας των μπαταριών, συνυπολογίζεται ο βαθμός απόδοσης εκφόρτισης του συστήματος 85%. Για ονομαστική ισχύ 400kW και αποθηκευτική ικανότητα 10 ωρών, χάριν παραδείγματος, η συνολική χωρητικότητα του συστήματος λαμβάνεται ίση με $400 \cdot 10 / 0.85 = 4700 \text{ kWh}$.

Η πολιτική κατάρτισης προσφορών που χρησιμοποιείται είναι εκείνη που επιλέχθηκε στις προηγούμενες ενότητες με ξεχωριστούς συντελεστές ασφαλείας για κάθε δωδεκάωρο. Ο συντελεστής ασφαλείας για την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή του πρώτου δωδεκάωρου κατανομής είναι 15% και για την κατάρτιση της προσφοράς του δεύτερου δωδεκάωρου χρησιμοποιείται συντελεστής 75%. Σε κάθε δωδεκάωρο, συνυπολογίζεται μαζί με την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή με την χρήση των συντελεστών που αναφέρθηκαν και η αποθηκευμένη ενέργεια στην μπαταρία. Σε κάθε περίπτωση, εξαιρείται το εγγυημένο απόθεμα ασφαλείας από την προσφορά ενέργειας

Παρακάτω παρατίθενται τα αποτελέσματα των παραμετρικών προσομοιώσεων με ονομαστική ισχύ ΥΒΣ τα 400kW. Η διερεύνηση έχει πραγματοποιηθεί για αποθηκευτική

ικανότητα 2 έως 14 ωρών παροχής της ονομαστικής ισχύος, με βήμα μίας ώρας. Το εύρος της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος ήταν από 400kW έως 1800kW, με βήμα 100kW.



Σχήμα 7.3: Παραμετρική ανάλυση διαστασιολόγησης για ονομαστική ισχύ 400kW

Οι συνδυασμοί που αφορούν πολύ μικρές τιμές, τόσο για τη χωρητικότητα της αποθηκευτικής διάταξης όσο και για μικρές τιμές εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος, δεν αποτελούν αντικείμενο μελέτης. Οι διαστασιολογήσεις αυτές οριοθετούν την περιοχή αναζήτησης της βέλτιστης διαστασιολόγησης.

Παρατηρούμε δε ότι οι διαστασιολογήσεις με αποθηκευτική ικανότητα μικρότερη από 8ωρο, συγκριτικά με το βέλτιστο IRR της παραμετρικής ανάλυσης, δεν παρουσιάζουν ικανοποιητικούς IRR. Το γεγονός αυτό σηματοδοτεί ότι η επιλογή της κλασματικής αποζημίωσης δεν ενέχει κάποιο οικονομικό κίνητρο, ώστε να υιοθετηθεί από το συγκεκριμένο σταθμό. Αυτό που παρατηρείται στα δεύτερα δωδεκάωρα, κατά τα οποία η ονομαστική ισχύς του σταθμού είναι μεγαλύτερη από την εγγυημένη, είναι ότι η προσφορά ενέργειας του σταθμού εντάσσεται για κατανομή στη βραδινή αιχμή και απομακρύνεται από τις ώρες παραγωγής των Φ/Β.

Στις διαστασιολογήσεις, που αφορούν μικρή εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β περί τα 500kW - 400kW και αποθηκευτική ικανότητα 2 έως 4 ώρες ονομαστικής παροχής, εντοπίζεται μία μικρή αύξηση του IRR σε σχέση με τις υπόλοιπες ακραίες διαστασιολογήσεις. Στην περιοχή αυτή, εμφανίζονται πολύ μεγάλες αποκλίσεις, 5-7%, ενώ παράλληλα το συνολικό κόστος της επένδυσης είναι πολύ μικρό λόγω της μικρής χωρητικότητας. Ο σταθμός επωφελείται από τις υψηλές τιμές πώλησης ενέργειας, που εξασφαλίζει ένας υβριδικός σταθμός. Στον αντίποδα όμως, η απόκλιση από το πρόγραμμα παραγωγής είναι απαγορευτική. Οι συνδυασμοί αυτοί, για τη συγκεκριμένη ονομαστική ισχύ, που εξετάζουμε στο πλαίσιο της παρούσης, δεν προκρίνονται.

Τα σημεία, που παρουσιάζουν αυξημένο ενδιαφέρον, εντοπίζονται για εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β 1400kW και αποθηκευτική ικανότητα 8, 11 και 12 ωρών. Τα σημεία αυτά δίδουν το καλύτερο IRR στην παραμετρική ανάλυση.

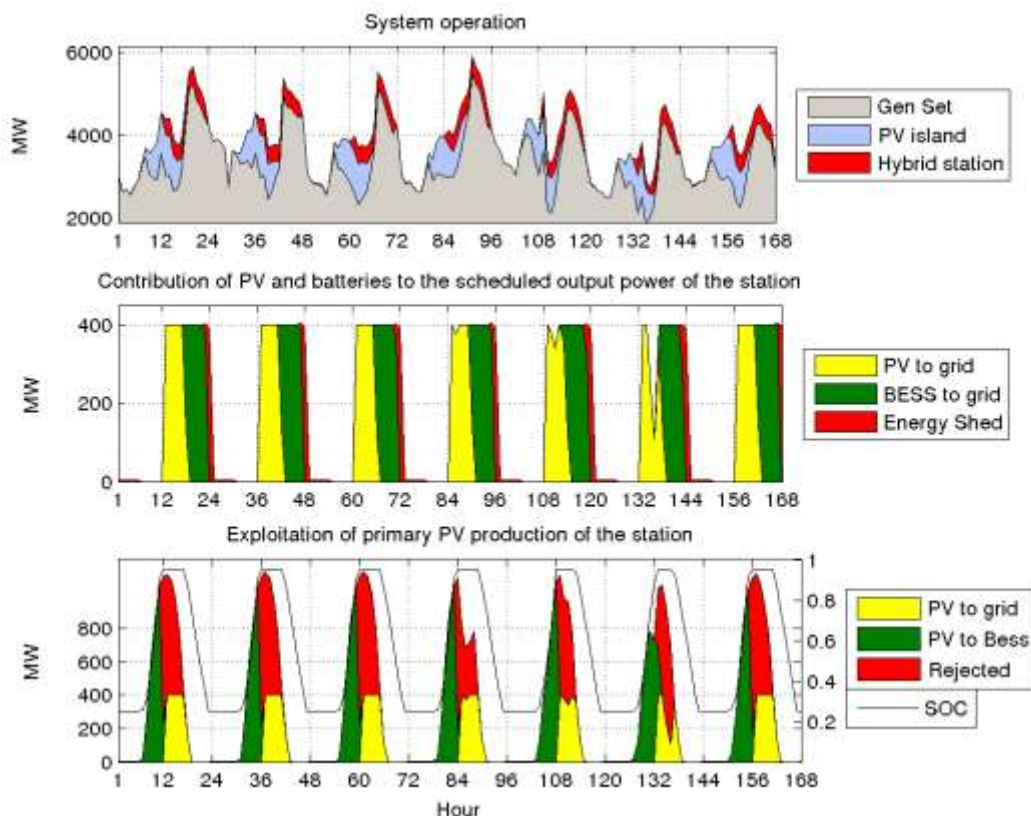
Πίνακας 11: Σημεία τοπικού μεγίστου IRR

Χωρητικότητα μπαταριών (h)	8	11	12
Απευθείας έγχυση Φ/Β (%)	33.86	41.09	42.46
Συντελεστής χρησιμοποίησης (%)	40.4	51.1	54.6
IRR (%)	-0.98	-0.92	-0.89
Απόρριψη Φ/Β (%)	25.6	9.5	4.2
Ημέρες παραγωγής στο Α' δωδεκάωρο	8	239	300
Απόκλιση από πρόγραμμα κατανομής (MWh)	190.0	13.3	12.0

Από τον παραπάνω πίνακα συμπεραίνεται ότι η διαστασιολόγηση με την 8ωρη αποθήκη υστερεί σημαντικά στη λειτουργία. Αναλυτικότερα, παρουσιάζει σημαντικές αποκλίσεις από το πρόγραμμα κατανομής, συγκριτικά με τις άλλες δύο, όπως επίσης και μεγαλύτερη απόρριψη Φ/Β παραγωγής.

