



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

Ενεργειακή Προσομοίωση και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Υβριδικού Συστήματος ΑΠΕ – Συσσωρευτών - Υδρογόνου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ Ι. ΒΡΕΤΤΟΣ

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

Αθήνα, Φεβρουάριος 2010



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

Ενεργειακή Προσομοίωση και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Υβριδικού Συστήματος ΑΠΕ – Συσσωρευτών - Υδρογόνου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ Ι. ΒΡΕΤΤΟΣ

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

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την2010.

.....
Σ. Παπαθανασίου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Α. Κλαδάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιανουάριος 2010

.....

ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ Ι. ΒΡΕΤΤΟΣ

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

Copyright © ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ ΒΡΕΤΤΟΣ 2010

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 είναι η ανάλυση της λειτουργίας αυτόνομων υβριδικών συστημάτων ενέργειας αποτελούμενων από ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, συμβατικές μονάδες παραγωγής και συστήματα αποθήκευσης που αποσκοπούν στην επίτευξη υψηλών διεισδύσεων ΑΠΕ. Για το σκοπό αυτό αναπτύχθηκε αλγόριθμος ετήσιας προσομοίωσης υβριδικών σταθμών στον οποίο ενσωματώθηκαν εναλλακτικές στρατηγικές διαχείρισης και ελέγχου. Ο αλγόριθμος προγραμματίστηκε σε περιβάλλον MATLAB και εφαρμόστηκε στο αυτόνομο σύστημα του Αγ. Ευστρατίου, που φιλοδοξεί να μετατραπεί στο πρώτο «πράσινο» ελληνικό νησί.

Θεωρήθηκαν δύο εναλλακτικές συγκροτήσεις του αυτόνομου συστήματος με την πρώτη να περιλαμβάνει μόνο συσσωρευτές μολύβδου-οξέως ως διατάξεις αποθήκευσης, ενώ τη δεύτερη να περιλαμβάνει επιπλέον και σύστημα υδρογόνου. Η φόρτιση και η εκφόρτιση των συσσωρευτών προσομοιώνεται με τη χρήση του μοντέλου KiBaM που επιπλέον δίνει και τη δυνατότητα εκτίμησης της διάρκειας ζωής τους. Το σύστημα υδρογόνου αποτελείται από μονάδες ηλεκτρόλυσης, συμβατική δεξαμενή αποθήκευσης καθώς και ηλεκτροπαραγωγή ζεύγη υδρογόνου. Η μοντελοποίηση των ηλεκτρολυτών γίνεται με την εφαρμογή του μοντέλου που έχει προταθεί από τον Ulleberg, ενώ οι μηχανές καύσης υδρογόνου μοντελοποιούνται απλά με τη θεώρηση τεχνικών ελαχίστων και δυναμικών περιορισμών, όπως άλλωστε και οι συμβατικές μονάδες.

Για την πραγματοποίηση της τεχνικής ανάλυσης διαμορφώθηκαν κάποια σενάρια εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, αποθήκευσης και φορτίου τα οποία προέκυψαν έπειτα από στατιστική ανάλυση των χρονοσειρών παραγωγής ΑΠΕ και φορτίου του νησιού. Για τα σενάρια αυτά εφαρμόστηκαν εναλλακτικές στρατηγικές διαχείρισης οι οποίες αξιολογήθηκαν με βάση τη συμβολή τους στη διείσδυση ΑΠΕ, την μείωση της κατανάλωσης καυσίμου, αλλά και τη διασφάλιση της εύρυθμης και αξιόπιστης λειτουργίας. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων έδειξαν ότι η εγκατάσταση του υβριδικού σταθμού και η λειτουργία του με βάση την προτεινόμενη μέθοδο μπορεί να οδηγήσει σε σημαντική διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο.

Η επιλογή της διαστασιολόγησης των συνιστωσών του σταθμού αποτελεί καίριο ζήτημα που επηρεάζει άμεσα την οικονομική βιωσιμότητα της αντίστοιχης επένδυσης. Για την βέλτιστη διαστασιολόγηση του σταθμού έγινε εφαρμογή της ευριστικής μεθόδου των Γενετικών Αλγορίθμων έπειτα από τη διαμόρφωση κατάλληλου μοντέλου υπολογισμού οικονομικής αποδοτικότητας σε βάθος της διάρκειας ζωής της επένδυσης. Σε δεύτερη φάση στα κριτήρια βελτιστοποίησης ενσωματώθηκε και ο παράγοντας διείσδυσης ΑΠΕ οδηγώντας έτσι σε μία προσέγγιση πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης. Τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης έδειξαν ότι επενδύσεις με κατάλληλες διαστασιολογήσεις του υβριδικού σταθμού όχι μόνο εξασφαλίζουν μικρότερο ολικό κόστος παραγωγής, αλλά συμβάλουν και στην επίτευξη υψηλών διεισδύσεων.

Στα πλαίσια των παραπάνω πραγματοποιείται και μία εκτενής ανασκόπηση της βιβλιογραφίας σχετικά με εφαρμογές υβριδικών συστημάτων παγκοσμίως, ενώ γίνεται και συγκριτική αξιολόγηση των διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Υβριδικά συστήματα ΑΠΕ, αποθήκευση ενέργειας, συσσωρευτές, αποθήκευση με υδρογόνο, μοντέλο προσομοίωσης, στρατηγικές διαχείρισης, βελτιστοποίηση, Γενετικοί Αλγόριθμοι



ABSTRACT

The scope of this diploma thesis is the analysis of autonomous hybrid energy systems comprising wind turbines, photovoltaic arrays, conventional power units and storage devices aiming at high RES penetration. For this purpose a full-year hybrid system simulation algorithm has been developed in which alternative energy management and control strategies are incorporated. The algorithm has been programmed in MATLAB programming environment and applied to the autonomous system of Ag. Efstratios island which hopes to become the first “green” Greek island.

Two alternative configurations for the autonomous system have been assumed; the first one comprises only lead acid batteries as storage devices, whereas the second one additionally comprises hydrogen storage system. The battery charge and discharge procedures are modeled using KiBaM model which also allows the batteries’ lifespan estimation. The hydrogen storage system consists of electrolyzer units, a conventional storage tank, as well as hydrogen generating sets. Electrolyzers are modeled using a model introduced by Ulleberg while hydrogen internal combustion engines are simply modeled using technical minima and dynamic response limitations similarly to conventional units.

In order to carry out the technical analysis, various installed RES power, storage and load scenarios have been formulated using suitable time series analysis techniques. For these scenarios alternative energy management strategies have been applied and evaluated with respect to RES penetration percentage, fuel consumption reduction, as well as harmonic and reliable operation. Simulation results showed that the hybrid station installation and operation according to the proposed algorithm could lead to significant RES penetration in the energy balance of the system.

System component sizing is a key feature which affects directly the economic viability of the respective investment. In order to size the system components optimally the heuristic method of Genetic Algorithms has been applied after having developed a suitable model for economic performance calculations in a time horizon equal to investment lifetime. In a second step the RES penetration factor has been incorporated into the optimization criterion leading to a multi-criteria optimization approach. The optimization procedure results proved that investments with the appropriate component sizing not only guarantee a lower total electricity generation cost but also contribute to high RES penetration.

Within the above framework, we provide a detailed review of the existing literature related to hybrid systems implementation worldwide and even more a comparative evaluation of the various energy storage technologies is presented.

KEY WORDS

RES Hybrid systems, energy storage, batteries, hydrogen storage, simulation model, energy management strategies, optimization, Genetic Algorithms



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 τόσο 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 τον κ. Κωνσταντίνο Παπασταμούλο, ερευνητή στη ΡΑΕ, για την πολύτιμη βοήθεια του ιδίως κατά τα πρώτα στάδια της εκπόνησης. Οι συμβουλές του και οι επισημάνσεις του συνέβαλαν στην επιτυχή ολοκλήρωση της εργασίας.

Δε θα μπορούσα να παραλείψω να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου προς την οικογένειά μου για τη στήριξη και την ενίσχυση που μου προσέφερε κατά τη διάρκεια των πέντε ετών των σπουδών μου. Τέλος, θα ήθελα να πω ένα μεγάλο ευχαριστώ σε όλους τους φίλους και συμφοιτητές μου για τα υπέροχα πέντε ακαδημαϊκά χρόνια που μοιράστηκα μαζί τους.

Ευάγγελος Ι. Βρεττός

Φεβρουάριος 2010



ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ – ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	15
1.1 ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	15
1.2 ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ.....	16
1.2.1 Συστήματα Διεσπαρμένης Παραγωγής σε Κεντρικό Δίκτυο Ηλεκτ. Ενέργειας.....	16
1.2.2 Αυτόνομα Υβριδικά Συστήματα	16
1.2.3 Τροφοδότηση Απομονωμένων Φορτίων ή Φορτίων Ειδικού Σκοπού.....	16
1.3 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ	17
1.4 ΔΙΑΡΘΡΩΣΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ	18
 2. ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	21
2.1 ΚΑΤΗΓΟΡΙΟΠΟΙΗΣΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ [3].....	21
2.2 ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ (PHS).....	22
2.3 ΣΦΟΝΔΥΛΟΙ	23
2.4 ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ ΜΟΛΥΒΔΟΥ ΟΞΕΩΣ	25
2.5 ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ ΝΙΚΕΛΙΟΥ ΚΑΔΜΙΟΥ	26
2.6 ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ ΝΙΚΕΛΙΟΥ ΥΔΡΙΔΙΟΥ ΜΕΤΑΛΛΟΥ.....	27
2.7 ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ ΝΑΤΡΙΟΥ ΘΕΙΟΥ	28
2.8 ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΛΙΘΙΟΥ	29
2.9 ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ ΡΟΗΣ	30
2.9.1 Vanadium Redox Battery (VRB)	31
2.9.2 Μπαταρίες Ψευδαργύρου Βρωμίου.....	32
2.9.3 Μπαταρίες Πολυθειούχου Βρωμιδίου.....	33
2.10 ΠΝΕΥΜΑΤΙΚΕΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ	33
2.10.1 Αποθήκευση Ενέργειας με Συμπίεση Αέρα (CAES).....	33
2.10.2 Τεχνολογία Liquid-Piston	35
2.11 ΠΥΚΝΩΤΕΣ – ΥΠΕΡΠΥΚΝΩΤΕΣ	36
2.12 ΥΠΕΡΑΓΩΓΙΜΗ ΜΑΓΝΗΤΙΚΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ (SMES).....	36
2.13 ΚΥΦΕΛΕΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ.....	37
2.14 SOLAR FUEL	38
2.15 ΘΕΡΜΙΚΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ	38
2.16 ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ.....	39
 3. ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ.....	43
3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	43
3.2 ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ	43
3.3 ΝΗΣΙ UTSIRA.....	44
3.3.1 Δημογραφικά - Γεωγραφικά στοιχεία.....	44
3.3.2 Περιγραφή Συστήματος.....	45
3.3.3 Λειτουργική Εμπειρία.....	46
3.4 KING ISLAND	47
3.4.1 Δημογραφικά - Γεωγραφικά στοιχεία.....	47
3.4.2 Περιγραφή Συστήματος.....	48
3.4.3 Λειτουργική Εμπειρία.....	49
3.5 ΚΟΙΝΟΤΗΤΑ WALES, ALASKA.....	51
3.5.1 Δημογραφικά - Γεωγραφικά στοιχεία.....	51
3.5.2 Περιγραφή Συστήματος.....	51
3.5.3 Λειτουργική Εμπειρία.....	53

3.6	ΝΗΣΙ SAMSO	54
3.6.1	Δημογραφικά - Γεωγραφικά στοιχεία.....	54
3.6.2	Περιγραφή Συστήματος – Λειτουργική Εμπειρία	54
4. ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ ΜΟΛΥΒΔΟΥ-ΟΞΕΩΣ ΚΑΙ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗΣ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥΣ.....		55
4.1	ΓΕΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ	55
4.2	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΜΟΛΥΒΔΟΥ-ΟΞΕΩΣ	57
4.3	ΜΟΝΤΕΛΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ.....	60
4.3.1	<i>Kinetic Battery Model – KiBaM</i>	61
4.3.1.1	Εισαγωγή	61
4.3.1.2	Μοντέλο Χωρητικότητας.....	63
4.3.1.3	Μοντέλο Τάσης.....	65
4.3.1.4	Μοντέλο Απόδοσης και Απορρόφησης Ενέργειας	66
4.3.1.5	Μοντέλο Απωλειών.....	68
4.3.1.6	Μοντέλο Διάρκειας Ζωής.....	68
5. ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΚΑΙ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗΣ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΤΗ.....		73
5.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	73
5.2	ΤΑ ΒΑΣΙΚΑ ΤΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΣΗΣ	75
5.2.1	<i>Αρχή Λειτουργίας – Γενικά Στοιχεία</i>	75
5.2.2	<i>Αλκαλικοί Ηλεκτρολύτες</i>	75
5.2.2.1	Κατασκευαστικά Στοιχεία	75
5.2.2.2	Ηλεκτροχημικές Αντιδράσεις	76
5.2.3	<i>PEM Ηλεκτρολύτες</i>	77
5.2.3.1	Κατασκευαστικά Στοιχεία	77
5.2.3.2	Ηλεκτροχημικές Αντιδράσεις	78
5.2.4	<i>Σύγκριση Τεχνολογιών</i>	79
5.2.5	<i>Μονάδα Αποθήκευσης Υδρογόνου και Βοηθητικά Συστήματα</i>	79
5.3	ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΤΗ	81
5.3.1	<i>Θερμοδυναμικό Μοντέλο [6]</i>	81
5.3.2	<i>Ηλεκτρικό Μοντέλο [6, 11]</i>	82
5.3.3	<i>Ηλεκτροχημικό Μοντέλο</i>	83
5.3.4	<i>Θερμικό Μοντέλο – Υδραυλικό Μοντέλο</i>	85
5.4	ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΜΟΝΤΕΛΟΥ	86
6. ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ.....		91
6.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	91
6.2	ΓΕΝΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ	91
6.3	ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ.....	94
6.4	ΣΕΝΑΡΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ	96
6.4.1	<i>1^ο Σενάριο</i>	96
6.4.2	<i>2^ο Σενάριο</i>	97
6.4.3	<i>3^ο Σενάριο</i>	99
6.5	ΥΠΟΦΟΡΤΙΣΕΙΣ - ΜΕΘΟΔΟΙ ΈΝΤΑΞΗΣ - ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕΤΑΞΥ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ.....	100
6.6	ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗ ΈΝΤΑΞΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΤΩΝ ΚΑΙ H/Z ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ	102

7. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΟΥ ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΥ 105

7.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΟΥ ΑΓΙΟΥ ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΥ	105
7.2	Δεδομένα Συστήματος.....	105
7.2.1	Δεδομένα Τοπικού Σταθμού Παραγωγής	107
7.2.2	Δεδομένα ΑΠΕ	108
7.2.2.1	Αιολικό Δυναμικό	108
7.2.2.2	Ηλιακό Δυναμικό	109
7.2.3	Συγκρότηση του Υβριδικού Συστήματος.....	110
7.3	ΑΡΧΙΚΗ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΜΕΣΩ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΩΝ	111
7.3.1	Διαμόρφωση των Σεναρίων Φορτίου – Ισχύος ΑΠΕ	111
7.3.2	Μεθοδολογία Ανάλυσης	111
7.3.3	Αποτελέσματα Ανάλυσης.....	112
7.3.3.1	Σενάριο 1 (Low RES – Low Load)	112
7.3.3.2	Σενάριο 2 (Base Case – Low Load)	114
7.3.3.3	Σενάριο 3 (Low RES – High Load).....	116
7.3.3.4	Σενάριο 4 (Base Case – High Load).....	117
7.3.3.5	Σενάριο 5 (High RES – High Load)	118
7.3.4	Συμπεράσματα Ανάλυσης.....	120
7.4	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΑΝΑΛΥΤΙΚΩΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ	121
7.4.1	Σύστημα με Συσσωρευτές ως Διατάξεις Αποθήκευσης.....	121
7.4.1.1	Συγκεντρωτικά Ετήσια Αποτελέσματα	122
7.4.1.2	Ανάλυση Ετήσιας Λειτουργίας Συστήματος μέσω Διαγραμμάτων - Χωρητικότητα Συσσωρευτών 3000 kWh	127
7.4.1.3	Αποτελέσματα Προσομοίωσης για Είκοσι Έτη	140
7.4.2	Σύστημα με Συσσωρευτές και Διάταξη Αποθήκευσης Υδρογόνου	141
7.4.2.1	Συγκεντρωτικά Ετήσια Αποτελέσματα	141
7.4.2.2	Ανάλυση Ετήσιας Λειτουργίας Βασικού Σεναρίου μέσω Διαγραμμάτων	144
7.4.2.3	Ενσωμάτωση της Παραμέτρου Υστέρησης.....	157
7.4.2.4	Πρόσθετα Φορτία.....	158

8. ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΜΕ ΓΕΝΕΤΙΚΟΣ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥΣ 161

8.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ – ΚΛΑΣΙΚΕΣ ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ	161
8.2	ΒΑΣΙΚΕΣ ΈΝΝΟΙΕΣ ΚΑΙ ΟΡΙΣΜΟΙ ΓΑ [76,77,79]	164
8.3	ΑΝΑΠΑΡΑΣΤΑΣΗ ΛΥΣΕΩΝ	166
8.4	ΑΝΑΠΑΡΑΓΩΓΗ – ΓΕΝΕΤΙΚΟΙ ΤΕΛΕΣΤΕΣ	166
8.4.1	Επιλογή.....	166
8.4.1.1	Αποδεκατισμός Πληθυσμού	166
8.4.1.2	Επιλογή Ρουλέτας	167
8.4.1.3	Μέθοδος Stochastic Uniform.....	168
8.4.1.4	Μέθοδος Remainder Stochastic Uniform	169
8.4.1.5	Επιλογή Τουρνουά	169
8.4.1.6	Επιλογή Βαθμονόμησης	169
8.4.1.7	Διαβάθμιση Σίγμα	170
8.4.1.8	Κανονικοποιημένη Γεωμετρική Βαθμονόμηση	171
8.4.1.9	Ελιτισμός	171
8.4.2	Επιχιασμός.....	172
8.4.2.1	Επιχιασμός Ενός Σημείου	172
8.4.2.2	Επιχιασμός Δύο Σημείων.....	172
8.4.2.3	Διάσπαρτος Επιχιασμός.....	172
8.4.2.4	Αριθμητικός Επιχιασμός.....	173
8.4.2.5	Ευριστικός Επιχιασμός.....	173
8.4.3	Μετάλλαξη	174
8.4.3.1	Ομοιόμορφη Μετάλλαξη	174

8.4.3.2	Ανομοιόμορφη Μετάλλαξη	175
8.4.3.3	Οριακή Μετάλλαξη	175
8.4.3.4	Μετάλλαξη Gaussian.....	175
8.5	ΕΙΔΗ ΓΕΝΕΤΙΚΩΝ ΑΛΓΟΡΙΘΜΩΝ	176
8.6	ΘΕΩΡΗΤΙΚΗ ΘΕΜΕΛΙΩΣΗ ΓΕΝΕΤΙΚΩΝ ΑΛΓΟΡΙΘΜΩΝ [75].....	177

9. ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΓΙΟΥ ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΥ 181

9.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	181
9.2	ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΘΕΩΡΙΑΣ.....	181
9.3	ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ.....	183
9.4	ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΕΣ ΑΝΑΛΥΣΕΙΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ.....	185
9.4.1	Επίδραση Μεγέθους A/Γ	186
9.4.2	Επίδραση Μεγέθους Φ/B	188
9.4.3	Επίδραση Μεγέθους Συσσωρευτών.....	189
9.4.4	Επίδραση Μεγέθους Αντιστροφεία.....	190
9.4.5	Συνολική Ανάλυση Ευαισθησίας.....	192
9.5	ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΜΕ ΓΕΝΕΤΙΚΟΥΣ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥΣ	195
9.5.1	Καθορισμός Παραμέτρων	195
9.5.2	Αποτελέσματα Βελτιστοποίησης.....	196
9.5.2.1	Ελαχιστοποίηση Ολικού Κόστους Παραγωγής	196
9.5.2.2	Ελαχιστοποίηση Κόστους υπό Περιορισμό Κβάντισης A/Γ	198
9.5.2.3	Ελαχιστοποίηση Κόστους με Δεδομένα Μεγέθη Αντιστροφεία και Φ/B ..	198
9.5.2.4	Συνδυασμένη Βελτιστοποίηση Κόστους και Διείσδυσης ΑΠΕ	199
9.5.2.5	ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ.....	201

10. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΕΙΣ 203

10.1	ΣΥΝΟΨΗ ΚΑΙ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	203
10.2	ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΕΙΣ	205

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ – ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.1 Υβριδικά Συστήματα Ενέργειας

Ο όρος «Υβριδικά Συστήματα Ενέργειας», ή πιο απλά «Υβριδικά Συστήματα», αναφέρεται σε συστήματα όπου χρησιμοποιούνται πολλαπλές διατάξεις ενεργειακής μετατροπής, ή περισσότερα του ενός καύσιμα για την ίδια διάταξη, με σκοπό την παραγωγή ενέργειας. Ένα υβριδικό σύστημα μπορεί να περιλαμβάνει μία συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με μία τουλάχιστον μορφή ανανεώσιμης πηγής ενέργειας, διατάξεις αποθήκευσης, συστήματα εποπτείας και ελέγχου, καθώς και σύστημα διαχείρισης φορτίου. Με αυτήν την έννοια, τα υβριδικά συστήματα αποτελούν μία εναλλακτική επιλογή αντί των συμβατικών συστημάτων, τα οποία τυπικά βασίζονται στην παραγωγή ενέργειας από ορυκτά καύσιμα [1]. Σύμφωνα με το νόμο 3468/2006 [2], ως υβριδικό σύστημα ή αλλιώς υβριδικός σταθμός ορίζεται κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που:

- a. Χρησιμοποιεί μία, τουλάχιστον, μορφή ΑΠΕ.
- b. Η συνολική ενέργεια που απορροφά από το δίκτυο, σε ετήσια βάση, δεν υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού. Ως ενέργεια που απορροφά ο υβριδικός σταθμός από το δίκτυο ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδό της στο σταθμό και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται, για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, σε ωριαία βάση. Αν για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας εφαρμόζεται τεχνολογία διαφορετική από αυτή των φωτοβολταϊκών, μπορεί να χρησιμοποιείται και συμβατική ενέργεια που δεν απορροφάται στο δίκτυο, εφόσον η χρήση της ενέργειας αυτής κρίνεται αναγκαία για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας. Η χρησιμοποιούμενη συμβατική ενέργεια δεν μπορεί να υπερβαίνει το 10% της συνολικής ενέργειας που παράγεται, σε ετήσια βάση, από τις μονάδες αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας.
- c. Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του σταθμού δε μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%.

1.2 Εφαρμογές Υβριδικών Συστημάτων

Τα υβριδικά συστήματα μπορούν να βρουν εφαρμογή σε διάφορες περιπτώσεις οι πιο σημαντικές από τις οποίες είναι [1]:

1.2.1 Συστήματα Διεσπαρμένης Παραγωγής σε Κεντρικό Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας

Τα κεντρικά ηλεκτρικά δίκτυα απαρτίζονται από τα συστήματα παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Χαρακτηριστικό των δικτύων αυτών είναι ότι διαρρέονται από εναλλασσόμενο ρεύμα και ότι η τάση και η συχνότητα δεν επηρεάζονται από την παρουσία επιπρόσθετων γεννητριών ή φορτίων, είναι δηλαδή δίκτυα άπειρου ζυγού. Αν ένας υβριδικός σταθμός συνδεθεί σε ένα τέτοιο δίκτυο, τότε γίνεται λόγος για διεσπαρμένη παραγωγή. Δεδομένου ότι το κεντρικό δίκτυο έχει την ευθύνη για τον έλεγχο της τάσης και της συχνότητας, αλλά και για την παραγωγή αέργου ισχύος, ο σχεδιασμός του υβριδικού συστήματος απλοποιείται καθώς δεν απαιτούνται συστήματα ελέγχου. Όταν ζητείται περισσότερη ενέργεια από αυτήν που μπορεί να παράγει ο σταθμός, το έλλειμμα ενέργειας παρέχεται από το κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο. Παρομοίως, τυχούσα περίσσεια ενέργειας που παράγεται από το υβριδικό σύστημα μπορεί να απορροφηθεί από το ηλεκτρικό δίκτυο, ωστόσο πρέπει να τονιστεί ότι τίθενται περιορισμοί σχετικά με τη συμμετοχή του υβριδικού σταθμού στη στιγμιαία παραγωγή ισχύος. Σε μερικές περιπτώσεις η παρουσία του υβριδικού σταθμού επηρεάζει την ικανότητα του κεντρικού δικτύου να διατηρεί σταθερή τάση και συχνότητα, οπότε γίνεται λόγος για ασθενές δίκτυο και συνήθως απαιτείται επιπλέον εξοπλισμός και διατάξεις ελέγχου.

1.2.2 Αυτόνομα Υβριδικά Συστήματα

Τα αυτόνομα υβριδικά συστήματα (ΑΥΣ) χρησιμοποιούνται για την ηλεκτροδότηση απομονωμένων ή νησιωτικών περιοχών που δεν είναι συνδεδεμένες με το κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο, οπότε δεν υπάρχει σύστημα μεταφοράς παρά μόνο σύστημα διανομής. Η μετατροπή ενός συμβατικού αυτόνομου σταθμού σε υβριδικό αποσκοπεί κατά κύριο λόγο στην ελάττωση της κατανάλωσης καυσίμου και των ωρών λειτουργίας των συμβατικών γεννητριών. Η σημαντικότερη διαφορά του αυτόνομου σε σχέση με ένα διασυνδεδεμένο υβριδικό σύστημα είναι ότι πρέπει να μπορεί να παρέχει όλη την ενέργεια που ζητείται οποιαδήποτε χρονική στιγμή ή να κάνει αποκοπή φορτίου όταν αυτό δεν είναι εφικτό. Επιπλέον, πρέπει να έχει την ικανότητα ρύθμισης συχνότητας και παραγωγής αέργου ισχύος ώστε να ρυθμίζει την τάση του δικτύου. Όταν η ηλεκτρική παραγωγή από τις μονάδες ΑΠΕ του συστήματος ξεπερνά το φορτίο, η περίσσεια ενέργειας πρέπει να αποθηκευτεί ή και να απορριφθεί με κάποιον τρόπο ώστε να μην προκαλέσει αστάθεια στο σύστημα. Τα αυτόνομα δίκτυα δεν έχουν άπειρο ζυγό, οπότε επηρεάζονται έντονα από την σύνδεση επιπρόσθετου φορτίου ή γεννήτριας. Για τους παραπάνω λόγους, τα περισσότερα αυτόνομα συστήματα περιλαμβάνουν διατάξεις αποθήκευσης ενέργειας και συστήματα ελέγχου και διαχείρισης φορτίου.

1.2.3 Τροφοδότηση Απομονωμένων Φορτίων ή Φορτίων Ειδικού Σκοπού

Υβριδικά συστήματα χωρίς δίκτυο διανομής μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την τροφοδότηση απομονωμένων φορτίων ή φορτίων ειδικού σκοπού, τα οποία μπορεί να είναι συνεχούς ή εναλλασσόμενου ρεύματος, ή ακόμα και μεταβλητής τάσης και συχνότητας. Παραδείγματα τέτοιων φορτίων αποτελούν οι ηλεκτρικοί φάροι, ο φωτισμός της σήμανσης

στους αυτοκινητόδρομους, η άντληση νερού, τα συστήματα αφαλάτωσης καθώς και οι ηλεκτρικοί μύλοι. Μία εφαρμογή ενός τέτοιου συστήματος θα μπορούσε να περιλαμβάνει φωτοβολταϊκά πάνελ σε συνδυασμό με μπαταρίες και ηλεκτρονικά ισχύος. Σε αυτά τα συστήματα ο έλεγχος συχνότητας και τάσης καθώς και η διαχείριση της περίσσειας ισχύος δεν αποτελούν τις κύριες παραμέτρους σχεδίασης. Υπάρχει επίσης η δυνατότητα χρησιμοποίησης και συμβατικής γεννήτριας που λειτουργεί όποτε η παραγωγή ΑΠΕ δεν επαρκεί, αλλά συνήθως δεν λειτουργεί παράλληλα με τις γεννήτριες ΑΠΕ.

1.3 Αντικείμενο της Παρούσας Εργασίας

Το αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας εντάσσεται στο γενικότερο ερευνητικό πεδίο των συστημάτων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και αποθήκευσης ενέργειας. Στον ελλαδικό χώρο υπάρχουν αρκετά νησιά που δεν είναι διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό σύστημα και στα οποία παραδοσιακά χρησιμοποιούνται συμβατικές μονάδες παραγωγής με καύσιμο μαζούτ ή ελαφρό πετρέλαιο (diesel) για την ηλεκτροπαραγωγή. Ωστόσο, η λειτουργία των μονάδων αυτών για την ηλεκτροδότηση απομονωμένων περιοχών εγείρει σήμερα περισσότερο από ποτέ σημαντικούς προβληματισμούς. Από τη μία πλευρά είναι γνωστό ότι η καύση των ορυκτών καυσίμων εκπέμπει αέρια του θερμοκηπίου που προκαλούν την υπερθέρμανση του πλανήτη, οπότε τίθενται άμεσα περιβαλλοντικά ζητήματα. Από την άλλη μεριά, οι σταθερά αυξανόμενες τιμές του πετρελαίου, το μεγάλο κόστος για τη μεταφορά των καυσίμων στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, καθώς και το κόστος για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 καθιστούν ολοένα και πιο αντικοινωνική τη λειτουργία των συμβατικών σταθμών.

Μία πρώτη αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος αποτελεί η εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ με σκοπό τον περιορισμό της χρήσης των συμβατικών μονάδων και συνεπώς την οικονομικότερη και πιο φιλική προς το περιβάλλον λειτουργία. Ωστόσο, η διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ στην κάλυψη της κατανάλωσης των μη διασυνδεδεμένων νησιών περιορίζεται πρωταρχικά από την τοπική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και κατά δεύτερο λόγο από την ίδια τη φύση των ΑΠΕ. Ο ευμετάβλητος χαρακτήρας της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας, που έχει σαν αποτέλεσμα την ανάγκη για τήρηση υψηλής εφεδρείας, καθώς και η διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ με βάση τους περιορισμούς τεχνικού ελαχίστου και δυναμικής απόκρισης των συμβατικών μονάδων, οδηγούν σε ποσοστά διείσδυσης της ενέργειας ΑΠΕ στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα της τάξης του 10-15% ετησίως. Για την επίτευξη υψηλότερων διεισδύσεων με την ταυτόχρονη αξιοποίηση του διαθέσιμου δυναμικού ΑΠΕ η λύση της αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας φαντάζει ως η καταλληλότερη. Η διαθέσιμη περίσσεια ΑΠΕ που διαφορετικά θα απορριπτόταν, για να μην προκαλέσει αστάθεια στο σύστημα, μπορεί να αποθηκευτεί και να επαναχρησιμοποιηθεί όταν η παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ είναι μειωμένη.

Η διαμόρφωση πολύπλοκων υβριδικών συστημάτων προϋποθέτει την τεχνολογική ωριμότητα και καταλληλότητα των επιμέρους τεχνολογιών, τη δυνατότητα υποστήριξης τους από τα υπάρχοντα τοπικά ηλεκτρικά δίκτυα, τη διαμόρφωση κατάλληλου θεσμικού πλαισίου για την εύρυθμη λειτουργία τους, δεδομένου ότι οι συνιστώσες μπορούν να έχουν διαφορετική κυριότητα, καθώς και την ανάπτυξη αποτελεσματικών στρατηγικών διαχείρισης και ελέγχου. Η σημασία των μεθόδων ελέγχου είναι υψηλή καθώς βρίσκεται σε άμεση συσχέτιση με την αξιόπιστη και οικονομική ηλεκτροδότηση των οικισμών και την σωστή αξιοποίηση του διαθέσιμου εξοπλισμού. Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας διερευνούνται οι δυνατότητες ελέγχου ενός τυπικού υβριδικού συστήματος αποτελούμενο από μονάδες ΑΠΕ, συμβατικές γεννήτριες και συστήματα αποθήκευσης.

Η εργασία επικεντρώνεται στο σύστημα του Αγ. Ευστρατίου, που φιλοδοξεί να μετατραπεί στο πρώτο «πράσινο» Ελληνικό νησί όπου το 100% της ηλεκτρικής ενέργειας θα παράγεται

από ΑΠΕ, ενώ κατάλληλες παρεμβάσεις θα συμβάλλουν και στην αλλαγή του ενεργειακού του προφίλ στον ευρύτερο ενεργειακό τομέα. Οι συγκροτήσεις που μελετήθηκαν περιλαμβάνουν ανεμογεννήτριες (Α./Γ), φωτοβολταϊκά (Φ/Β), ηλεκτροπαραγωγή ζεύγη (Η/Ζ) diesel, συσσωρευτές μολύβδου-οξέως, σύστημα αποθήκευσης με υδρογόνο, Η/Ζ υδρογόνου, καθώς και διάφορα ελεγχόμενα φορτία όπως γεωθερμικές αντλίες και σταθμό φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων. Σημειώνεται ότι οι στρατηγικές ελέγχου που μελετήθηκαν είναι εύκολα επεκτάσιμες και σε συστήματα με διαφορετικές μονάδες ΑΠΕ.

Η επιλογή των υβριδικών συστημάτων ως αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας έγινε λόγω της καίριας σημασίας τους στη μετάβαση σε ένα νέο διαφορετικό ενεργειακό μοντέλο. Πράγματι, τα υβριδικά συστήματα ενέργειας, οι τεχνολογίες αποθήκευσης και οι τεχνικές ελέγχου βρίσκονται στο επίκεντρο των τεχνολογικών εξελίξεων και συγκεντρώνουν το ενδιαφέρον αρκετών ερευνητών διεθνώς. Με την εργασία αυτή επιθυμούμε να παρουσιάσουμε τη δικιά μας προσπάθεια και συμβολή, όσο μικρή ή μεγάλη και να είναι αυτή, στο συγκεκριμένο ερευνητικό αντικείμενο παρουσιάζοντας τις ιδέες μας.

1.4 Διάρθρωση Διπλωματικής Εργασίας

Στο Κεφάλαιο 2 πραγματοποιείται μία βιβλιογραφική ανασκόπηση του state-of-the-art των τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για σταθερές εφαρμογές ηλεκτροπαραγωγής. Συγκεντρώνονται πληροφορίες για τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τον τρόπο λειτουργίας των διαφόρων τεχνολογιών και συζητούνται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά τους. Επιπλέον γίνεται συγκριτική αξιολόγηση των τεχνολογιών με τεχνικά, λειτουργικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια με βάση reviews που έχουν δημοσιευτεί σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά. Κατά τη συγγραφή του κεφαλαίου έγινε εκτενής ανασκόπηση της βιβλιογραφίας και επιδιώχθηκε η εξασφάλιση της εγκυρότητας των παρουσιαζόμενων στοιχείων.

Στο Κεφάλαιο 3 πραγματοποιείται σύντομη ανασκόπηση κάποιων χαρακτηριστικών υβριδικών συστημάτων που έχουν ήδη εγκατασταθεί και λειτουργήσει παγκοσμίως. Δίνεται έμφαση σε συστήματα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ και επιχειρείται η συγκέντρωση λειτουργικής εμπειρίας καθώς και χρήσιμων συμπερασμάτων που μπορούν να αποδειχθούν πολύτιμα σε ανάλογα εγχειρήματα στο μέλλον.

Στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζεται το μαθηματικό μοντέλο KiBaM που χρησιμοποιείται για την προσομοίωση της λειτουργίας των συσσωρευτών. Το μοντέλο αυτό έχει αναπτυχθεί από τους Manwell et al, χρησιμοποιείται στο εμπορικό πρόγραμμα προσομοίωσης HYBRID 2 και θεωρείται το κατάλληλότερο για την μοντελοποίηση συσσωρευτών μολύβδου-οξέως. Το μοντέλο είναι κατάλληλο τόσο για ενεργειακή όσο και για δυναμική μελέτη, ωστόσο απαιτεί τη γνώση ενός μεγάλου αριθμού παραμέτρων για τον χρησιμοποιούμενο τύπο συσσωρευτών σε κάθε εφαρμογή. Το γεγονός αυτό το καθιστά μάλλον δύσχρηστο για εφαρμογές ενεργειακής προσομοίωσης και για αυτό το λόγο στην παρούσα εργασία χρησιμοποιείται μία παραλλαγή του που μειώνει σημαντικά τον αριθμό των απαιτούμενων παραμέτρων.

Στο Κεφάλαιο 5, αρχικά, γίνεται μία σύντομη εισαγωγή στα συστήματα αποθήκευσης με υδρογόνο εστιάζοντας στις τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται το μαθηματικό μοντέλο περιγραφής της λειτουργίας των ηλεκτρολύτων που χρησιμοποιήθηκε, το οποίο έχει προταθεί από τον Ulleberg. Τέλος, παρουσιάζονται χαρακτηριστικά διαγράμματα τα οποία περιγράφουν τον τρόπο λειτουργίας του συγκεκριμένου τύπου ηλεκτρολύτη που θεωρήθηκε στην παρούσα εργασία.

Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζεται και επεξηγείται ο αλγόριθμος προσομοίωσης υβριδικών συστημάτων που αναπτύχθηκε, αναφέροντας όλες τις διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης

και ελέγχου που διερευνήθηκαν. Θεωρήθηκαν δύο διαφορετικές συγκροτήσεις του συστήματος: στην πρώτη ως μοναδικό σύστημα αποθήκευσης χρησιμοποιούνται συσσωρευτές μολύβδου-οξέως και στη δεύτερη χρησιμοποιούνται συσσωρευτές ως πρωτογενής αποθήκευση και σύστημα υδρογόνου ως δευτερογενής. Το σύστημα υδρογόνου αποτελείται από αλκαλικό ηλεκτρολύτη, συμβατική δεξαμενή και μηχανές εσωτερικής καύσης υδρογόνου και αντιμετωπίζεται ως ελεγχόμενο φορτίο. Η γενική πολιτική που εφαρμόστηκε ορίζει προτεραιότητα των συσσωρευτών έναντι των ηλεκτρολυτών στην αποθήκευση ενέργειας. Στο τέλος του κεφαλαίου δίνονται τα διαγράμματα ροής (flowcharts) που παρουσιάζουν εποπτικά τον αλγόριθμο προσομοίωσης.

Στο κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της εφαρμογής του προτεινόμενου αλγόριθμου στο ηλεκτρικό σύστημα του Αγ. Ευστρατίου. Αρχικά, γίνεται μία εισαγωγή στα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συστήματος σε ό,τι αφορά το φορτίο, το δυναμικό ΑΠΕ και τη σύνθεση του Τοπικού Σταθμού Παραγωγής (ΤΣΠ). Έπειτα, πραγματοποιείται διαστασιολόγηση των επιμέρους συνιστωσών του υβριδικού σταθμού μέσω στατιστικής ανάλυσης των χρονοσειρών, η οποία επιτρέπει τον ορισμό βασικών σεναρίων αναφοράς για τη μελέτη. Ακολούθως, δίνονται τα αποτελέσματα των αναλυτικών ετήσιων προσομοιώσεων για ένα μόνο από τα διαμορφωθέντα σενάρια, για λόγους οικονομίας της παρουσίασης, ενώ πραγματοποιείται και ανάλυση του τρόπου λειτουργίας μέσω διαγραμμάτων.

Στο Κεφάλαιο 8 γίνεται μία περιληπτική αναφορά στις κλασικές μεθόδους βελτιστοποίησης και εξηγείται για ποιό λόγο δεν είναι κατάλληλες για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση του υβριδικού σταθμού. Στη συνέχεια, γίνεται μία εισαγωγή στη θεωρία των Γενετικών Αλγορίθμων (ΓΑ), που είναι η ευριστική μέθοδος που εφαρμόστηκε στην παρούσα εργασία για το βέλτιστο σχεδιασμό του συστήματος.

Στο Κεφάλαιο 9 περιγράφεται η μέθοδος που αναπτύχθηκε και προτείνεται για τη διαστασιολόγηση υβριδικών συστημάτων. Αρχικά, αναφέρονται κάποια χρήσιμα συμπεράσματα της οικονομικής θεωρίας σχετικά με την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων. Στη συνέχεια, διαμορφώνεται η αντικειμενική συνάρτηση κόστους η οποία αποτελεί το προς ελαχιστοποίηση μέγεθος του προβλήματος. Έπειτα, διεξάγονται παραμετρικές αναλύσεις ευαισθησίας ώστε να διερευνηθεί η επιρροή της μεταβολής του μεγέθους κάθε συνιστώσας του υβριδικού σταθμού στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης. Μετά την ανάλυση ευαισθησίας πραγματοποιείται βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης με την εφαρμογή των ΓΑ, θεωρώντας διαφορετικά κριτήρια βελτιστοποίησης, και τα αποτελέσματα της διαδικασίας παρουσιάζονται με τη βοήθεια κατάλληλων διαγραμμάτων.

Ο αλγόριθμος προσομοίωσης, το μοντέλο περιγραφής των συσσωρευτών και των ηλεκτρολυτών, η διαστασιολόγηση μέσω στατιστικής ανάλυσης χρονοσειρών, καθώς και ο αλγόριθμος βέλτιστης διαστασιολόγησης, προγραμματίστηκαν σε περιβάλλον MATLAB. Στα πλαίσια της βελτιστοποίησης έγινε χρήση του «Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox» της MATLAB.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 Κατηγοριοποίηση Τεχνολογιών [3]

Οι διάφορες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας μπορούν να κατηγοριοποιηθούν με βάση δύο κριτήρια: τη λειτουργία και τη μορφή αποθήκευσης. Με βάση το πρώτο κριτήριο, οι τεχνολογίες διακρίνονται σε αυτές που αποσκοπούν πρωταρχικά στην ποιότητα και την αξιοπιστία της παρεχόμενης ισχύος και χαρακτηρίζονται από υψηλές τιμές ονομαστικής ισχύος αλλά από σχετικά μικρό ενεργειακό περιεχόμενο, και σε αυτές που σχεδιάζονται για εφαρμογές διαχείρισης ενέργειας. Όπως φαίνεται από τον Πιν. 2-1, οι τεχνολογίες PHS, CAES, TES, solar fuel, οι μπαταρίες μεγάλης κλίμακας, οι μπαταρίες ροής και οι κυψέλες καυσίμου κατατάσσονται στην κατηγορία διαχείρισης ενέργειας, ενώ οι πυκνωτές/υπερπυκνωτές, η τεχνολογία SMES, οι σφόνδυλοι και οι μπαταρίες μικρής κλίμακας εντάσσονται στην κατηγορία ποιότητας ισχύος και αξιοπιστίας.

Πιν. 2-1 Κατηγοριοποίηση τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας με κριτήριο τη λειτουργία.

Ποιότητα ισχύος και αξιοπιστία Power quality and reliability	Διαχείριση Ενέργειας Energy Management
Πυκνωτής (Capacitor) Υπερπυκνωτής (Supercapacitor) Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση (SMES) Σφόνδυλος (Flywheel) Μπαταρία (Battery)	Αντλησιοταμίευση (PHS) Αποθήκευση με συμπίεση αέρα (CAES) Κυψέλη καυσίμου (Fuel Cell) Solar Fuel Θερμική αποθήκευση (TES) Μπαταρία μεγάλης κλίμακας (Large-scale battery)

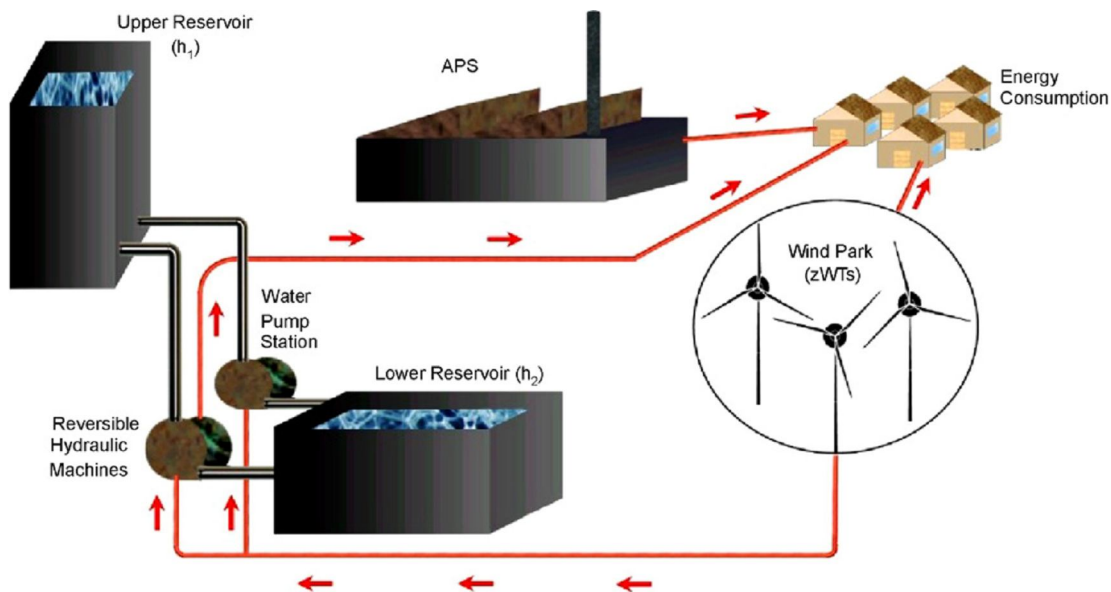
Με βάση τη μορφή με την οποία αποθηκεύεται η ηλεκτρική ενέργεια οι τεχνολογίες αποθήκευσης διακρίνονται σε:

1. Ηλεκτρική αποθήκευση: Ηλεκτροστατική αποθήκευση με τη χρήση πυκνωτών και υπερπυκνωτών, καθώς και μαγνητική αποθήκευση με τη χρήση τεχνολογίας SMES.
2. Μηχανική αποθήκευση: Σε μορφή κινητικής ενέργειας (σφόνδυλοι) ή σε μορφή δυναμικής ενέργειας (PHS και CAES).

3. Χημική αποθήκευση: Με τη μορφή ηλεκτροχημικής ενέργειας (συμβατικές μπαταρίες, μπαταρίες ροής) ή με τη μορφή χημικής ενέργειας (κυψέλες καυσίμου, μπαταρίες μετάλλου αέρα) ή με τη μορφή θερμοχημικής ενέργειας (τεχνολογία solar fuel).
4. Θερμική αποθήκευση: Αποθήκευση ενέργειας σε συστήματα χαμηλής ή υψηλής θερμοκρασίας.

2.2 Αντλησιοταμίευση (PHS)

Η αποθήκευση με άντληση υδάτων αποτελεί την παλιότερη από τις τεχνολογίες αποθήκευσης κεντρικού σταθμού, ξεκίνησε να εφαρμόζεται το 1929 και ουσιαστικά μέχρι το 1970 ήταν η μόνη εμπορικά διαθέσιμη επιλογή για εφαρμογές ηλεκτροπαραγωγής [4]. Το 2004 η εγκατεστημένη ισχύς συστημάτων αντλησιοταμίευσης εκτιμήθηκε στα 82.800 MW [5]. Σήμερα η αντλησιοταμίευση αποτελεί την πιο ελκυστική μέθοδο αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας (100MW – 5000 MW) και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε συνδυασμό με αιολικά πάρκα τόσο ως διεσπαρμένη παραγωγή, όσο και σε αυτόνομα συστήματα. Η πιο γενική συγκρότηση ενός συστήματος αντλησιοταμίευσης (Σχ. 2.1) (pumped hydro storage system) περιλαμβάνει δύο ταμιευτήρες νερού που έχουν υψομετρική διαφορά της τάξης των εκατοντάδων μέτρων, έναν αριθμό υδροστροβίλων με τις αντίστοιχες ηλεκτρικές γεννήτριες, έναν αριθμό αντλιών με τους αντίστοιχους ηλεκτρικούς κινητήρες, καθώς και ένα σύστημα ελέγχου [6]. Η επικοινωνία μεταξύ του άνω και του κάτω ταμιευτήρα μπορεί να γίνει με έναν ή με δύο αγωγούς πτώσης.



Σχ. 2.1 Σχηματικό διάγραμμα συστήματος αντλησιοταμίευσης με αιολικό πάρκο που σε συνδυασμό με θερμικό σταθμό τροφοδοτεί ένα αυτόνομο σύστημα [7].

Η αρχή λειτουργίας του συστήματος έχει ως εξής: η περίσσεια ενέργειας που εμφανίζεται κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου και υψηλής παραγωγής ΑΠΕ αξιοποιείται για την άντληση νερού στον άνω ταμιευτήρα και άρα αποθηκεύεται με τη μορφή δυναμικής ενέργειας. Ανάλογα, κατά τις περιόδους αιχμής ελευθερώνεται νερό από τον άνω ταμιευτήρα το οποίο περιστρέφει τους υδροστροβίλους παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια και τελικά καταλήγει στον κάτω ταμιευτήρα. Με αυτόν τον τρόπο το σύστημα μπορεί να καλύψει την έλλειψη ισχύος χρησιμοποιώντας το κατάλληλο ποσό ενέργειας που έχει προηγουμένως αποθηκευτεί. Με μεγαλύτερες υψομετρικές διαφορές μεταξύ των δύο ταμιευτήρων λιγότερος όγκος νερού παρέχει την ίδια χωρητικότητα και συνεπώς αγωγοί πτώσεως μικρότερης διαμέτρου μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την παραγωγή του ίδιου ποσού ισχύος [5,7]. Αξίζει να σημειωθεί ότι

ο διπλός αγωγός πτώσης υπερτερεί έναντι του μονού γιατί παρέχει τη δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής ενέργειας από τους υδροστροβίλους και κατανάλωσης ενέργειας από τις αντλίες. Η κατάσταση αυτή έχει σαν αποτέλεσμα τη συνεχή κυκλοφορία του νερού στο σύστημα και πλεονεκτεί ιδιαίτερα όταν συμπίπτει υψηλό φορτίο με μεγάλη παραγωγή ΑΠΕ. Το πλεονέκτημα αυτού του τρόπου λειτουργίας, όπως και οι υπόλοιπες καταστάσεις λειτουργίας, περιγράφεται στην πηγή [8]. Οι βασικές μαθηματικές εξισώσεις περιγραφής των αντλιών και των στροβίλων δίνονται στην αναφορά [9].

Τα συστήματα αντλησιοταμίευσης μπορούν να αναλάβουν φορτίο σε λίγα δευτερόλεπτα και το μέγιστο βάθος εκφόρτισης τους είναι έως 95% χωρίς να επηρεάζεται η διάρκεια ζωής της εγκατάστασης. Η τυπική συνολική απόδοση (roundtrip efficiency) του συστήματος κυμαίνεται μεταξύ 65% και 77%, με τους υδροστροβίλους να εμφανίζουν μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης από της αντλίες [5]. Το βασικότερο πλεονέκτημα της αντλησιοταμίευσης είναι ότι παρέχει εγγυημένη ισχύ, γεγονός που παρέχει δυνατότητα υποκατάστασης της συμβατικής ισχύος (capacity credit), δυνατότητα που δεν έχουν οι ΑΠΕ λόγω της μεταβλητής φύσης τους [9,10]. Έτσι, δίνεται η δυνατότητα αύξησης της αιολικής διείσδυσης και της διείσδυσης ΑΠΕ γενικότερα σε νησιωτικά συστήματα, που διαφορετικά περιορίζεται από τα όρια τεχνικού ελαχίστου και δυναμικής απόκρισης. Υπάρχουν εργασίες στη βιβλιογραφία όπου ερευνάται ο βαθμός αύξησης της αιολικής διείσδυσης, όπως η [11] όπου εξετάζεται η βέλτιστη ενσωμάτωση συστήματος αντλησιοταμίευσης στην Κρήτη και τη Ρόδο και η [10] όπου το υπό εξέταση σύστημα είναι το νησί Gran Canaria. Από την άλλη μεριά, τα σημαντικότερα μειονεκτήματα της αντλησιοταμίευσης είναι οι γεωγραφικοί, γεωλογικοί και περιβαλλοντικοί περιορισμοί που σχετίζονται με τη σχεδίαση των ταμιευτήρων, το υψηλό κόστος επένδυσης και οι μακροί χρόνοι υλοποίησης [4].

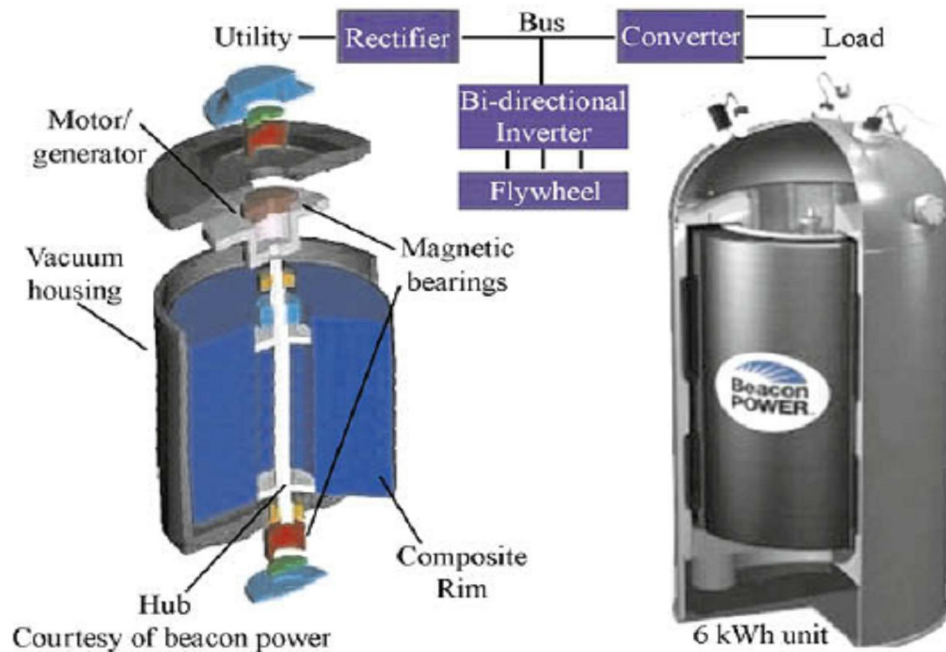
2.3 Σφόνδυλοι

Τα συστήματα αποθήκευσης με σφόνδυλο (flywheel) (Σχ. 2.2) αποθηκεύουν ενέργεια υπό μορφή κινητικής ενέργειας σε μία περιστρεφόμενη μάζα. Τέτοια συστήματα χρησιμοποιούνται σε μία πληθώρα εφαρμογών όπως τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα, τα συστήματα UPS σε βιομηχανίες και τα υβριδικά συστήματα ενέργειας. Ο σφόνδυλος τοποθετείται στο εσωτερικό ενός θαλάμου υπό κενό, αιωρούμενος με τη βοήθεια μαγνητικών τριβών, έτσι ώστε να ελαχιστοποιούνται οι μηχανικές απώλειες λόγω τριβών. Η κινητική ενέργεια μπορεί να αποθηκεύεται ή να αποσπάται από το σφόνδυλο μέσω μίας ηλεκτρικής μηχανής μεταβλητών στροφών τεχνολογίας μόνιμων μαγνητών, η οποία μπορεί να λειτουργήσει είτε ως κινητήρας είτε ως γεννήτρια αντίστοιχα. Εκτεταμένη αναφορά στη μαγνητική έδραση και στις ηλεκτρικές μηχανές που χρησιμοποιούνται γίνεται στις πηγές [13,14] και [12] αντίστοιχα.

Σε λειτουργία κινητήρα, η ηλεκτρική ενέργεια με την οποία τροφοδοτείται ο στάτης μετατρέπεται σε ροπή στον άξονα του δρομέα, με αποτέλεσμα την επιτάχυνσή του και άρα την αύξηση της κινητικής του ενέργειας. Σε λειτουργία γεννήτριας, η αποθηκευμένη ενέργεια στο σφόνδυλο ασκεί ροπή στο δρομέα της μηχανής, η οποία μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια. Το σύστημα αποθήκευσης εκτός από το σφόνδυλο περιλαμβάνει και ηλεκτρονικά ισχύος για τον έλεγχο της εισερχόμενης και εξερχόμενης ισχύος, της ταχύτητας περιστροφής και της συχνότητας [12]. Η αποθηκευμένη κινητική ενέργεια στο σφόνδυλο (E_K) είναι ανάλογη της ροπής αδράνειας του (άρα και της μάζας του) και ανάλογη του τετραγώνου της γωνιακής ταχύτητας περιστροφής με βάση τη σχέση:

$$E_K = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (2.1)$$

Το υλικό κατασκευής του σφονδύλου μπορεί να είναι ατσάλι, ανθρακονήματα (carbon fiber), τηγμένο διοξείδιο του πυριτίου (fused silica) και άλλα συνθετικά υλικά. Με βάση την εξ. 2.2, ο καθοριστικός παράγοντας που επηρεάζει την ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας του σφονδύλου είναι η ταχύτητα περιστροφής. Για να επιτευχθεί μεγαλύτερη χωρητικότητα με δεδομένη διάμετρο και πλάτος σφονδύλου, απαιτούνται ανθεκτικότερα και ελαφρύτερα υλικά, ικανά να αντέχουν τα αδρανειακά φορτία που υφίστανται σε μεγάλες ταχύτητες περιστροφής. Η ειδική ενέργεια σε Wh/kg για σφόνδυλο από τηγμένο διοξείδιο του πυριτίου είναι πάνω από είκοσι φορές μεγαλύτερη από την ειδική ενέργεια ενός σφονδύλου από ατσάλι και περίπου σαράντα φορές μεγαλύτερη από αυτήν μίας μπαταρίας μολύβδου οξέως [5,12].



Σχ. 2.2 Οι βασικές συνιστώσες ενός συστήματος αποθήκευσης με σφόνδυλο.

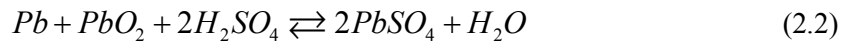
Οι σφόνδυλοι έχουν σημαντικές ιδιότητες που τους καθιστούν κατάλληλους για εφαρμογές στα υβριδικά συστήματα. Κατά πρώτο λόγο χαρακτηρίζονται από υψηλές τιμές ειδικής ισχύος (μεγαλύτερη από 500 W/kg) και ειδικής ενέργειας. Επιπλέον, σε αντίθεση με τις μπαταρίες, η χωρητικότητα του σφονδύλου δεν υποβαθμίζεται, η διάρκεια ζωής του είναι σχεδόν ανεξάρτητη από το βάθος φόρτισης και εκφόρτισης και μπορεί να λειτουργεί εξίσου καλά τόσο σε κατάσταση χαμηλής όσο και βαθιάς εκφόρτισης. Ακόμα, η κατάσταση φόρτισης (State of Charge - SOC) μετράται εύκολα καθώς εξαρτάται από την περιστροφική ταχύτητα. Η διάρκεια ζωής τους είναι είκοσι έτη ή μερικές δεκάδες χιλιάδες κύκλοι φόρτισης-εκφόρτισης, ενώ ο χρόνος που απαιτείται για την επαναφόρτισή τους είναι μικρός. Ακόμα, οι σφόνδυλοι δεν επηρεάζονται από τη θερμοκρασία, δεν απαιτείται περιοδική συντήρηση τους και κατασκευάζονται από υλικά φιλικά προς το περιβάλλον. Χαρακτηρίζονται από υψηλή συνολική απόδοση (85%) και οι απώλειες ενέργειας κατά τη διάρκεια της standby λειτουργίας είναι μικρότερες από το 2% της ονομαστικής ισχύος [7,6,12,15].

Σε γενικές γραμμές οι σφόνδυλοι έχουν ικανότητα αποθήκευσης μικρών ποσοτήτων ενέργειας, αλλά μπορούν να την αποδώσουν σε μεγάλες τιμές ισχύος με καλή ποιότητα και αξιοπιστία.. Για αυτόν το λόγο χρησιμοποιούνται τυπικά στα υβριδικά συστήματα για την εξομάλυνση ταχέων διακυμάνσεων ισχύος (στην κλίμακα των δευτερολέπτων ή των λεπτών) και επιπλέον για τη διευκόλυνση του ελέγχου του συστήματος. Ο γρήγορος χρόνος

απόκρισης των συστημάτων αποθήκευσης με σφονδύλους τα καθιστά κατάλληλα για ρύθμιση της συχνότητας στα δίκτυα των υβριδικών συστημάτων. Σήμερα είναι διαθέσιμοι σφόνδυλοι με ικανότητα αποθήκευσης περίπου 140 kWh και ικανότητα απόδοσης ισχύος από kW έως GW, δουλεύοντας σε ταχύτητα περιστροφής περίπου 50.000 ΣΑΛ [1, 12].

2.4 Μπαταρίες Μολύβδου Οξέως

Οι μπαταρίες μολύβδου οξέως (lead – acid), που εφευρέθηκαν το 1859, αποτελούν την παλαιότερη και πιο διαδεδομένη μορφή επαναφορτιζόμενων ηλεκτροχημικών συσκευών. Έχουν χρησιμοποιηθεί ευρέως σε αυτόνομα υβριδικά συστήματα και αποτελούν πλέον ώριμη τεχνολογία. Στην κατάσταση πλήρους φόρτισης αποτελούνται από ένα ηλεκτρόδιο μολύβδου (άνοδος) και ένα ηλεκτρόδιο διοξειδίου του μολύβδου (κάθοδος) βυθισμένα σε έναν ηλεκτρολύτη με περιεκτικότητα περίπου 37% σε θειικό οξύ. Σε κατάσταση πλήρους εκφόρτισης και τα δύο ηλεκτρόδια αποτελούνται από θεικό μόλυβδο, η τάση στα άκρα του στοιχείου μηδενίζεται και ο ηλεκτρολύτης δεν περιέχει πλέον θειικό οξύ και ουσιαστικά μετατρέπεται σε νερό. Οι χημικές αντιδράσεις που πραγματοποιούνται κατά την εκφόρτιση και την φόρτιση είναι [3, 7, 15]:



Ανάλογα με τον τύπο της ανόδου οι μπαταρίες διακρίνονται σε τύπου Manchex, σωληνωτού τύπου και τύπου λεπτής επίπεδης πλάκας. Η ονομαστική τάση κάθε κελιού είναι περίπου 2 Volt [15]. Με κριτήριο τη λειτουργία, οι δύο κύριοι τύποι μπαταριών μολύβδου οξέως είναι οι flooded batteries και οι VRLA. Στις πρώτες ο ηλεκτρολύτης είναι σε υγρή μορφή και απαιτείται συστηματική προσθήκη αποσταγμένου νερού για σωστή λειτουργία. Σε περίπτωση υπερφόρτισης παρατηρείται υπερβολική ηλεκτρόλυση του νερού με ταυτόχρονη εκπομπή υδρογόνου και οξυγόνου από κάθε κελί, αέρια που συνιστούν ένα εκρηκτικό μίγμα. Για αυτό το λόγο απαιτείται η παρουσία μηχανισμού που σταματά τη διαδικασία φόρτισης όταν η μπαταρία είναι πλήρως φορτισμένη (trickle charge) [16]. Οι μπαταρίες VRLA διαφέρουν στο ότι σφραγίζονται με μία βαλβίδα ελέγχου της πίεσης και στο ότι ο ηλεκτρολύτης είναι ακινητοποιημένος σε μορφή gel ή σε απορροφητικό γυαλί (absorbent glass mat). Τα βασικότερα πλεονεκτήματα των τελευταίων είναι η δραματική μείωση της απαιτούμενης συντήρησης, η μη εκπομπή όξινων αερίων, το μικρότερο βάρος και η πιο εύκολη τοποθέτηση, ενώ μειονέκτημα αποτελεί το μεγαλύτερο κόστος [4, 16, 17].

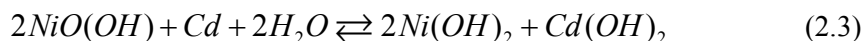
Η βασικότερη αιτία της τόσο ευρείας διάδοσης των μπαταριών μολύβδου οξέως είναι το μικρό κόστος τους συγκριτικά με άλλες τεχνολογίες μπαταριών (\$200 – 400 ανά kWh), σε συνδυασμό με την εμπορική διαθεσιμότητα, αλλά και η πολυετής συσσωρευμένη λειτουργική εμπειρία. Επιπρόσθετα, οι μπαταρίες αυτές χαρακτηρίζονται από υψηλούς βαθμούς απόδοσης (roundtrip efficiency) της τάξης του 70 - 90%, καθώς και από υψηλή αξιοπιστία [3]. Η εμπειρία έχει δείξει ότι ο ρυθμός αστοχίας των μπαταριών μολύβδου οξέως είναι μικρότερος από 0,25% [5]. Επίσης, πολύ σημαντικά πλεονεκτήματα της τεχνολογίας αυτής είναι οι μικροί ρυθμοί αυτοεκφόρτισης που παρουσιάζει και η εξαιρετική συμπεριφορά στην παροχή βηματικής τάσης. Για τον τελευταίο λόγο οι μπαταρίες αυτές μπορούν να παρακολουθήσουν αποτελεσματικά τις γρήγορες αλλαγές του φορτίου, ιδιότητα που τις καθιστά κατάλληλες για εφαρμογές ποιότητας ισχύος, UPS, διατήρησης στρεφόμενης εφεδρείας και για power bridging σε υβριδικά συστήματα που χρησιμοποιούν ΑΠΕ.

Από την άλλη μεριά, οι εφαρμογές τους για διαχείριση ενέργειας μεγάλης κλίμακας είναι πολύ περιορισμένες εξαιτίας της μικρής διάρκειας ζωής τους και της χαμηλής ειδικής ενέργειας, που εν γένει κυμαίνεται μεταξύ 25 και 50 Wh/kg. Επιπρόσθετα αρνητικά χαρακτηριστικά αποτελούν η μειωμένη απόδοση σε πολύ χαμηλές και πολύ υψηλές θερμοκρασίες (σύννηθες θερμοκρασιακό εύρος -20 °C έως 50 °C), η χρήση μη φιλικών προς

το περιβάλλον υλικών, η ανάγκη για συχνή αναπλήρωση νερού και το συνιστώμενο μικρό βάθος εκφόρτισης. Παρόλα αυτά έχουν χρησιμοποιηθεί σε μερικές εμπορικές εφαρμογές διαχείρισης ενέργειας μεγάλης κλίμακας όπως στα BEWAG, Iberdrola, PREPA, Chino [4,3]. Γενικά θα μπορούσαμε να πούμε ότι οι μπαταρίες μολύβδου οξέως είναι ελκυστικές ως διατάξεις αποθήκευσης ενέργειας για εφαρμογές ισχύος 100 kW έως 10 MW [7].

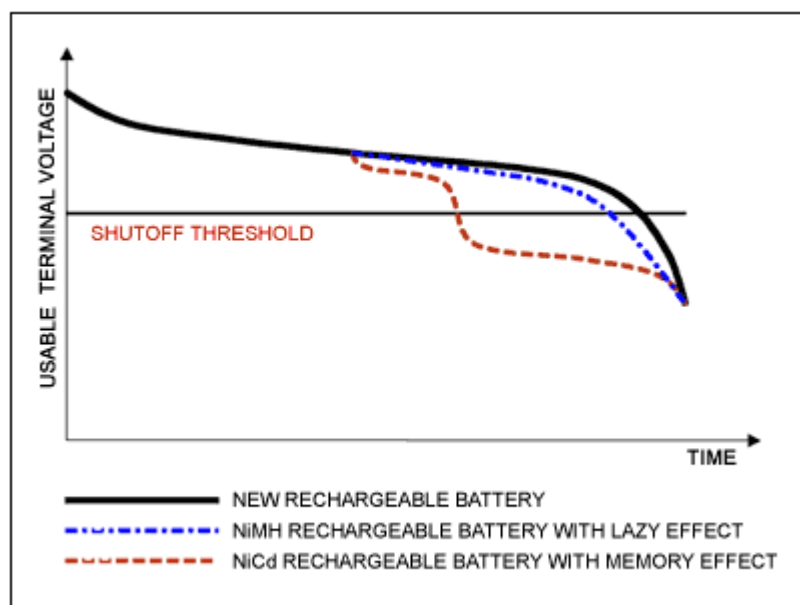
2.5 Μπαταρίες Νικελίου Καδμίου

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, ηλεκτρολύτη με υδροξείδιο 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 του διαχωριστή τυλίγονται σε σπiral σχήμα μέσα στη θήκη. Σε κατάσταση πλήρους φόρτισης το θετικό ηλεκτρόδιο περιέχει υδροξείδιο του νικελίου και το αρνητικό κάδμιο. Η ονομαστική τάση εκφόρτισης του κελιού είναι 1,2 Volt σε ρυθμό εκφόρτισης 0,2C και ελαττώνεται με τη μείωση της θερμοκρασίας. Η συνολική χημική αντίδραση που λαμβάνει χώρα είναι (με φορά προς τα δεξιά η εκφόρτιση) [3,18,19]:



Συγκριτικά με τις μπαταρίες μολύβδου οξέως, οι νικελίου καδμίου έχουν μεγαλύτερες τιμές ειδικής ενέργειας (50-75 Wh/kg), μεγαλύτερη διάρκεια ζωής (2000 – 2500 κύκλοι), υποστηρίζουν υψηλότερους ρυθμούς φόρτισης και εκφόρτισης, αλλά έχουν μικρότερη απόδοση (60 – 75%) είναι και πιο ακριβές [4,3,19]. Επιπλέον πλεονεκτήματα τους αποτελούν η αυξημένη αξιοπιστία και οι πολύ μικρές ανάγκες συντήρησης, η δυνατότητα βαθιάς εκφόρτισης και η εξαιρετική παροχή βηματικής τάσης. Για τους λόγους αυτούς είναι γενικά κατάλληλες για φορητές συσκευές, φωτισμό έκτακτης ανάγκης, UPS και εκκίνηση κινητήρων. Ωστόσο, σήμερα οι φορητές συσκευές όπως τα κινητά τηλέφωνα και οι φορητοί υπολογιστές χρησιμοποιούν άλλες τεχνολογίες ηλεκτροχημικής αποθήκευσης [3,17]. Η τεχνολογία αυτή έχει χρησιμοποιηθεί και σε εφαρμογές ηλεκτροπαραγωγής. Έχουν εγκατασταθεί υβριδικά συστήματα που διαθέτουν μπαταρίες νικελίου καδμίου ως διατάξεις αποθήκευσης, όπως το υβριδικό σύστημα στο Wales της Αλάσκας [20,21]. Αξίζει να σημειωθεί ότι το μεγαλύτερης ισχύος σύστημα ηλεκτροχημικής αποθήκευσης παγκοσμίως έχει εγκατασταθεί στο Golden Valley της Αλάσκας και χρησιμοποιεί μπαταρίες NiCd. Αποτελείται από τέσσερις συστοιχίες μπαταριών με 3440 κελιά η καθεμία και έχει ικανότητα απόδοσης ισχύος 40 MW για 7 min ή 27MW για 15 min. [22,23].

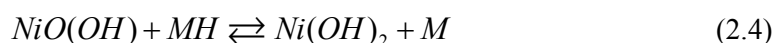
Το βασικό μειονέκτημα τους είναι το σχετικά υψηλό κόστος (\$1000/kWh) εξαιτίας της ακριβής κατασκευαστικής διαδικασίας. Επιπλέον, το κάδμιο είναι ένα βαρύ τοξικό μέταλλο που εισάγει προβλήματα διάθεσης και ανακύκλωσης των μπαταριών νικελίου καδμίου [3,4,19]. Αρνητικό χαρακτηριστικό αποτελεί και το φαινόμενο μνήμης (memory effect – Σχ. 2.3), σύμφωνα με το οποίο όταν μία μπαταρία NiCd φορτίζεται και εκφορτίζεται εκατοντάδες φορές σε ένα συγκεκριμένο ποσοστό της ονομαστικής χωρητικότητας, τείνει να το «θυμάται» και τελικά μπορεί να εκφορτιστεί αποτελεσματικά μόνο μέχρι το ποσοστό αυτό. Στην πραγματικότητα, στο σημείο που άρχιζε η επαναφόρτιση παρατηρείται μία δραματική μείωση της τάσης της μπαταρίας, σαν να ήταν πλήρως εκφορτισμένη, ενώ πρωτογενώς η χωρητικότητα δεν μειώνεται σημαντικά. Ωστόσο, εάν το σύστημα που ηλεκτροδοτείται από την μπαταρία δε μπορεί να λειτουργήσει κατά τη διάρκεια της χαμηλής τιμής της τάσης, είναι αδύνατο να αξιοποιήσει όλη την αποθηκευμένη ενέργεια, οπότε πρακτικά η μπαταρία εμφανίζει μειωμένη χωρητικότητα. Αν παρατηρηθεί το memory effect, μπορεί να εξαλειφθεί μετά από μία σειρά πλήρων εκφορτίσεων της μπαταρίας.



Σχ. 2.3 Σύγκριση του *memory effect* στους συσσωρευτές NiCd και του *lazy effect* στους συσσωρευτές NiMH. Shutoff threshold είναι το ελάχιστο όριο τάσης για να μπορεί να αποδώσει ισχύ ο συσσωρευτής.