Το γεγονός ότι η διαστασιολόγηση με την 8ωρη αποθηκευτική ικανότητα παρουσιάζει μεγάλες αποκλίσεις από το πρόγραμμα κατανομής δεν αποτελεί έκπληξη. Η συγκεκριμένη διαστασιολόγηση δεν απέχει πολύ από εκείνες που εξετάσαμε για την εύρεση της βέλτιστης πολιτικής. Η διαφορά έγκειται στην αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος, κατά 40%. Η μεγαλύτερη εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς αυξάνει τις προσφορές ενέργειας για το δεύτερο 12ωρο, οπότε συντελεί στην ένταξη του σταθμού στο πρόγραμμα παραγωγής για περισσότερες ώρες, καθώς αποδίδει περισσότερη ενέργεια και αυξάνεται η δυνατότητα απευθείας έγχυσης από τα Φ/Β. Για τον λόγο αυτό, αυξάνονται τα ενεργειακά έσοδα του σταθμού.

Παράλληλα, αυξάνονται και οι απορρίψεις σημαντικά. Το πρώτο δωδεκάωρο ο σταθμός δεν εντάσσεται για παραγωγή, παρά μόνο 8 ημέρες το χρόνο, οπότε η Φ/Β παραγωγή του πρώτου δωδεκαώρου αποθηκεύεται στις μπαταρίες του σταθμού, με αποτέλεσμα η στάθμη φόρτισής τους να είναι πολύ υψηλή στην αρχή του δευτέρου δωδεκαώρου. Ως άμεσες συνέπειες επιφέρονται το μεγάλο ποσοστό απόρριψης Φ/Β παραγωγής και οι μεγάλες αποκλίσεις από το πρόγραμμα κατανομής.

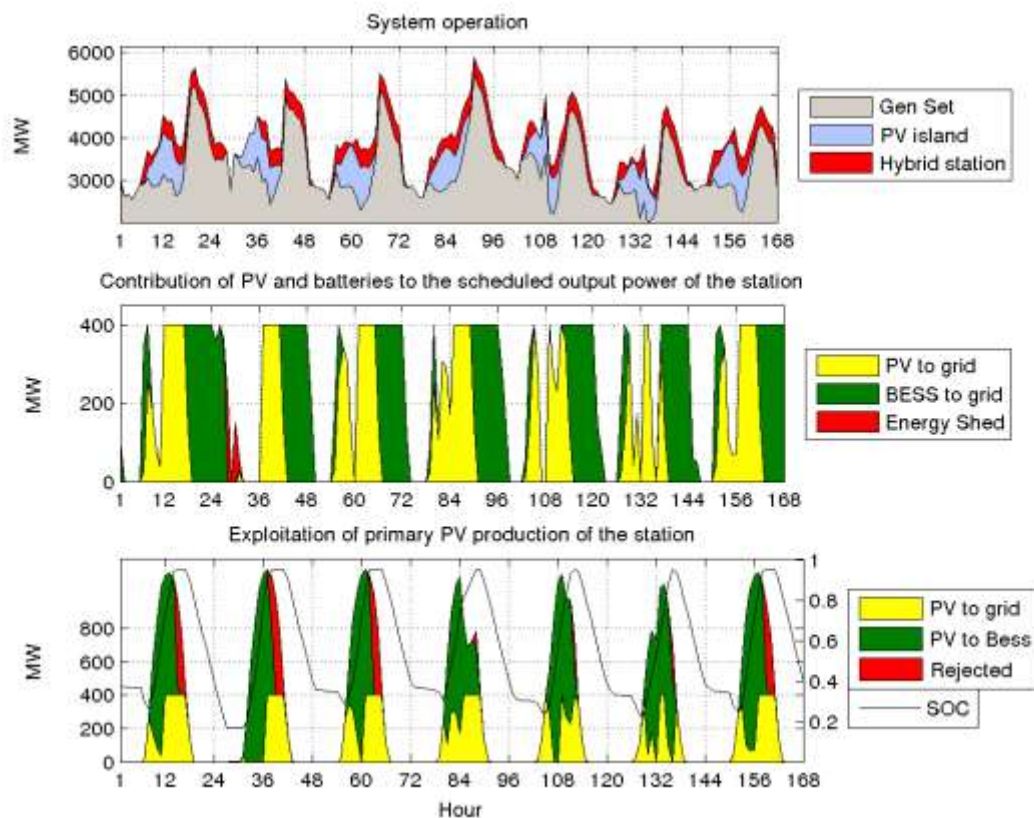


Σχήμα 7.4: Φ/Β 1400kW, ονομαστική ισχύς 400kW , 8ώρες αποθήκη, Ημέρες 80-86

Τα συμπεράσματα για τη συγκεκριμένη διαστασιολόγηση είναι ευδιάκριτα από το παραπάνω εβδομαδιαίο διάγραμμα λειτουργίας. Από αυτό προκύπτει ότι οι απορρίψεις της Φ/Β παραγωγής είναι πολύ μεγάλες λόγω πλήρωσης της αποθήκης στο πρώτο δωδεκάωρο, κατά το οποίο ο σταθμός δεν εντάσσεται. Οι απορρίψεις αυτές συνεπάγονται και αποκλίσεις από το πρόγραμμα κατανομής στο τέλος του δευτέρου δωδεκάωρου. Παρατηρείται ακόμη ότι σημαντικό μέρος της προγραμματισμένης παραγωγής προέρχεται από απευθείας έγχυση Φ/Β ενέργειας.

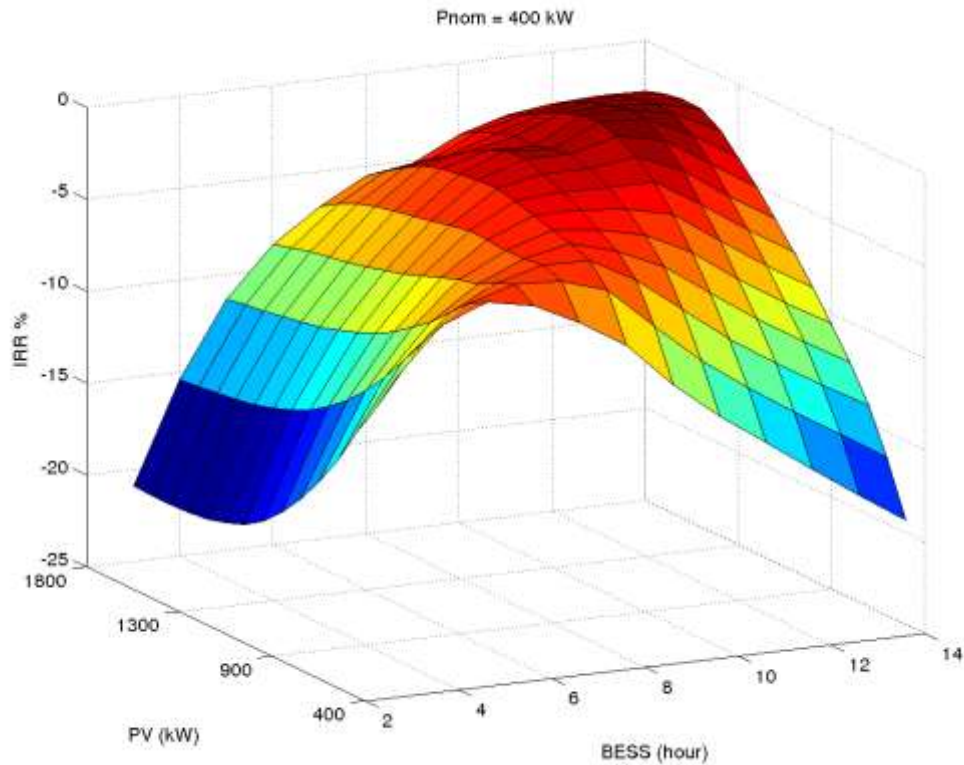
Αντίθετα, στην περίπτωση όπου η αποθηκευτική ικανότητα αυξηθεί στις 12 ώρες παροχής της ονομαστικής ισχύος του σταθμού, επιτυγχάνεται πιο ισορροπημένη και συνεχής λειτουργία του σταθμού. Η συνολική ενέργεια των αποκλίσεων έχει μειωθεί σημαντικά στις 12MWh το έτος, μέγεθος που αντιπροσωπεύει ένα ελάχιστο κλάσμα της ενέργειας κατανομής και πρακτικά μπορεί να θεωρηθεί αμελητέο. Επίσης, ο σταθμός εντάσσεται συστηματικά για παραγωγή στο πρώτο δωδεκάωρο κατανομής. Οι απορρίψεις της Φ/Β ισχύος έχουν μειωθεί και είναι ίσες με το 5% της δυνατής Φ/Β παραγωγής ετησίως.

Όπως αποτυπώνεται και στο εβδομαδιαίο διάγραμμα, που ακολουθεί για την διαστασιολόγηση αυτή, η λειτουργία του σταθμού είναι ομοιόμορφη χωρίς αποκλίσεις από το πρόγραμμα κατανομής και δίχως σημαντικές απορρίψεις πρωτογενούς Φ/Β παραγωγής.



Σχήμα 7.5: Παραμετρικό με 1400kW Φ/Β, 12ώρης αποθήκης και ονομαστική ισχύς Σταθμού 400kW, Ημέρες 80-86

Προκειμένου να υπάρχει πιο ξεκάθαρη εικόνα στον υπολογισμό του IRR, οι απώλειες τιμολογούνται σύμφωνα με τον κώδικα, όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενη ενότητα. Στο παρακάτω διάγραμμα, απεικονίζεται ο νέος δείκτης IRR. Πλέον εντοπίζεται ένα μέγιστο στα αποτελέσματα των παραμετρικών προσομοιώσεων, αυτό με την 12ωρη αποθηκευτική ικανότητα. Το τοπικό μέγιστο, που λαμβάναμε προηγουμένως, έχει εξαφανιστεί λόγω της τιμολόγησης των αποκλίσεων που εφαρμόσαμε. Παράλληλα, διαπιστώνεται ότι όσο μεγαλύτερη είναι η χωρητικότητα της διάταξης αποθήκευσης, τόσο καλύτερο το οικονομικό αποτέλεσμα. Για αποθηκευτικές διατάξεις μεγαλύτερες των 12ωρών, μειώνεται ο IRR καθώς αυξάνεται το κόστος του σταθμού, αλλά δεν αντισταθμίζεται με πρόσθετα ενεργειακά έσοδα.

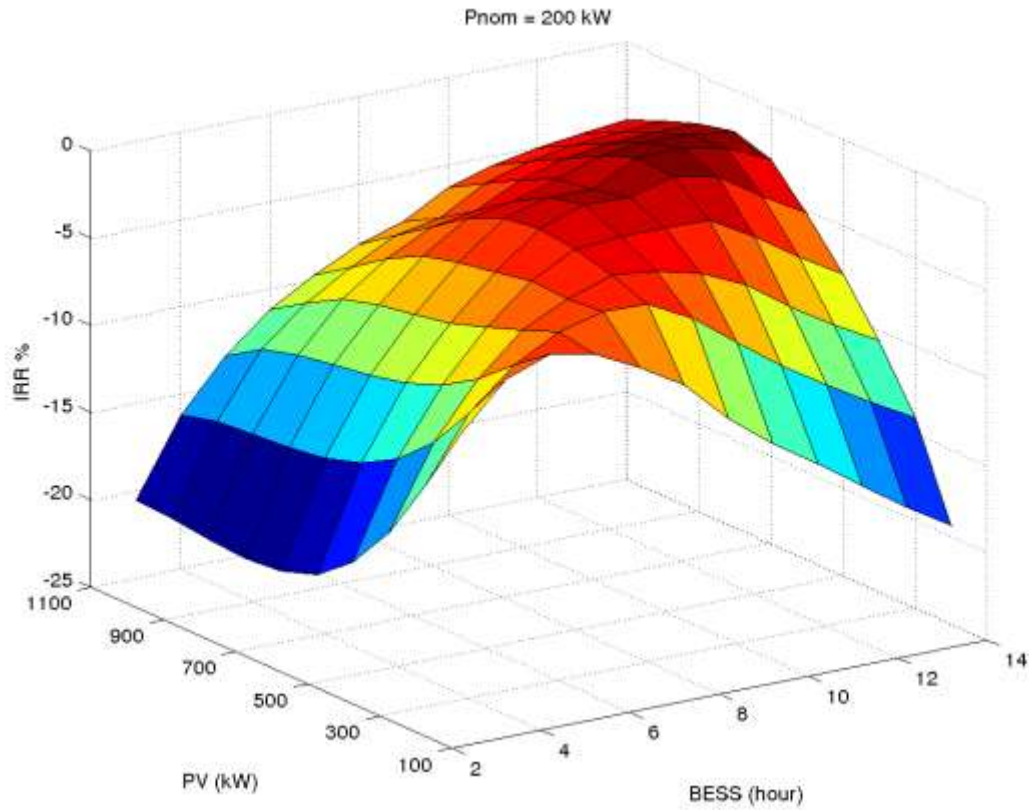


Σχήμα 7.6: Παραμετρική ανάλυση διαστασιολόγησης για ονομαστική ισχύ 400kW, συνυπολογισμό προσιμών

Η βέλτιστη διαστασιολόγηση του σταθμού για ονομαστική ισχύ 400kW προκύπτει για εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β 1400kW και για ικανότητα παροχής ονομαστικής ισχύος από τις μπαταρίες για 8 ώρες. Η διαστασιολόγηση αυτή έχει εσωτερικό βαθμό απόδοσης -1.11%

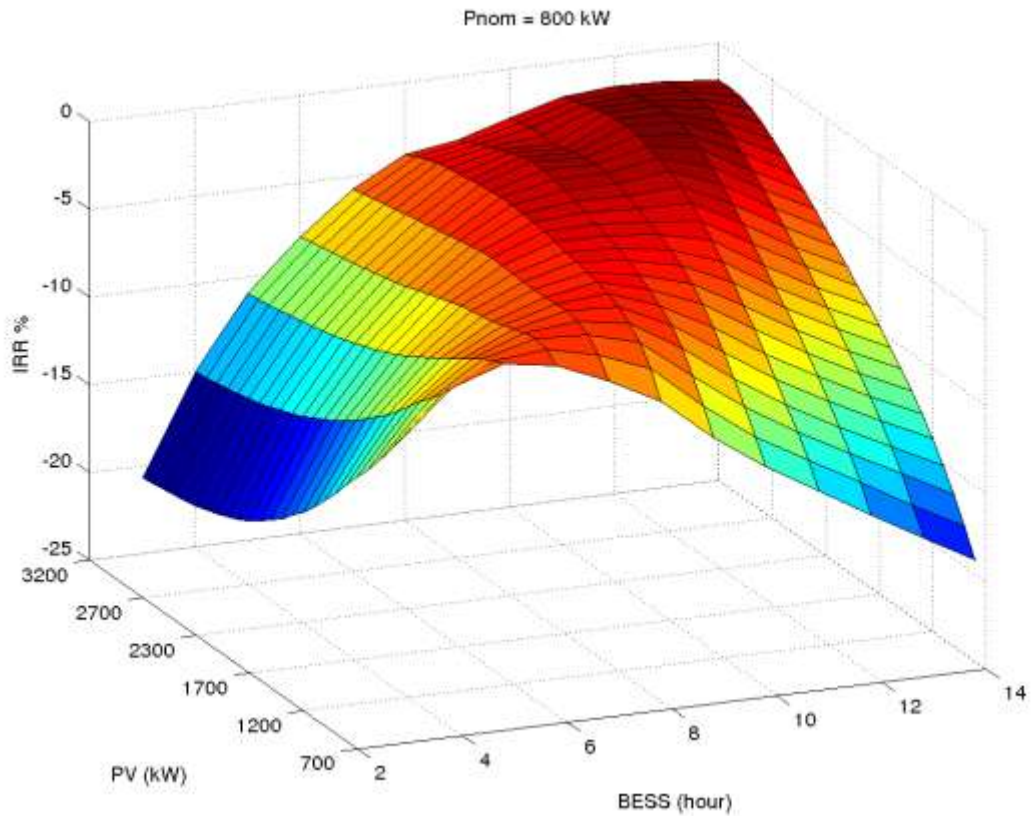
7.3.2 Βέλτιστη διαστασιολόγηση για κάθε ονομαστική ισχύ

Στην προηγούμενη ενότητα, πραγματοποιήθηκε παραμετρική ανάλυση για την εύρεση της βέλτιστης διαστασιολόγησης με ονομαστική ισχύ σταθμού 400kW. Στη συγκεκριμένη παράγραφο, παρατίθενται αντίστοιχες παραμετρικές αναλύσεις για ονομαστική ισχύ σταθμού 200kW, 800kW και 1500kW.