2.6 Μπαταρίες Νικελίου Υδριδίου Μετάλλου

Οι μπαταρίες υδριδίου μετάλλου (NiMH) αποτελούν επέκταση της τεχνολογίας που εφαρμόζονταν 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 (προς τα δεξιά) και κατά τη φόρτιση (προς τα αριστερά) είναι [24]:



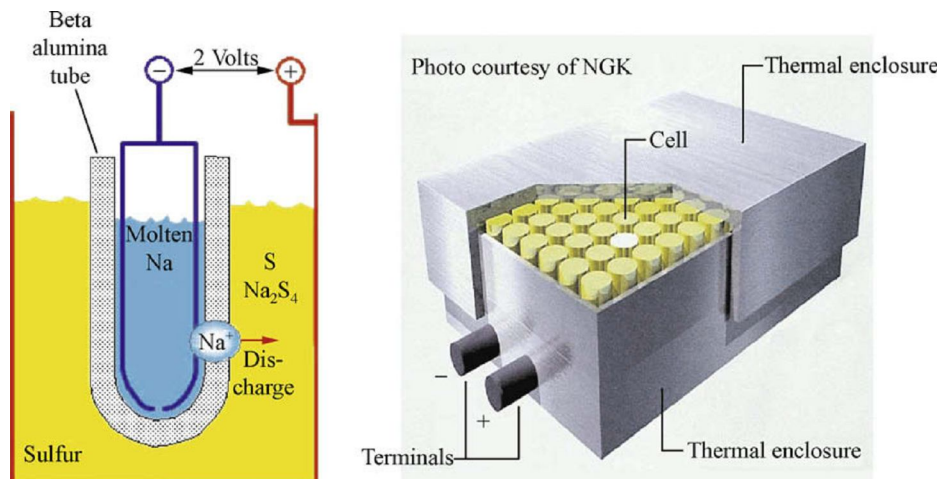
Η χρήση υδριδίου του μετάλλου αντί για κάδμιο εκμηδενίζει τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των μπαταριών NiCd, ενώ παράλληλα περιορίζεται η επίδραση του φαινομένου μνήμης, το οποίο εδώ αποκαλείται *lazy effect* [15]. Υπάρχουν εμπορικά διαθέσιμες μπαταρίες που παρουσιάζουν διάρκεια ζωής μεγαλύτερη από 1000 κύκλους εκφόρτισης σε βάθος 80%. Η ειδική ενέργεια των μπαταριών NiMH είναι εν γένει 30 – 50% μεγαλύτερη από των μπαταριών NiCd, με μία αντιπροσωπευτική τιμή 70 Wh/kg [24]. Το σημαντικότερο μειονέκτημα έναντι της τεχνολογίας NiCd είναι τα υψηλότερα ποσοστά αυτοεκφόρτισης που κυμαίνεται μεταξύ 5 – 10% την πρώτη μέρα και σταθεροποιείται περίπου σε 0,5 – 1% την ημέρα σε θερμοκρασία δωματίου [19]. Επιπλέον μειονεκτήματα είναι η χαμηλή αποδοτικότητα των κελίων τους, ο σχετικά χαμηλός βαθμός αξιοπιστίας, η υψηλή θερμοκρασία που δημιουργείται κατά την φόρτιση και το υψηλό τους κόστος, το οποίο όμως αναμένεται να μειωθεί δραματικά στο μέλλον [4, 15].

Η τεχνολογία NiMH έχει φτάσει σε μεγάλο βαθμό ωριμότητας για μία ποικιλία εμπορικών εφαρμογών μεταξύ των οποίων εφαρμογές μικρής ισχύος όπως κινητά τηλέφωνα, φορητοί υπολογιστές και εργαλεία με κινητήρα, μέχρι εφαρμογές μεγάλης ισχύος όπως αεροδιαστημικές εφαρμογές και υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα. Ακόμα, μέχρι σήμερα έχουν υλοποιηθεί επιτυχώς μερικά αποθηκευτικά συστήματα μεγάλης κλίμακας με τεχνολογία NiMH για σταθερά συστήματα εφεδρείας ηλεκτρικής ισχύος και εφαρμογές διεσπαρμένης παραγωγής. Παράλληλα, γίνονται δοκιμαστικές εφαρμογές της τεχνολογίας ως αποθηκευτικό

μέσο σε φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, ως εφεδρεία σε τηλεπικοινωνιακά συστήματα, καθώς και σε συστήματα κάλυψης αιχμής (peak shaving) [24].

2.7 Μπαταρίες Νατρίου Θείου

Οι μπαταρίες νατρίου – θείου (NaS) αποτελούν μία νέα τεχνολογία αποθήκευσης που προς το παρόν καταλαμβάνει ένα σχετικά μικρό μερίδιο της αγοράς, αλλά εκτιμάται ότι στο μέλλον θα γίνει εξαιρετικά δημοφιλής [25]. Κατασκευαστικά περιλαμβάνουν ένα θετικό και ένα αρνητικό ηλεκτρόδιο 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 (Σχ. 2.4). Κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης ενός κελιού, το νάτριο δίνει ηλεκτρόνια στο εξωτερικό κύκλωμα παρέχοντας τάση περίπου 2 Volt, ενώ τα κατιόντα νατρίου που προκύπτουν μετακινούνται μέσω του ηλεκτρολύτη προς το ηλεκτρόδιο τηγμένου θείου σχηματίζοντας πολυθειούχο νάτριο. Αυτή η διαδικασία είναι αντιστρέψιμη, καθώς κατά τη φόρτιση το εξωτερικό ρεύμα αναγκάζει το πολυθειούχο νάτριο να ελευθερώσει το κατιόν νατρίου στον ηλεκτρολύτη, ώστε να γίνει πάλι στοιχειακό νάτριο στο αρνητικό ηλεκτρόδιο [3,25]. Η συνολική χημική αντίδραση που πραγματοποιείται είναι (προς τα δεξιά η εκφόρτιση):



Σχ.2.4 Η δομή μίας μπαταρίας NaS [3].

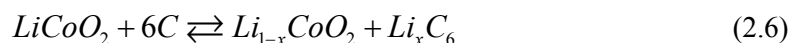
Στα θετικά της τεχνολογίας συμπεριλαμβάνονται οι μεγάλες τιμές πυκνότητα ενέργειας και ισχύος που κυμαίνονται μεταξύ 100-240 Wh/kg και 150-230 W/kg αντίστοιχα. Η τυπική διάρκεια ζωής τους είναι περίπου 2500 κύκλοι, χαρακτηρίζονται από υψηλή απόδοση (75-90%) και από ικανότητα παροχής βηματικής ισχύος για 30 sec πάνω από έξι φορές μεγαλύτερη από την συνεχή ονομαστική ικανότητα. Η τελευταία ιδιότητα καθιστά κατάλληλες και οικονομικές τις μπαταρίες NaS σε εφαρμογές που συνδυάζουν ποιότητα ισχύος και κάλυψη φορτίου [3]. Ακόμα, εξαιτίας της ύπαρξης του κεραμικού ηλεκτρολύτη που χαρακτηρίζεται από μηδενική αγωγιμότητα ηλεκτρονίων, εξαλείφεται το φαινόμενο της αυτοεκφόρτισης. Ταυτόχρονα, χρησιμοποιούν υλικά φιλικά προς το περιβάλλον, το κόστος τους θεωρείται σχετικά χαμηλό (\$350/kWh), οι ανάγκες συντήρησης ασήμαντες και η περίοδος λειτουργίας πολύ ικανοποιητική [7,25]. Από την άλλη μεριά, σημαντικό μειονέκτημα της τεχνολογίας αποτελεί η μη καταλληλότητα της για συγκεκριμένες εφαρμογές, δεδομένης της ανάγκης να διατηρείται η θερμοκρασία λειτουργίας τους σε υψηλά

επίπεδα (μεταξύ 300 °C και 350 °C), ώστε να είναι δυνατή η πραγματοποίηση του ηλεκτροχημικού φαινομένου [7].

Σε γενικές γραμμές οι μπαταρίες NaS είναι περισσότερο κατάλληλες για σταθερές εφαρμογές μεγάλης ισχύος και μέχρι σήμερα έχουν χρησιμοποιηθεί για κάλυψη φορτίου (load leveling), peak shaving, παροχή έκτακτης ισχύος, UPS, βελτίωση ποιότητας ισχύος σε βιομηχανικές μονάδες και υποβοήθηση μονάδων ΑΠΕ [26]. Στην Ιαπωνία μόνο, έχουν γίνει έργα επίδειξης σε πάνω από 30 εγκαταστάσεις με συνολική ονομαστική ισχύ 20 MW και αποθηκευμένη ενέργεια κατάλληλη για κάλυψη φορτίου για 8 ώρες καθημερινά. Παραδείγματα αποτελούν η μονάδα 6 MW/8h στην επιχείρηση ηλεκτρικής ισχύος του Τόκυο και η μονάδα 8 MW/7,25 h στο εργοστάσιο της Hitachi. Η μεγαλύτερης ισχύος εγκατάσταση μπαταριών NaS είναι 34 MW/245MWh για σταθεροποίηση της ισχύος εξόδου αιολικού πάρκου 51 MW στη βόρεια Ιαπωνία [3,26,27,28]. Το 2002 στις ΗΠΑ ξεκίνησε η πρώτη επίδειξη συστήματος NaS στο Ohio με χωρητικότητα 7,2 MWh και δυνατότητα απόδοσης ισχύος έως 1,2 MW [26,3]. Επίσης στην Ιαπωνία, το 2001 ο οργανισμός NEDO ανέπτυξε ένα υβριδικό σύστημα αποτελούμενο από μία Α/Γ ισχύος 500 kW και σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες NaS ισχύος 400 kW, με βασικό στόχο την σταθεροποίηση των διαταραχών μικρής και μεγάλης διάρκειας της ισχύος εξόδου αλλά και την ενίσχυση της αξιοπιστίας [26].

2.8 Μπαταρίες Τεχνολογίας Λιθίου

Οι μπαταρίες που βασίζονται στο λίθιο συνιστούν μία 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 LiCoO₂, LiMO₂ ή LiNiO₂, η άνοδος από γραφίτη άνθρακα με δομή στοιβάδας, ενώ ο ηλεκτρολύτης από τη διάλυση αλάτων λιθίου (όπως το LiPF₆) σε οργανικούς ανθρακικούς διαλύτες. Κατά τη φάση της φόρτισης, τα άτομα λιθίου στην κάθοδο μετατρέπονται σε ιόντα και μετακινούνται διαμέσου του ηλεκτρολύτη προς την άνοδο, όπου συνδυάζονται με ηλεκτρόνια από το εξωτερικό κύκλωμα και τοποθετούνται ως άτομα λιθίου μεταξύ των ανθρακικών στοιβάδων. Αυτή η διαδικασία αντιστρέφεται κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης [3,25]. Η σημαντικότερη διαφορά των μπαταριών Li-poly είναι ότι ο διαλύτης είναι από στερεό πολυμερές και χρησιμοποιείται ταυτόχρονα και ως διαχωριστής [29]. Οι συνολικές ηλεκτροχημικές αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα στους δύο τύπους μπαταριών είναι (προς τα δεξιά είναι η φόρτιση):



Το βασικότερο πλεονέκτημα της τεχνολογίας αυτής είναι οι πολύ υψηλές τιμές ειδικής ενέργειας που κυμαίνονται μεταξύ 80 – 150 Wh/kg για τις μπαταρίες Li-ion και 100 – 150 Wh/kg για τις Li-poly, καθώς και οι πολύ μεγάλοι βαθμοί απόδοσης που μπορεί να αγγίξουν και το 100% [25]. Πιο συγκεκριμένα, οι μπαταρίες Li-ion εμφανίζουν αξιοσημείωτη διάρκεια ζωής συνδυασμένη με αρκετά βαθιές εκφορτίσεις, καθώς 3000 κύκλοι φόρτισης-εκφόρτισης με βάθος εκφόρτισης 80% αποτελούν τυπικές τιμές. Επιπρόσθετα πλεονεκτήματα αποτελούν ο χαμηλός ρυθμός αυτοεκφόρτισης (<5% ανά μήνα), η μικρή ανάγκη για συντήρηση και η ικανότητα παροχής ρευμάτων πολύ υψηλής τιμής [7,28]. Ωστόσο, η διάρκεια ζωής τους επηρεάζεται αρνητικά σε μεγάλο βαθμό από τις υψηλές θερμοκρασίες, ενώ μπορεί να μειωθεί δραστικά σε περίπτωση υπερβολικά βαθιάς εκφόρτισης, γεγονός που τις καθιστά ακατάλληλες για εφαρμογές εφεδρείας. Επιπλέον αρνητικά στοιχεία αποτελούν ο περιορισμένος ρυθμός φόρτισης και εκφόρτισης για λόγους αποφυγής δημιουργίας metallic lithium plating και η μεγάλη ευαισθησία σε περίπτωση υπερφόρτισης [25]. Οι μπαταρίες Li-

poly πλεονεκτούν έναντι των Li-ion από άποψη βάρους και ασφάλειας, καθώς σε αντίθεση με τις τελευταίες δεν εμφανίζουν κίνδυνο αυτανάφλεξης. Από την άλλη μεριά, το σημαντικότερο πρόβλημα που παρουσιάζουν είναι η περιορισμένη διάρκεια ζωής (περίπου 600 κύκλοι) και το πιο στενό θερμοκρασιακό εύρος λειτουργίας σε σχέση με τις μπαταρίες Li-ion [25].

Κοινό πλεονέκτημα και των δύο τεχνολογιών είναι ότι η ονομαστική τάση του κελιού είναι 3,7 Volt, δηλαδή μεγαλύτερη από τις άλλες τεχνολογίες. Για αυτό το λόγο απαιτείται η σύνδεση μικρότερου αριθμού κελιών σε σειρά ώστε να επιτευχθεί το επιθυμητό επίπεδο τάσης, οδηγώντας ίσως έτσι σε μικρότερο τελικό κόστος κατασκευής [15]. Αντίθετα, σημαντικό κοινό μειονέκτημα συνιστά ο μικρότερος βαθμός αξιοπιστίας συγκριτικά με τις συμβατικές τεχνολογίες μολύβδου οξέως και νικελίου καδμίου. Σήμερα, οι μπαταρίες ιόντων λιθίου καλύπτουν το 50% της αγοράς των μικρών φορητών συσκευών αν και υπάρχουν προκλήσεις για την επέκτασή τους σε εφαρμογές μεγάλης ισχύος. Το μεγαλύτερο εμπόδιο είναι το μεγάλο κόστος εξαιτίας της ακριβής παραγωγής και συσκευασίας, καθώς και της παρουσίας ειδικών κυκλωμάτων προστασίας από υπερφόρτιση [3,25].

Σήμερα η έρευνα στις μπαταρίες τεχνολογίας λιθίου επικεντρώνεται κυρίως στη μείωση του κόστους που κυμαίνεται γενικά μεταξύ \$900 - \$1300/kWh με τη χρήση φθηνότερων υλικών, την αύξηση της διάρκειας ζωής και τη μείωση του κινδύνου αυτανάφλεξης στην περίπτωση της τεχνολογίας Li-ion [3,25]. Αρκετές εταιρίες προσπαθούν να μειώσουν το κόστος παραγωγής των μπαταριών Li-ion με σκοπό την επέκτασή τους στην αγορά μεγάλης κλίμακας ισχύος και προς αυτήν την κατεύθυνση έχουν παραχθεί μοντέλα επίδειξης ισχύος 3 kW. Το υπουργείο ενέργειας των ΗΠΑ έχει χρηματοδοτήσει ένα έργο των εταιριών SAFT και SatCon για τη σχεδίαση και την κατασκευή συστήματος αποθήκευσης αποτελούμενου από μία μπαταρία Li-ion ικανότητας παροχής ισχύος 100 kW για ένα λεπτό, για χρήση παροχής ποιότητας ισχύος για διασυνδεδεμένες μικροτουρμπίνες [3].

2.9 Μπαταρίες Ροής

Οι μπαταρίες ροής οξειδοαναγωγής (redox flow batteries), ή πιο απλά μπαταρίες ροής, συνιστούν μία σχετικά νέα τεχνολογία ηλεκτροχημικής αποθήκευσης με δυνατότητα επαναφόρτισης. Σε γενικές γραμμές, αποτελούνται από έναν αριθμό ηλεκτροχημικών κυψελών, δύο ηλεκτρολύτες και δύο δεξαμενές για την αποθήκευσή τους. Κάθε κυψέλη περιλαμβάνει δύο διαμερίσματα, την άνοδο και την κάθοδο, που χωρίζονται από μία μεμβράνη ανταλλαγής ιόντων και είναι ένα για κάθε ηλεκτρολύτη. Με τη βοήθεια αντλιών οι δύο ηλεκτρολύτες κυκλοφορούν διαμέσου των κυψελών και καθώς περνάνε από τη μεμβράνη ο ένας ηλεκτρολύτης οξειδώνεται και ο άλλος ανάγεται, με αποτέλεσμα την παραγωγή ρεύματος στο εξωτερικό κύκλωμα. Με αυτόν τον τρόπο η αποθηκευμένη χημική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική κατά τη φάση της εκφόρτισης. Η χρήση των αντλιών έχει σαν συνέπεια κάποιες παρασιτικές απώλειες στη διάταξη, αλλά παράλληλα συνεισφέρει στη διατήρηση της θερμοκρασίας σε επιθυμητά επίπεδα [7,31].

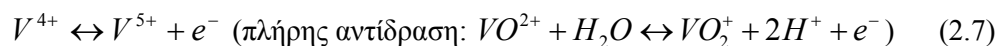
Σε αντίθεση με τις συμβατικές μπαταρίες, οι μπαταρίες ροής αποθηκεύουν ενέργεια στο διάλυμα του ηλεκτρολύτη και επιπλέον η ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας είναι ανεξάρτητη από την ικανότητα παροχής ισχύος. Πιο συγκεκριμένα, η χωρητικότητα αποθήκευσης καθορίζεται από την ποσότητα του διαθέσιμου ηλεκτρολύτη και το μέγεθος των δεξαμενών, ενώ η ικανότητα απόδοσης ισχύος εξαρτάται από το ενεργό εμβαδό της στοίβας των κυψελών. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι μπαταρίες ροής διαφέρουν από τις κυψέλες καυσίμου, αφού στις τελευταίες μόνο τα ηλεκτρικά ενεργά χημικά στοιχεία (υδρογόνο, μεθανόλη, οξυγόνο) ρέουν διαμέσου της κυψέλης, ενώ ο ηλεκτρολύτης παραμένει συνεχώς στο εσωτερικό της. Η σημαντικότερη, βέβαια, διαφορά με τις κυψέλες καυσίμου είναι το γεγονός ότι στις μπαταρίες ροής η χημική αντίδραση είναι αντιστρέψιμη, οπότε είναι

secondary αποθηκευτικά μέσα και μπορούν να επαναφορτιστούν χωρίς αντικατάσταση του ηλεκτρικού ενεργού υλικού. Υπάρχουν τρεις διαφορετικοί τύποι ηλεκτρολυτών που ορίζουν ισάριθμες κατηγορίες μπαταριών ροής: ηλεκτρολύτης θεικού οξέως με vanadium redox couples, ηλεκτρολύτης βρωμιούχου ψευδαργύρου και ηλεκτρολύτης βρωμιδίου του νατρίου / πολυθειούχου νατρίου [3,17,31].

Οι τρεις τύποι μπαταριών ροής παρουσιάζουν κάποια κύρια κοινά χαρακτηριστικά. Αρχικά, υπάρχει η δυνατότητα παροχής μεγάλων ποσών ισχύος, αλλά και η δυνατότητα συνεχούς απόδοσης ενέργειας για μεγάλα χρονικά διαστήματα έως και δέκα ώρες. Κατά δεύτερο λόγο, επιτρέπεται η ευέλικτη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης δεδομένου ότι η χωρητικότητα και η ικανότητα απόδοσης ισχύος είναι ανεξάρτητα μεγέθη. Επιπρόσθετα, οι μπαταρίες ροής εμφανίζουν γρήγορη απόκριση και μπορούν να μεταβούν από λειτουργία φόρτισης σε λειτουργία εκφόρτισης σε περίπου 1 ms επειδή η διάρκεια των αντιδράσεων οξειδοαναγωγής είναι πολύ μικρή. Ακόμα, οι ηλεκτρολύτες μπορούν να αντικατασταθούν εύκολα, ενώ η αύξηση της χωρητικότητας του συστήματος επιτυγχάνεται απλά με την προσθήκη μεγαλύτερων δεξαμενών και περισσότερου ηλεκτρολύτη. Επιπλέον, αυτά τα συστήματα αποθήκευσης δεν υποφέρουν από αυτοεκφόρτιση αφού οι ηλεκτρολύτες είναι αποθηκευμένοι ξεχωριστά και δε μπορούν να αντιδράσουν. Στις αρνητικές ιδιότητες της τεχνολογίας συγκαταλέγονται ο χαμηλός βαθμός απόδοσης λόγω των απωλειών από τη χρήση των αντλιών και των απωλειών των χημικών αντιδράσεων, οι χαμηλές τιμές ειδικής ενέργειας και το αυξημένο κόστος κτήσης και λειτουργικό κόστος [17,30]. Στη συνέχεια περιγράφονται οι τρεις κυριότερες τεχνολογίες μπαταριών ροής.

2.9.1 Vanadium Redox Battery (VRB)

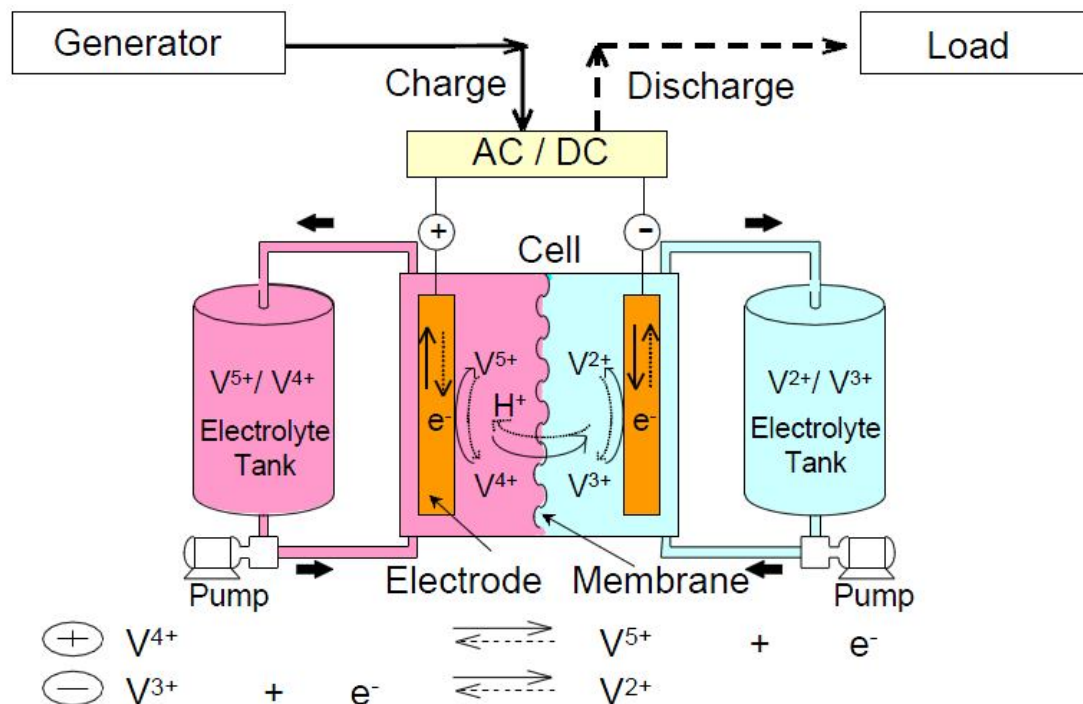
Αυτός ο τύπος μπαταρίας αποθηκεύει ενέργεια με τη χρήση οξειδοαναγωγικών ζευγών βαναδίου (vanadium redox couples), που είναι V^{2+}/V^{3+} στην άνοδο και V^{4+}/V^{5+} στην κάθοδο της κυψέλης, και που περιέχονται σε ήπιο διάλυμα ηλεκτρολύτη θεικού οξέως. Κατά τη διάρκεια της φόρτισης και της εκφόρτισης ανταλλάσσονται κατιόντα υδρογόνου μεταξύ των δύο ηλεκτρολυτών διαμέσου της περατής μεμβράνης πολυμερούς. Η τάση κάθε κυψέλης κυμαίνεται μεταξύ 1,4 – 1,6 Volt και ο βαθμός απόδοσης μπορεί να είναι έως και 85%. Ο τρόπος λειτουργίας της μπαταρίας VRB επεξηγείται στο Σχ. 3.5 [28]. Οι αντιδράσεις που πραγματοποιούνται για το θετικό και το αρνητικό ηλεκτρόδιο είναι αντίστοιχα (η φόρτιση είναι προς τα δεξιά):



Σημαντικό χαρακτηριστικό της τεχνολογίας VRB είναι η μεγάλη διάρκεια ζωής υπό καθεστώς βαθιών εκφορτίσεων, καθώς έχουν αναφερθεί διάρκειες ζωής έως και πάνω από 10.000 κύκλους με βάθη εκφόρτισης 75% [17]. Επιπλέον η θερμοκρασία λειτουργίας είναι κανονική και τα υλικά που χρησιμοποιούνται είναι φιλικά προς το περιβάλλον [30]. Αρνητικό της τεχνολογίας αποτελεί η χαμηλή πυκνότητα ενέργειας με τιμές μεταξύ 10 – 30 Wh/kg. Οι μπαταρίες VRB είναι κατάλληλες για μία γκάμα εφαρμογών αποθήκευσης ενέργειας για επιχειρήσεις ηλεκτρισμού και για βιομηχανικούς καταναλωτές. Αυτές περιλαμβάνουν βελτίωση ποιότητας ισχύος με εξομάλυνση της τάσης, UPS, κάλυψη αιχμής (peak shaving), αύξηση της ασφάλειας τροφοδοσίας και ενσωμάτωση με συστήματα ΑΠΕ. Η πλειονότητα των έργων ανάπτυξης της τεχνολογίας εστιάζει σε σταθερές εφαρμογές εξαιτίας της χαμηλής πυκνότητας ενέργειας [3].

Η τεχνολογία VRB αποτέλεσε καινοτομία του πανεπιστημίου του New South Wales της Αυστραλίας στις αρχές της δεκαετίας του 1980 και είναι ο πιο διαδεδομένος τύπος μπαταρίας

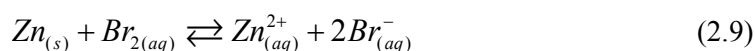
ροής. Σήμερα, οι κυριότεροι κατασκευαστές μπαταριών VRB είναι οι εταιρίες Sumitomo Electric Industries (SEI), VRB Power Systems και Cellennium limited. Συστήματα VRB ικανότητας ισχύος έως 500 kW για δέκα ώρες, δηλαδή χωρητικότητας 5 MWh, έχουν εγκατασταθεί στην Ιαπωνία από την SEI για το πανεπιστήμιο Kwansei Gakuin. Επίσης, τέτοια συστήματα έχουν εφαρμοστεί για βελτίωση ποιότητας ισχύος, όπως για παράδειγμα το σύστημα ικανότητας ισχύος 3 MW για 1,5 δευτερόλεπτα για την εταιρία Tottori Sanyo Electric [3, 28]. Στο πεδίο των υβριδικών συστημάτων παράδειγμα εφαρμογής της τεχνολογίας VRB ως σύστημα αποθήκευσης αποτελεί ο υβριδικός σταθμός στο King Island της Αυστραλίας, όπου έχει εγκατασταθεί σύστημα ικανότητας αποθήκευσης ενέργειας 800 kWh [34].



Σχ.2.5 Η αρχή λειτουργίας της μπαταρίας VRB [30].

2.9.2 Μπαταρίες Ψευδαργύρου Βρωμίου

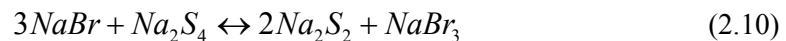
Οι μπαταρίες ψευδαργύρου βρωμίου (Zinc Bromine – ZnBr) χαρακτηρίζονται ως υβριδικές μπαταρίες ροής για λόγους που θα εξηγηθούν στη συνέχεια. Σε κάθε κυψέλη δύο διαφορετικοί ηλεκτρολύτες ρέουν κατά μήκος συνθετικών ηλεκτροδίων άνθρακα –πλαστικού σε δύο διαμερίσματα διαχωρισμένα από μεμβράνη πορώδους πολυολεφίνης. Κατά την εκφόρτιση, ο ψευδάργυρος και το βρώμιο αντιδρούν δίνοντας άλας βρωμιούχου ψευδαργύρου και παράγοντας τάση 1,8 Volt σε κάθε κυψέλη. Αυτή η διαδικασία αυξάνει την περιεκτικότητα των ιόντων Zn^{2+} και Br^- και στους δύο ηλεκτρολύτες. Κατά τη φόρτιση, μεταλλικός ψευδάργυρος επικάθεται σε μορφή λεπτού στρώματος στη μία πλευρά του ηλεκτροδίου, ενώ στην άλλη μεριά της μεμβράνης το βρώμιο αντιδρά με οργανικές ουσίες με αποτέλεσμα την παραγωγή thick bromine oil το οποίο βυθίζεται στο κάτω μέρος της δεξαμενής. Η συνολική αντίδραση που λαμβάνει χώρα είναι (προς τα δεξιά η εκφόρτιση) [28,32]:



Δεδομένου ότι το ενεργό στοιχείο Zn επικάθεται στο ένα ηλεκτρόδιο της κυψέλης κατά τη φάση της φόρτισης, η πυκνότητα ενέργειας καθορίζεται όχι μόνο από την ποσότητα του ηλεκτρολύτη όπως στις μπαταρίες VRB, αλλά και από το εμβαδό της στοιβάδας των κυψελών. Για το λόγο αυτό, στην τεχνολογία ZnBr η χωρητικότητα και η ικανότητα απόδοσης ισχύος δεν είναι εντελώς ανεξάρτητα μεγέθη [33]. Η τεχνολογία αυτή αναπτύχθηκε από την εταιρία Ecxon στην αρχή της δεκαετίας του 1970 και η καθαρή απόδοση της είναι περίπου 75%. Με την πάροδο των ετών κατασκευάστηκαν και δοκιμάστηκαν πολλές μπαταρίες ZnBr χωρητικότητας της τάξης των kWh. Το 1991 η εταιρία Meidisha έκανε επίδειξη ενός τέτοιου συστήματος αποθήκευσης ισχύος 1 MW και χωρητικότητας 4 MWh στην εταιρία ηλεκτρικής ισχύος Kyushu. Σήμερα οι κύριες εταιρίες που αναπτύσσουν και παρέχουν μπαταρίες ZnBr είναι η ZBB Energy Corporation και η Premium Power Corporation. Η πρώτη εταιρία παράγει σύστημα ικανότητας 500 kWh για εφαρμογές δικτύου καθώς και συστήματα 50 kWh για εφαρμογές ΑΠΕ. [3,32,28]

2.9.3 Μπαταρίες Πολυθειούχου Βρωμιδίου

Οι μπαταρίες πολυθειούχου βρωμιδίου (polysulphide bromide – PSB - Regenesys) ανήκουν στην τεχνολογία regenerative κυψελών καυσίμου και παρέχουν τη δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας λόγω της πραγματοποίησης αντιστρέψιμης ηλεκτροχημικής αντίδρασης μεταξύ ενός διαλύματος ηλεκτρολύτη βρωμιδίου του νατρίου και ενός διαλύματος πολυθειούχου νατρίου [17]. Η συνολική αντίδραση είναι (προς τα δεξιά η εκφόρτιση):



Τα ηλεκτρόδια χωρίζονται εντός των κυψελών από πολυμερή μεμβράνη που επιτρέπει μόνο στα κατιόντα νατρίου να περάσουν παράγοντας μία διαφορά δυναμικού περίπου 1,5 Volt κατά μήκος της κυψέλης. Τα κελιά συνδέονται σε σειρά και παράλληλα ώστε να επιτευχθούν τα επιθυμητά επίπεδα τάσης και ρεύματος. Η θερμοκρασία λειτουργίας της μπαταρίας PSB είναι η θερμοκρασία περιβάλλοντος και, όπως και στις μπαταρίες ZnBr, ο καθαρός βαθμός απόδοσης είναι περίπου 75%. Η εταιρία Regenesys Technologies κατασκευάζει ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες PSB χωρητικότητας 120 MWh και ικανότητας απόδοσης ισχύος 15 MW στον σταθμό παραγωγής του Innogy's Little Barford στο Ηνωμένο Βασίλειο. Το δεύτερο σύστημα επίδειξης από την ίδια εταιρία έχει χωρητικότητα 120 MWh και ικανότητα ισχύος 12 MW και βρίσκεται στο Tennessee Valley Authority (TVA) στο Columbus των ΗΠΑ [3].

2.10 Πνευματικές Τεχνολογίες Αποθήκευσης

Αυτές οι πνευματικές τεχνολογίες (pneumatic storage technologies) αποθηκεύουν ηλεκτρική ενέργεια συμπιέζοντας είτε αέρα είτε άλλα αέρια, συνήθως άζωτο. Αν το χρησιμοποιούμενο αέριο είναι αέρας, τότε γίνεται λόγος για συστήματα CAES (Compressed Air Energy Storage), ενώ αν είναι κάποιο άλλο αέριο μιλάμε για Liquid-piston technology.

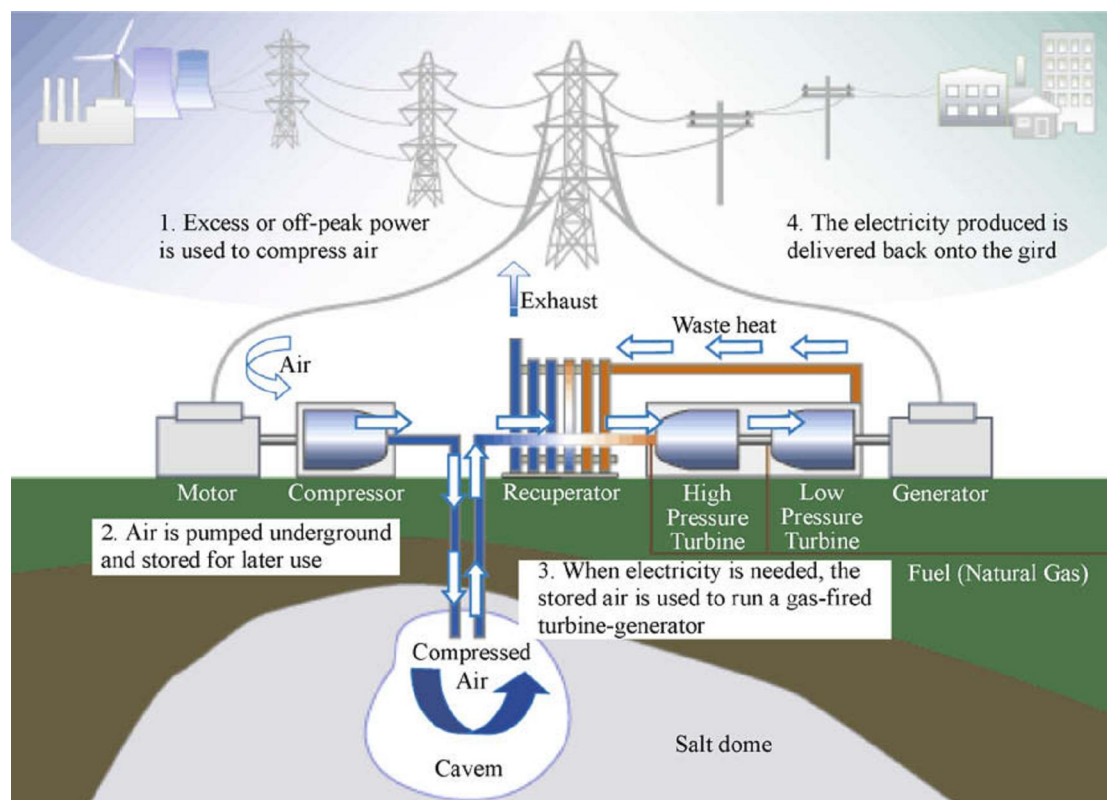
2.10.1 Αποθήκευση Ενέργειας με Συμπίεση Αέρα (CAES)

Η τεχνολογία CAES αποτελεί μαζί με την αντλησιοταμίευση την μόνη εμπορικά διαθέσιμη τεχνολογία που έχει δυνατότητα αποθήκευσης πολύ μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας. Ο κύκλος παραγωγής σε μία εγκατάσταση CAES είναι μία παραλλαγή του κύκλου ενός συμβατικού αεριοστρόβιλου. Η περίσσεια ενέργειας από ΑΠΕ ή η ενέργεια χαμηλού φορτίου χρησιμοποιείται για τη συμπίεση αέρα (περίπου 75 bar) εντός ενός στεγανού αποθηκευτικού

χώρου με τη βοήθεια ενός συμπιεστή, αφού προηγουμένως ψυχθεί ώστε να εξασφαλίζεται η μέγιστη δυνατή αποθήκευση. Κατά τις ώρες αιχμής, η αναγκαία ποσότητα αέρα για την κάλυψη του φορτίου ελευθερώνεται από το χώρο αποθήκευσης, προθερμαίνεται, αναμιγνύεται με μικρή ποσότητα καυσίμου και οδηγείται στο θάλαμο καύσης της εγκατάστασης. Τα αέρια εξόδου του θαλάμου καύσης εκτονώνονται σε έναν αεριοστρόβιλο που είναι συνδεδεμένος με γεννήτρια, η οποία παράγει την απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια [25,7]. Ως μέσα αποθήκευσης μπορούν να χρησιμοποιηθούν διάφοροι γεωλογικοί σχηματισμοί όπως πετρώδη σπήλαια, σπήλαια άλατος (salt caverns), εξαντλημένα κοιτάσματα αερίων και αλατούχοι υδροφόροι ορίζοντες, με τους τελευταίους να αποτελούν την πιο οικονομική και συνηθισμένη λύση [35].