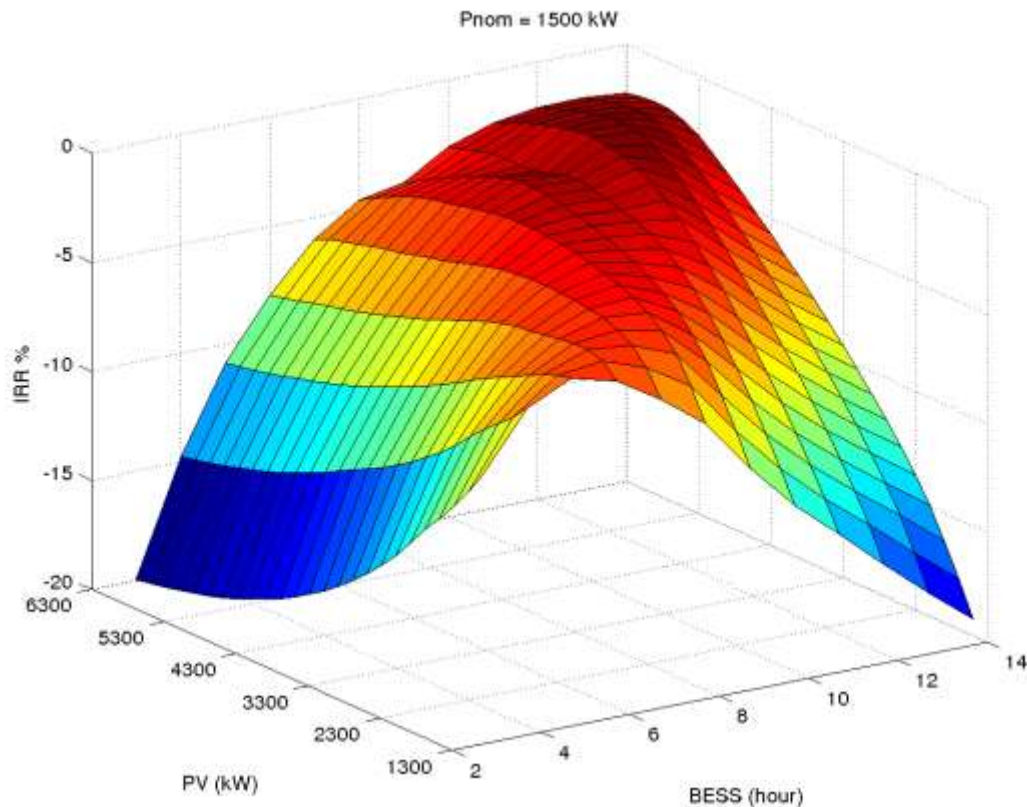
Σχήμα 7.7: Παραμετρική ανάλυση διαστασιολόγησης για ονομαστική ισχύ 200kW, με συνυπολογισμό προστιμών

Η βέλτιστη διαστασιολόγηση του σταθμού για ονομαστική ισχύ 200kW προκύπτει για εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β 700kW και για ικανότητα παροχής ονομαστικής ισχύος από τις μπαταρίες για 8 ώρες. Η διαστασιολόγηση αυτή έχει εσωτερικό βαθμό απόδοσης -1.32%.



Σχήμα 7.8: Παραμετρική ανάλυση διαστασιολόγησης για ονομαστική ισχύ 800kW, με συνυπολογισμό προστιμών

Η βέλτιστη διαστασιολόγηση του σταθμού για ονομαστική ισχύ 800kW προκύπτει για εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β 2400kW και για ικανότητα παροχής ονομαστικής ισχύος από τις μπαταρίες για 8 ώρες. Η διαστασιολόγηση αυτή έχει εσωτερικό βαθμό απόδοσης -1.04%.



Σχήμα 7.9: Παραμετρική ανάλυση διαστασιολόγησης για ονομαστική ισχύ 1500kW, με συνυπολογισμό προστιμών

Η βέλτιστη διαστασιολόγηση του σταθμού για ονομαστική ισχύ 1500kW προκύπτει για εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β 5200kW και για ικανότητα παροχής ονομαστικής ισχύος από τις μπαταρίες για 8 ώρες. Η διαστασιολόγηση αυτή έχει εσωτερικό βαθμό απόδοσης -0.94%

7.3.3 Συμπεράσματα βέλτιστης διαστασιολόγησης

Στην ενότητα αυτή, εξετάσαμε τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης του υβριδικού σταθμού.

Αρχικά, μελετήθηκε η βέλτιστη διαστασιολόγηση για ονομαστική ισχύ 400kW. Λόγω αμελητέων αποκλίσεων, δεν συνυπολογίστηκε το πρόστιμο για την ενέργεια των αποκλίσεων, που επιβάλλεται στον σταθμό ετησίως. Συνακόλουθα, προέκυψαν δύο περιοχές μεγίστων για την ίδια εγκατεστημένη ισχύ, η μία για 8 ώρες χωρητικότητα μπαταριών και η δεύτερη για 12 ώρες. Η ανάλυση των παραμέτρων λειτουργίας του σταθμού κατέδειξε ότι το πρώτο σημείο είχε μεγάλες αποκλίσεις από το πρόγραμμα κατανομής, λόγω μικρής αποθήκης και μεγάλων απορρίψεων Φ/Β παραγωγής.

Κατόπιν, κατά τον υπολογισμό του IRR λήφθηκε υπόψη το πρόστιμο που επιβάλλεται στον σταθμό λόγω αποκλίσεων. Τότε, οι νέες παραμετρικές καμπύλες του IRR εμφάνισαν ένα και μόνο μέγιστο για χωρητικότητα μπαταριών 12 ωρών της ονομαστικής ισχύος και για εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ 1400kW.

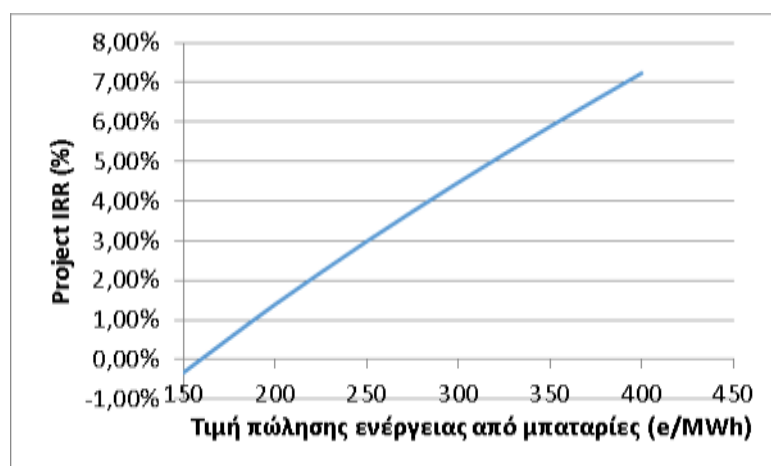
Τέλος, επεκτείναμε την αναζήτηση της βέλτιστης διαστασιολόγησης και για άλλες τιμές εγγυημένης ισχύος, 200kW, 800kW και 1500kW. Τα αποτελέσματα σε κάθε περίπτωση ήταν τα ίδια. Το βέλτιστο οικονομικό αποτέλεσμα προκύπτει για εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ 3.5 φορές την ονομαστική ισχύ του σταθμού και για 12ωρη δυνατότητα παροχής ονομαστικής ισχύος από τις μπαταρίες του σταθμού.