Το διάγραμμα ενός συστήματος CAES παρουσιάζεται στο Σχ. 2.6 και όπως φαίνεται περιλαμβάνει τα εξής στοιχεία [25]:

- Έναν κινητήρα σε σύμπλεξη με τον συμπιεστή και μία γεννήτρια συνδεδεμένη με τους αεριοστρόβιλους υψηλής και χαμηλής πίεσης.
- Έναν συμπιεστή που ίσως περιλαμβάνει δύο ή περισσότερα στάδια, ενδιάμεσους ψύκτες (intercoolers) και συμπληρωματικούς ψυκτήρες (after-coolers), ώστε να επιτυγχάνεται οικονομία στην συμπίεση και να μειώνεται το ποσοστό υγρασίας.
- Έναν προθερμαντήρα, έναν αεριοστρόβιλο υψηλής και έναν χαμηλής πίεσης.
- Εξοπλισμό για τον έλεγχο των στοιχείων του συστήματος καθώς και για τη μετάβαση από λειτουργία παραγωγής σε λειτουργία αποθήκευσης.
- Σύστημα αποθήκευσης του καυσίμου και διάφοροι εναλλάκτες θερμότητας.



Σχ. 2.6 Σχηματικό διάγραμμα ενός συστήματος αποθήκευσης CAES [3].

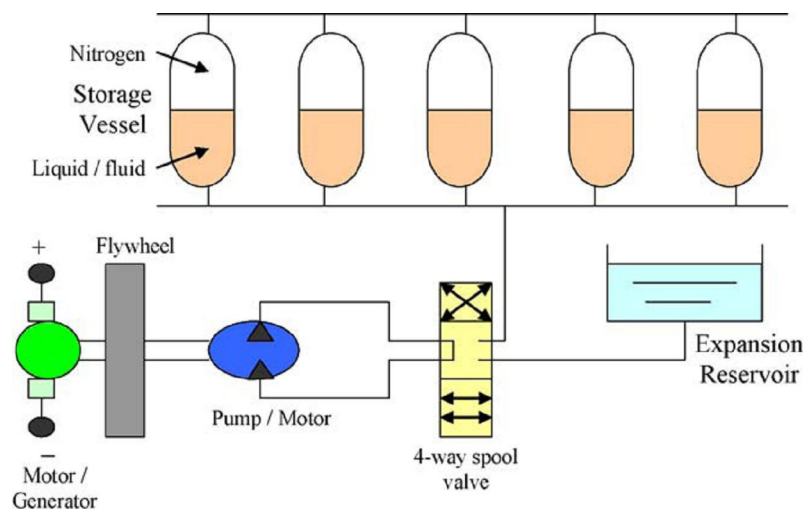
Ο κύριος περιοριστικός παράγοντας αυτής της τεχνολογίας είναι ότι μπορεί να χρησιμοποιηθεί μόνο σε εφαρμογές μεγάλης κλίμακας, ενώ επιπλέον απαραίτητη προϋπόθεση είναι η ύπαρξη εγκατάστασης αεριοστρόβιλου. Σημαντικό μειονέκτημα συνιστούν και οι διάφοροι γεωλογικοί περιορισμοί. Από την άλλη μεριά, οι τυπικές τιμές

ονομαστικής ισχύος των συστημάτων CAES κυμαίνονται μεταξύ 50 – 300 MW, ενώ επιπλέον υπάρχει η δυνατότητα μακράς αποθήκευσης, ίσως και πάνω από ένα έτος, λόγω των χαμηλών απωλειών. Επιπλέον πλεονέκτημα συνιστά ο γρήγορος χρόνος απόκρισης, δεδομένου ότι σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας ένα σύστημα CAES μπορεί να αναλάβει φορτίο μέσα σε 12 λεπτά, τη στιγμή που ο ίδιος χρόνος για συμβατικό αεριοστρόβιλο κυμαίνεται μεταξύ 20 – 30 λεπτών [25, 3]. Μη λαμβάνοντας υπόψη το ρόλο του αερίου και με βάση μόνο την απόδοση της εκτόνωσης και της συμπίεσης, ο ολικός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης, που μπορεί ευθέως να συγκριθεί με τις άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης, είναι περίπου 70% [37].

Η τεχνολογία CAES δεν είναι πράσινη, αφού κατά τη διάρκεια ενός κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης 1 kWh παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί περίπου 0,75 kWh ενέργειας συμπίεσης και 1,25 kWh καυσίμου [36]. Αυτή η απαιτούμενη ποσότητα καυσίμου αποτελεί το κυριότερο θέμα αντιπαράθεσης σχετικά με την ανεπιφύλακτη αποδοχή τέτοιων συστημάτων. Το κόστος των συστημάτων CAES εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη γεωλογία του υπεδάφους και τυπικά κυμαίνεται μεταξύ \$400 - \$800/kW. Σήμερα υπάρχουν μόλις δύο μονάδες CAES στον κόσμο, η μία στο Huntorf της Γερμανίας και η άλλη στο McIntosh, Alabama των ΗΠΑ [25]. Πρέπει να σημειωθεί ότι βρίσκεται υπό ανάπτυξη και η τεχνολογία CAES μικρής κλίμακας (small scale CAES), στην οποία ο πεπιεσμένος αέρας αποθηκεύεται σε ειδικές δεξαμενές, αλλά το σημερινό της κόστος την καθιστά μη βιώσιμη [3].

2.10.2 Τεχνολογία Liquid-Piston

Η βασική αρχή λειτουργίας αυτής της τεχνολογίας είναι η συμπίεση και η εκτόνωση ενός παγιδευμένου όγκου αερίου, το οποίο συνήθως είναι άζωτο, στο εσωτερικό μίας δεξαμενής. Ο έλεγχος του όγκου και της πίεσής του αερίου γίνεται από την ποσότητα του υγρού μέσα στη δεξαμενή, με την πίεση να κυμαίνεται γενικά από 100 bar όταν δεν υπάρχει καθόλου υγρό, μέχρι 250 bar όταν η δεξαμενή είναι κατά το ήμισυ γεμάτη με υγρό. Η διάταξη του συστήματος παρουσιάζεται στο Σχ. 2.7. Όταν αποθηκεύεται ενέργεια, η αντλία ωθεί το υγρό προς το εσωτερικό των δεξαμενών με αποτέλεσμα να συμπιέζει το αέριο. Κατά τη φάση της εκφόρτισης, το πεπιεσμένο αέριο εκτονώνεται ωθώντας το υγρό έξω από τις δεξαμενές και προς τις αντλίες, που τώρα λειτουργούν ως στρόβιλοι περιστρέφοντας τις γεννήτριες [25].



Σχ. 2.7 Η βασική διάταξη ενός συστήματος αποθήκευσης liquid-piston [25].

Η τεχνολογία δεν έχει καταστεί ακόμα εμπορικά διαθέσιμη, ωστόσο ελπίζεται ότι μελλοντικά θα μπορέσει να αντικαταστήσει τις μπαταρίες μολύβδου οξέως σε αυτόνομα υβριδικά συστήματα τροφοδότησης ειδικών φορτίων, όπως εργαστήρια, μονάδες επεξεργασίας τροφής και παραγωγής γάλακτος, καθώς και εγκαταστάσεις UPS. Τα βασικά πλεονεκτήματα της τεχνολογίας liquid-piston έναντι των μπαταριών μολύβδου οξέως είναι η μεγαλύτερη διάρκεια ζωής που δεν εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά φόρτισης-εκφόρτισης, η λιγότερη συντήρηση, η μη υποβάθμιση της χωρητικότητας με τον καιρό, η δυνατότητα πλήρους εκφόρτισης, ο χειρισμός των υπερφορτίσεων με τη βοήθεια βαλβίδας στο υδραυλικό σύστημα, η ανεξαρτησία της ικανότητα ισχύος από τη χωρητικότητα και οι χαμηλοί ρυθμοί αυτοεκφόρτισης σε κατάσταση ανοιχτού κυκλώματος. Αντίθετα, σημαντικά μειονεκτήματα αποτελούν οι πολύ χαμηλές τιμές ειδικής ενέργειας (3,2 – 5,55 Wh/kg) που εξαρτάται από την πίεση του αερίου, η έντονη αυτοεκφόρτιση σε standby κατάσταση, ο κίνδυνος διαρροών στο πνευματικό και υδραυλικό σύστημα και η ελαφρά χαμηλότερη απόδοση (περίπου 73%) σχετικά με τις μπαταρίες μολύβδου οξέως [25].

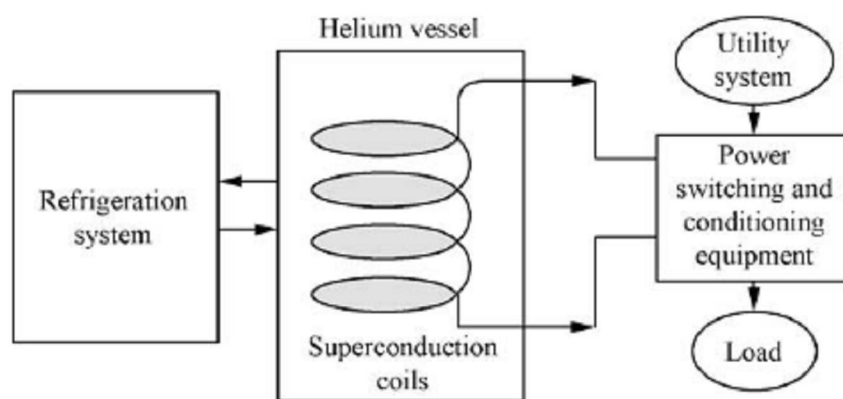
2.11 Πυκνωτές – Υπερπυκνωτές

Ο πιο άμεσος τρόπος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας είναι στο ηλεκτρικό πεδίο ενός πυκνωτή. Οι πυκνωτές μπορούν να φορτιστούν σημαντικά ταχύτερα από τις συμβατικές μπαταρίες και να υποστούν δεκάδες χιλιάδες κύκλους φόρτισης-εκφόρτισης με υψηλό βαθμό απόδοσης. Συμβατικοί πυκνωτές έχουν αναπτυχθεί για κάλυψη αιχμακού φορτίου της τάξης μεγέθους των λίγων kW για διάστημα μικρότερο της μίας ώρας. Ωστόσο, το κυριότερο πρόβλημα των πυκνωτών είναι η μικρή τιμή πυκνότητας ενέργειας, με συνέπεια μεγάλες χωρητικότητες να απαιτούν εξαιρετικά μεγάλη επιφάνεια διηλεκτρικού υλικού, κατάσταση που είναι εντελώς μη οικονομική. Η πρόσφατη πρόοδος των ηλεκτροχημικών πυκνωτών ή υπερπυκνωτών (supercapacitors) έχει οδηγήσει σε πολύ μεγαλύτερες τιμές πυκνότητας ενέργειας και χωρητικότητας σε σχέση με τους συμβατικούς πυκνωτές, που κατά προσέγγιση διαφέρουν κατά δύο τάξεις μεγέθους (10-100 s kW) [3]. Οι υπερπυκνωτές, αντί για στερεό διηλεκτρικό, χρησιμοποιούν ως διαχωριστικό μεταξύ των οπλισμών ένα διάλυμα ηλεκτρολύτη. Μειονέκτημα και των πυκνωτών και των υπερπυκνωτών αποτελούν οι μικρές διάρκειας εκφόρτισης, καθώς και οι υψηλές απώλειες ενέργειας λόγω αυτοεκφόρτισης. Για το λόγω αυτό, όπως και οι σφόνδυλοι, χρησιμοποιούνται κυρίως σε εφαρμογές ποιότητας ισχύος όπως ride-through και power bridging, καθώς και εφαρμογές ανάκτησης ενέργειας σε εκτεταμένα συστήματα διαμετακόμισης (transit systems). Τέλος, μολονότι οι μικροί υπερπυκνωτές αποτελούν ώριμη τεχνολογία, υπερπυκνωτές με πυκνότητες ενέργειας άνω των 20 kWh/m³ είναι ακόμη σε στάδιο ανάπτυξης.

2.12 Υπεραγώγιμη Μαγνητική Αποθήκευση (SMES)

Η τεχνολογία SMES είναι η μοναδική γνωστή τεχνολογία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας άμεσα με τη μορφή ηλεκτρικού ρεύματος. Η ενέργεια αποθηκεύεται στο συνεχές ρεύμα που ρέει σε ένα υπεραγώγιμο πηνίο, κυκλικής κατασκευής ώστε το ρεύμα να το διαρρέει αέναα με σχεδόν μηδενικές απώλειες. Μία παραλλαγή της τεχνολογίας αποτελεί η αποθήκευση ενέργειας με τη μορφή του μαγνητικού πεδίου που δημιουργεί το ηλεκτρικό ρεύμα. Προκειμένου να διατηρηθεί το πηνίο στην υπεραγώγιμη κατάστασή του είναι βυθισμένο σε ένα κρυοστάτι που περιέχει υγρό ήλιο. Τυπικά, το πηνίο κατασκευάζεται από νιόβιο-τιτάνιο και το ψυκτικό υγρό μπορεί να είναι υγρό ήλιο σε θερμοκρασία 4.2 K ή super fluid ήλιο θερμοκρασίας 1.8 K. Συνήθως, ένα σύστημα SMES περιλαμβάνει τέσσερις βασικές συνιστώσες που εικονίζονται στο Σχ. 2.8, δηλαδή τη μονάδα του υπεραγωγού, το κρυογόνο σύστημα ψύξης, το μονωμένο δοχείο και ένα σύστημα μετατροπής ισχύος. Η αποθηκευμένη ενέργεια σε ένα πηνίο SMES δίνεται από την εξίσωση $E=0.5 \cdot L \cdot I^2$, όπου L είναι η επαγωγή του πηνίου και I το ρεύμα που το διαρρέει.

Οι διατάξεις SMES παρουσιάζουν πολύ υψηλό βαθμό απόδοσης ενέργειας (τυπικά >97%) και ταχεία απόκριση ισχύος σε χρόνο λίγων ms σε σχέση με άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης. Ένα πλεονέκτημα έναντι των συσσωρευτών είναι ότι η ικανότητα απόδοσης ενέργειας εξαρτάται σε πολύ μικρότερο βαθμό από το ρυθμό εκφόρτισης. Επιπλέον τα συστήματα SMES χαρακτηρίζονται από υψηλή διάρκεια ζωής και άρα είναι κατάλληλα για εφαρμογές που απαιτούν συνεχείς πλήρεις εκφορτίσεις. Αυτά τα στοιχεία καθιστούν ελκυστική την τεχνολογία για εφαρμογές σταθεροποίησης τάσης (voltage stability), σταθεροποίησης συχνότητας (frequency control) και ποιότητας ισχύος, ιδίως σε μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές. Επιπλέον, όπως και οι υπερπυκνωτές, χρησιμοποιούνται για ανάκτηση ενέργειας σε συστήματα διαμετακόμισης, όπως σε συστήματα ηλεκτρικών σιδηροδρόμων. Τυπικά μεγέθη ικανότητας είναι 1-10 MW για μερικά δευτερόλεπτα, αν και διεξάγεται έρευνα για την ανάπτυξη μεγαλύτερων συστημάτων SMES στο εύρος 10-100 MW για διάστημα μερικών λεπτών. Από την άλλη μεριά, το σημαντικότερο μειονέκτημα της τεχνολογίας είναι οι πολύ μικροί χρόνοι εκφόρτισης, ενώ προβληματισμό προκαλούν και το υψηλό επενδυτικό κόστος και τα περιβαλλοντικά ζητήματα που σχετίζονται με τα ισχυρά μαγνητικά πεδία [3].



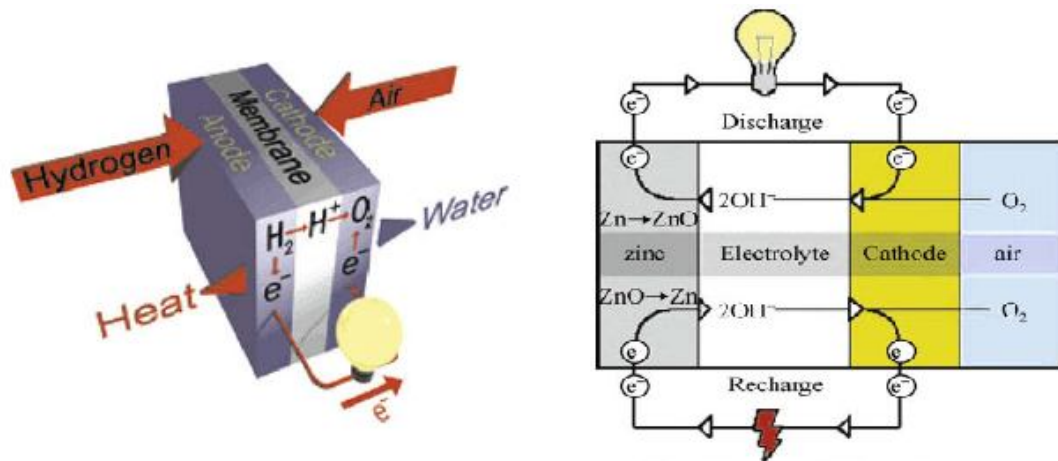
Σχ. 2.8 Η βασική διάταξη ενός συστήματος αποθήκευσης SMES.

2.13 Κυψέλες Καυσίμου

Η κυψέλη καυσίμου είναι μία συσκευή ηλεκτροχημικής μετατροπής ενέργειας. Παράγει ηλεκτρική ενέργεια με την εξωτερική παροχή καυσίμου (άνοδος) και οξειδωτικού (κάθοδος), τα οποία αντιδρούν παρουσία ηλεκτρολύτη. Γενικά, τα αντιδρώντα ρέουν προς την κυψέλη καυσίμου και τα προϊόντα ρέουν εκτός αυτής, ενώ ο ηλεκτρολύτης παραμένει συνεχώς μέσα στο κελί. Μία αντιστρέψιμη κυψέλη καυσίμου είναι σχεδιασμένη να καταναλώνει ένα χημικό A παράγοντας ηλεκτρισμό και ένα χημικό B και αντίστροφα να καταναλώνει ηλεκτρισμό και το χημικό B παράγοντας το χημικό A. Οι βασικότερες διαφορές μεταξύ των κυψελών καυσίμου και των μπαταριών είναι ότι οι πρώτες καταναλώνουν αντιδρώντα που πρέπει να αναπληρώνονται καθώς και ότι τα ηλεκτρόδια τους δεν συμμετέχουν στις αντιδράσεις, αλλά έχουν απλά καταλυτικό ρόλο. 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 οξειδωτικά αέρα, χλώριο ή διοξείδιο του χλωρίου. Υπάρχουν διάφορες τεχνολογίες κυψελών καυσίμου όπως οι κυψέλες PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cells), οι αλκαλικές κυψέλες καυσίμου (AFC), οι κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέως (PAFC) και οι Regenerative Fuel Cells (RFC). 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

συνέργειας με άλλους ενεργειακούς τομείς, όπως οι μεταφορές. Σημαντικό μειονέκτημά τους όμως αποτελεί ο χαμηλός βαθμός απόδοσης που εν γένει κυμαίνεται στο εύρος 20-50%.

Οι μπαταρίες μετάλλου αέρα μπορούν να θεωρηθούν ως μία ειδική περίπτωση κυψελών καυσίμου όπου το μέταλλο παίζει το ρόλο του καυσίμου και ο αέρας το ρόλο του οξειδωτικού. Οι μπαταρίες αυτές έχουν τα πλεονεκτήματα του ελάχιστου κόστους και της φιλικότητας προς το περιβάλλον, ωστόσο τα μειονεκτήματά τους είναι σημαντικά και αφορούν το βαθμό απόδοσης (εν γένει κάτω από 50%), τους ρυθμούς απόδοσης ισχύος και τη διάρκεια ζωής (μερικές εκατοντάδες κύκλοι) [3].



Σχ. 2.9 Αριστερά: Ο τρόπος λειτουργίας κυψέλης καυσίμου υδρογόνου. Δεξιά: Ο τρόπος λειτουργίας μπαταρίας αέρα-ψευδαργύρου.

2.14 Solar Fuel

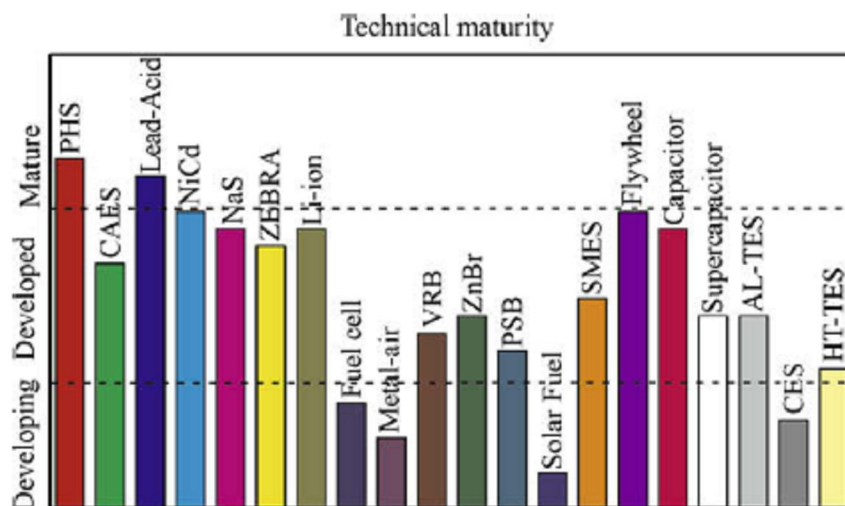
Η τεχνολογία των solar fuel βρίσκεται ακόμα σε πρώιμο ερευνητικό στάδιο, αλλά έχουν αρχίσει να τραβούν το ενδιαφέρον πρόσφατα. Ένα τέτοιο σύστημα περιλαμβάνει κάτοπτρα για τη συγκέντρωση της ηλιακής ακτινοβολίας, ειδικές συσκευές απορρόφησης της προκύπτουσας θερμικής ενέργειας και κατάλληλους χημικούς αντιδραστήρες για την πραγματοποίηση ενδόθερων αντιδράσεων με αποτέλεσμα την παραγωγή αποθηκεύσιμων καυσίμων. Παραδείγματα προϊόντων αποτελούν το υδρογόνο ή μέταλλα τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μπαταρίες αέρα-μετάλλου [3].

2.15 Θερμική Αποθήκευση

Στα συστήματα θερμικής αποθήκευσης (TES) χρησιμοποιούνται υλικά που μπορούν να διατηρηθούν σε υψηλές ή χαμηλές θερμοκρασίες σε μονωμένα δοχεία. Η θερμότητα ή το ψύχος που αποδίδεται μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με τη χρήση θερμικών μηχανών. Τα συστήματα θερμικής αποθήκευσης κατηγοριοποιούνται σε χαμηλής και υψηλής θερμοκρασίας ανάλογα με το αν η θερμοκρασία λειτουργίας του μέσου αποθήκευσης είναι μικρότερη ή μεγαλύτερη από τη θερμοκρασία δωματίου. Πιο συγκεκριμένα, τα συστήματα TES διακρίνονται σε συστήματα βιομηχανικής ψύξης (<-18°C), οικιακής ψύξης (0-12°C), οικιακής θέρμανσης (25-50°C) και βιομηχανικής θέρμανσης (>175°C).

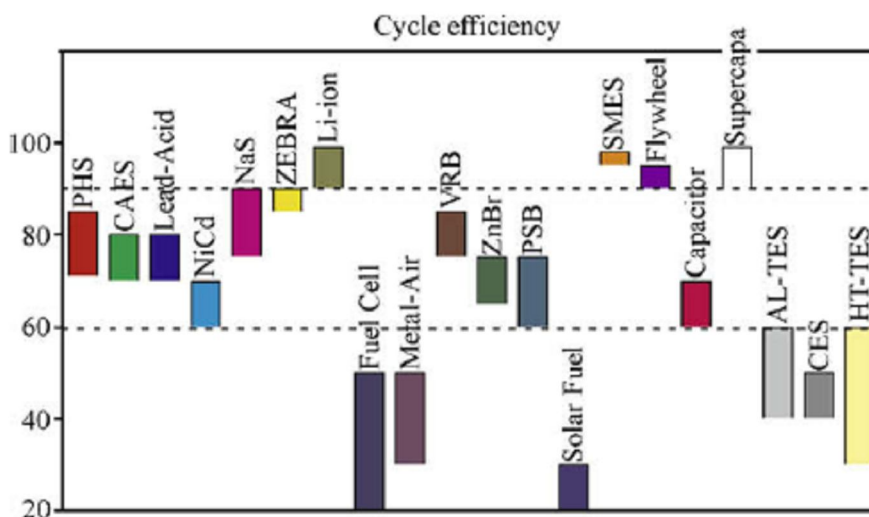
2.16 Συγκριτική Αξιολόγηση των Τεχνολογιών

Ολοκληρώνοντας την παρουσίαση των τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας θα πραγματοποιηθεί συγκριτική αξιολόγηση τους με βάση διαφορετικά κριτήρια. Αρχικά, οι τεχνολογίες συγκρίνονται με βάση την τεχνολογική τους ωριμότητα (βλ. Σχ. 2.10). Οι τεχνολογίες που χαρακτηρίζονται ως ανεπτυγμένες είναι εμπορικά διαθέσιμες, ωστόσο η εφαρμογή τους σε πραγματικά συστήματα, ιδίως μεγάλης κλίμακας, είναι ακόμα περιορισμένη.



Σχ. 2.10 Τεχνολογική ωριμότητα των εξεταζόμενων τεχνολογιών αποθήκευσης.

Με κριτήριο το βαθμό απόδοσης σε ένα πλήρη κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης (roundtrip efficiency) οι τεχνολογίες αποθήκευσης κατατάσσονται όπως φαίνεται στο Σχ. 2.11.



Σχ. 2.11 Roundtrip efficiency των εξεταζόμενων τεχνολογιών αποθήκευσης.

Προκειμένου να συγκριθούν οι τεχνολογίες με βάση άλλα σημαντικά κριτήρια διαμορφώθηκαν οι Πιν. 2-2 και 2-3. Επιπλέον παρουσιάζονται δύο ακόμα διαγράμματα στα οποία συγκρίνονται κάποιες από τις τεχνολογίες με κριτήριο το εύρος ισχύος εφαρμογών για τις οποίες είναι κατάλληλες και το επενδυτικό κόστος.

Πιν. 2-2 Σύγκριση τεχνικών χαρακτηριστικών των διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας.

Technology	Power Rating	Discharge Time	Self discharge per day	Main advantages	Main disadvantages	Power quality applications	Energy management applications	Common application
PHS	100-5000 MW	Several days	Very small	High capacity, High energy efficiency, Low cost	Requires special topology	↓	↑↑	Long period energy management and peak shaving
CAES	50-300 MW	Several days	Small	High capacity, Low cost	Requires special topology	↓	↑↑	Long period energy management and peak shaving
Lead-Acid	Several kW-20 MW	Seconds – days	0.1-0.3%	Low cost, technical maturity	Low lifetime under deep discharges	↑↑	→	Peak shaving
NiCd	Several W – 20 MW	Seconds - days	0.2-0.6%	High power and energy density, high charge & discharge rate	Memory effect, high cost	↑↑	↑	Small and medium period energy management
NaS	50 kW-10 MW	Seconds - days	~ 20%	High power and energy density, High pulse power, High efficiency	High cost, High operating temperature	↑↑	↑↑	Small and medium period energy management
Li-ion	Several W – 100 kW	Minutes - hours	0.1-0.3%	High power and energy density, High efficiency, Long lifetime under high DOD	High cost, special charge circuit	↑↑	→	Portable devices
VRB	30 kW-3 MW	Seconds-hours	Small	Independent power and energy design, Long lifetime	Low energy and power density	↑	↑↑	Small and medium period energy management
ZnBr	50 kW-2 MW	Seconds-hours	Small	Independent power and energy design, Long lifetime	Low energy and power density	↑	↑↑	Small and medium period energy management
PSB	1-15 MW	Seconds - hours	Small	Independent power and energy design, Long lifetime	Low energy and power density	↑	↑↑	Small and medium period energy management
Fuel Cell	0-50 MW	Seconds-several days	Almost zero	High energy and power density	High cost, low efficiency	↑↑	↑↑	Small and medium period energy management
Metal Air	0-10 Kw	Seconds-several days	Very small	Low cost, environmentally	Short lifetime, low efficiency, difficult	↓	↑↑	Bridging power

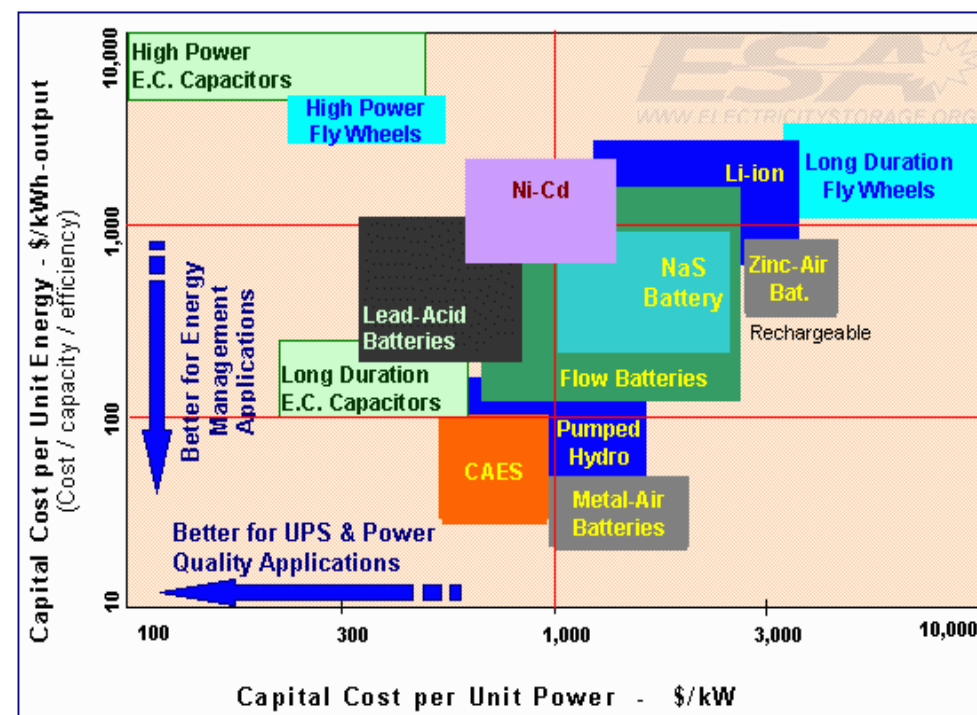
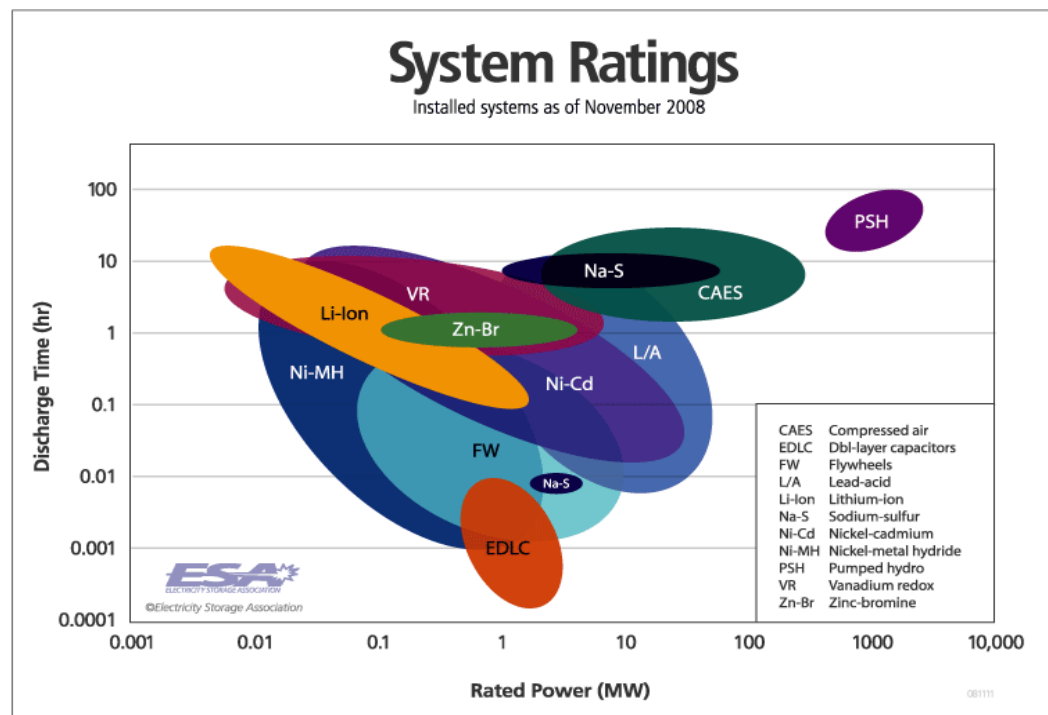
Ανασκόπηση Τεχνολογιών Αποθήκευσης Ενέργειας

Solar Fuel	0-10 MW	Several days	Almost zero	friendly Environmentally friendly, transport capability	recharging R&D stage	↑↑	↑↑	Energy management
SMES	100 kW- 10 MW	ms-8 sec	10-15%	High efficiency, high power output	High cost, low energy density	↑↑	↓	Power quality
Flywheel	0-10 MW	ms-15 min	-	High power output	Low energy density	↑↑	→	Power quality
Capacitor/Supercapacitor	0-300 kW	ms-60 min	20-40%	High efficiency	Low energy density	↑↑	↑	Power quality
AL-TES	0-5 MW	1-8 h	0.5%	-	-	→	↑↑	Energy management
CES	100kW- 300 MW	1-8h	0.5-1%	-	-	→	↑↑	Energy management
HT-TES	0-60 MW	Several days	0.05-1%	-	-	→	↑↑	Energy management

Πιν. 2-3 Σύγκριση τεχνικών χαρακτηριστικών των διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας.

Technology	Power density (W/kg)	Energy density (Wh/kg)	Capital cost \$/kW	Capital cost \$/kWh	Lifetime	Environmental issues
PHS	-	0.5-1.5	600-2000	40-200	40-60 years	Negative (tree destruction)
CAES	-	30-60	400-800	20-100	20-40 years	Negative (CO ₂ emissions)
Lead-Acid	75-500	25-50	300-600	200-400	5-15 years or 500-1500 cycles	Negative (toxic remains)
NiCd	150-300	50-75	500-1500	800-1500	10-20 years or 2000-2500 cycles	Negative (cadmium disposal)
NaS	150-230	100-240	1000-3000	300-500	10-15 years or 2500 cycles	None
Li-ion	150-315	75-200	1200-4000	600-2500	1000-10000 cycles	None
VRB	-	10-30	600-1500	150-1000	More than 10000 cycles	Negative (toxic remains)
ZnBr	-	30-50	700-2500	150-1000	More than 2000 cycles	Negative (toxic remains)
PSB	-	-	700-2500	150-1000	10-15 years	Negative (toxic remains)
Fuel Cell	>800	800-10000	>10000	-	5-15 years	Negative (remains or combustion of fossil fuel)
Metal Air	-	150-3000	100-250	10-60	100-300 cycles	Very small
Solar Fuel	-	800-100000	-	-	-	None
SMES	500-2000	0.5-5	200-300	1000-10000	More than 20 years	Negative (strong magnetic fields)
Flywheel	400-1500	10-30	250-350	1000-5000	~15 years	None
Capacitor/Supercapacitor	100000	0.05-5	200-400	300-2000	5-10 years	Small

AL-TES	-	80-120	-	20-50	10-20 years	Small
CES	10-30	150-250	200-300	3-30	20-40 years	Positive (removing contaminants during air liquefaction (charge))
HT-TES	-	80-200	-	30-60	5-15 years	Small



Σχ. 2.12 Κατάλληλο εύρος ισχύος και επενδυτικό κόστος των εξεταζόμενων τεχνολογιών αποθήκευσης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

3.1 Εισαγωγή

Η συνεχής αύξηση των τιμών του πετρελαίου, οι περιβαλλοντικοί κανονισμοί για τη μεταφορά, χρήση και αποθήκευση του, καθώς και η επιβολή προστίμων για την εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου οδήγησε απομονωμένες κοινότητες στην χρησιμοποίηση εναλλακτικών μεθόδων για την παραγωγή ενέργειας. Κατά τη διάρκεια των τελευταίων ετών παρατηρείται αύξηση της χρήσης της αιολικής ενέργειας και άλλων ανανεώσιμων πηγών με σκοπό την μείωση της κατανάλωσης καυσίμου diesel. Με αυτόν τον τρόπο, η ενεργειακή τροφοδοσία των απομακρυσμένων από το ηλεκτρικό δίκτυο περιοχών ωφελείται τόσο από οικονομική και περιβαλλοντική άποψη, όσο και από άποψη ασφάλειας και αξιοπιστίας [38].

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται μία ανασκόπηση των υβριδικών συστημάτων σε νησιωτικές και απομονωμένες κοινότητες με έμφαση στα συστήματα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ. Επιχειρείται η συλλογή πληροφοριών για τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά των κοινοτήτων και τη συγκρότηση των υβριδικών συστημάτων, καθώς και η συγκέντρωση λειτουργικής εμπειρίας. Πριν προχωρήσουμε στην παρουσίαση των σημαντικότερων υβριδικών συστημάτων ορίζουμε τη διείσδυση ΑΠΕ και τον τρόπο κατηγοριοποίησης των συστημάτων με βάση αυτή.