7.4 Ανάλυση Ευαισθησίας Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης

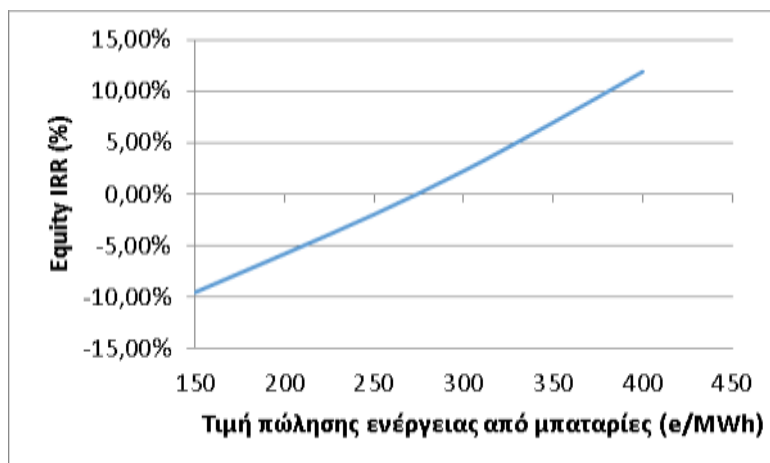
Από τη διαδικασία εύρεσης της βέλτιστης διαστασιολόγησης του σταθμού, προέκυψε ότι ο σταθμός δεν είναι οικονομικά βιώσιμος, καθώς ο βέλτιστος βαθμός απόδοσης ήταν -0.94%. Στην παράγραφο αυτή, πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας του IRR, ώστε να προσδιοριστούν οι συνθήκες που καθιστούν βιώσιμη μία τέτοια επένδυση. Το βασικό σενάριο που θα χρησιμοποιηθεί είναι το βέλτιστο για ονομαστική ισχύ 400kW, με εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ 1400kW και 12ωρης ικανότητας παροχής ονομαστικής ισχύος από τους συσσωρευτές.

7.4.1 Επίδραση τιμής πώλησης ελεγχόμενων μονάδων

Η τιμή πώλησης της ενέργειας, που προέρχεται από ελεγχόμενες μονάδες, εξαρτάται από το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων του συστήματος. Στο Ελληνικό Σύστημα υπάρχουν νησιά, όπου το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων είναι πολύ υψηλό και η τιμή πώλησης μπορεί να αυξηθεί σημαντικά. Παρακάτω παρουσιάζεται η μεταβολή των IRR ως προς το σύνολο της επένδυσης (Project IRR) και των ιδίων κεφαλαίων (Equity IRR). Παρατηρούμε ότι ο σταθμός, για μικρές τιμές πώλησης ενέργειας ελεγχόμενων μονάδων, εμφανίζει μηδενικό, ακόμα και αρνητικό IRR ως προς το σύνολο της επένδυσης. Από την άλλη, παρατηρούμε ότι, όταν η τιμή ξεπερνά τα 330 €/MWh, ο συντελεστής Equity IRR αποκτά τιμές μεγαλύτερες του 5%, γεγονός που υποδηλώνει την ύπαρξη οικονομικού κινήτρου. Η τιμή πώλησης ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες αποτελεί σημαντική οικονομική παράμετρο, καθώς η επίδραση της στον IRR είναι σημαντική.



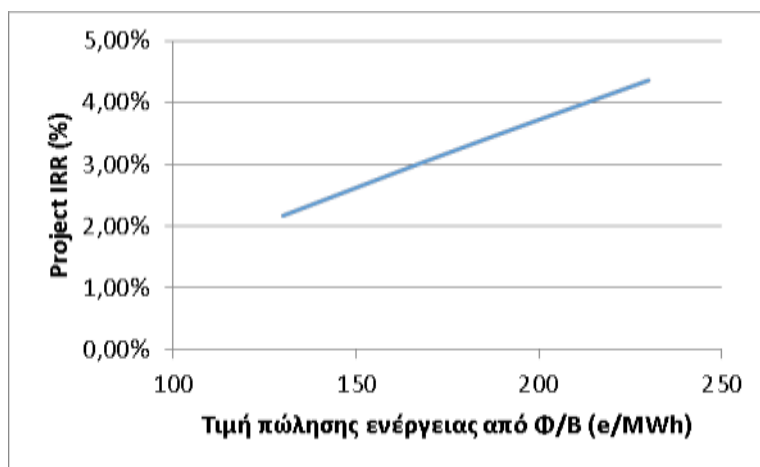
Σχήμα 7.10: Project IRR - Τιμή πώλησης ελεγχόμενων μονάδων



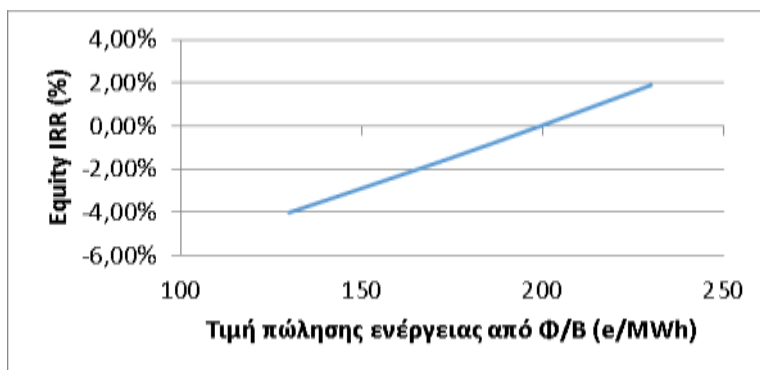
Σχήμα 7.11: Equity IRR - Τιμή πώλησης ελεγχόμενων μονάδων

7.4.2 Επίδραση τιμής πώλησης εγχεόμενης Φ/Β ενέργειας

Η τιμή πώλησης της ενέργειας των Φ/Β, που υποκαθιστά την προγραμματισμένη παραγωγή, εξαρτάται από την τιμή πώλησης των ελεγχόμενων μονάδων, οπότε δεν μπορεί να μεταβληθεί σημαντικά. Το εύρος, για το οποίο πραγματοποιείται η ανάλυση ευαισθησίας, είναι 130-230 €/MWh. Η μεταβολή του IRR δεν είναι σημαντική για αύξηση της τιμής στα 230 €/MWh, ωστόσο, σε συνδυασμό με την αύξηση της τιμής πώλησης των ελεγχόμενων μονάδων, δύναται να συμβάλει θετικά.



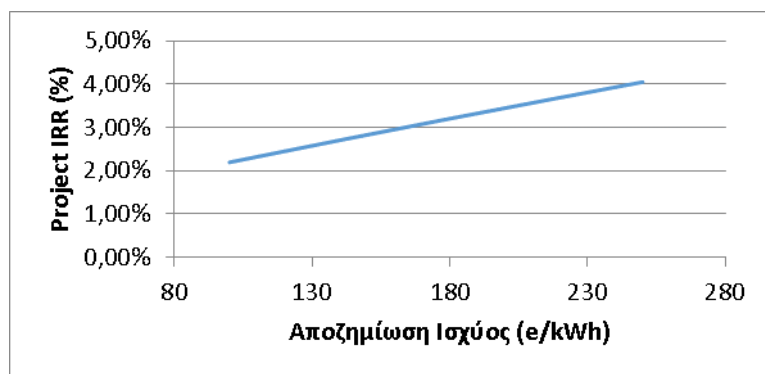
Σχήμα 7.12: Project IRR - Τιμή πώλησης Φ/Β



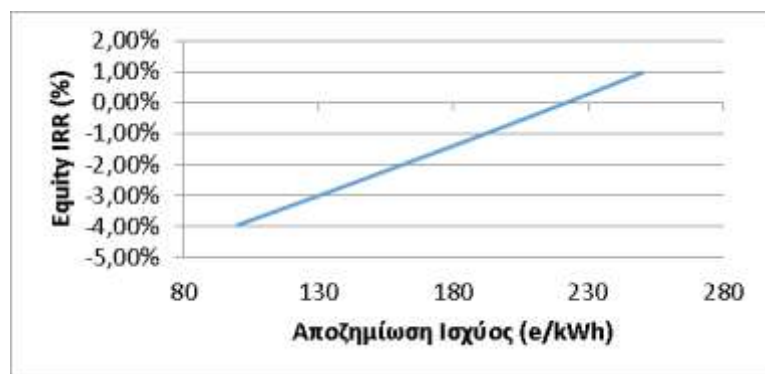
Σχήμα 7.13: Equity IRR - Τιμή πώλησης Φ/Β

7.4.3 Επίδραση αποζημίωσης ισχύος

Η επίδραση της αποζημίωσης ισχύος του σταθμού στους οικονομικούς δείκτες IRR αποτυπώνεται στα ακόλουθα διαγράμματα. Η επίδραση είναι πολύ μικρή, δηλαδή οριακά ο Equity IRR ξεπερνά το μηδέν στη μέγιστη τιμή.



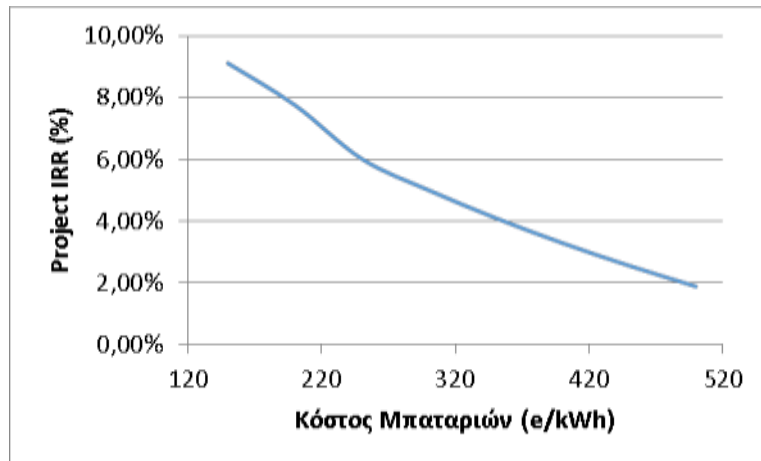
Σχήμα 7.14: Project IRR - Αποζημίωση Ισχύος



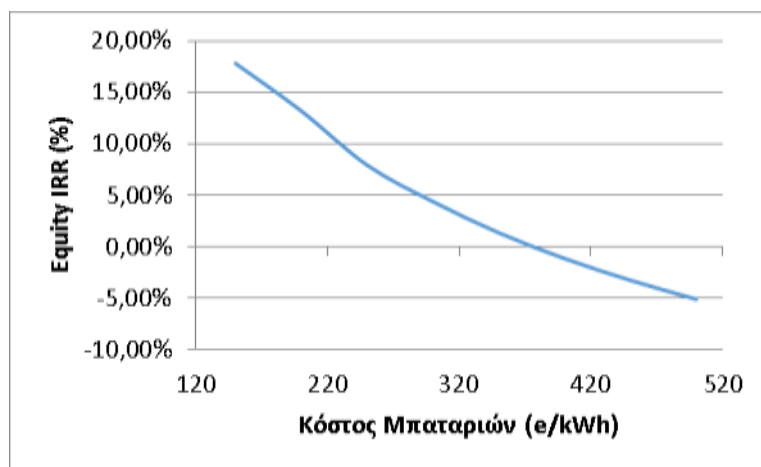
Σχήμα 7.15: Equity IRR - Αποζημίωση Ισχύος

7.4.4 Επίδραση κόστους μπαταριών

Ακολουθως αναλύεται η επίδραση του κόστους των μπαταριών στην οικονομική απόδοση του σταθμού. Το κόστος των μπαταριών επηρεάζει κατά κόρον τους οικονομικούς δείκτες. Παράλληλα, παρατηρείται μία αλλαγή της κλίσης σε ένα σημείο, η οποία οφείλεται στον τρόπο υπολογισμού των αποσβέσεων. Ταυτόχρονα με το κόστος των αρχικών μπαταριών μεταβάλλεται και το κόστος των μπαταριών αντικατάστασης. Το κόστος των μπαταριών αντικατάστασης επιλέχθηκε να είναι το μισό του αρχικού και κατ' ελάχιστο 150€/kWh.



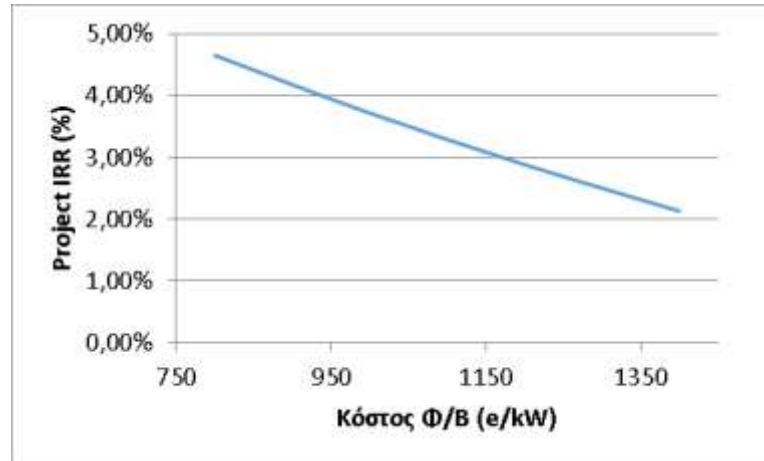
Σχήμα 7.16: Project IRR - Κόστος Μπαταριών



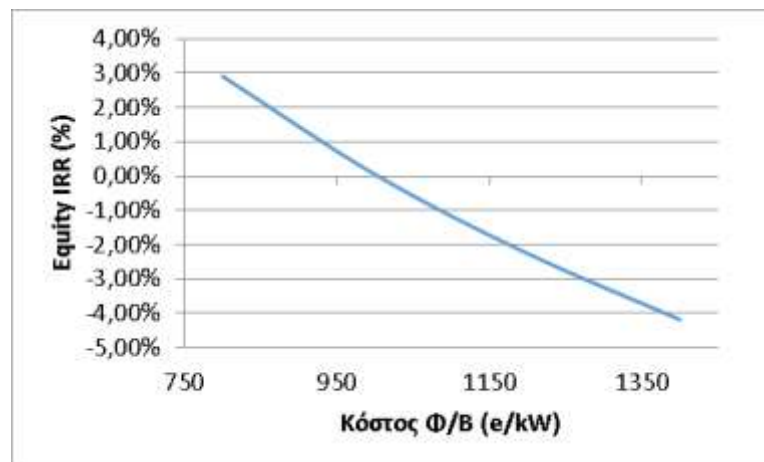
Σχήμα 7.17: Equity IRR - Κόστος Μπαταριών

7.4.5 Επίδραση κόστους Φ/Β εγκατάστασης

Το κόστος της αρχικής Φ/Β εγκατάστασης μπορεί και αυτό να μειωθεί με την πάροδο του χρόνου, οπότε καθίσταται απαραίτητο να εκτιμήσουμε την επίδρασή του στα οικονομικά μεγέθη. Δεδομένου ότι αποτελεί ένα μικρό μέρος του συνολικού κόστους της επένδυσης, δεν έχει μεγάλη επίπτωση στους συντελεστές IRR.