3.2 Διείσδυση ΑΠΕ

Η πολυπλοκότητα ενός υβριδικού συστήματος και οι απαιτήσεις σε έλεγχο είναι μεγέθη ανάλογα με το βαθμό διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών σε αυτό. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιείται μία μέθοδος που προτάθηκε από τον Steve Drouilhet για την κατηγοριοποίηση των υβριδικών συστημάτων με βάση τη διείσδυση ΑΠΕ [21]. Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή ορίζονται δύο τύποι διείσδυσης ΑΠΕ:

$$\text{Στιγμιαία Διείσδυση} = \frac{\text{Ισχύς Εξόδου ΑΠΕ (kW)}}{\text{Κύριο Ηλεκτρικό Φορτίο (kW)}}$$

$$\text{Μέση Διείσδυση} = \frac{\text{Ενέργεια Εξόδου ΑΠΕ (kWh)}}{\text{Κύριο Ηλεκτρικό Φορτίο (kWh)}}$$

Η στιγμιαία διείσδυση σχετίζεται με την πολυπλοκότητα του συστήματος και τον απαιτούμενο βαθμό ελέγχου ώστε να εξασφαλίζεται ικανοποιητική ποιότητα ισχύος. Στα υβριδικά συστήματα με χαμηλή στιγμιαία διείσδυση ο έλεγχος εξασφαλίζεται από τη μονάδα ελέγχου της νηξελογεννήτριας και δεν απαιτείται επιπλέον έλεγχος. Με την αύξηση της στιγμιαίας διείσδυσης απαιτείται περισσότερος έλεγχος επειδή οι διακυμάνσεις στην ισχύ εξόδου των ΑΠΕ ίσως ξεπερνούν την ικανότητα του συστήματος ελέγχου της νηξελογεννήτριας. Σε υψηλές στιγμιαίες διεισδύσεις όπου η παραγωγή ΑΠΕ είναι περίπου ίση ή ακόμα και μεγαλύτερη από τις απαιτήσεις του συστήματος σε ενέργεια, επιπρόσθετος έλεγχος πρέπει να χρησιμοποιηθεί ώστε να επιτυγχάνεται μεγιστοποίηση της απόδοσης του συστήματος και ευστάθεια.

Η μέση διείσδυση υπολογίζεται για μία δεδομένη χρονική περίοδο, τυπικά ένα μήνα ή ένα έτος και επιτρέπει μία εκτίμηση των λειτουργικών χαρακτηριστικών του συστήματος, της εξοικονόμησης και των αναγκών αποθήκευσης καυσίμου, καθώς και της μακροπρόθεσμης οικονομικής επίδρασης. Η μέση διείσδυση υπολογισμένη για μεγαλύτερο διάστημα ολοκλήρωσης μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως ιστορικό του συνολικού ποσού ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ. Ο Πιν. 3-1 παρουσιάζει την ταξινόμηση των υβριδικών συστημάτων με βάση το βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ. Οι τιμές στιγμιαίας και μέσης διείσδυσης που αποτελούν τα όρια μεταξύ των τριών τάξεων είναι ενδεικτικές και εξαρτώνται έντονα από την ηλικία των νηξελογεννητριών και του συστήματος ελέγχου.

Πιν. 3-1 Ταξινόμηση υβριδικών συστημάτων με βάση τη διείσδυση ΑΠΕ [38].

Τάξη Διείσδυσης ΑΠΕ	Λειτουργικά Χαρακτηριστικά	Διείσδυση	
		Μέγιστη Στιγμιαία	Μέση Ετήσια
Χαμηλή	Οι νηξελογεννήτριες λειτουργούν συνεχώς.	<50%	<20%
	Η αιολική ισχύς μειώνει το καθαρό φορτίο που αναλαμβάνει η συμβατική παραγωγή.		
	Όλη η αιολική ισχύς παρέχεται στο κύριο φορτίο.		
	Δεν υπάρχει σύστημα ελέγχου και εποπτείας.		
Μέτρια	Οι νηξελογεννήτριες λειτουργούν συνεχώς.	50% - 100%	20% - 50%
	Σε κατάσταση υψηλής αιολικής ισχύος εντάσσονται τα δευτερεύοντα φορτία για να εξασφαλιστεί ότι η περίσσεια αιολικής παραγωγής δεν προκαλεί αστάθεια.		
	Απαιτείται σχετικά απλό σύστημα ελέγχου.		
Υψηλή	Οι νηξελογεννήτριες μπορούν να σβήσουν σε κατάσταση υψηλής αιολικής ισχύος.	100% - 400%	50% - 150%
	Απαιτείται βοηθητικός εξοπλισμός για τον έλεγχο της τάσης και της συχνότητας.		
	Απαιτείται εκλεπτυσμένο σύστημα ελέγχου και εποπτείας, ελεγχόμενα φορτία (dump loads), αποθήκευση ενέργειας και σύστημα διαχείρισης φορτίου.		

3.3 Νησί Utsira

3.3.1 Δημογραφικά - Γεωγραφικά στοιχεία

Το νησί Utsira βρίσκεται 20 km από τις δυτικές ακτές της Νορβηγίας, έχει έκταση 6.2 km^2 και, με βάση την απογραφή του 2008, πληθυσμό 235 κατοίκους [39]. Η περιοχή έχει εξαιρετικές αιολικές συνθήκες και το φορτίο του νησιού είναι μικρό αλλά εμφανίζει

σημαντική διακύμανση. Κατά τη διάρκεια του έτους 2006 η αιχμή του φορτίου ήταν 900 kW και η συνολική ζήτηση ενέργειας 3,5 GWh [6].

3.3.2 Περιγραφή Συστήματος

Το υβριδικό σύστημα κατασκευάστηκε κατά τη διάρκεια των ετών 2003 και 2004 από τη Νορβηγική εταιρία Norsk Hydro σε συνεργασία με τη Γερμανική εταιρία ανεμογεννητριών Enercon. Η επιλογή του νησιού έγινε λόγω του υψηλού αιολικού του δυναμικού και της διασύνδεσης με την ενδοχώρα μέσω ενός υποθαλάσσιου καλωδίου 1 MW, στοιχείο που εξασφαλίζει εφεδρεία [40]. Πρόκειται για το πρώτο παγκοσμίως υβριδικό σύστημα αιολικής ισχύος και υδρογόνου πλήρους κλίμακας και πρωταρχικά αποτελεί ένα έργο E&A. Ο βασικός στόχος του είναι να εξετάσει εάν η αιολική ισχύς σε συνδυασμό με το υδρογόνο μπορούν να αποτελέσουν μία αξιόπιστη ενεργειακή λύση για απομακρυσμένες περιοχές.

Όπως αναφέρθηκε το αιολικό δυναμικό είναι εξαιρετικό και η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου υπερβαίνει τα 10 m/s [40]. Ωστόσο, αναπόφευκτα η ταχύτητα του ανέμου και συνεπώς η αιολική παραγωγή θα εμφανίζει διακύμανση. Επιπρόσθετα, τόσο κατά τη διάρκεια έντονων καιρικών φαινομένων όπως οι θύελλες, όσο και κατά τη διάρκεια άπνοιας, οι ανεμογεννήτριες είναι εκτός λειτουργίας. Επομένως, για τη διασφάλιση της αυτονομίας απαιτείται ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, το οποίο στο συγκεκριμένο σύστημα στηρίζεται στη χρήση του υδρογόνου. Η περίσσεια αιολικής ισχύος χρησιμοποιείται για την παραγωγή υδρογόνου με τη βοήθεια ηλεκτρολύτη το οποίο και αποθηκεύεται. Όταν η αιολική παραγωγή δε μπορεί να καλύψει τη ζήτηση το υδρογόνο χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με τη χρήση μίας γεννήτριας καύσης υδρογόνου καθώς και μίας κυψέλης καυσίμου. Επίσης, χρησιμοποιούνται μπαταρίες και ένας σφόνδυλος ως επιπλέον μέσα αποθήκευσης.

Το υβριδικό σύστημα απαρτίζεται από τα ακόλουθα στοιχεία [40], τα οποία παρουσιάζονται συνοπτικά στον Πιν. 3-2 όπου δίνονται και οι κατασκευαστές:

1. Δύο ανεμογεννήτριες E-40 της εταιρίας Enercon ονομαστικής ισχύος 600 kW η καθεμιά με πύργο ύψους 46 μέτρα και διάμετρο πτερυγίων 40 μέτρα. Σε ονομαστικές συνθήκες λειτουργίας η παραγόμενη ισχύς είναι υπεραρκετή για την τροφοδοσία ολόκληρης της κοινότητας. Η ταχύτητα ένταξης της ανεμογεννήτριας είναι 2.5 m/s και μπορεί να λειτουργεί σε ονομαστική ισχύ εξόδου μέχρι ταχύτητα ανέμου 25 m/s. Όταν η ταχύτητα του ανέμου ξεπεράσει την τιμή αυτή η ισχύς εξόδου μειώνεται, ενώ σε ταχύτητα ανέμου 34 m/s η ανεμογεννήτρια αποσυνδέεται αυτόματα.
2. Έναν ηλεκτρολύτη της εταιρίας Norsk Hydro Electrolysers (NHEL) ισχύος 48 kW με ικανότητα παροχής $10 \text{ Nm}^3/\text{hr}$ που χρησιμοποιείται για την μετατροπή της περίσσειας αιολικής ισχύος σε υδρογόνο. Αυτό γίνεται με τη διάσπαση των μορίων του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο κατά τη διέλευση ηλεκτρικού ρεύματος μέσα από νερό παρουσία ηλεκτρολύτη για βελτίωση της αγωγιμότητας.
3. Έναν συμπίεστη ισχύος 5,5 kW που χρησιμοποιείται για την αύξηση της πίεσης του υδρογόνου μέχρι μέγιστη τιμή 200 bar.
4. Μία δεξαμενή αποθήκευσης υδρογόνου χωρητικότητας 12 m^3 (ή 2400 Nm^3 δεδομένου ότι το υδρογόνο είναι συμπυκνωμένο στα 200 bar) που είναι αρκετή για να καλύψει την ζήτηση για 2 – 3 μέρες χωρίς άνεμο.
5. Μία κυψέλη καυσίμου ισχύος 10 kW και μία μηχανή εσωτερικής καύσης υδρογόνου ισχύος 55 kW που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ισχύος όταν η ισχύς εξόδου της ανεμογεννήτριας δεν επαρκεί για την κάλυψη του φορτίου.
6. Έναν σφόνδυλον ικανότητας αποθήκευσης ενέργειας 5 kWh και μία σύγχρονη μηχανή ισχύος 100 kVA, που χρησιμοποιούνται για τη σταθεροποίηση της τάσης και της συχνότητας του δικτύου.

7. Μονάδα αποθήκευσης με μπαταρίες SAFT Νικελίου – Καδμίου ονομαστικής ικανότητας αποθήκευσης 35 kWh που χρησιμοποιείται για την παροχή εφεδρείας. Οι μπαταρίες μπορούν να δίνουν ενέργεια για μισή ώρα εξασφαλίζοντας διαθεσιμότητα σε περιπτώσεις απότομων αλλαγών στην τιμή του φορτίου, αστοχίας εξοπλισμού ή κατά τη μετάβαση από μία κατάσταση λειτουργίας σε άλλη.

Μέχρι το έτος 2008 στο έργο επίδειξης του νησιού συμμετείχαν δέκα κατοικίες με συνολική αιχμή περίπου 50 kW και ετήσια κατανάλωση ενέργειας περίπου 200 MWh/έτος [40]. Το υβριδικό σύστημα σχεδιάστηκε για να μπορεί να καλύπτει πλήρως τις ανάγκες αυτών των κατοικιών, ενώ περίσσεια ενέργειας που δεν μπορεί να αξιοποιηθεί ούτε από το σύστημα αποθήκευσης πωλείται στην αγορά. Μάλιστα, η παραγόμενη ισχύς από τη μία εκ των δύο ανεμογεννητριών προορίζεται μόνο για πώληση και όχι για χρήση από το υβριδικό σύστημα [41].

Πίνακας 3-2 Τα στοιχεία του υβριδικού συστήματος του νησιού Utsira [4].

Στοιχεία Συστήματος	Χαρακτηριστικά Μεγέθη	Κατασκευαστής
2 Ανεμογεννήτριες	600 kW	Enercon
Συστοιχία Μπαταριών	35 kWh	Enercon
1 Σφόνδυλος	5 kWh, 200 kW _{max}	Enercon
1 Σύγχρονη Μηχανή	100 kVA	Enercon
1 Ηλεκτρολύτης	10 Nm ³ /h - 48 kW	Hydro Electrolyser
1 Συμπιεστής	11 Nm ³ /h - 5,5 kW	Andreas Hofer
1 Μονάδα Αποθήκευσης Υδρογόνου	12 m ³ υπό πίεση 200 bar → 2400 Nm ³	Martin Larsson
1 Μηχανή Εσωτερικής Καύσης Υδρογόνου	55 kW	Continental
1 Κυψέλη Καυσίμου	10 kW	IRD

3.3.3 Λειτουργική Εμπειρία

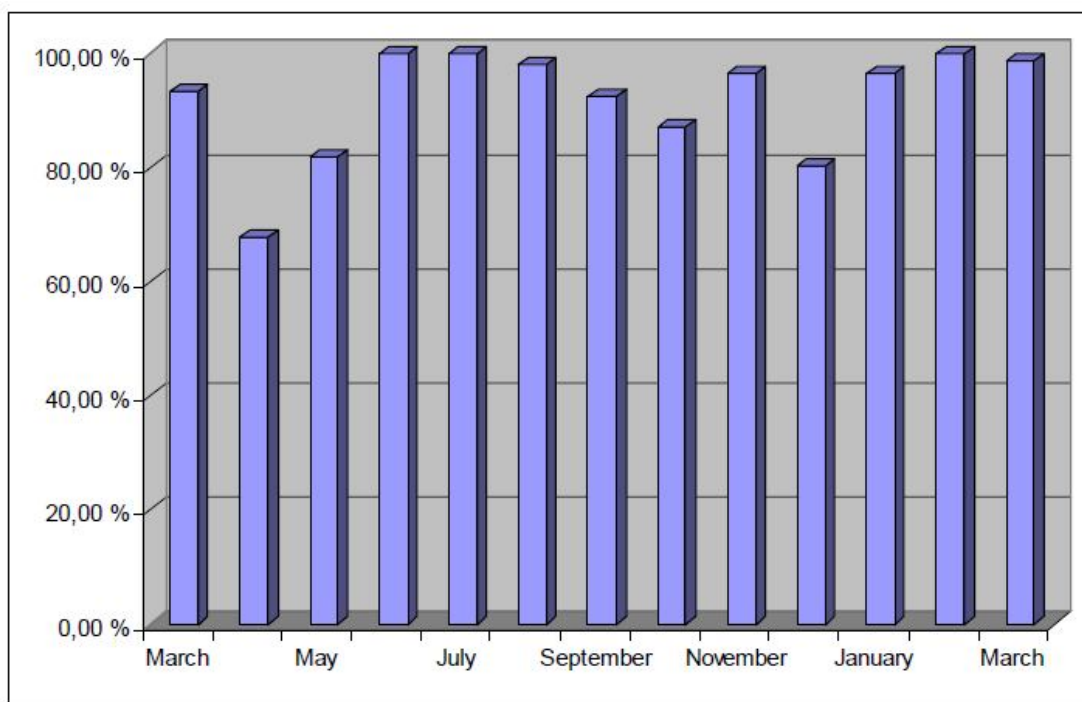
Το υβριδικό σύστημα ξεκίνησε τη λειτουργία του το χειμώνα 2004/2005 και κατά τη διάρκεια του πρώτου έτους της επίδειξης ο βασικός στόχος ήταν η αρμονική λειτουργία των επιμέρους συνιστωσών του συστήματος και η εξασφάλιση της ποιότητας και της αξιοπιστίας της διανεμημένης ισχύος [39].

Κατά το σχεδιασμό του συστήματος πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις χρησιμοποιώντας τα μεγέθη του Πιν. 3-2 και τις μετρημένες χρονοσειρές ανέμου και ζήτησης ισχύος. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, ο ετήσιος χρόνος λειτουργίας του ηλεκτρολύτη και της μηχανής καύσης υδρογόνου ήταν 2000 και 1000 ώρες αντίστοιχα, ενώ ο αριθμός των εκκινήσεων ήταν περίπου 100 και στις δύο περιπτώσεις. Μετά από ένα χρόνο λειτουργίας του συστήματος ο ετήσιος χρόνος λειτουργίας του ηλεκτρολύτη ήταν 1500 ώρες, της μηχανής καύσης υδρογόνου 500 ώρες και ο αριθμός των εκκινήσεων περίπου 300 [40]. Είναι λοιπόν προφανές ότι κατά τη φάση του σχεδιασμού η αιολική ισχύς είχε υποεκτιμηθεί.

Τα πιο σημαντικά επιτεύγματα κατά το πρώτο έτος της λειτουργίας είναι [40]:

- ✓ Πάνω από έξι μήνες σε αυτόνομη λειτουργία.
- ✓ Διαθεσιμότητα κοντά στο 100% (Σχ. 3.1).
- ✓ Πολύ καλή λειτουργικότητα.
- ✓ Πολύ καλή ποιότητα ισχύος, ευχαριστημένοι οι κάτοικοι της κοινότητας.
- ✓ Κανένα ατύχημα.
- ✓ Συνεισφορά στις τοπικές δραστηριότητες και στον τουρισμό.

Η μεγαλύτερη καινοτομία αυτού του έργου είναι ο τρόπος που όλα τα επιμέρους στοιχεία του συνεργάζονται μεταξύ τους εξασφαλίζοντας εύρυθμη λειτουργία. Οι μεγαλύτερες προκλήσεις ήταν ο μεγάλος αριθμός διατάξεων του συστήματος, ο έλεγχος του μικροδικτύου όταν η μεγάλη αιολική παραγωγή συμπίπτει με χαμηλή ζήτηση και η παράλληλη λειτουργία της κυψέλης καυσίμου και της μηχανής εσωτερικής καύσης υδρογόνου. Οι αποκλίσεις τάσης και συχνότητας ήταν αναπόφευκτες τουλάχιστον στην αρχή της λειτουργίας του συστήματος. Το έργο στο Utsira έδειξε ότι σε ανάλογα εγχειρήματα πρέπει να ληφθούν υπόψη προβλήματα αρμονικών και συντονισμού που μπορεί να οφείλονται στην παροχή ισχύος από την κυψέλη καυσίμου [40]. Επιπρόσθετα, λόγω της αδυναμίας πρόβλεψης της μελλοντικής αιολικής παραγωγής και του μελλοντικού φορτίου συνίσταται η υπερδιαστασιολόγηση του συστήματος έχοντας πάντα υπόψη τον παράγοντα του κόστους. Πρέπει να σημειωθεί ότι η κυψέλη καυσίμου και η ηλεκτρολυτική κυψέλη δεν πρέπει να εκτίθενται σε θερμοκρασίες μικρότερες από 0 °C.



Σχ. 3.1: Διαθεσιμότητα του υβριδικού συστήματος στο Utsira κατά την περίοδο από τον Μάρτιο του 2005 έως τον Μάρτιο του 2006 [4]. Η απόκλιση από το 100% οφείλεται σε σφάλματα του συστήματος και σε αυτές τις περιπτώσεις οι καταναλωτές συνδέονται στο ηπειρωτικό δίκτυο.

Επιπλέον, μία μελλοντική πρόκληση είναι η χρήση του αποθηκευμένου υδρογόνου σαν καύσιμο για τα οχήματα και τις βάρκες του νησιού. Η επόμενη φάση του έργου στο Utsira περιλαμβάνει τη δοκιμή ηλεκτρολυτικής κυψέλης τεχνολογίας PEM (Proton Exchange Membrane), η οποία θα χαρακτηρίζεται από υψηλότερο βαθμό απόδοσης και μεγαλύτερη λειτουργική ευελιξία [39].

3.4 King Island

3.4.1 Δημογραφικά - Γεωγραφικά στοιχεία

Το King Island είναι ένα από τα κατοικημένα νησιά που βρίσκονται στον πορθμό Bass μεταξύ Αυστραλίας και Τασμανίας. Έχει έκταση 1098 km² και πληθυσμό 1723 κατοίκους

σύμφωνα με την απογραφή του Ιουνίου του 2007. Το φορτίο του νησιού είναι σχετικά μεγάλο με ελάχιστη τιμή 1.2 MW και τιμή αιχμής 3.3 MW, η οποία παρατηρείται κατά τους κρύους χειμερινούς μήνες. Η ημερήσια χρονολογική καμπύλη φορτίου έχει τυπική μορφή με δύο αιχμές, μία το πρωί και μία το απόγευμα [42].

3.4.2 Περιγραφή Συστήματος

Το King Island δεν είναι διασυνδεδεμένο ούτε με την Αυστραλία ούτε με την Τασμανία και μέχρι πρόσφατα η ηλεκτρική ισχύς παραγόταν στο νησί αποκλειστικά από νηξελογεννήτριες. Ωστόσο, σήμερα η αιολική ισχύς συνεισφέρει ένα σημαντικό ποσοστό της ετήσιας ζήτησης ενέργειας. Η αιολική ισχύς εμφανίζεται ανταγωνιστική οικονομικά και αναδεικνύεται σε σημαντική πηγή ενέργειας του νησιού λόγω του εξαιρετικού αιολικού δυναμικού. Σύμφωνα με μετρήσεις [43] η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης είναι 9.2 m/s.

Η εταιρία Hydro Tasmania είναι υπεύθυνη για την παραγωγή, τη διανομή και την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στο King Island. Αρχικά, το κόστος για την ηλεκτροδότηση του νησιού ήταν πολύ μεγαλύτερο από τα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές. Για να γεφυρώσει το χάσμα μεταξύ εξόδων και εσόδων η εταιρία έθεσε σε εφαρμογή σημαντικές βελτιώσεις στο σύστημα του νησιού κατά τα τελευταία δέκα χρόνια. Αυτή η προσέγγιση επέτρεψε μία σταδιακή μείωση της κατανάλωσης καυσίμου και συνεπώς του αντίστοιχου κόστους.

Το 1985 κατασκευάστηκε στο Currie, στη δυτική ακτή του νησιού, ο τοπικός σταθμός παραγωγής ο οποίος αρχικά αποτελούνταν από δύο νηξελογεννήτριες των 1200 kW και μία των 800 kW, ενώ στα επόμενα χρόνια προστέθηκε μία τέταρτη νηξελογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 1200 kW. Σήμερα ο σταθμός αποτελείται από τρεις νηξελογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 1600 kW και από μία ονομαστικής ισχύος 1200 kW.

Το 1998 η Hydro Tasmania εγκατέστησε τρεις ανεμογεννήτριες Nordex N29 συνολικής ισχύος 750 kW στο λόφο Huxley κοντά στο Currie, ιδρύοντας το δεύτερο εμπορικής φύσης αιολικό πάρκο της Αυστραλίας. Δύο ακόμα ανεμογεννήτριες Vestas V52, ονομαστικής ισχύος 850 kW η καθεμία, εγκαταστάθηκαν στο αιολικό πάρκο το 2003 αυξάνοντας τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ του στα 2,45 MW. Την ίδια χρονιά εγκαταστάθηκε επίσης ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας VRB (Vanadium Redox Battery) και πραγματοποιήθηκε ουσιαστική βελτίωση του συστήματος ελέγχου του υβριδικού σταθμού, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται βέλτιστη λειτουργία με το ελάχιστο κόστος. Μέσα στο 2008 ολοκληρώθηκε η κατασκευή και ξεκίνησε η λειτουργία ενός νέου συστήματος ελέγχου με ωμικό φορτίο και εγκαταστάθηκαν έξι φωτοβολταϊκά συστήματα συνολικής ισχύος περίπου 100 kW [42,43].

Σήμερα, ο υβριδικός σταθμός του νησιού Utsira περιλαμβάνει τα ακόλουθα στοιχεία [42]:

Συμβατική Παραγωγή:

- Τρεις νηξελογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 1600 kW η καθεμία .
- Μία νηξελογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 1200 kW.

Αιολική Ισχύς:

- Τρεις ανεμογεννήτριες Nordex N29 ονομαστικής ισχύος 250 kW έκαστη, ονομαστικής ταχύτητας ανέμου 50 km/h, με πύργο ύψους 29 μέτρα και διάμετρο πτερυγίων 29.7 μέτρα.

- Δύο ανεμογεννήτριες Vestas V52 ονομαστικής ισχύος 850 kW έκαστη, ονομαστικής ταχύτητας ανέμου 50 km/h, με πύργο ύψους 60 μέτρα και διάμετρο πτερυγίων 52 μέτρα.

Σύστημα Αποθήκευσης VRB:

- Δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας 800 kWh.
- Τέσσερις πλαστικές δεξαμενές ηλεκτρολύτη συνολικής χωρητικότητας 68.000 λίτρα.
- Έξι cell stacks της εταιρίας Sumitomo.
- Δυνατότητα απόδοσης ισχύος 200 kW για τέσσερις ώρες.
- Δυνατότητα απόδοσης ισχύος αιχμής 400 kW για δέκα δευτερόλεπτα και ισχύος 300 kW για πέντε λεπτά.

Ηλιακή Ισχύς:

- Έξι φωτοβολταϊκά συστήματα SOLON Movers της εταιρίας SOLON AG ολικής ονομαστικής ισχύος 100 kW.
- Κάθε σύστημα παράγει 16 kW σε συνθήκες άριστης ηλιοφάνειας.
- Σύστημα παρακολούθησης του ήλιου δύο αξόνων για την μεγιστοποίηση της παραγωγής ισχύος.
- Τα συστήματα είναι ικανά να αντέχουν ισχυρούς ανέμους.

Σύστημα ελέγχου συχνότητας με ωμικό φορτίο:

- Τρεις αντιστάτες ονομαστικής ισχύος 500 kW η καθεμία σε συνδυασμό με σύστημα ψύξης με ανεμιστήρα.
- Η ισχύς εξόδου του αντιστάτη ελέγχεται μέσω έξι ελεγκτών γωνίας φάσης.
- Ακριβής έλεγχος συχνότητας με τη βοήθεια PID ελεγκτή.
- Λειτουργεί σε συνδυασμό με το σύστημα ελέγχου του υβριδικού σταθμού ώστε να μεγιστοποιείται η χρησιμοποίηση της διαθέσιμης ενέργειας από ΑΠΕ.

Σύστημα ελέγχου:

- Allen Bradley Programmable Logic Controller based system.
- Custom programming για τον έλεγχο των ανεμογεννητριών, των νηξελογεννητριών, του συστήματος αποθήκευσης και του συστήματος ωμικού φορτίου.
- Εξασφαλίζει μεγιστοποίηση της διαθέσιμης ενέργειας από ΑΠΕ.

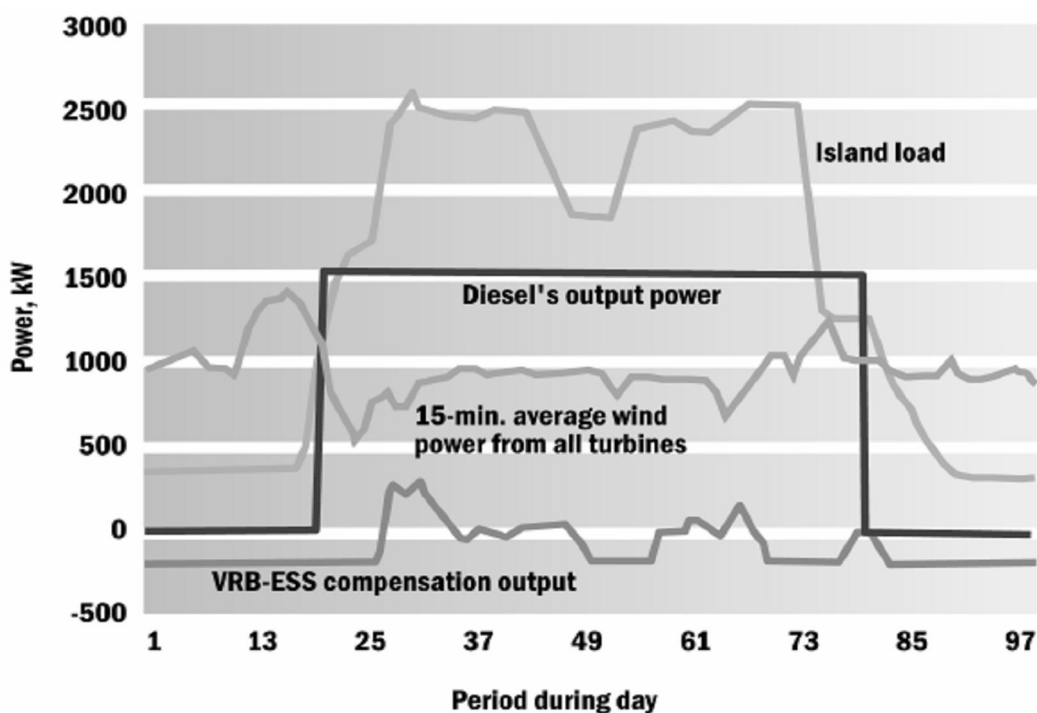
3.4.3 Λειτουργική Εμπειρία

Η διείσδυση αιολικής ενέργειας μετά το 1998 και πριν το 2003 έφτασε το 13% και αυτό είχε ως αποτέλεσμα 16% λιγότερη ετήσια κατανάλωση καυσίμου, κάτι που μεταφράζεται σε μείωση της κατανάλωσης καυσίμου κατά 590 λίτρα ετησίως [42,43]. Είναι, δηλαδή, προφανές ότι η λειτουργία του αιολικού πάρκου είχε ως αποτέλεσμα σημαντική μείωση στην ετήσια κατανάλωση καυσίμου και συνεπώς μείωση των λειτουργικών εξόδων του σταθμού. Επιπλέον, κατά το έτος 1999 μετρήθηκε ότι οι ολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ελαττώθηκαν κατά 2000 τόνους ετησίως [43].

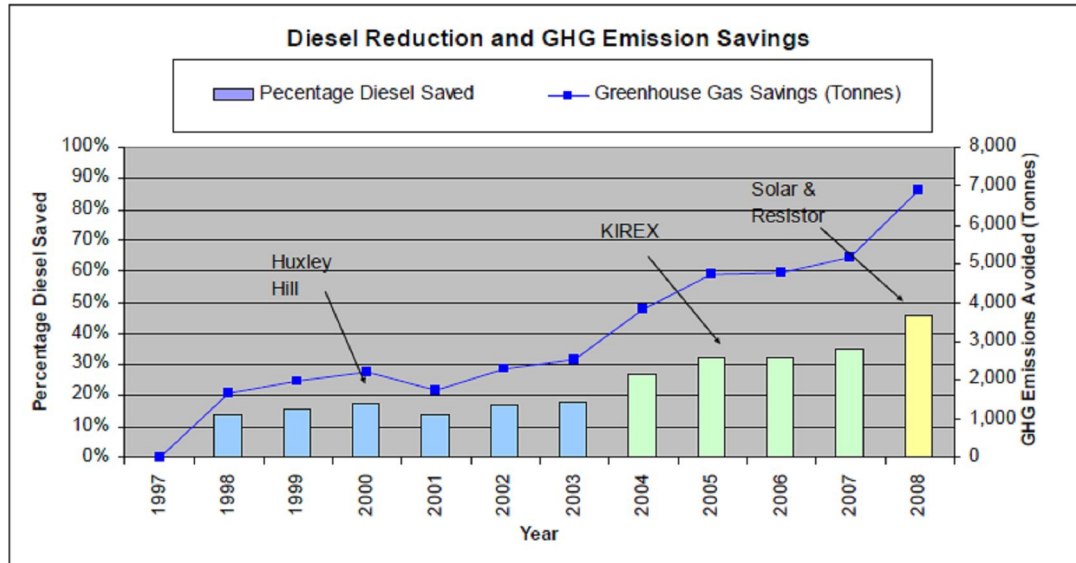
Μετά το 2003 με την επέκταση του αιολικού πάρκου και την ενσωμάτωση του συστήματος VRB, παρατηρήθηκε φυσικά αύξηση της μέσης διείσδυσης ΑΠΕ, η οποία το 2005 έφτασε το 33% [42]. Επιπλέον, το σύστημα αποθήκευσης εξομάλυνε την τάση εξόδου του αιολικού πάρκου αποθηκεύοντας την περίσσεια ενέργειας και παρέχοντας την στο σύστημα όταν αυτή χρειαζόταν. Κατ' αυτόν τον τρόπο, παρέχεται εγγυημένη ισχύς που προέρχεται από αιολική παραγωγή. Για παράδειγμα, ας θεωρήσουμε την κατάσταση λειτουργίας (Σχ. 3.2) κατά την οποία το φορτίο εξυπηρετείται από μία νηξελογεννήτρια και την αιολική παραγωγή. Όταν παρατηρηθεί μείωση της αιολικής ισχύος, αντί να ξεκινήσει η δεύτερη νηξελογεννήτρια

δίνεται σήμα στη μονάδα αποθήκευσης να παρέχει στο σύστημα την υπολειπόμενη ενέργεια. Ο αντιστροφέας του συστήματος αποθήκευσης έχει δυνατότητα ρύθμισης τάσης και συχνότητας και επιτρέπει τη βέλτιστη λειτουργία του υβριδικού συστήματος.

Το σύστημα ελέγχου που εγκαταστάθηκε το 2008 περιλαμβάνει ένα ωμικό φορτίο μεγάλης τιμής το οποίο μπορεί να μεταβάλλεται γρήγορα ώστε να απορροφά την περίσσεια αιολικής ισχύος, η οποία σε διαφορετική περίπτωση θα απορριπτόταν επιβραδύνοντας τις ανεμογεννήτριες. Έτσι, δε μειώνεται η παραγωγή των ανεμογεννητριών και η περίσσεια ισχύος μετατρέπεται στην ουσία σε στρεφόμενη εφεδρεία, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί συμπληρωματικά προς την συμβατική παραγωγή. Με αυτόν τον τρόπο, το ωμικό φορτίο διατηρεί ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης και συμβάλει στη διατήρηση σταθερής συχνότητας στο μικροδίκτυο. Ακόμα, το σύστημα ελέγχου θα επιτρέπει τη φόρτιση των νητζελογεννητριών στο τεχνικό τους ελάχιστο όποτε το φορτίο του νησιού είναι μικρότερο από το συνδυασμό αιολικής και ηλιακής παραγωγής, συμβάλλοντας στην περαιτέρω μείωση της κατανάλωσης καυσίμου και των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου [42]. Το Σχ. 3.3 δείχνει πως τα έργα ΑΠΕ επηρέασαν την κατανάλωση καυσίμου και τις εκπομπές σε όλη την πορεία της λειτουργίας του υβριδικού σταθμού. Εκτιμάται ότι η λειτουργία του συστήματος ελέγχου θα αυξήσει τη διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 45% [43].



Σχ. 3.2: Ένα παράδειγμα της λειτουργίας του συστήματος αποθήκευσης VRB [46].



Σχ. 3.3: Εξέλιξη της κατανάλωσης καυσίμων και των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στα χρόνια της λειτουργίας του υβριδικού συστήματος στο νησί Utsira [42].

Μελλοντικά σχεδιάζεται η επέκταση του υβριδικού σταθμού με την εγκατάσταση νέων ανεμογεννητριών, carbon block energy storage, χρήση βιοντίζελ, αξιοποίηση της ενέργειας των κυμάτων, ενώ έχει δημοσιευτεί και εργασία που εξετάζει τη δυνατότητα εγκατάστασης συστήματος αποθήκευσης με υδρογόνο [42,43].

3.5 Κοινότητα Wales, Alaska

3.5.1 Δημογραφικά - Γεωγραφικά στοιχεία

Η κοινότητα Wales των 160 κατοίκων περίπου βρίσκεται στο δυτικότερο άκρο της χερσονήσου Seward στην Αλάσκα, περίπου 180 μίλια νοτιοδυτικά από το Kotzebue, και βρέχεται από το Βερίγγειο Πορθμό. Το μέσο ηλεκτρικό φορτίο της κοινότητας είναι περίπου 70 kW, το φορτίο αιχμής περίπου 140 kW, ενώ επιπλέον υπάρχουν σημαντικά θερμικά φορτία για θέρμανση κτιρίων και νερού [21,20].

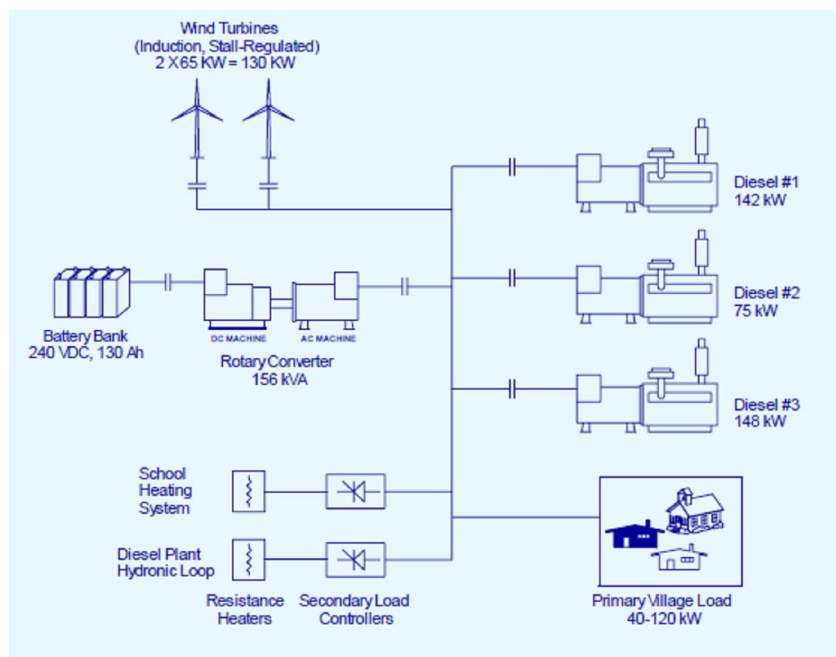
3.5.2 Περιγραφή Συστήματος

Το 1995 η Αρχή Ενέργειας της Αλάσκα, ο ηλεκτρικός οργανισμός του Kotzebue, ο ηλεκτρικός συνεταιρισμός των κοινοτήτων της Αλάσκα και το Εθνικό Εργαστήριο ΑΠΕ (NREL) συνεργάστηκαν με σκοπό τη δημιουργία ενός υβριδικού συστήματος που συνδυάζει νηξέλογεννήτριες και ανεμογεννήτριες στην κοινότητα. Διάφορα εμπόδια αντιμετωπίστηκαν κατά τα έτη 1996 – 1999 καθυστερώντας την εγκατάσταση του συστήματος αρκετά χρόνια. Η δοκιμαστική λειτουργία του συστήματος ελέγχου ολοκληρώθηκε την άνοιξη του 2000 στο Εθνικό Κέντρο Αιολικής Τεχνολογίας (NWTC) του NREL. Οι ανεμογεννήτριες, οι πίνακες ελέγχου και ο βοηθητικός εξοπλισμός εγκαταστάθηκαν το καλοκαίρι του 2000. Το υβριδικό σύστημα ξεκίνησε τη μερική λειτουργία του τον Οκτώβριο του 2000, ωστόσο η επιτυχής επίδειξη όλων των καταστάσεων λειτουργίας πραγματοποιήθηκε το φθινόπωρο του 2001 [20].

Το υβριδικό σύστημα (Σχ. 3.4), που ξεκίνησε πλήρως την λειτουργία του το Μάρτιο του 2002, συνδυάζει συμβατική παραγωγή, ανεμογεννήτριες, αποθήκευση ενέργειας, μετατροπείς ισχύος καθώς και διάφορες διατάξεις ελέγχου. Τα στοιχεία του συστήματος και οι αντίστοιχοι κατασκευαστές παρουσιάζονται στον Πιν. 3-3. Ο βασικός στόχος του συστήματος ήταν η ικανοποίηση της ζήτησης της κοινότητας διατηρώντας υψηλή ποιότητα ισχύος και παράλληλα η ελαχιστοποίηση της κατανάλωσης καυσίμου και του χρόνου λειτουργίας των μονάδων diesel. Επιπλέον, το σύστημα διοχετεύει την περίσσεια αιολικής ισχύος σε διάφορα θερμικά φορτία της κοινότητας εξοικονομώντας με αυτόν τον τρόπο καύσιμα θέρμανσης [38].

Οι ανεμογεννήτριες AOC 15/50 έχουν ύψος πλήμνης 25 m, διάμετρο πτερυγίων 15 m, ονομαστική ισχύ 50 kW για ονομαστική ταχύτητα ανέμου 11,3 m/s και peak continuous ισχύ 65 kW [18]. Η χωρητικότητα των μπαταριών επαρκεί για να καλύψει τα δύο τρίτα του μέσου φορτίου του συστήματος για περίπου δεκαπέντε λεπτά [44]. Η καρδιά του συστήματος ελέγχου είναι τέσσερα PLC. Η λογική ελέγχου υπαγορεύει ότι εάν κάποιο στοιχείο του εξοπλισμού δεν λειτουργεί σωστά, τότε το σύστημα θα μεταβεί σε κατάσταση λειτουργίας που εξασφαλίζει την πιο αποδοτική λειτουργία. Για παράδειγμα, εάν ο περιστροφικός μετατροπέας ή οι μπαταρίες υποστούν βλάβη, τότε το σύστημα θα λειτουργεί ως υβριδικό σύστημα χωρίς αποθήκευση [21,20].

Ο περιστροφικός μετατροπέας είναι ένας ηλεκτρομηχανικός μετατροπέας ισχύος AC/DC διπλής κατεύθυνσης. Αποτελείται από μία σύγχρονη γεννήτρια συνδεδεμένη στον άξονα μίας μηχανής συνεχούς ρεύματος. Όταν λειτουργεί, η σύγχρονη μηχανή συνδέεται στον AC ζυγό του συστήματος, ενώ η μηχανή συνεχούς ρεύματος συνδέεται στην έξοδο των μπαταριών. Ελέγχοντας το ρεύμα πεδίου στις μηχανές μπορεί να ελέγχει τόσο η ενεργός όσο και η άεργος ισχύς που διακινείται μεταξύ του περιστροφικού μετατροπέα και του AC ζυγού. Όταν τουλάχιστον μία νηξελογεννήτρια είναι συνδεδεμένη αυτή αναλαμβάνει τον έλεγχο της τάσης και της συχνότητας, αλλά όταν όλες οι νηξελογεννήτριες είναι σβηστές ο έλεγχος γίνεται από τον περιστροφικό μετατροπέα. Η AC μηχανή μπορεί να λειτουργεί και ενώ η DC μηχανή είναι αποσυνδεδεμένη, οπότε σε αυτήν την περίπτωση ο περιστροφικός μετατροπέας λειτουργεί ως σύγχρονος πυκνωτής [44].



Σχ. 4: Διάγραμμα του υβριδικού συστήματος στο Wales [45]

Πίνακας 3: Τα στοιχεία του υβριδικού συστήματος στο Wales [20].

Στοιχείο	Τιμή	Κατασκευαστής και Μοντέλο
2 Ανεμογεννήτριες	65 kW (peak continuous)	Atlantic Orient Corp. 15/50
2 Νηζελογεννήτριες	168 kW	Cummins LTA10
1 Νηζελογεννήτρια	75 kW	Allis-Chalmers 3500
1 Ελεγκτής Τοπικού Ελεγχόμενου Φορτίου	89 kW	Σχεδιασμένος από το NREL
1 Ελεγκτής Απομακρυσμένου Ελεγχόμενου Φορτίου	144 kW	Σχεδιασμένος από το NREL
1 Περιστροφικός Μετατροπέας	156 kVA	Σχεδιασμένος από το NREL AC Μηχανή: Kato Engineering DC Μηχανή: Reliance Electric
1 Σύστημα Αποθήκευσης με Μπαταρίες	1.2 VDC 130 Ah 31.2 kWh	SAFT SPH130, Νικελίου – Καδμίου 200 κελιά
1 Βοηθητικός Φορτιστής Μπαταριών	300 VDC 30 A	Σχεδιασμένος από το NREL

3.5.3 Λειτουργική Εμπειρία

Δυστυχώς, υπάρχουν περιορισμένα δεδομένα από τη συμπεριφορά του συστήματος σε όλες τις δυνατές καταστάσεις λειτουργίας. Ωστόσο, τον Αύγουστο του 2002 πραγματοποιήθηκε μία περίοδος δοκιμών διάρκειας 18 ημερών σύμφωνα με την οποία το σύστημα λειτούργησε με σβηστές τις νηζελογεννήτριες για το 20% του χρόνου. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό αν αναλογιστεί κανείς ότι ο Αύγουστος είναι ένας από τους μήνες με την μικρότερη μέση ταχύτητα ανέμου στο Wales. Κατά τη διάρκεια της περιόδου δοκιμών οι ανεμογεννήτριες κάλυψαν το 41% της ζήτησης, ενώ το υπόλοιπο φορτίο καλύφθηκε από τη συμβατική παραγωγή. Παράλληλα, οι ανεμογεννήτριες παρείχαν 10,000 kWh ηλεκτρικής ενέργειας στα θερμικά φορτία του συστήματος εξοικονομώντας κατ' εκτίμηση 450 λίτρα καυσίμου θέρμανσης. Τα αποτελέσματα από την περίοδο δοκιμών διαφέρουν αρκετά από τα αποτελέσματα των αρχικών προσομοιώσεων. Σύμφωνα με τα τελευταία, η μέση διείσδυση της αιολικής ισχύος θα ήταν περίπου 70%, η μείωση της κατανάλωσης καυσίμου θα ήταν 45% και ο χρόνος λειτουργίας των μονάδων diesel θα μειωνόταν κατά 25% [38]. Επιπλέον, στο διάστημα δοκιμών, ο συντελεστής χρησιμοποίησης των δύο ανεμογεννητριών ήταν 0,382 και 0,377 [45].

Το ιδιαίτερο χαρακτηριστικό του υβριδικού συστήματος στο Wales είναι ότι, σε αντίθεση με άλλα, αναπτύχθηκε σαν μία μετασκευή του ήδη υπάρχοντος συστήματος νηζελογεννητριών, γεγονός που έθεσε πολλές κατασκευαστικές προκλήσεις [20]. Επιπρόσθετα, από την έναρξη της λειτουργίας του σημειώθηκαν πολλά προβλήματα, κάποια από αυτά τεχνικά και άλλα λειτουργικά. Η πολυπλοκότητα του συστήματος επέφερε πολυάριθμες και σε μερικές περιπτώσεις μεγάλης διάρκειας διακοπές παροχής αιολικής ισχύος. Αυτές οι διακοπές οφείλονται κυρίως στο μεγάλο χρόνο εντοπισμού και επιδιόρθωσης των τυχόν βλαβών, ακόμα και αν είναι μικρής έκτασης όπως σε μία βαθμίδα του ελεγκτή ή σε έναν ηλεκτρονόμο. Το δεύτερο σημαντικότερο πρόβλημα είναι η απροθυμία του διαχειριστή του συστήματος να επιτρέψει στο σύστημα να λειτουργήσει σε κατάσταση υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ κυρίως λόγω μίας παρατηρηθείσας στιγμής χαμηλής ποιότητας ισχύος. Το γεγονός αυτό πέραν του ότι μειώνει τη μέση διείσδυση ΑΠΕ του συστήματος, αποτελεί αρνητική ανάδραση για τους κατοίκους γειτονικών κοινοτήτων [38].

Συμπερασματικά, παρόλο που το πρόγραμμα εξελίχθηκε σε μία λειτουργική απογοήτευση και παρά την περιορισμένη λειτουργική εμπειρία εξαιτίας περιορισμών κεφαλαίου, το συγκεκριμένο υβριδικό σύστημα αποτέλεσε μία καλή πηγή απόκτησης εμπειρίας.

3.6 Νησί Samsø

3.6.1 Δημογραφικά - Γεωγραφικά στοιχεία

Το νησί Samsø βρίσκεται στον κόλπο Kattegat στη Βόρεια Θάλασσα, δεκαπέντε χιλιόμετρα από τη χερσόνησο της Γιουτλάνδης και ανήκει στη Δανία. Ο πληθυσμός του νησιού το έτος 2009 ανέρχεται σε 4300 κατοίκους περίπου, η έκταση του είναι 114 km², ενώ ετήσια κατανάλωση ενέργειας το 1997 ανερχόταν σε 29000 MWh.

3.6.2 Περιγραφή Συστήματος – Λειτουργική Εμπειρία

Το 1997 το Samsø κέρδισε το διαγωνισμό του υπουργείου ενέργειας της Δανίας για τη δημιουργία ενός ενεργειακά αυτόνομου και «πράσινου» νησιού. Ο στόχος του προγράμματος ήταν να επιτευχθεί κάλυψη του 100% των ενεργειακών αναγκών του νησιού από ΑΠΕ μέσα σε μία δεκαετία, γεγονός που αποτελεί παγκόσμια καινοτομία καθώς δεν έχει προηγηθεί ανάλογο έργο στο παρελθόν. Για την επίτευξη αυτού του φιλόδοξου στόχου οι ενέργειες που έπρεπε να γίνουν δεν αφορούσαν μόνο τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά γενικότερα το ενεργειακό προφίλ του νησιού. Εξοικονόμηση ενέργειας και αύξηση του βαθμού απόδοσης στο ηλεκτρικό σύστημα, το σύστημα θέρμανσης και τον τομέα των μεταφορών, επέκταση του δικτύου τηλεθέρμανσης (district heating) σε συνδυασμό με τη χρησιμοποίηση των τοπικών αποθεμάτων βιομάζας, επέκταση των αυτόνομων συστημάτων θέρμανσης με χρήση αντλιών θερμότητας, ηλιακών συλλεκτών, εγκαταστάσεων βιομάζας και κατασκευή onshore και offshore αιολικών πάρκων ήταν κάποιες από τις ενέργειες που έπρεπε να γίνουν [47].

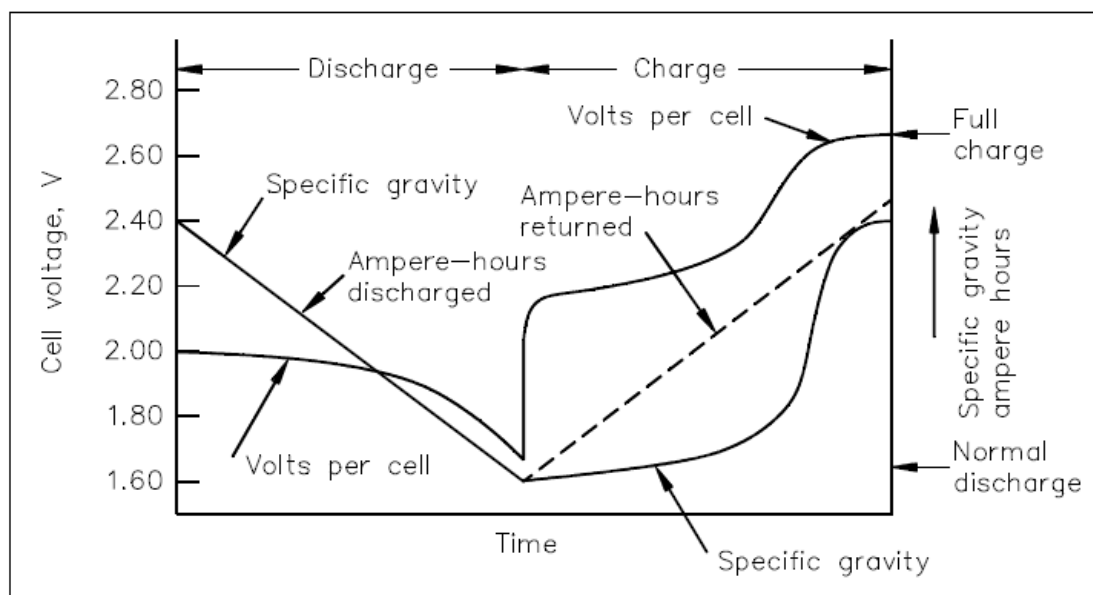
Το Samsø είναι διασυνδεδεμένο με τη χερσόνησο της Γιουτλάνδης μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου, ενώ υπεύθυνη για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί είναι η εταιρία NRGi. Για να εξασφαλιστεί η ενεργειακή αυτονομία του νησιού ήταν απαραίτητη εγκατεστημένη ισχύς αιολικών μεγέθους 11 MW. Οι έντεκα Α/Γ ισχύος 1MW έκαστη τοποθετήθηκαν σε τρεις ομάδες και το ύψος της πλήμνης τους είναι 77 μέτρα. Ο μόνος κατασκευαστής που παρήγαγε ανεμογεννήτριες αυτής της ισχύος και με τέτοιο ύψος πλήμνης ήταν η εταιρία Bonus. Η πρώτη ανεμογεννήτρια εγκαταστάθηκε το 2000, ενώ το συνολικό κόστος επένδυσης ανήλθε σε 8.8 εκατ. ευρώ. Επιπλέον, για την αποζημίωση των εκπομπών CO₂ του τομέα των μεταφορών εγκαταστάθηκαν δέκα offshore Α/Γ ισχύος 2.3 MW έκαστη στα νότια του νησιού με συνολικό κόστος επένδυσης 33.3 εκατ. ευρώ. Συνολικά, το πρόγραμμα μετατροπής του Samsø σε πράσινο νησί πρέπει να θεωρηθεί σχεδόν απόλυτα επιτυχές, καθώς ικανοποίησε τους περισσότερους από τους στόχους που είχαν τεθεί. Ο πρωταρχικός στόχος της 100% ενεργειακής αυτονομίας με τη χρήση ΑΠΕ επιτεύχθηκε σε οχτώ χρόνια, δηλαδή δύο χρόνια νωρίτερα από το προγραμματισμένο. Επίτευγμα επίσης αποτελεί η κατασκευή τριών νέων εγκαταστάσεων district heating καθώς και δέκα offshore και έντεκα onshore ανεμογεννητριών. Αντίθετα, στον τομέα των μεταφορών και στο στόχο για αλλαγές στις καταναλωτική συμπεριφορά της τοπικής κοινωνίας, το πρόγραμμα σημείωσε λιγότερη επιτυχία [47].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ ΜΟΛΥΒΔΟΥ-ΟΞΕΩΣ ΚΑΙ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ
ΠΕΡΙΓΡΑΦΗΣ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥΣ

4.1 Γενικά Χαρακτηριστικά Συσσωρευτών

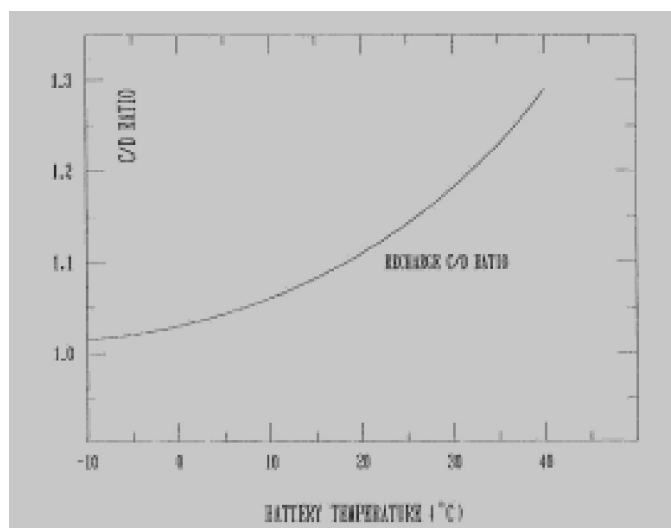
Πριν προχωρήσουμε στην περιγραφή των βασικών λειτουργικών χαρακτηριστικών των μπαταριών μολύβδου-οξέως θα αναφερθούμε σε κάποιες γενικές έννοιες για όλους τους τύπους συσσωρευτών [15]. Αρχικά, η χωρητικότητα C των συσσωρευτών εκτός από μονάδες ενέργειας (Wh) μετράται και σε μονάδες φορτίου (Ah) και σημαίνει ότι μπορεί να αποδώσει C Ampere ρεύματος για μία ώρα ή C/n Ampere για n ώρες. Η τάση φόρτισης δεν παραμένει σταθερή σε όλη τη διαδικασία φόρτισης, ενώ το ίδιο ισχύει και για την τάση εκφόρτισης. Η τυπική μεταβολή της τάσης για μπαταρίες μολύβδου-οξέως απεικονίζεται στο Σχ. 4.1 από όπου διαπιστώνεται ότι γενικά η τάση φόρτισης είναι υψηλότερη από την τάση εκφόρτισης.



Σχ. 4.1 Μεταβολή της τάσης, του ειδικού βάρους του ηλεκτρολύτη, και του αποδιδόμενου φορτίου σε συσσωρευτές μολύβδου-οξέως κατά τη φόρτιση και την εκφόρτιση.

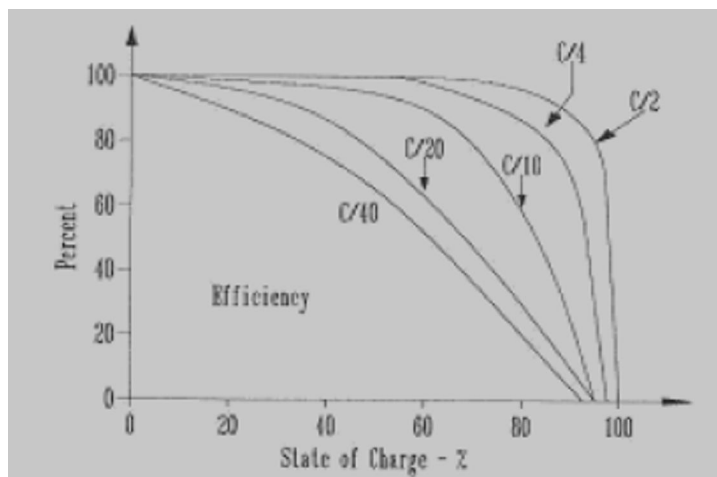
Μετά την απόδοση ενός ποσού φορτίου από μία μπαταρία απαιτείται χρήση υψηλότερου ποσού ενέργειας για την επαναφορά της στην αρχική κατάσταση φορτίου. Ο λόγος μεταξύ λαμβανόμενου και αποδιδόμενου φορτίου εξαρτάται από τους ρυθμούς φόρτισης και εκφόρτισης καθώς και από τη θερμοκρασία λειτουργίας. Στο Σχ. 4.2 δίνεται η μεταβολή του λόγου με τη θερμοκρασία για συσσωρευτές Ni-Cd, από το οποίο φαίνεται ότι σε θερμοκρασία 20°C ο λόγος ισούται με 1.1. Ο ενεργειακός βαθμός απόδοσης της μπαταρίας σε ένα πλήρη κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης (roundtrip efficiency) είναι ο λόγος της αποδιδόμενης ενέργειας προς την ενέργεια φόρτισης μέχρι να φορτιστεί από κατάσταση πλήρους εκφόρτισης στα ονομαστικά της. Για παράδειγμα για συσσωρευτές Ni-Cd με μέση τιμή τάσης εκφόρτισης 1.2 V, μέση τιμή τάσης φόρτισης 1.45 V και λόγο λαμβανόμενου-αποδιδόμενου φορτίου 1.1 η τιμή του roundtrip efficiency υπολογίζεται από την εξίσωση:

$$n_{rt} = \frac{1.2 \cdot C}{1.45 \cdot 1.1 \cdot C} = 0.75 \quad (4.1)$$



Σχ. 4.2 Επιρροή της θερμοκρασίας στο λόγο λαμβανόμενου-αποδιδόμενου φορτίου για συσσωρευτές Ni-Cd.

Η μοντελοποίηση των απωλειών σε έναν κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης μπορεί να γίνει και με την εισαγωγή του μεγέθους της εσωτερικής αντίστασης της μπαταρίας, η οποία εξαρτάται από το SOC, τη θερμοκρασία και κατασκευαστικά από το εμβαδό των ηλεκτροδίων. Αύξηση του εμβαδού των ηλεκτροδίων, αύξηση της θερμοκρασίας μέχρι κάποιο όριο και υψηλή τιμή του SOC συνεπάγονται ελάττωση της εσωτερικής αντίστασης. Ένα μέγεθος που λανθασμένα συγχέεται με τον ενεργειακό βαθμό απόδοσης είναι η απόδοση φόρτισης. Πρόκειται για το ποσοστό της ενέργειας που αποθηκεύεται ηλεκτροχημικά στο εσωτερικό του συσσωρευτή επί της συνολικής ενέργειας που παρέχεται στα τερματικά άκρα του. Εν γένει η απόδοση φόρτισης προσεγγίζει το 100% όταν η μπαταρία είναι εντελώς άδεια και τείνει προς το μηδέν όταν η μπαταρία έχει σχεδόν φορτιστεί πλήρως. Το σημείο γονάτου στο οποίο μεταβάλλεται σημαντικά ο βαθμός απόδοσης φόρτισης εξαρτάται από το ρυθμό φόρτισης. Χαρακτηριστικές καμπύλες αποδοτικότητας φόρτισης για διάφορους ρυθμούς φόρτισης δίνονται στο Σχ. 4.3.



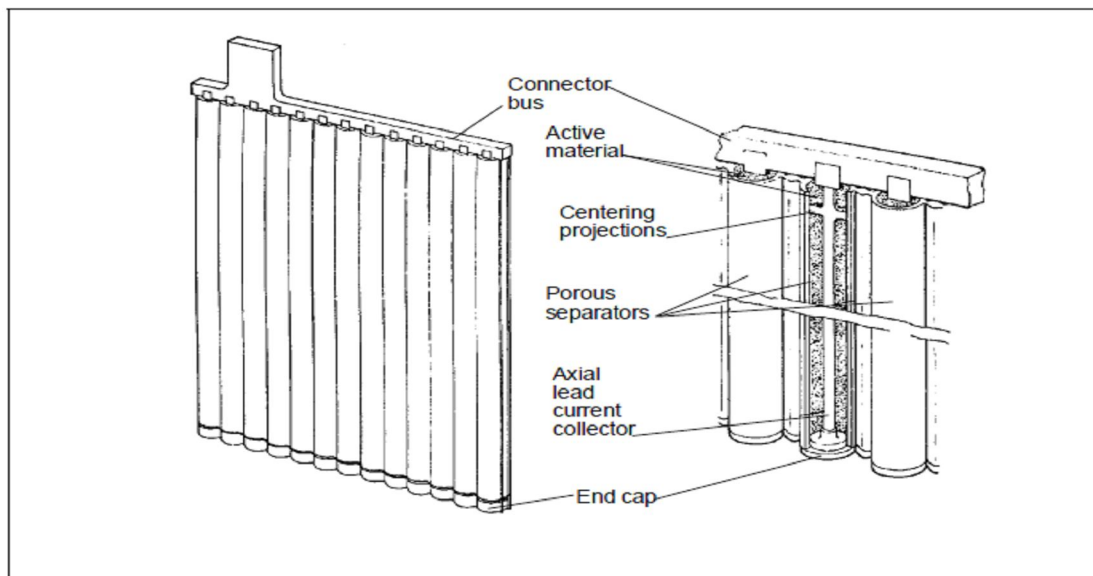
Σχ. 4.3 Αποδοτικότητα φόρτισης ως προς το SOC για διάφορους ρυθμούς φόρτισης.

Όταν η απόδοση φόρτισης είναι μηδέν όλη η προσφερόμενη ενέργεια μετατρέπεται σε θερμότητα και στην περίπτωση που ένας συσσωρευτής υπερφορτίζεται με υψηλότερο ρυθμό από τον ρυθμό αυτοεκφόρτισης υπερθερμαίνεται και σε συνδυασμό με την έκλυση εύφλεκτων αερίων υπάρχει κίνδυνος έκρηξης. Η θερμοκρασία αποτελεί γενικά σημαντικό παράγοντα επιρροής του τρόπου λειτουργίας των συσσωρευτών. Η απόδοση φόρτισης μειώνεται με την αύξηση της θερμοκρασίας, ενώ η χωρητικότητα μειώνεται όταν η θερμοκρασία αυξάνεται ή μειώνεται πάνω από ένα εύρος και πέφτει απότομα όταν θερμοκρασία γίνεται μικρότερη από το σημείο «ψύξης». Επίσης, η εσωτερική αντίσταση αυξάνεται καθώς η θερμοκρασία μειώνεται, ενώ η διάρκεια ζωής επηρεάζεται αρνητικά με την αύξηση της θερμοκρασίας.

Με βάση τα όσα έχουν ήδη αναφερθεί, η ελάττωση της τάση ανοιχτοκύκλωσης και η αύξηση της εσωτερικής αντίστασης της μπαταρίας με την μείωση του SOC μπορούν να μοντελοποιηθούν γενικά με σχέσεις της μορφής $E_i = E_0 - K_1 \cdot Q_d$ και $R_i = R_0 + K_2 \cdot Q_d$, όπου οι σταθερές εξαρτώνται από τον τύπο του συσσωρευτή. Η διάρκεια ζωής των συσσωρευτών επηρεάζεται γενικά από τα βάθη εκφόρτισης τα οποία υφίσταται και από τη θερμοκρασία λειτουργίας. Για τη μεγιστοποίηση της διάρκειας ζωής προτείνεται η πλήρης επαναφόρτιση των συσσωρευτών έπειτα από μερική εκφόρτιση τους, ενώ εκφορτίσεις κάτω από το ελάχιστο επιτρεπόμενο SOC μειώνουν δραστικά τη διάρκεια ζωής.

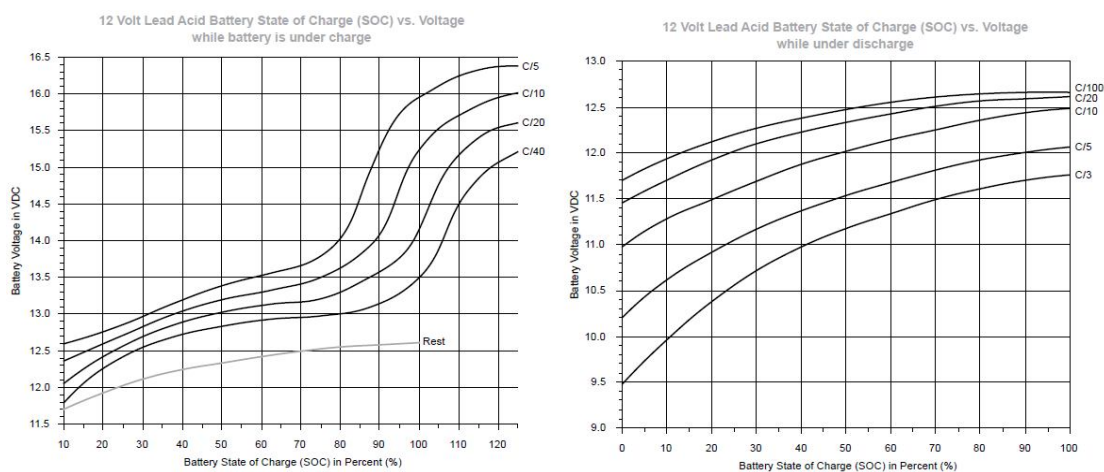
4.2 Λειτουργικά Χαρακτηριστικά Συσσωρευτών Μολύβδου-Οξέως

Ανάλογα με τον τρόπο κατασκευής των μπαταριών μολύβδου-οξέως καθορίζεται η καταλληλότητα τους για διαφορετικές εφαρμογές. Για εφαρμογές διαχείρισης ενέργειας, όπου απαιτούνται συχνά εκφορτίσεις σε βάθος άνω του 20%, η καταλληλότερη επιλογή περιλαμβάνει συσσωρευτές σωληνωτής μορφής (tubular plate – βλ. Σχ. 4.4) με ενεργό υλικό από κράμα μολύβδου και αντιμονίου. Στη διάταξη αυτή το ρεύμα ρέει μέσα από τους σωλήνες που κατασκευάζονται από πορώδες πλαστικό ή από ειδικό υλικό με βάση το γυαλί. Μετά την κατασκευή των σωλήνων προστίθεται το ενεργό υλικό και τέλος το σώμα βυθίζεται στον ηλεκτρολύτη. Στη συνέχεια περιγράφονται οι παράγοντες που επιδρούν στον τρόπο λειτουργίας και στη διάρκεια ζωής των μπαταριών μολύβδου-οξέως [15].



Σχ. 4.4 Τυπική κατασκευή συσσωρευτών σωληνωτού τύπου.

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, στις μπαταρίες μολύβδου-οξέως η τάση και η χωρητικότητα επηρεάζονται σημαντικά από τους ρυθμούς φόρτισης και εκφόρτισης. Στο Σχ. 4.5 δίνονται οι καμπύλες φόρτισης και εκφόρτισης για μία τυπική μπαταρία 12 Volt, όπου είναι φανερό η ύπαρξη ενός «γονάτου» μετά το οποίο η μείωση της τάσης είναι ραγδαία. Η θέση του γονάτου προσδιορίζει στην ουσία το εύρος τάσης που είναι αξιοποιήσιμο και συνεπώς τη χωρητικότητα που δύναται να αποδοθεί για κάθε ρυθμό εκφόρτισης. Κατά το σχεδιασμό ενός συστήματος συσσωρευτών ο αριθμός των κελιών που πρέπει να συνδεθούν σε σειρά μπορεί να υπολογιστεί διαιρώντας την ελάχιστη επιτρεπόμενη τιμή της τάσης για την αρμονική λειτουργία του συστήματος (τάση γονάτου) με το κατώτερο επίπεδο τάσης που προσεγγίζει το κάθε κελί όταν υποβάλλεται στο ρυθμό εκφόρτισης που θα απαιτεί το σύστημα κατά τη λειτουργία του. Ακολουθώντας, στον Πιν. 4-1 δίνονται χαρακτηριστικές τιμές της τάσης του κελιού ενός συσσωρευτή για διάφορα σενάρια λειτουργίας. Είναι φανερό ότι αύξηση του ρεύματος εκφόρτισης ή ισοδύναμα ελάττωση του χρόνου εκφόρτισης έχει ως αποτέλεσμα σημαντική μείωση της ικανότητας απόδοσης ενέργειας.

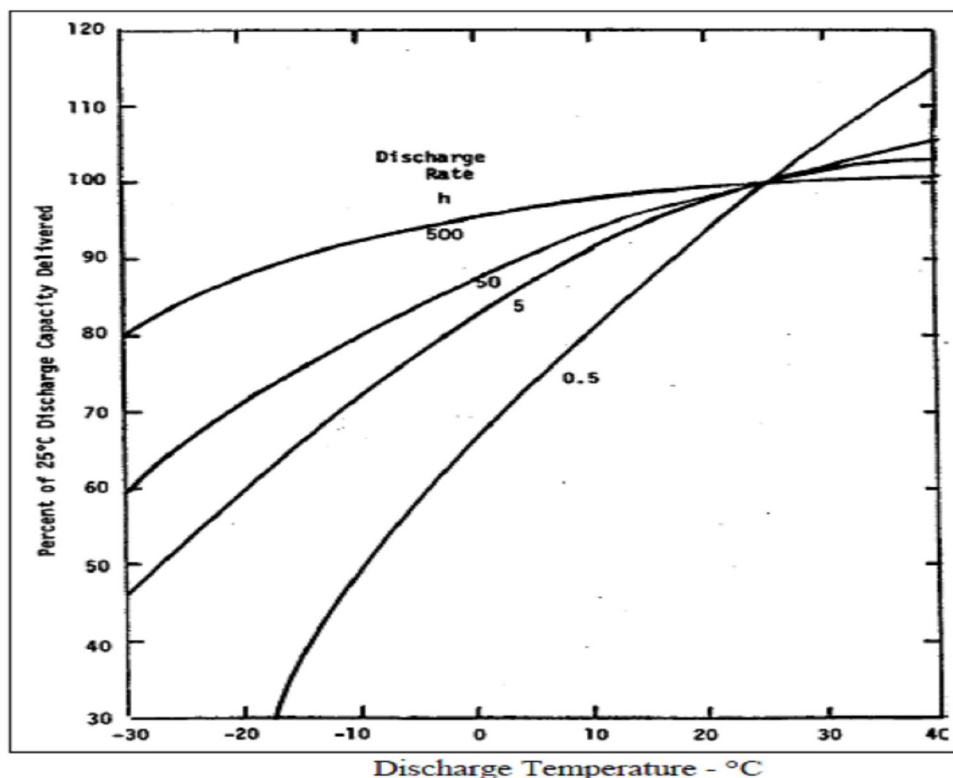


Σχ. 4.5 Τυπικές καμπύλες φόρτισης-εκφόρτισης που απεικονίζουν τη μεταβολή της τάσης ανάλογα με τους ρυθμούς φόρτισης και εκφόρτισης.

Πιν. 4-1 Χαρακτηριστικά εκφόρτισης συσσωρευτών Pb-acid για διάφορα σενάρια λειτουργίας.

Discharge Time	Discharge Current	Discharge Capacity	Cell Initial Volts	Cell Average Volts	Cell Final Volts	Energy Output
<u>h</u>	<u>A</u>	<u>Ah</u>	<u>V</u>	<u>V</u>	<u>V</u>	<u>Wh</u>
100	20	2000	2.09	1.99	1.80	3980
50	38	1900	2.08	1.97	1.78	3740
10	160	1600	2.05	1.95	1.75	3120
5	290	1450	1.89	1.92	1.70	2780
1	1000	1000	1.77	1.60	1.48	1600

Στους συσσωρευτές μολύβδου-οξέως ενδιαφέρον παρουσιάζει η μελέτη της επίδρασης της θερμοκρασίας στο ειδικό βάρος του ηλεκτρολύτη. Η αύξηση της θερμοκρασίας αυξάνει το ειδικό βάρος του ηλεκτρολύτη, ενώ αντίθετα η μείωση το ελαττώνει. Σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες το ειδικό βάρος μπορεί να πάρει τόσο χαμηλή τιμή που σταματάει η διαδικασία εκφόρτισης και λέμε ότι ο ηλεκτρολύτης παγώνει. Το ειδικό βάρος μειώνεται κατά την εκφόρτιση και αυξάνεται εκ νέου κατά την επαναφόρτιση. Η αύξηση του ειδικού βάρους αυξάνει τη χωρητικότητα του συσσωρευτή, αλλά από την άλλη μεριά μειώνει τη διάρκεια ζωής. Η συνδυασμένη επίδραση της θερμοκρασίας και του ρυθμού εκφόρτισης στην ικανότητα απόδοσης ενέργειας δίνεται σχηματικά στο Σχ. 4.6.



Σχ. 4.6 Επίδραση του ρυθμού εκφόρτισης και της θερμοκρασίας στην ικανότητα απόδοσης ενέργειας του συσσωρευτή.