Σχήμα 7.18: Project IRR - Κόστος Φ/Β



Σχήμα 7.19: Equity IRR - Κόστος Φ/Β

7.4.6 Πιθανά σενάρια οικονομικής βιωσιμότητας

Πίνακας 12: Σενάριο Α

Τιμή πώλησης ενέργειας από ελεγχόμενες μονάδες €/MWh	300
Τιμή πώλησης ενέργειας απευθείας έγχυσης Φ/Β €/MWh	200
Αποζημίωση Ισχύος €/kWh	200
Κόστος Μπαταριών € / kWh	400
Κόστος Φ/Β εγκατάστασης € / kW	1100
IRR Project	5.04%
IRR Equity	4.05%

Πίνακας 13: Σενάριο Β

Τιμή πώλησης ενέργειας από ελεγχόμενες μονάδες €/MWh	260
Τιμή πώλησης ενέργειας απευθείας έγχυσης Φ/Β €/MWh	180
Αποζημίωση Ισχύος €/kWh	190
Κόστος Μπαταριών € / kWh	300
Κόστος Φ/Β εγκατάστασης € / kW	900
IRR Project	6.11%
IRR Equity	8.27%

Πίνακας 14: Σενάριο Γ

Τιμή πώλησης ενέργειας από ελεγχόμενες μονάδες €/MWh	300
Τιμή πώλησης ενέργειας απευθείας έγχυσης Φ/Β €/MWh	190
Αποζημίωση Ισχύος €/kWh	187
Κόστος Μπαταριών € / kWh	350
Κόστος Φ/Β εγκατάστασης € / kW	1000
IRR Project	6.05%
IRR Equity	7.80%

Πίνακας 15: Σενάριο Δ

Τιμή πώλησης ενέργειας από ελεγχόμενες μονάδες €/MWh	300
Τιμή πώλησης ενέργειας απευθείας έγχυσης Φ/Β €/MWh	200
Αποζημίωση Ισχύος €/kWh	187
Κόστος Μπαταριών € / kWh	300
Κόστος Φ/Β εγκατάστασης € / kW	900
IRR Project	7.92%
IRR Equity	14.58%

7.4.7 Συμπεράσματα ανάλυσης ευαισθησίας

Στην ενότητα αυτή διενεργήθηκε ανάλυση ευαισθησίας των δεικτών IRR στις οικονομικές παραμέτρους της επένδυσης, οι οποίες είναι: οι τιμές πώλησης εγχεόμενης ενέργειας, η αποζημίωση ισχύος, το κόστος των μπαταριών και το κόστος της Φ/Β εγκατάστασης. Οι παράμετροι, που μετέβαλαν σημαντικά τους IRR, είναι το κόστος των μπαταριών και η τιμή πώλησης ενέργειας από αυτές. Οι υπόλοιπες είχαν συγκριτικά μικρότερη επίδραση στον IRR.

Στη συνέχεια, μελετήθηκαν κάποια σενάρια για διάφορους συνδυασμούς των οικονομικών παραμέτρων. Διαπιστώθηκε ότι με αύξηση της τιμής πώλησης ενέργειας από μπαταρίες στα 300€/MWh και αντίστοιχη αύξηση της ενέργειας από Φ/Β στα 200€/MWh, υφίσταται περιθώριο κέρδους με Equity IRR 4.05%. Στα σενάρια με σταθερές τιμές ενέργειας, αλλά μειωμένο κόστος μπαταριών στα 300€/kWh και της Φ/Β εγκατάστασης στα 900 € / kW, ο Equity IRR αυξάνεται σημαντικότερα και αγγίζει το 8.27%. Τέλος, ένα σενάριο με συνδυαστικά αυξημένες τιμολογήσεις παραγόμενης ενέργειας του σταθμού και μειωμένο επενδυτικό κόστος αποφέρει Equity IRR 14.58%, που κρίνεται εξαιρετικός.

Από το πρώτο σενάριο συμπεραίνουμε ότι, ακόμα και με το υπάρχον επενδυτικό κόστος, μπορεί να υπάρξουν νησιωτικά συστήματα για τα οποία να προκύπτει οικονομικό ενδιαφέρον από πιθανούς επενδυτές.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8. ΣΥΝΟΨΗ & ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετήθηκε η λειτουργία ενός υβριδικού σταθμού στο σύστημα ενός τυπικού Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, γεγονός που συμβάλλει στην ανάπτυξη “πράσινων νησιών” και στην αύξηση της διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο. Η ανάπτυξη μεγάλης ισχύος ΑΠΕ στα νησιά δεν είναι εφικτή, λόγω του στοχαστικού τους χαρακτήρα και των περιορισμών, που εισάγουν οι συμβατικές μονάδες. Προκειμένου να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα αυτό και να αυξηθεί η διείσδυση μονάδων ΑΠΕ στο ισοζύγιο ενέργειας, έχει προταθεί η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας για την εξομάλυνση της στοχαστικότητας των ΑΠΕ.

Στο πλαίσιο της εργασίας, διαμορφώθηκε, αρχικά κατάλληλο μοντέλο για συσσωρευτές τύπου ιόντων λιθίου, το οποίο στη συνέχεια χρησιμοποιήθηκε για να μοντελοποιηθεί η λειτουργία ενός υβριδικού σταθμού, ο οποίος περιλαμβάνει σύστημα αποθήκευσης από συσσωρευτές ιόντων λιθίου και φωτοβολταϊκά, με σκοπό την ενεργειακή προσομοίωση της ετήσιας λειτουργίας του σταθμού. Η μοντελοποίηση και η λειτουργία του σταθμού βασίστηκε στο ισχύον ρυθμιστικό πλαίσιο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και αγνοεί τα μεταβατικά φαινόμενα.

Για την επιλογή της ηλεκτρικής διαμόρφωσης του σταθμού, μελετήθηκαν δύο διαμορφώσεις: η διασύνδεση στην πλευρά εναλλασσομένου ρεύματος και η διασύνδεση στην πλευρά συνεχούς ρεύματος, καθώς και κάποιες παραλλαγές της πρώτης. Η διασύνδεση, που υλοποιήθηκε και συνάδει με το υπάρχον ρυθμιστικό πλαίσιο, είναι η διασύνδεση στην AC πλευρά. Στην επιλογή αυτή, κυρίαρχο ζήτημα αποτέλεσε το απαιτούμενο μετρητικό σύστημα, που οφείλει να εγκατασταθεί στον σταθμό, καθώς η διασύνδεση στην DC επιβάλλει την χρήση μετρητών DC εντός των ορίων του σταθμού.

Στη συνέχεια, μελετήθηκαν τρεις πολιτικές λειτουργίας, που αφορούν στον τρόπο με τον οποίο γίνεται η κατάρτιση της προσφοράς ενέργειας. Οι προσομοιώσεις έδειξαν έντονο ετεροχρονισμό του φορτίου και της φωτοβολταϊκής παραγωγής στο πρώτο δωδεκάωρο, με αποτέλεσμα τις έντονες αποκλίσεις. Η πολιτική, που επιλέχθηκε κατόπιν προσομοιώσεων και σύγκρισης των οικονομικών και ενεργειακών αποτελεσμάτων, συνυπολογίζει το 15% της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής για το πρώτο δωδεκάωρο στην αντίστοιχη προσφορά ενέργειας, ενώ για το δεύτερο δωδεκάωρο χρησιμοποιείται συντελεστής 75%. Η πολιτική αυτή επιτρέπει την ομοιόμορφη λειτουργία του σταθμού, ακόμα και με παραγωγή στο πρώτο δωδεκάωρο, ενώ ελαχιστοποιεί τις αποκλίσεις από το πρόγραμμα κατανομής. Με κριτήριο τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (IRR) της εγκατάστασης ως προς τα ίδια κεφάλαια, πραγματοποιήθηκε παραμετρική ανάλυση, προκειμένου να προσδιοριστεί η βέλτιστη διαστασιολόγηση του σταθμού. Οι παράμετροι ήταν η ονομαστική ισχύς του σταθμού, η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς του σταθμού και η αποθηκευτική ικανότητα των μπαταριών σε ώρες παροχής της ονομαστικής ισχύος. Τα αποτελέσματα της βέλτιστης διαστασιολόγησης έδειξαν ότι για δεδομένη ονομαστική ισχύ του σταθμού, αν η χωρητικότητα της αποθήκης εγγυάται την 12ωρη παροχή ονομαστικής ισχύος και ο λόγος Ονομαστικής ισχύος – Εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος είναι 1/3.5, τότε η διαστασιολόγηση αποφέρει τον καλύτερο IRR.