Υπάρχει μία πληθώρα μεθόδων φόρτισης των συσσωρευτών μολύβδου-οξέως που χρησιμοποιούνται ανάλογα με την εφαρμογή. Από τις παρακάτω μεθόδους, η 6^η είναι αυτή που χρησιμοποιείται κατά κόρον σε εφαρμογές που απαιτούν την εκφόρτιση των

συσσωρευτών σε μεγάλα βάθη, όπως σε εφαρμογές διαχείρισης ενέργειας σε υβριδικά συστήματα.

1. Σταθερό ρεύμα φόρτισης.
2. Σταθερό ρεύμα φόρτισης με κλίμακα μειούμενων τιμών ρεύματος.
3. Σταθερή τάση φόρτισης.
4. Ελεγχόμενο σταθερό μέτρο τάσης υπό σταθερό ρεύμα εκκίνησης.
5. Ελεγχόμενο σταθερό μέτρο τάσης υπό σταθερό ρεύμα τερματισμού.
6. Ελεγχόμενο σταθερό μέτρο τάσης υπό σταθερό ρεύμα εκκίνησης και τερματισμού.
7. Χρήση «taper charge» με το οποίο ο ρυθμός φόρτισης μειώνεται όσο η μπαταρία τείνει να φορτιστεί πλήρως.

4.3 Μοντέλα Προσομοίωσης Λειτουργίας Συσσωρευτών

Προκειμένου να προσομοιωθεί η λειτουργία ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος πρέπει να χρησιμοποιηθεί ένα μαθηματικό μοντέλο που να περιγράφει ικανοποιητικά τη λειτουργία των μπαταριών του συστήματος. Στη βιβλιογραφία υπάρχει ένας αριθμός μοντέλων που προσεγγίζουν με διαφορετικό τρόπο τις ιδιότητες των μπαταριών και που ποικίλουν από λεπτομερή ηλεκτροχημικά μοντέλα έως και στοχαστικά μοντέλα υψηλού επιπέδου. Τα μοντέλα αυτά περιγράφουν τη μεταβολή των βασικών φυσικών μεγεθών της μπαταρίας (χωρητικότητα, τάση, ενέργεια) αλλά υπολογίζουν και τη διάρκεια ζωής τους. Τα περισσότερα γνωστά είναι το ηλεκτροχημικό μοντέλο του Doyle (πρόγραμμα Dualfoil), το μοντέλο του Peukert, το μοντέλο του Rakhmatov, το KiBaM, η στοχαστική έκδοση του KiBaM, καθώς και το στοχαστικό μοντέλο των Chiaserrini και Rao (πλήρης ανάλυση των μοντέλων αυτών παρατίθεται στην αναφορά [49]). Κάθε ένα από αυτά τα μοντέλα διακρίνεται από την ακρίβεια του και από την δυνατότητα που παρέχει για τον προσδιορισμό της διάρκειας ζωής συγκεκριμένου τύπου μπαταρίας.

Η διάρκεια ζωής εξαρτάται, όπως έχει αναφερθεί, από τον ρυθμό απόδοσης ενέργειας και από τον τρόπο χρήσης. Εάν για παράδειγμα υφίστανται μεγάλα χρονικά διαστήματα μη χρήσης της μπαταρίας τότε υπάρχει η δυνατότητα επανάκτησης μέρους της χαμένης χωρητικότητας. Τα περισσότερα από τα μοντέλα μπαταριών λαμβάνουν υπόψη μόνο την απόδοση ενέργειας και όχι τον τρόπο απόδοσης ενέργειας και γενικότερα τον τρόπο χρήσης. Η καταλληλότητα των μοντέλων ανάλογα με τον τύπο μπαταρίας και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά τους παρουσιάζονται στον Πιν. 4-2.

Πιν. 4-2 Σύνοψη μοντέλων συσσωρευτών.

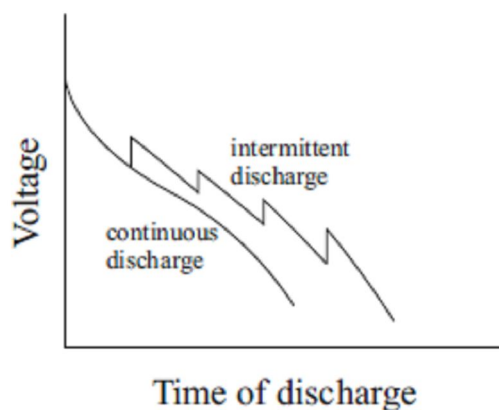
	battery type	R.C. effect	Recov effect	# pars.	accuracy
Dualfoil [1, 2, 3]	Li-ion	+	+	> 50	very high
Electrical circuit [5]	Ni-Cd, alkaline	+	+	15-30	medium
	Lead-acid				
Peukert [6]	all	+	-	2	medium, 10% error
Rakhmatov [6]	Li-ion	+	+	2	high, 5% error
KiBaM [10]	Lead-acid	+	+	2	high
Chiaserrini [14, 15, 16, 17]	Li-ion	-	+	2	high, 1% error
Stochastic KiBaM [13]	Ni-MH	+	+	2	high, 2% error

Το ηλεκτροχημικό μοντέλο είναι το πιο ακριβές και θεωρείται το μοντέλο πρότυπο βάσει του οποίου συγκρίνονται τα αποτελέσματα όλων των άλλων μεθόδων πρόβλεψης της διάρκειας ζωής, ωστόσο είναι πολύ δύσκολο προς χρήση. Αυτό συμβαίνει γιατί για να μπορέσει κάποιος να το χρησιμοποιήσει θα πρέπει να μπορεί να δώσει σαν είσοδο περίπου 50 παραμέτρους που εξαρτώνται από το συγκεκριμένο τύπο της μπαταρίας που μελετάται. Το

ηλεκτροχημικό μοντέλο χρησιμοποιείται για τη μοντελοποίηση μπαταριών ιόντων λιθίου. Ανάλογη δυσκολία στη χρήση αλλά και μειωμένη ακρίβεια παρουσιάζει το μοντέλο των ηλεκτρικών κυκλωμάτων, που είναι κατάλληλο για μπαταρίες μολύβδου-οξέως, νικελίου καδμίου και αλκαλικές μπαταρίες.

Η μέθοδος του Peukert είναι μία απλή μέθοδος που δίνει καλύτερα αποτελέσματα σε εφαρμογές όπου έχουμε συνεχή και όχι διακοπτόμενη εκφόρτιση των μπαταριών. Πέραν της ευκολίας στη χρήση του, το πλεονέκτημα του μοντέλου αυτού είναι ότι μπορεί να εφαρμοστεί για όλους τους τύπους μπαταριών. Αντίθετα, το αρνητικό του είναι ότι υποεκτιμά την ιδιότητα επαναφόρτισης των μπαταριών (recovery effect – βλ. Σχ. 4.7), ενώ υποεκτιμά και την επίπτωση στην διάρκεια ζωής των μπαταριών από τις μικρές περιόδους φόρτισης και εκφόρτισης. Το στοχαστικό μοντέλο του Chiaserrini είναι και αυτό σχετικά περιορισμένο αφού δίνει βάση κυρίως στην ικανότητα επαναφόρτισης των μπαταριών. Το μοντέλο αυτό έχει σχεδιαστεί για να συνυπολογίζει στην εκτίμηση της διάρκειας ζωής των μπαταριών την επίδραση στιγμιαίων ρευμάτων εκφόρτισης, ενώ δεν λαμβάνει υπόψη τυχαίες τιμές φορτίων με διάφορες τιμές ρευμάτων εκφόρτισης.

Από την άλλη μεριά, το KiBaM και το μοντέλο του Rakhmaton λαμβάνουν υπόψη τόσο τη μεταβολή της χωρητικότητας και της τάσης με το ρυθμό εκφόρτισης όσο και την ιδιότητα επαναφόρτισης. Και τα δύο αυτά μοντέλα χρησιμοποιούν ένα σύστημα δύο διαφορικών εξισώσεων για να περιγράψουν τον τρόπο λειτουργίας των μπαταριών ενώ δίνουν τη δυνατότητα στο μελετητή να εκτιμήσει την διάρκεια ζωής των μπαταριών για διάφορους τρόπους φόρτισης και εκφόρτισης. Το μοντέλο του Rakhmaton χρησιμοποιείται για συσσωρευτές Li-ion ενώ το KiBaM για μολύβδου οξέως. Το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα διπλωματική εργασία είναι το KiBaM μιας και κρίνεται το καταλληλότερο για την προσομοίωση της λειτουργίας και την εκτίμηση της διάρκειας ζωής των μπαταριών μολύβδου οξέως του υβριδικού συστήματος [49].



Σχ. 4.7 Το φαινόμενο επαναφόρτισης (recovery effect). Σε μη συνεχείς εκφορτίσεις η μπαταρία μπορεί να επανακτήσει μέρος της απολεσθείσας ενέργειας κατά τη διάρκεια ουδέτερων διαστημάτων.

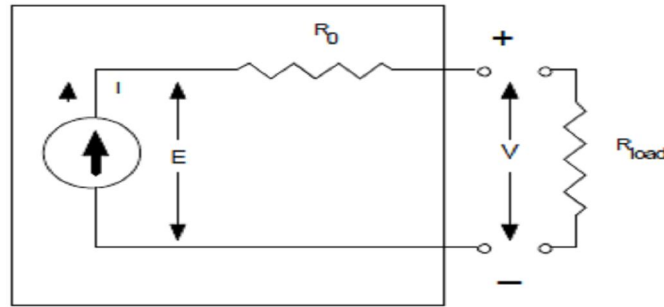
4.3.1 Kinetic Battery Model – KiBaM

4.3.1.1 Εισαγωγή

Το Kinetic Battery Model-KiBaM (Manwell και McGowan, 1991, 1993b; Manwell, et al. 1995) αναπτύχθηκε αρχικά στα πλαίσια του μοντέλου προσομοίωσης Hybrid2 και στη συνέχεια έγινε εμπορικά διαθέσιμη μία ανεξάρτητη έκδοσή του. Σε αυτό το μοντέλο η μπαταρία παίζει το ρόλο μίας πηγής τάσης σε σειρά με μία εσωτερική αντίσταση η οποία θεωρείται σταθερή. Αντίθετα, το επίπεδο της ΗΕΔ (E) της μπαταρίας μεταβάλλεται ανάλογα με το ρεύμα φόρτισης-εκφόρτισης και με το επίπεδο φόρτισης της μπαταρίας (SOC). Στο Σχ.

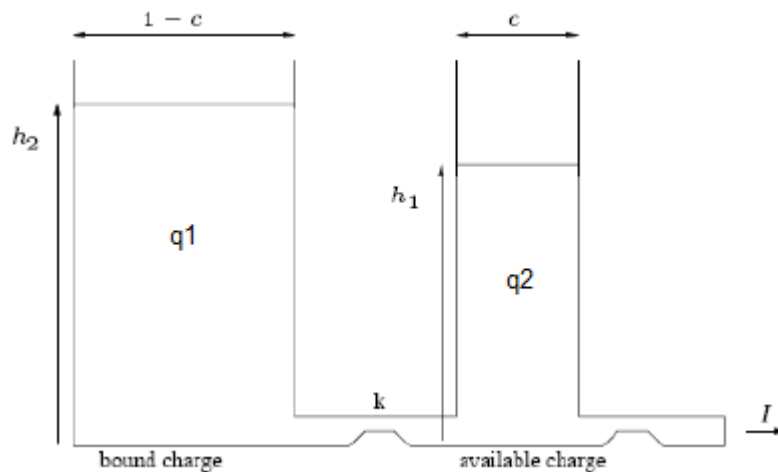
4.8 παρουσιάζεται το ισοδύναμο κύκλωμα του συσσωρευτή σύμφωνα με το KiBaM. Το μοντέλο αυτό είναι ιδανικό για την προσομοίωση λειτουργίας των μπαταριών Μολύβδου-Οξέως και των μπαταριών Νικελίου-Καδμίου [48]. Η τάση ακροδεκτών συνδέεται με την ΗΕΔ, το ρεύμα και την εσωτερική αντίσταση με βάση τη σχέση:

$$V = E - I \cdot R_0 \quad (4.2)$$



Σχ. 4.8 Ισοδύναμο κύκλωμα μπαταρίας στο KiBaM

Το KiBaM ονομάστηκε έτσι γιατί βασίζεται στη λογική της ηλεκτροχημικής κίνησης που συμβαίνει μέσα στις μπαταρίες και παρομοιάζει τη λειτουργία τους με ένα σύστημα δύο δεξαμενών. Η πρώτη δεξαμενή περιέχει την «διαθέσιμη ενέργεια» ή αλλιώς την ενέργεια που μπορεί άμεσα να αποδοθεί με τη μορφή ηλεκτρικής ενέργειας. Η δεύτερη δεξαμενή περιέχει την «δεσμευμένη ενέργεια» ή την ενέργεια που είναι χημικά δεσμευμένη και όχι άμεσα διαθέσιμη προς απόδοση ενέργειας και εκφόρτιση της μπαταρίας. Η δεξαμενή διαθέσιμης ενέργειας παρέχει ηλεκτρόνια κατευθείαν στο φορτίο, ενώ η δεξαμενή δεσμευμένης ενέργειας παρέχει ηλεκτρόνια μόνο στην πρώτη δεξαμενή [49]. Το μοντέλο περιλαμβάνει πέντε επιμέρους μοντέλα που περιγράφουν τον τρόπο μεταβολής των ακόλουθων μεγεθών [48]: χωρητικότητα, τάση, αποδιδόμενη και απορροφούμενη ενέργεια, απώλειες κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης και διάρκεια ζωής.



Σχ. 4.9 Το μοντέλο των δύο δεξαμενών του KiBaM. Τα μεγέθη h_1 και h_2 είναι τα ύψη των δεξαμενών.

Για την εφαρμογή του μοντέλου είναι απαραίτητος ο προσδιορισμός κάποιων παραμέτρων που χαρακτηρίζουν την μπαταρία και που αποτελούν τα δεδομένα εισόδου [48]. Οι παράμετροι αυτές αναλύονται στη συνέχεια.

1. Η μέγιστη (θεωρητικά) χωρητικότητα μίας μπαταρίας $Q_{\max}$ (Ah), η οποία είναι η συνολική ενέργεια που μπορεί να περιέχεται στο σύστημα των δύο δεξαμενών. Στην εκφόρτιση η χωρητικότητα αυτή αντιπροσωπεύει την ενέργεια που μπορεί να αποδοθεί από την μπαταρία όταν αυτή εκφορτιστεί με πολύ αργό ρυθμό.
2. Ο συντελεστής χωρητικότητας c που εκφράζει το ποσοστό ενός ενέργειας που είναι άμεσα διαθέσιμη από την μπαταρία όταν αυτή είναι φορτισμένη στα ονομαστικά της.
3. Η σταθερά k (hrs^{-1}) που σχετίζεται με την δυνατότητα «επικοινωνίας» μεταξύ των δύο δεξαμενών ενέργειας και δείχνει πόσο γρήγορα μπορεί να μετατραπεί η δεσμευμένη ενέργεια σε άμεσα διαθέσιμη και το αντίστροφο.
4. Το όριο ρυθμού φόρτισης A/Ah , που συνήθως έχει τιμή 1. Αυτό το όριο αποδίδει την κοινή πρακτική σύμφωνα με την οποία ο ρυθμός φόρτισης μειώνεται καθώς η μπαταρία τείνει να φορτιστεί πλήρως, για λόγους αποφυγής καταστροφής του συσσωρευτή.
5. Τέσσερις σταθερές που προκύπτουν από την εφαρμογή μεθόδων μη γραμμικής προσαρμογής σε τέσσερις καμπύλες εκφόρτισης. Οι καμπύλες εκφόρτισης έχουν προκύψει από πειραματικά δεδομένα για τέσσερις διαφορετικούς ρυθμούς εκφόρτισης. Οι σταθερές αυτές όπως θα εξηγηθεί στη συνέχεια προσδιορίζουν το μέτρο τάσης της μπαταρίας κατά την διάρκεια της εκφόρτισης.
6. Ομοίως τέσσερις σταθερές που προκύπτουν από την εφαρμογή μεθόδων μη γραμμικής προσαρμογής σε τέσσερις καμπύλες φόρτισης και που προσδιορίζουν το μέτρο τάσης της μπαταρίας κατά την διάρκεια της φόρτισης.
7. Η εσωτερική αντίσταση των μπαταριών σε Ωhm , η οποία θεωρείται ότι είναι σταθερή. Η τιμή αυτή μπορεί να δίνεται από τον κατασκευαστή ή μπορεί να προκύψει από πειραματικά δεδομένα.
8. Τα δεδομένα που προσδιορίζουν τη διάρκεια ζωής των συσσωρευτών. Σε μία απλή προσέγγιση η διάρκεια ζωής μπορεί να θεωρηθεί ίση με μία ονομαστική τιμή. Σε μία πιο σωστή προσέγγιση για τον υπολογισμό της διάρκειας ζωής δίνονται σαν είσοδος τιμές βάθους εκφόρτισης με τον αντίστοιχο αριθμό κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης μέχρι τη βλάβη (cycles to failure method).
9. Δεδομένα που προσδιορίζουν τη χωρητικότητα της μπαταρίας σε συνάρτηση του ρεύματος εκφόρτισης.

4.3.1.2 Μοντέλο Χωρητικότητας

Το KiBaM λαμβάνει υπόψη την μείωση της χωρητικότητας ενός συσσωρευτή με την αύξηση του ρυθμού φόρτισης ή εκφόρτισης με τη θεώρηση των δύο δεξαμενών ενέργειας. Στο εξής θα συμβολίζουμε με q το συνολικό φορτίο που είναι αποθηκευμένο στη μπαταρία, με q_1 το διαθέσιμο και με q_2 το δεσμευμένο φορτίο. Ισχύει προφανώς:

$$q = q_1 + q_2 \quad (4.3)$$

Το σύστημα διαφορικών εξισώσεων που περιγράφει τη ροή του διαθέσιμου και του δεσμευμένου φορτίου κατά τη διάρκεια φόρτισης ή εκφόρτισης υπό σταθερό ρεύμα είναι:

$$\frac{dq_1}{dt} = -I - k \cdot (1 - c) \cdot q_1 + k \cdot c \cdot q_2 \quad (4.4)$$

$$\frac{dq_2}{dt} = k \cdot (1 - c) \cdot q_1 - k \cdot c \cdot q_2 \quad (4.5)$$

Οι αρχικές συνθήκες του προβλήματος είναι $q_1(0) = c \cdot Q_{nominal}$ και $q_2(0) = c \cdot Q_{nominal}$. Όταν ένα φορτίο εφαρμόζεται στους ακροδέκτες της μπαταρίας, το διαθέσιμο φορτίο μειώνεται και η διαφορά των υψών των δύο δεξαμενών αυξάνεται. Από την άλλη μεριά, όταν το φορτίο αφαιρεθεί φορτίο ρέει από τη δεξαμενή δεσμευμένης στη δεξαμενή διαθέσιμης ενέργειας μέχρις ότου οι δύο δεξαμενές να αποκτήσουν και πάλι το ίδιο ύψος, σύμφωνα με μία λογική συγκοινωνούντων δοχείων [49]. Αυτό σημαίνει ότι κατά τη διάρκεια μίας ουδέτερης περιόδου περισσότερο φορτίο γίνεται διαθέσιμο σε σχέση με αυτό που ήταν προηγουμένως, δηλαδή η μπαταρία διαρκεί περισσότερο σε σχέση με την περίπτωση που το φορτίο εφαρμόζεται διαρκώς και όχι επανειλημμένα. Επιλύοντας το παραπάνω σύστημα με εφαρμογή του μετασχηματισμού Laplace και θεωρώντας ότι το ρεύμα παραμένει σταθερό για όλη τη διάρκεια της εκφόρτισης λαμβάνουμε την ακόλουθη σχέση που εκφράζει τη μέγιστη χωρητικότητα (σε Ah) ως συνάρτηση του ρεύματος εκφόρτισης (σε A):

$$q_{max}(I) = \frac{Q_{max} \cdot k \cdot c \cdot T}{1 - e^{-k \cdot T} + c \cdot (k \cdot T - 1 + e^{-k \cdot T})} \quad (4.6)$$

όπου T είναι ο χρόνος φόρτισης ή εκφόρτισης σε ώρες και δίνεται από τη σχέση:

$$T = \frac{q_{max}(I)}{I} \quad (4.7)$$

Η σταθερά Q_{max} (Ah) συμβολίζει τη μέγιστη θεωρητική χωρητικότητα που επιτυγχάνεται με απειροστό ρεύμα εκφόρτισης. Οι σταθερές k, c, Q_{max} προσδιορίζονται εάν είναι γνωστές τουλάχιστον τρεις καμπύλες τάσης-SOC για τρεις διαφορετικούς ρυθμούς φόρτισης ή εκφόρτισης. Σημειώνεται ότι οι σταθερές αυτές θεωρούνται ίσες και κατά τη φόρτιση και κατά την εκφόρτιση.

Η εξ. 4.6 εξήχθη θεωρώντας ότι το ρεύμα είναι σταθερό για όλη τη διάρκεια της εκφόρτισης, η οποία είναι εν γένει πολλές ώρες. Για την προσομοίωση των μπαταριών στα υβριδικά συστήματα τα χρονικά βήματα που χρησιμοποιούνται είναι πολύ μικρότερα του χρόνου T, επομένως το KiBaM θεωρεί μία οιονεί μόνιμη (quasi steady) προσέγγιση. Πιο συγκεκριμένα, το ρεύμα φόρτισης ή εκφόρτισης θεωρείται σταθερό κατά τη διάρκεια ενός βήματος της προσομοίωσης. Σε αυτή την περίπτωση το διαθέσιμο και το δεσμευμένο φορτίο στο τέλος κάθε χρονικού βήματος δίνονται από τις σχέσεις [1.50]:

$$q_1 = q_{1,0} \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + \frac{(q_0 \cdot k \cdot c - I) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{k} - \frac{I \cdot c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} \quad (4.8)$$

$$q_2 = q_{2,0} \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + q_0 \cdot (1 - c) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t}) - \frac{I \cdot (1 - c) \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} \quad (4.9)$$

όπου: $q_{1,0}$ το διαθέσιμο φορτίο (σε Ah) στην αρχή του χρονικού βήματος.
 $q_{2,0}$ το δεσμευμένο φορτίο (σε Ah) στην αρχή του χρονικού βήματος.
 q_0 το συνολικό φορτίο (σε Ah) στην αρχή του χρονικού βήματος.
 Δt η διάρκεια του χρονικού βήματος σε ώρες.

4.3.1.3 Μοντέλο Τάσης

Σύμφωνα με το KiBaM η τερματική τάση της μπαταρίας εξαρτάται από την κατάσταση λειτουργίας (φόρτιση ή εκφόρτιση), το επίπεδο φόρτισης (SOC), το ρεύμα φόρτισης ή εκφόρτισης και την εσωτερική αντίσταση. Από την εξ. 4.2 είναι προφανές ότι η τερματική τάση εξαρτάται από το ρεύμα και από την εσωτερική αντίσταση, η οποία θεωρείται σταθερή. Η ΗΕΔ στην εξ. 4.2 εξαρτάται τόσο από το επίπεδο φόρτισης της μπαταρίας όσο και από το ρεύμα φόρτισης-εκφόρτισης. Η εξάρτηση αυτή μοντελοποιείται στο KiBaM με τη σχέση [3]:

$$E = E_0 + A \cdot X + \frac{C \cdot X}{D - X} \quad (4.10)$$

όπου: E	η ΗΕΔ της μπαταρίας.
E_0	η ΗΕΔ της μπαταρίας σε κατάσταση πλήρους φόρτισης (μετά το αρχικό μεταβατικό φαινόμενο).
X	η κανονικοποιημένη τιμή της χωρητικότητας για δεδομένο ρεύμα φόρτισης ή εκφόρτισης.
A	μία σταθερά που εκφράζει την αρχική γραμμική εξάρτηση της ΗΕΔ με το SOC. Παίρνει συνήθως αρνητικές τιμές κατά την εκφόρτιση και θετικές τιμές κατά τη φόρτιση.
C	μία σταθερά που αντικατοπτρίζει τη μείωση (αύξηση) της τάσης όταν η μπαταρία εκφορτίζεται (φορτίζεται) προοδευτικά. Παίρνει πάντα αρνητική τιμή στην εκφόρτιση και θετική στη φόρτιση.
D	μία σταθερά που περιγράφει το ίδιο φαινόμενο με την σταθερά C. Η σταθερά D παίρνει πάντα θετικές τιμές και θεωρητικά ισούται σχεδόν με τη μέγιστη χωρητικότητα για το δεδομένο ρεύμα, $q_{\max}(I)$.

Η μεταβλητή X ορίζεται διαφορετικά για τη φόρτιση και την εκφόρτιση. Στη φόρτιση ορίζεται από το φορτίο που υπάρχει στη μπαταρία με βάση τη σχέση:

$$X = \frac{q}{q_{\max}(I)} \quad (4.11)$$

Στην εκφόρτιση ορίζεται από το φορτίο που έχει απομακρυνθεί από την μπαταρία με βάση τη σχέση:

$$X = \frac{q_{\max}(I) - q}{q_{\max}(I)} \quad (4.12)$$

Δεδομένου ότι η ΗΕΔ εξαρτάται από την κατάσταση λειτουργίας, οι τέσσερις σταθερές της εξ. 4.10 είναι διαφορετικές για τη φόρτιση και την εκφόρτιση. Επομένως, για τη χρησιμοποίηση του μοντέλου τάσης είναι απαραίτητος ο προσδιορισμός οχτώ συνολικά παραμέτρων. Οι παράμετροι αυτές προσδιορίζονται με μεθόδους μη γραμμικής προσαρμογής εάν είναι γνωστές τέσσερις καμπύλες φόρτισης και τέσσερις καμπύλες εκφόρτισης για τέσσερις διαφορετικούς ρυθμούς φόρτισης-εκφόρτισης. Το μοντέλο «KiBaMBatteryModel.exe» περιέχει ξεχωριστό κομμάτι κώδικα με όνομα «BatteryParameterFinder.exe» για τον προσδιορισμό των τριών παραμέτρων χωρητικότητας και των οχτώ παραμέτρων τάσης [50].

Για την ενεργειακή προσομοίωση υβριδικών συστημάτων, που είναι ο πυρήνας της παρούσας εργασίας, μας ενδιαφέρει η προσομοίωση της απορρόφησης και της απόδοσης ενέργειας

(Wh) και όχι φορτίου (Ah) από τις μπαταρίες. Επιπλέον, στο υβριδικό σύστημα η προσφορά και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από τους συσσωρευτές περιγράφεται από τις τιμές ισχύος του καθαρού φορτίου και όχι από τις τιμές ρεύματος σε κάθε χρονικό βήμα. Για αυτό το λόγο οι εξ. 4.8 και 4.9 του μοντέλου χωρητικότητας προσαρμόστηκαν ώστε να περιέχουν μεγέθη ενέργειας και ισχύος αντί για μεγέθη φορτίου και ρεύματος αντίστοιχα. Για να επιτευχθεί αυτό πολλαπλασιάστηκαν και τα δύο μέλη των παραπάνω εξισώσεων με το μέγεθος της τερματικής τάσης των μπαταριών. Μάλιστα, εφόσον το φορτίου του νησιού είναι σε τιμές kW, οι τιμές ενέργειας των συσσωρευτών θα είναι σε τιμές kWh. Οι σχέσεις που προέκυψαν και χρησιμοποιήθηκαν στον κώδικα της προσομοίωσης είναι:

$$E_1 = E_{1,0} \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + \frac{(E_0 \cdot k \cdot c - P) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{k} - \frac{P \cdot c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} \quad (4.13)$$

$$E_2 = E_{2,0} \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + E_0 \cdot (1 - c) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t}) - \frac{P \cdot (1 - c) \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} \quad (4.14)$$

όπου: $E_{1,0}$ η διαθέσιμη ενέργεια (σε kWh) στην αρχή του χρονικού βήματος.
 $E_{2,0}$ η δεσμευμένη ενέργεια (σε kWh) στην αρχή του χρονικού βήματος.
 E_0 η συνολική ενέργεια (σε kWh) στην αρχή του χρονικού βήματος.
 Δt η διάρκεια του χρονικού βήματος σε ώρες.

Με αυτόν τον τρόπο είναι δυνατή η εφαρμογή του μοντέλου KiBaM χωρίς τη χρήση του μοντέλου της τάσης παρά μόνο αυτού της χωρητικότητας, στο βαθμό που μας ενδιαφέρει μόνο η προσομοίωση της λειτουργίας του υβριδικού συστήματος από ενεργειακή σκοπιά και όχι η μελέτη των μεταβολών της τερματικής τάσης της συστοιχίας των συσσωρευτών. Η θεώρηση αυτή απλοποιεί κατά πολύ τη διαδικασία καθώς πλέον δεν είναι απαραίτητος ο προσδιορισμός των οχτώ παραμέτρων τάσης. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως για ένα συγκεκριμένο τύπο μπαταρίας οι οχτώ παράμετροι θα μπορούσαν να προσδιοριστούν με τη χρήση του «BatteryParameterFinder.exe». Ωστόσο είναι ιδιαίτερα δύσκολη η εύρεση δεδομένων από καμπύλες φόρτισης και εκφόρτισης για διαφορετικούς τύπους μπαταριών.

Για την εφαρμογή του μοντέλου της χωρητικότητας είναι απαραίτητη η γνώση των μεγεθών k , c , $Q_{\max}$ για κάθε τύπο μπαταρίας, στοιχεία που δεν είναι εύκολο να προσδιοριστούν για τον ίδιο λόγο με προηγουμένως. Για την παράκαμψη αυτής της δυσκολίας χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα HOMER [51]. Πρόκειται για ένα μοντέλο προσομοίωσης και βελτιστοποίησης που χρησιμοποιείται για τη σχεδίαση, διαστασιολόγηση και προσομοίωση τόσο διασυνδεδεμένων όσο και αυτόνομων συστημάτων ενέργειας. Το πρόγραμμα HOMER για την προσομοίωση των συσσωρευτών χρησιμοποιεί το μοντέλο KiBaM, ενώ παρέχει τις τιμές των μεγεθών k , c , $Q_{\max}$ για διάφορους τύπους μπαταριών. Για την προσομοίωση του υβριδικού συστήματος χρησιμοποιούμε τους τύπους των μπαταριών που περιλαμβάνονται στο HOMER έτσι ώστε να γνωρίζουμε τις παραμέτρους χωρητικότητας.

4.3.1.4 Μοντέλο Απόδοσης και Απορρόφησης Ενέργειας

Το ποσό της ενέργειας που μπορεί να αποδοθεί ή να απορροφηθεί σε ένα χρονικό βήμα από τις μπαταρίες του υβριδικού συστήματος εξαρτάται από το έλλειμμα ή το πλεόνασμα ενέργειας, το SOC και την ονομαστική τάση των συσσωρευτών. Στην περίπτωση της εκφόρτισης εάν η απαιτούμενη ισχύς από τις μπαταρίες είναι P_{need} και η ονομαστική τάση V , τότε το απαιτούμενο ρεύμα εκφόρτισης είναι:

$$I_d = \frac{P_{need}}{V} \quad (4.15)$$

Για να μπορούμε να ελέγξουμε αν οι συσσωρευτές έχουν επαρκή ενέργεια για να καλύψουν αυτήν την ισχύ πρέπει να υπολογίσουμε το μέγιστο ρεύμα που μπορούν να δώσουν σε αυτό το χρονικό βήμα. Το $I_{d,max}$ υπολογίζεται από την εξ. 4.8 θέτοντας $q_1=0$, δηλαδή θεωρώντας ότι στο τέλος του βήματος η μπαταρία δε μπορεί να δώσει άλλη ενέργεια. Με αυτόν τον τρόπο προκύπτει η σχέση [48]:

$$I_{d,max} = \frac{k \cdot q_{1,0} \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + q_0 \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad (4.16)$$

Προκειμένου να πάρουμε την ίδια σχέση αλλά με μεγέθη ισχύος και ενέργειας αντί για μεγέθη ρεύματος και φορτίου αντίστοιχα, πολλαπλασιάζουμε και τα δύο μέλη με την τάση V . Προκύπτει η εξ. 4.17 που δίνει τη μέγιστη ισχύ που μπορούν να δώσουν οι μπαταρίες στο χρονικό βήμα.

$$P_{d,max} = \frac{k \cdot E_{1,0} \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + E_0 \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad (4.17)$$

Εάν η ισχύς που ζητείται από τις μπαταρίες (P_{need}) είναι μεγαλύτερη από τη μέγιστη ισχύ εκφόρτισης, τότε παρέχεται μόνο η $P_{d,max}$ και το έλλειμμα ισχύος πρέπει να τροφοδοτηθεί από τις συμβατικές μονάδες. Διαφορετικά, εάν η ζητούμενη ισχύς είναι μικρότερη από τη μέγιστη, τότε η ισχύς που δίνεται στο σύστημα είναι η P_{need} . Στην τελευταία περίπτωση, η διαθέσιμη και η δεσμευμένη ενέργεια που έχουν απομείνει στις μπαταρίες στο τέλος ενός διαστήματος εκφόρτισης δίνονται από τις εξ. 4.13 και 4.14 αντίστοιχα αντικαθιστώντας όπου P το P_{need} .

Στη φόρτιση εάν υπάρχει περίσσεια ισχύος P_{excess} τότε το επιθυμητό ρεύμα φόρτισης είναι αρνητικό και δίνεται από τη σχέση:

$$I_c = \frac{P_{excess}}{V} \quad (4.18)$$

Η μέγιστη τιμή του ρεύματος φόρτισης καθορίζεται από το φορτίο που μπορεί να αποθηκευτεί στην μπαταρία. Η τιμή αυτή υπολογίζεται από την εξ. 4.8 αντικαθιστώντας $q_1 = c \cdot Q_{max}$:

$$I_{c,max} = \frac{-k \cdot c \cdot Q_{max} + k \cdot q_{1,0} \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + q_0 \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad (4.19)$$

Η αντίστοιχη σχέση με μεγέθη ισχύος και ενέργειας είναι:

$$P_{c,max} = \frac{-k \cdot c \cdot E_{max} + k \cdot E_{1,0} \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + E_0 \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad (4.20)$$

, όπου E_{max} είναι η μέγιστη ενέργεια που μπορεί να αποθηκευτεί στην μπαταρία και δίνεται από τη σχέση $E_{max} = Q_{max} \cdot V$. Εάν το $|P_{excess}|$ είναι μεγαλύτερο από το $|P_{c,max}|$ τότε στις μπαταρίες οδηγείται μόνο η μέγιστη τιμή της ισχύος φόρτισης. Διαφορετικά, η ισχύς φόρτισης των μπαταριών είναι η P_{excess} και η τιμή της διαθέσιμης και δεσμευμένης ενέργειας

στο τέλος του χρονικού βήματος δίνεται από τις εξ. 4.13 και 4.14 αντίστοιχα αντικαθιστώντας όπου P το P_{excess} .

4.3.1.5 Μοντέλο Απωλειών

Σύμφωνα με το KiBaM το φορτίο της μπαταρίας διατηρείται οπότε οι απώλειες που υφίστανται κατά τη φόρτιση και την εκφόρτιση οφείλονται στην μεταβολή της τάσης κατά τις διαδικασίες αυτές. Οι απώλειες ενέργειας υφίστανται τόσο στη φόρτιση όσο και στην εκφόρτιση και για τον υπολογισμό τους η τιμή της τερματικής τάσης συγκρίνεται με την ονομαστική τιμή της. Η τιμή της τερματικής τάσης υπολογίζεται από τις εξ. 4.2 και 4.10 γνωρίζοντας την τιμή του ρεύματος και το επίπεδο φόρτισης της μπαταρίας. Όταν η μπαταρία είναι σχεδόν άδεια και το ρεύμα λαμβάνει πολύ μικρές τιμές, τότε η τερματική τάση θα προσεγγίζει την τιμή της ΗΕΔ άδειας μπαταρίας, δηλαδή $E_{c,0}$ για τη φόρτιση και $E_{d,0}$ για την εκφόρτιση. Η απώλεια ισχύος θα είναι ελαφρά μεγαλύτερη από το γινόμενο του ρεύματος επί τη διαφορά μεταξύ της εσωτερικής ΗΕΔ και της ονομαστικής τάσης.