Τέλος πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας, προκειμένου να προσδιοριστούν οι παράμετροι που επηρεάζουν σημαντικά τον IRR. Οι τιμές αποζημίωσης ενέργειας και ισχύος, καθώς και το κόστος των μπαταριών και της Φ/Β εγκατάστασης, αποτέλεσαν τις παραμέτρους της ανάλυσής μας. Οι κυριότεροι παράγοντες, που επιδρούν στην αύξηση του IRR, είναι η τιμή πώλησης της ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες και το κόστος των μπαταριών. Οι δύο παράμετροι αυτοί από μόνοι τους μπορούν να καθορίσουν την οικονομική απόδοση του σταθμού.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] European Commision. Green Public Procurement. Environment. .
http://ec.europa.eu/environment/gpp/pdf/criteria/electricity_el.pdf.
- [2] Διαλυνάς, Ευάγγελος. ‘Λειτουργική απόδοση και αξιοπιστία λειτουργίας των νησιώτικων συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.’ Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, ΕΜΠ, 2009.
- [3] Weber, Adam. ‘*Flow Cells for Energy Storage*’ Washington, DC : Lawrence Berkley National Laboratory, 2012. σ. 40.
- [4] Li, Yongliang. ‘*Cryogen Based Energy Storage: Modelling and Optimisation.*’ : The University of Leeds Institute of Particle Science and Engineering School of Process, Environmental & Materials Engineering, 2011.
- [5] Akhil, Abbas A. ‘*Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*’ : Sandia National Laboratories, 2013.
- [6] Zervos, Athanasios, Papantonis, Dimitrios και Karalis, Georgios. ‘*The role of pumped storage systems towards the large scale wind integration in the Greek power supply system*’. 2012.
- [7] Λουκάτου, Αγγελική. ‘*Τεχνολογίες αποθήκευσης Αιολικής Ενέργειας με Αντλησιοταμίευση*’ Διπλωματική Εργασία, Αθήνα: Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, ΕΜΠ, 2013.
- [8] ESA. Energy Storage Association. 2015. <http://energystorage.org/>.
- [9] Zakeri, Behnam και Syri, Sanna. Electrical energy storage systems: ‘*A comparative life cost analysis. Department of Energy Technology*’, Aalto University, Aalto, Finland : Renewble and Sustainable Energy Reviews, 2014.
- [10] BINE Information Service. BINE Information Service.
<http://www.bine.info/en/publications/publikation/druckluftspeicher-kraftwerke/>.
- [11] DOE. DOE Global Energy Storage Database. [Ηλεκτρονικό] Sandia National Laboratories, [Ηλεκτρονικό] 2012. <http://www.energystorageexchange.org/>
- [12] California Institute of Technology. Jet Propulsion Laboratory. <http://www.jpl.nasa.gov>. California Institute of Technology.
- [13] Mert, Suha Orcun, Ozcelik, Zehra και Dincer, Ibrahim. ‘*Comparative assessment and optimization of fuel cells*’ : International Journal of Hydrogen Energy, 2015.
- [14] Βρεττός, Ευάγγελος. ‘*Ενεργειακή Προσομοίωση και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Υβριδικού Συστήματος ΑΠΕ-Συσσωρευτών-Υδρογόνου*’, Διπλωματική Εργασία. Αθήνα:

Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, 2010.

[15] Technology Roadmap, Energy Storage. Hoeven, Maria van der. Paris : International Energy Agency, 2014.

[16] Institution of Mechanical Engineers. *‘Proceedings of the High Efficiency integration of thermodynamic solar plant with natural gas combined cycle’*. 2007.

[17] Li, Yongliang, *‘Renewable energy carriers: Hydrogen or liquid air/nitrogen’*: Applied Thermal Engineering, 2010.

[18] McDowall, Jim. *‘Understandin lithium-ion technology’*, <http://www.battcon.com> , 2008

[19] Battery University <http://batteryuniversity.com/>

[20] John Wang, Ping Liu, Jocelyn Hicks-Garner, Elena Sherman, Souren Soukiazian, Mark Verbrugge, Harshad Tatara, James Musser, Peter Finamore. *‘Cycle-life model for graphite-LiFePO4 cells’*, Journal of Power Sources. Journal of Power Sources. 2011.

[21] Maciej Swierczynski, Daniel-Ioan Stroe, Ana-Irina Stan and Remus Teodorescu. *‘Lifetime and economic analyses of lithium-ion batteries for balancing wind power forecast error’*. INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH. 2015.

[22] Commision, European. European Commision. 2015. Green Public Procurement. Environment. 2015. http://ec.europa.eu/environment/gpp/pdf/criteria/electricity_el.pdf

[23] Καπόλου, Ελένη. *‘Διερεύνηση των περιθωρίων διείσδυσης Φ/Β και αιολικών σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά’*, Διπλωματική Εργασία. Αθήνα : Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, 2011.

[24] Καλλινώσης, Σταύρος. *‘Πολιτικές λειτουργίας ηλιοθερμικών σταθμών- τεχνολογίας παραβολικών κατόπτρων- και βέλτιστη διαστασιολόγησή τους με χρήση Γενετικών Αλγορίθμων’*, Διπλωματική Εργασία. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, 2011.

[25] Γιαννούτσος, Σπυρίδων. *‘Μελέτη και Σχεδίαση Τεχνικών Ελέγχου ενός Συστήματος Αποθήκευσης Ενέργειας σε Συσσωρευτές (BESS) για Αυτόνομα Νησιωτικά Συστήματα’*, Διπλωματική Εργασία. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, 2010.

[26] Κώτσης, Γρηγόριος. *‘Μοντελοποίηση συσσωρευτών τύπου VRB και εφαρμογή τους σε ΥΒΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας’*, Διπλωματική Εργασία. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, 2013.

[27] Σαμαρά, Μαρία. *‘Υλοποίηση αλγορίθμων ένταξης ΥΒΣ σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός ΜΑΝ’*, Διπλωματική Εργασία. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, 2014.

- [28] Ν.3468/2006, ‘Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές Διατάξεις’, ΦΕΚ 129 τ.Α 27.6.2006
- [29] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ‘Κώδικας διαχείρισης ηλεκτρικών συστημάτων μη διασυνδεδεμένων νησιών’ (Κώδικας ΜΔΝ)
- [30] Σ. Παπαευθυμίου Ε. Καραμάνου, Σ. Παπαθανασίου, Μ. Παπαδόπουλος, Σ., ‘Αρχές Διαχείρισης Υβριδικών Σταθμών: Εφαρμογή στο σύστημα της Ικαρίας,’ in Πρακτικά Συνόδου της Ε.Ε. CIGRE, Δεκέμβριος 2009.
- [31] Νόμος 4254/2014, ΦΕΚ Α85/7-4-2014.
- [32] Al Hallaj, S., Maleki, H., Hong, J. S., & Selman, J. R. ‘*Thermal modeling and design considerations of lithium-ion batteries*’. Journal of power sources 1999
- [33] Hu, Xiaosong, Shengbo Li, and Huei Peng. ‘*A comparative study of equivalent circuit models for Li-ion batteries.*’ Journal of Power Sources 2012
- [34] Vetter, J., Novák, P., Wagner, M. R., Veit, C., Möller, K. C., Besenhard, J. O, ‘Ageing mechanisms in lithium-ion batteries.’ Journal of power sources 2005
- [35] Song, L., Li, X., Wang, Z., Xiong, X., Xiao, Z., & Zhang, F. ‘*Thermo-Electrochemical Study on the Heat Effects of LiFePO₄ Lithium-ion Battery During Charge-Discharge Process.*’ Int. J. Electrochem. Sci 2012
- [36] Bandhauer, Todd M., Srinivas Garimella, and Thomas F. Fuller. ‘*A critical review of thermal issues in lithium-ion batteries.*’ Journal of the Electrochemical Society 158.3 (2011): R1-R25.
- [37] Siva Rama Prasanna Mantravadi , ‘Modeling , simulation & implementation of Li-ion battery powered electric and plug-in hybrid vehicles’, The University of Akron,2011
- [38] Richard L. Hartmann II, ‘An aging model for lithium-ion cells’, The University of Akron,2008
- [39] Rahmoun, Ahmad, and Helmuth Biechl. ‘*Modelling of Li-ion batteries using equivalent circuit diagrams.*’ PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY 2012
- [40] Dubarry, Matthieu, and Bor Yann Liaw. ‘*Development of a universal modeling tool for rechargeable lithium batteries*’ Journal of Power Sources 2007.
- [41] Ramadesigan, V., Northrop, P. W., De, S., Santhanagopalan, S., Braatz, R. D., & Subramanian, V. R ‘*Modeling and simulation of lithium-ion batteries from a systems engineering perspective*’ Journal of The Electrochemical Society 2012
- [42] Krieger, Elena M., and Craig B. Arnold. ‘*Effects of undercharge and internal loss on the rate dependence of battery charge storage efficiency.*’ Journal of Power Sources 2012