Στην περίπτωση της φόρτισης όταν η μπαταρία προσεγγίζει την ονομαστική χωρητικότητα ή το ρεύμα φόρτισης είναι μεγάλο, η τερματική τάση θα είναι αρκετά διαφορετική από την ΗΕΔ και συνεπώς οι απώλειες θα είναι σχετικά υψηλές. Οι απώλειες ενέργειας σε αυτήν την περίπτωση δίνονται από το γινόμενο του ρεύματος φόρτισης επί τη διαφορά μεταξύ ονομαστικής και τερματικής τάσης, όπως φαίνεται στην επόμενη σχέση [48]:

$$L_{ch} = I \cdot [V(q, I) - V_{nom}] \quad (4.21)$$

, όπου $V(q, I)$ είναι η εξαρτώμενη από το επίπεδο φόρτισης και το ρεύμα τερματική τάση. Οι απώλειες της μπαταρίας κατά την εκφόρτιση υπολογίζονται επίσης από την εξ. 4.21, ενώ οι συνολικές απώλειες είναι το άθροισμα των απωλειών φόρτισης και εκφόρτισης, δηλαδή:

$$L_{total} = L_{ch} + L_{dis} \quad (4.22)$$

Όπως έχει αναφερθεί, στην προσομοίωση δεν χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο τάσης του KiBaM, οπότε δε χρησιμοποιήθηκε και το μοντέλο απωλειών καθότι στηρίζεται στο προηγούμενο. Αντίθετα, η τερματική τάση θεωρήθηκε ότι παραμένει πάντα στην ονομαστική της τιμή και για να ληφθούν υπόψη οι απώλειες ενέργειας χρησιμοποιήθηκε η μεταβλητή «RoundTrip Efficiency». Το μέγεθος αυτό, που χρησιμοποιείται και από το πρόγραμμα HOMER, ορίζεται ως το ποσοστό της αποθηκευμένης ενέργειας που μπορεί να ανακτηθεί από την μπαταρία ή αλλιώς το ποσοστό της ωφέλιμης ενέργειας σε έναν κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης. Τυπική τιμή του μεγέθους είναι το 80%. Το πρόγραμμα HOMER θεωρεί ότι η απόδοση φόρτισης (charge efficiency – $n_{bat, ch}$) και η απόδοση εκφόρτισης (discharge efficiency – $n_{bat, dis}$) είναι και οι δύο ίσες με την τετραγωνική ρίζα του μεγέθους «RoundTrip Efficiency». Ισχύει δηλαδή η σχέση:

$$n_{bat, ch} = n_{bat, dis} = \sqrt{n_{bat, rt}} \quad (4.23)$$

4.3.1.6 Μοντέλο Διάρκειας Ζωής

Για τον προσδιορισμό της διάρκειας ζωής των συσσωρευτών χρησιμοποιείται η καμπύλη κύκλων ζωής – βάθους εκφόρτισης. Σύμφωνα με το KiBaM ως κύκλος φόρτισης-εκφόρτισης μίας μπαταρίας ορίζεται η εκφόρτιση της μπαταρίας από ένα αρχικό επίπεδο SOC, σε ένα τελικό επίπεδο και στη συνέχεια επαναφόρτισή στο αρχικό επίπεδο. Η μέθοδος που

εφαρμόζεται στηρίζεται στον «κανόνα των ανθρακωρύχων» που χρησιμοποιήθηκε για τον προσδιορισμό της διάρκειας ζωής των μπαταριών για πρώτη φορά από τον Facinelli το 1983. Σύμφωνα με τον κανόνα αυτό η επιβάρυνση της μπαταρίας λόγω ενός κύκλου φόρτισης – εκφόρτισης εξαρτάται κυρίως από το βάθος της εκφόρτισης (και στη συνέχεια της φόρτισης) στην οποία υποβάλλεται. Γενικότερα, η επιβάρυνση εξαρτάται κατά πολύ περισσότερο από το εύρος του κύκλου παρά από το μέσο βάθος εκφόρτισης κατά τη διάρκεια του. Με άλλα λόγια, σύμφωνα με τη μέθοδο του Facinelli, όταν υφίσταται εκφόρτιση εύρους 20% η επιβάρυνση της μπαταρίας είναι περίπου η ίδια είτε η εκφόρτιση γίνεται από SOC 90% σε SOC 70%, είτε από SOC 60% σε SOC 40% [48,15].

Η μέθοδος του Facinelli είναι κατάλληλη για συστήματα όπου οι κύκλοι φόρτισης – εκφόρτισης των συσσωρευτών δεν είναι επικαλυπτόμενοι, δηλαδή δεν παρατηρούνται μικρότεροι κύκλοι στο εσωτερικό ενός μεγαλύτερου. Τέτοια είναι συστήματα φωτοβολταϊκών με αποθήκευση όπου οι συσσωρευτές υποβάλλονται σε ένα κύκλο φόρτισης – εκφόρτισης ημερησίως. Όμως, στην περίπτωση ενός υβριδικού συστήματος οι μπαταρίες υποβάλλονται σε μια πιο ακανόνιστη εκφόρτιση και φόρτιση με την ύπαρξη επικαλυπτόμενων κύκλων. Σε αυτήν την περίπτωση για να μπορεί να προσδιοριστεί η διάρκεια ζωής των συσσωρευτών απαιτείται μία μέθοδος προσδιορισμού των κύκλων. Η μέθοδος που χρησιμοποιείται από το KiBaM ονομάζεται «Rainflow cycle counting method» (Collins 1981) [48].

Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή εφαρμόζεται μία προσέγγιση δύο σταδίων στη χρονοσειρά επιπέδων φόρτισης (SOC). Αρχικά χρησιμοποιείται ένας αλγόριθμος για τον προσδιορισμό σχετικά υψηλών και σχετικά χαμηλών σημείων στη χρονοσειρά, που ονομάζονται κορυφές και κοιλάδες αντίστοιχα. Στη νέα χρονοσειρά των κορυφών και κοιλάδων εφαρμόζεται ένας δεύτερος αλγόριθμος για τον προσδιορισμό των επιμέρους κύκλων. Το μέγιστο εύρος εκφόρτισης χωρίζεται σε τουλάχιστον είκοσι bins ίδιου πλάτους και κάθε κύκλος κατατάσσεται σε κάποιο από αυτά τα bins ανάλογο με το εύρος του. Στη συνέχεια μετράται ο αριθμός των κύκλων σε κάθε bin [50].

Η εξάρτηση της διάρκειας ζωής της μπαταρίας από το βάθος εκφόρτισης μοντελοποιείται με μία διπλοεκθετική σχέση:

$$C_F = a_1 + a_2 \cdot e^{a_3 \cdot R} + a_4 \cdot e^{a_5 \cdot R} \quad (4.24)$$

, όπου: C_F ο αριθμός των κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης μέχρι τη βλάβη
 a_i σταθερές προσαρμογής
 R το βάθος εκφόρτισης στο οποίο υποβάλλεται η μπαταρία

Για τον προσδιορισμό των σταθερών προσαρμογής χρειάζονται πειραματικά δεδομένα κύκλων μέχρι τη βλάβη για διάφορα βάθη εκφόρτισης. Για τον υπολογισμό τους χρησιμοποιείται το πρόγραμμα «KiBaMBatteryModel.exe». Το ποσοστό της συνολικής διάρκειας ζωής της μπαταρίας που καταναλώνεται σε έναν κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης είναι $1/C_F$. Δεδομένου ότι κάθε επόμενος κύκλος με το ίδιο εύρος επιβαρύνει την μπαταρία κατά το ίδιο ποσοστό, μετά από C_F κύκλους ο αθροιστικός λόγος θα γίνει ίσος με τη μονάδα και η μπαταρία θα θεωρείται άδεια. Εάν θεωρήσουμε ότι σε ένα έτος μία μπαταρία υφίσταται N_1 κύκλους με βάθος εκφόρτισης R_1 και επιβάρυνση $C_{F,1}$, N_2 κύκλους με βάθος εκφόρτισης R_2 και επιβάρυνση $C_{F,2}$ και ούτω καθεξής, τότε η αθροιστική επιβάρυνση θα δίνεται από τη σχέση [48]:

$$D = \sum_i N_i \cdot \frac{1}{C_{F,i}} \quad (4.25)$$

Έτσι, εάν για παράδειγμα στο τέλος της ετήσιας προσομοίωσης προκύψει $D=0,5$ τότε αυτό σημαίνει ότι έχει «δαπανηθεί» η μισή διάρκεια ζωής των μπαταριών και άρα αυτές οι μπαταρίες θέλουν αλλαγή κάθε δύο χρόνια.

Η παραπάνω ανάλυση έγινε αγνοώντας την επίδραση της μέσης τιμής του βάθους εκφόρτισης του κύκλου, δηλαδή της μέσης τιμής του SOC του ανώτερου και του κατώτερου σημείου του. Μία πιο σωστή προσέγγιση θα έπρεπε να λάβει υπόψη της και την εμπειρική παρατήρηση ότι η διάρκεια ζωής επηρεάζεται και από το μέσο βάθος των εκφορτίσεων. Μία τέτοια μέθοδος, που έχει προταθεί στο πρόγραμμα HYBRID 2, κάνει τις εξής παραδοχές:

1. Τα δεδομένα για τη διάρκεια ζωής που δίνονται από τον κατασκευαστή αντιστοιχούν σε κύκλους που ξεκινούν από κατάσταση πλήρους φόρτισης.
2. Η επίδραση κύκλων μικρότερης μέσης τιμής (δηλαδή κύκλων που ξεκινούν όταν η μπαταρία είναι ήδη μερικώς εκφορτισμένη) μεταβάλλεται γραμμικά μεταξύ του χαμηλότερου επιτρεπόμενου μέσου όρου (για κύκλους δεδομένου βάθους) και του μέσου όρου του κύκλου που ξεκινά από και ολοκληρώνεται σε SOC 100%.
3. Ένα εύλογο κάτω όριο αναφοράς της διάρκειας ζωής δίνεται από μία ευθεία γραμμή το ύψος της οποίας $C_{F,R}$ είναι σταθερό και ίσο με την ασυμπτωτική τιμή της βασικής καμπύλης κύκλων-βάθους εκφόρτισης.

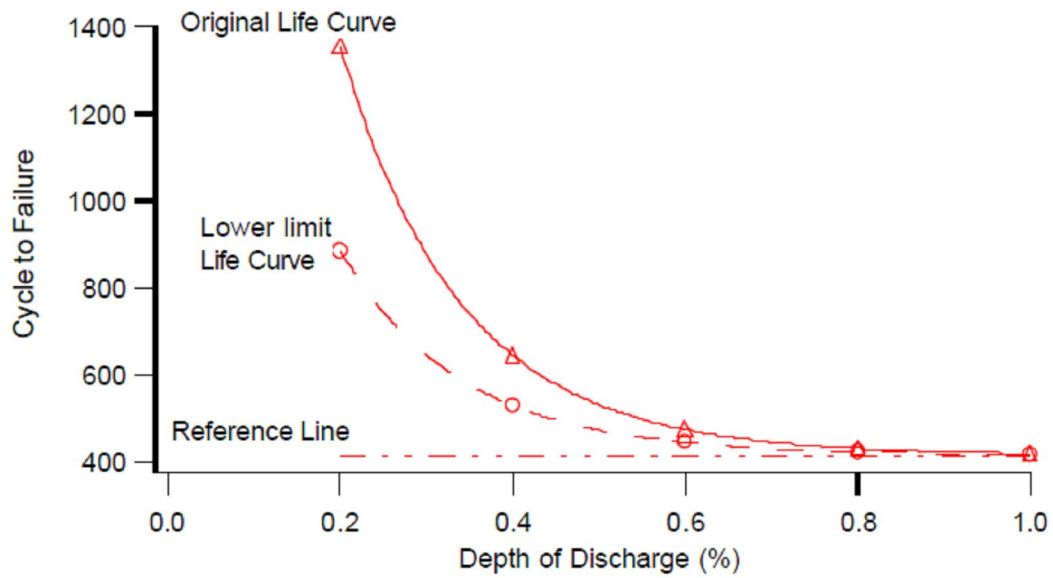
Με τις παραπάνω παραδοχές ένα κατώτερο όριο για την καμπύλη της διάρκειας ζωής μπορεί να υπολογιστεί από την εξίσωση:

$$C_{F,L} = F \cdot (C_F - C_{F,R}) + C_{F,R} \quad (4.26)$$

, όπου F είναι ένας παράγοντας διόρθωσης που παίρνει τιμές μεταξύ 0 και 1. Η αρχική καμπύλη αντιστοιχεί στους κύκλους που ξεκινούν από SOC 100%, ενώ η νέα αυτή καμπύλη σε κύκλους που ξεκινούν από μία ενδιάμεση τιμή επιπέδου φόρτισης και καταλήγουν στο ελάχιστο επιτρεπόμενο SOC. Εάν συμβολίσουμε με m_{act} την πραγματική μέση τιμή των δύο καμπυλών, τότε για κάθε βάθος εκφόρτισης R μπορούμε να ορίσουμε μία Τρίτη καμπύλη μεταξύ των δύο πρώτων με βάση τη σχέση:

$$\hat{C}_F = C_F - [C_F - C_{F,L}] \cdot \left[\frac{1 - \frac{R}{2} - \frac{m_{act}}{q_{max,0}}}{1 - R} \right] \quad (4.27)$$

Η τιμή της παραμέτρου F προκύπτει απαιτώντας η εφαρμογή της εξ 4.27 να δίνει διάρκεια ζωής που να συμφωνεί με τα πειραματικά δεδομένα. Συνοψίζοντας, λοιπόν, η μεθοδολογία αυτή μπορεί να δώσει καλύτερα αποτελέσματα συγκριτικά με την αρχική περίπτωση. Στο Σχ. 4.10 δίνεται η αρχική καμπύλη cycles to failure – DOD, η γραμμή αναφοράς και το κάτω όριο της καμπύλης διάρκειας ζωής. Η τροποποιημένη καμπύλη διάρκειας ζωής βρίσκεται στην περιοχή μεταξύ των δύο άλλων καμπυλών.



Σχ. 4.10 Curve fitting πειραματικών δεδομένων για τη διάρκεια ζωής ενός συσσωρευτή με εφαρμογή της διπλοεκθετικής εξίσωσης του KiBaM. Απεικονίζεται επίσης η γραμμή αναφοράς και το κάτω όριο της καμπύλης διάρκειας ζωής.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΚΑΙ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗΣ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΤΗ

5.1 Εισαγωγή

Το υδρογόνο θεωρείται από πολλούς ως το ενεργειακό μέσο του μέλλοντος που θα αντικαταστήσει τα συμβατικά υγρά και αέρια καύσιμα τόσο σε σταθερές εφαρμογές όσο και στον τομέα των μεταφορών. Το υδρογόνο μολονότι βρίσκεται σε αφθονία στη φύση εμφανίζεται μόνο σε μορφή χημικών ενώσεων και μιγμάτων και απαιτούνται υψηλά ποσά ενέργειας για την παραγωγή του. Η πληθώρα των πηγών του υδρογόνου, όπως το νερό ή οι υδρογονάνθρακες, σε συνδυασμό με την ποικιλία των μεθόδων εξαγωγής του από τις χημικές ενώσεις και τα μίγματα στα οποία εμφανίζεται, αποτελούν τους λόγους για τους οποίους θεωρείται το απόλυτο καύσιμο. Έχει εκφραστεί η άποψη ότι η εισαγωγή του υδρογόνου στον ενεργειακό χάρτη θα οδηγήσει στην εγκαθίδρυση ενός καθεστώτος «ενεργειακής δημοκρατίας» ανά την υφήλιο. Στο νέο αυτό καθεστώς το υδρογόνο θα μπορεί να παράγεται ακόμα και στα πιο απομονωμένα χωριά της Αφρικής μέσω ενός συστήματος φωτοβολταϊκών – ηλεκτρολύτη ή στη Νότια Αμερική χρησιμοποιώντας έναν πυρηνικό αντιδραστήρα για τη θερμική διάσπαση του νερού [52].

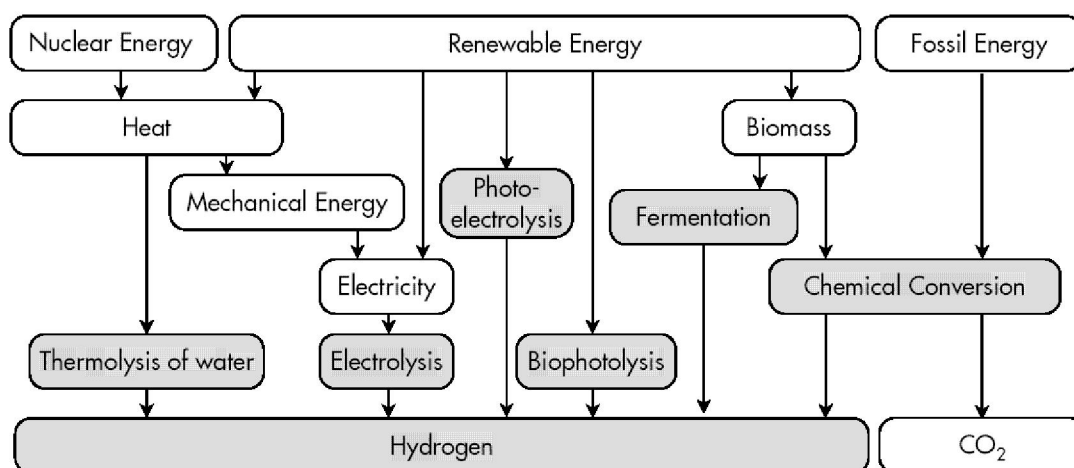
Το υδρογόνο αναμένεται να έχει καθοριστική συμβολή στην πορεία προς την αειφόρο ανάπτυξη λόγω του μεγάλου βαθμού συνέργειας που εμφανίζει με τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), δεδομένου ότι μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως μέσο αποθήκευσης των διακοπτόμενων ΑΠΕ. Στην παγκόσμια αγορά του υδρογόνου διακινούνται ήδη περισσότερα από 40 δις δολάρια ετησίως [53], ενώ η μελλοντική επέκταση της αγοράς εξαρτάται κυρίως από την πορεία του κόστους του υδρογόνου, την εξέλιξη των τεχνολογιών παραγωγής του, τους περιορισμούς εκπομπής αέριων ρύπων και το κόστος των ανταγωνιστικών τεχνολογιών. Η χρήση του υδρογόνου σύμφωνα με στοιχεία του 2007 αντιστοιχεί στο 3% της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας και ο ρυθμός αύξησης της συμμετοχής του εκτιμάται στο 5-10% ετησίως [54]. Η τιμή ειδικής ενέργειας κατά βάρος του υδρογόνου είναι 33.3 kWh/kg, δηλαδή 2.62 φορές μεγαλύτερη σε σύγκριση με τη βενζίνη, ωστόσο η ειδική ενέργεια κατ' όγκο είναι πολύ χαμηλή, 0.53 kWh/l, δηλαδή 16.42 φορές μικρότερη από αυτήν της βενζίνης. Το μειονέκτημα αυτό οφείλεται στην πολύ μικρή πυκνότητα του αερίου [52].

Υπάρχουν διάφορες μέθοδοι για την παραγωγή του υδρογόνου, όπως θερμοχημικές, ηλεκτροχημικές, φωτοχημικές, φωτοκαταλυτικές και φωτοηλεκτροχημικές. Οι θερμοχημικές

μέθοδοι βασίζονται στην έκλυση υδρογόνου κατά την πραγματοποίηση θερμικά υποβοηθούμενων χημικών αντιδράσεων υδρογονανθράκων ή νερού. Το πλεονέκτημα τους είναι ο υψηλός συνολικός βαθμός απόδοσης (~52%) και το χαμηλό κόστος παραγωγής. Σήμερα το υδρογόνο παράγεται σχεδόν αποκλειστικά από ορυκτά καύσιμα μέσω μονάδων αναμόρφωσης του μεθανίου με ατμό (steam reformation) ή μέσω μερικής οξείδωσης (partial oxidation) υδρογονανθράκων, ενώ το φυσικό αέριο αποτελεί την πιο διαδεδομένη πρώτη ύλη με ποσοστό συμμετοχής 48% στην παραγωγή υδρογόνου. Άλλες πρώτες ύλες συνιστούν ο άνθρακας μέσω διαδικασίας αεριοποίησης (coal gasification) με ποσοστό συμμετοχής 18% και το πετρέλαιο μέσω μερικής οξείδωσης με ποσοστό συμμετοχής 30% [55]. Το μειονέκτημα της παραγωγής υδρογόνου από υδρογονάνθρακες είναι η αναπόφευκτη εκπομπή CO₂. Μία εναλλακτική μέθοδος που μπορεί να χρησιμοποιηθεί είναι η θερμόλυση του νερού με τη χρήση πυρηνικής ενέργειας για την πρωτογενή παραγωγή της θερμότητας. Η πυρηνική ενέργεια, αν και δεν προκαλεί εκπομπές CO₂, αντιμετωπίζει ακόμα το σημαντικό πρόβλημα της διάθεσης των πυρηνικών αποβλήτων.

Ωστόσο, το μεγαλύτερο ενδιαφέρον σήμερα εστιάζεται στην παραγωγή υδρογόνου από ΑΠΕ και οι επικρατέστερες τεχνολογίες συνοψίζονται ακολούθως [52]. Επίσης, στο Σχ. 5.1 παρουσιάζονται διαγραμματικά οι διάφορες μέθοδοι για την παραγωγή του υδρογόνου.

- ✚ Ηλεκτρόλυση του νερού με την αξιοποίηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από την αιολική, υδροηλεκτρική, ηλιακή, κυματική ή γεωθερμική ενέργεια ή από την καύση της βιομάζας.
- ✚ Αναμόρφωση καυσίμων που προέρχονται από βιομάζα, καθώς και αεριοποίηση ή πυρόλυση βιομάζας.
- ✚ Βιολογικές και βιο-μμητικές μέθοδοι όπως η βιο-φωτόλυση και η ζύμωση.
- ✚ Ηλιοθερμικές αντιδράσεις (θερμόλυση του νερού) με την αξιοποίηση της θερμικής ενέργειας που προέρχεται από ηλιοθερμικές (solar-thermal) εγκαταστάσεις.
- ✚ Φωτο-ηλεκτροχημική παραγωγή μέσω της φωτο-ηλεκτρολύσης.



Σχ. 5.1 Μέθοδοι παραγωγής υδρογόνου [Turner, 1999]

Η παρούσα εργασία επικεντρώνεται στην παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης αξιοποιώντας την περίσσεια ΑΠΕ που εμφανίζεται σε ένα αυτόνομο υβριδικό σύστημα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Σύμφωνα με στοιχεία από την πηγή [Trogisch, 2004] η συμμετοχή της ηλεκτρόλυσης στην παγκόσμια παραγωγή υδρογόνου κατά το έτος 2004 ανέρχεται στο 4%. Στην επόμενη παράγραφο θα συζητηθεί η βασική ηλεκτροχημική αρχή που διέπει την ηλεκτρόλυση του νερού, θα παρουσιαστούν οι επικρατέστερες τεχνολογίες και θα αξιολογηθούν τα πλεονεκτήματά και τα μειονεκτήματά τους.

5.2 Τα Βασικά της Ηλεκτρόλυσης

5.2.1 Αρχή Λειτουργίας – Γενικά Στοιχεία

Η ηλεκτρόλυση είναι μία ηλεκτροχημική διαδικασία κατά την οποία η ηλεκτρική ενέργεια είναι η κινητήριος δύναμη για την πραγματοποίηση ηλεκτροχημικών αντιδράσεων και καταλήγει στην αποσύνθεση των ουσιών του νερού λόγω της διέλευσης ρεύματος. Το φαινόμενο παρατηρήθηκε για πρώτη φορά το 1789, οι Nicholson και Carlisle ήταν οι πρώτοι που ανέπτυξαν την τεχνική της ηλεκτρόλυσης γύρω στο 1800, ενώ κατά το ξεκίνημα του εικοστού αιώνα υπήρχαν ήδη 400 βιομηχανικές μονάδες ηλεκτρόλυσης του νερού σε λειτουργία.

Ο πυρήνας της μονάδας ηλεκτρόλυσης είναι το ηλεκτροχημικό κελί που στην πιο απλή του μορφή αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια μέσα σε διάλυμα ηλεκτρολύτη συνδεδεμένα με εξωτερικό κύκλωμα. Όταν η τάση μεταξύ των ηλεκτροδίων ξεπεράσει μία ορισμένη τιμή, που ονομάζεται κρίσιμη ή αντιστρέψιμη (reversible) τάση, αρχίζει η αποσύνθεση του νερού και η παραγωγή υδρογόνου στο αρνητικό ηλεκτρόδιο (κάθοδος) και οξυγόνου στο θετικό ηλεκτρόδιο (άνοδος). Ο ρυθμός παραγωγής των δύο αερίων είναι ευθέως ανάλογος με την τιμή του ρεύματος που διαρρέει το ηλεκτροχημικό κελί.

Γενικά, η μέθοδος της ηλεκτρόλυσης με ενέργεια από ΑΠΕ αποτελεί την καθαρότερη από άποψη εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, όμως το σημαντικότερο εμπόδιο στην ευρεία εμπορική εξάπλωσή της σε εφαρμογές παραγωγής υδρογόνου μεγάλης κλίμακας είναι η υψηλή ειδική κατανάλωση ενέργειας, η οποία σε γενικές γραμμές κυμαίνεται μεταξύ 4.1-6 kWh/Nm³ [69]. Η τιμή αυτή αφορά μόνο την καθαρή ενέργεια εισόδου της μονάδας ηλεκτρόλυσης και θα είναι αρκετά πιο υψηλή αν συνυπολογιστεί η κατανάλωση των βοηθητικών φορτίων της ηλεκτρόλυσης. Για το λόγο αυτό το κόστος παραγωγής υδρογόνου συγκριτικά με άλλες τεχνολογίες είναι υψηλό. Σημαντικό πλεονέκτημα της ηλεκτρόλυσης είναι η παραγωγή υδρογόνου πολύ υψηλής καθαρότητας, που εν γένει είναι μεγαλύτερη από 99.8% [52]. Υπάρχουν δύο διαθέσιμες τεχνολογίες μονάδων ηλεκτρόλυσης νερού: οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες και οι ηλεκτρολύτες μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων (PEM).

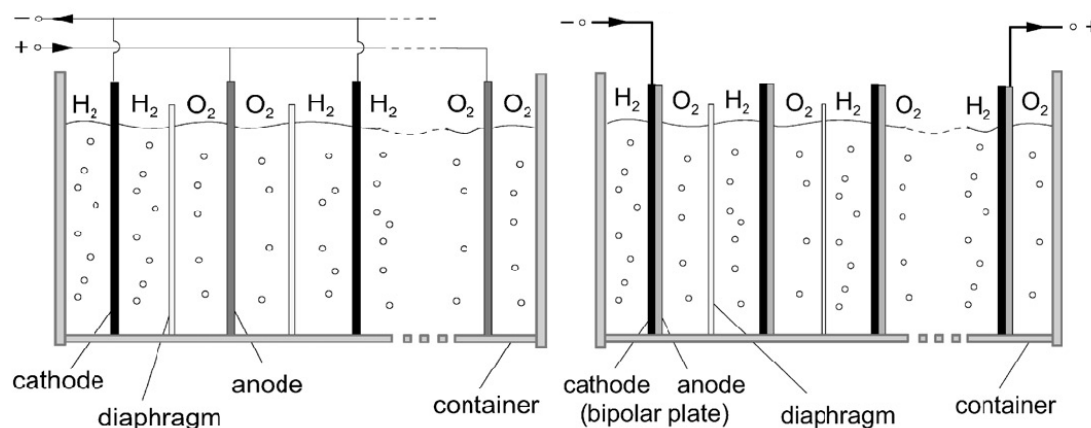
5.2.2 Αλκαλικοί Ηλεκτρολύτες

5.2.2.1 Κατασκευαστικά Στοιχεία

Αρχικά, στις μονάδες ηλεκτρόλυσης χρησιμοποιούνταν ένα υδατικό διάλυμα οξέως για την αύξηση της αγωγιμότητας, όμως σήμερα χρησιμοποιούνται μόνο αλκαλικοί ηλεκτρολύτες, όπως το υδροξείδιο του καλίου (KOH) [52]. Η περιεκτικότητα του ηλεκτρολύτη σε KOH κυμαίνεται μεταξύ 20-30% κατά βάρος επειδή σε αυτό το εύρος συγκέντρωσης η ηλεκτρική αγωγιμότητα γίνεται μέγιστη και παρατηρείται αξιοσημείωτη αντίσταση του ατσαλιού στη διάβρωση. Τυπικές τιμές θερμοκρασίας και πίεσης λειτουργίας αλκαλικών ηλεκτρολυτών είναι 70-100 °C και 1-30 bar αντίστοιχα. Υπάρχουν δύο δυνατοί τρόποι διάταξης και σύνδεσης των κελιών σε μία μονάδα ηλεκτρόλυσης, ο μονοπολικός και ο διπολικός (Σχ. 5.2).

Στους μονοπολικούς ηλεκτρολύτες τα θετικά ηλεκτρόδια είναι συνδεδεμένα παράλληλα μεταξύ τους, ενώ το ίδιο ισχύει και για τα αρνητικά. Αντίθετα, στους διπολικούς ηλεκτρολύτες τα κελιά είναι συνδεδεμένα τόσο γεωμετρικά όσο και ηλεκτρικά σε σειρά. Ένα πλεονέκτημα των διπολικών συστημάτων είναι ότι είναι πιο συμπαγείς από τις μονοπολικές με αποτέλεσμα τη μείωση των απωλειών λόγω της ωμικής αντίστασης του ηλεκτρολύτη και άρα την αύξηση του βαθμού απόδοσής του. Επίσης, οι διπολικές συστοιχίες πλεονεκτούν στην

εξοικονόμηση χώρου και ηλεκτρικών ζυγών, στοιχεία που είναι σημαντικά για εγκαταστάσεις μεγάλης ονομαστικής ισχύος. Από την άλλη μεριά, τα διπολικά κελιά εμφανίζουν παρασιτικά ρεύματα που προκαλούν προβλήματα διάβρωσης. Ενώ οι περισσότεροι ηλεκτρολύτες ατμοσφαιρικής πίεσης είναι μονοπολικοί, οι ηλεκτρολύτες υψηλής πίεσης κατασκευάζονται με την διπολική διάταξη. Οι διπολικοί ηλεκτρολύτες απαιτούν εκλεπτυσμένο και σύνθετο σχεδιασμό και κατασκευή με συνέπεια να χαρακτηρίζονται από υψηλότερα κατασκευαστικά κόστη σε σχέση με τους μονοπολικούς. Παρόλα αυτά, σήμερα οι περισσότεροι εμπορικοί αλκαλικοί ηλεκτρολύτες είναι διπολικοί [56,52].



Σχ. 5.2 Αριστερά: Διάταξη μονοπολικού ηλεκτρολύτη. Δεξιά: Διάταξη διπολικού ηλεκτρολύτη[56].

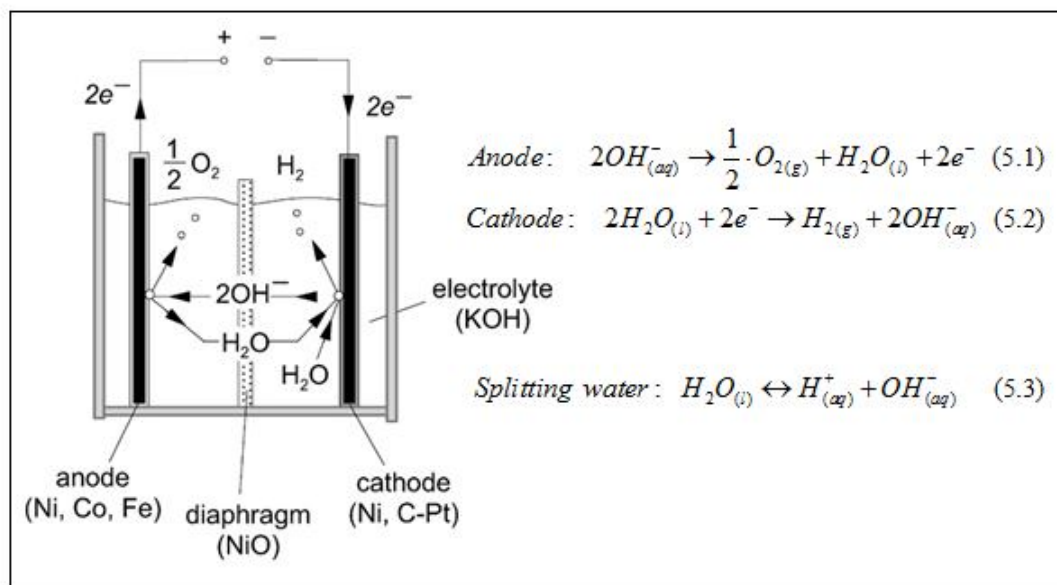
Οι εξελιγμένοι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες (advanced alkaline electrolyzers) χαρακτηρίζονται από μειωμένη τάση λειτουργίας κελιού και παράλληλα αυξημένη πυκνότητα ρεύματος σε σχέση με τους συμβατικούς ηλεκτρολύτες. Η μείωση της τάσης κελιού συνεπάγεται μείωση του μοναδιαίου κόστους ηλεκτρικής ισχύος, δηλαδή περιορισμό του κόστους λειτουργίας, ενώ η αύξηση της πυκνότητας ρεύματος συνεπάγεται μείωση του επενδυτικού κόστους [58]. Όμως, η αύξηση του ρεύματος παράλληλα επιφέρει αύξηση της ωμικής αντίστασης λόγω έντονης εμφάνισης φυσαλίδων, ενώ ταυτόχρονα οδηγεί σε αυξημένα υπερδυναμικά (overpotentials) στην άνοδο και την κάθοδο. Οι τρεις βασικές βελτιώσεις που μπορούν να ενσωματωθούν σε έναν εξελιγμένο αλκαλικό ηλεκτρολύτη είναι [58]:

1. Νέα διάταξη κελιών ώστε να μειωθεί η ειδική αντίσταση επιφανείας παρά την αυξημένη πυκνότητα ρεύματος, όπως για παράδειγμα κελιά μηδενικού κενού (zero-gap cells) και διαφράγματα χαμηλής αντίστασης. Στα κελιά μηδενικού κενού τα υλικά των ηλεκτροδίων συμπίεζονται σε κάθε μεριά του διαφράγματος έτσι ώστε το υδρογόνο και το οξυγόνο να εγκαταλείπουν τα ηλεκτρόδια από την πίσω μεριά τους. Μάλιστα οι περισσότεροι κατασκευαστές έχουν υιοθετήσει αυτό το σχέδιο.
2. Υψηλότερη θερμοκρασία λειτουργίας (έως και 160 °C) ώστε να αυξηθεί η αγωγιμότητα του ηλεκτρολύτη.
3. Νέοι ηλεκτροκαταλύτες ώστε να μειωθούν τα ανοδικά και καθοδικά υπερδυναμικά.

5.2.2.2 Ηλεκτροχημικές Αντιδράσεις

Η αποσύνθεση του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο επιτυγχάνεται με τη διέλευση dc ρεύματος μεταξύ των δύο ηλεκτροδίων του κελιού διαμέσου του διαλύματος ηλεκτρολύτη. Η αρχή λειτουργίας του αλκαλικού ηλεκτρολύτη υπό μονοπολική διάταξη παριστάνεται σχηματικά στο Σχ. 5.3. Δύο μόρια νερού, με την πρόσληψη δύο ηλεκτρονίων από το

εξωτερικό κύκλωμα, δίνουν ένα μόριο υδρογόνου και δύο ιόντα υδροξυλίου στην κάθοδο. Το υδρογόνο διαφεύγει από την επιφάνεια της καθόδου σε αέρια μορφή και τα ιόντα υδροξυλίου μετακινούνται προς την άνοδο διαμέσου του πορώδους διαφράγματος κάτω από την επίδραση του ηλεκτρικού πεδίου μεταξύ καθόδου και ανόδου, όπου δίνουν $\frac{1}{2}$ μόρια οξυγόνου και ένα μόριο νερού με την παράλληλη απόδοση δύο ηλεκτρονίων στο εξωτερικό κύκλωμα [52]. Οι αντιδράσεις ανόδου και καθόδου που λαμβάνουν χώρα, καθώς και η αντίδραση ιοντισμού του νερού είναι δίνονται επίσης στο Σχ. 5.3.



Σχ. 5.3 Αρχή λειτουργίας αλκαλικού ηλεκτρολύτη και ηλεκτροχημικές αντιδράσεις [56].

Σε έναν αλκαλικό ηλεκτρολύτη τα ηλεκτρόδια πρέπει να είναι ανθεκτικά στη διάβρωση, πρέπει να έχουν καλή αγωγιμότητα και καταλυτικές ιδιότητες, όπως επίσης και κατασκευαστική αρτιότητα, ενώ το διάφραγμα πρέπει να χαρακτηρίζεται από χαμηλή αντίσταση. Τα παραπάνω, για παράδειγμα, μπορούν να επιτευχθούν με τη χρήση ανόδων από νικέλιο, κοβάλτιο και σίδηρο (Ni, Co, Fe), καθόδων από νικέλιο με έναν καταλύτη πλατίνας – ενεργού άνθρακα (Ni, C-Pt) και διαφραγμάτων από οξείδιο του νικελίου (NiO) [56].

5.2.3 PEM Ηλεκτρολύτες

5.2.3.1 Κατασκευαστικά Στοιχεία

Οι μονάδες ηλεκτρόλυσης PEM βασίζονται στη χρήση μίας πολυμερούς μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων, που παίζει το ρόλο του στερεού ηλεκτρολύτη, προτάθηκαν για πρώτη φορά από την General Electric για κυψέλες καυσίμου και αργότερα για εφαρμογές ηλεκτρολυτών και η αντίστοιχη τεχνολογία αναπτύχθηκε τις δεκαετίες του '70 και του '80 από την ABB στην Ελβετία [52]. Μολονότι η αρχή λειτουργίας είναι αντίστροφη από αυτή των κυψελών καυσίμου, τα υλικά που χρησιμοποιούνται στους PEM ηλεκτρολύτες είναι διαφορετικά από αυτά στις PEM κυψέλες καυσίμου λόγω προβλημάτων διάβρωσης [60].

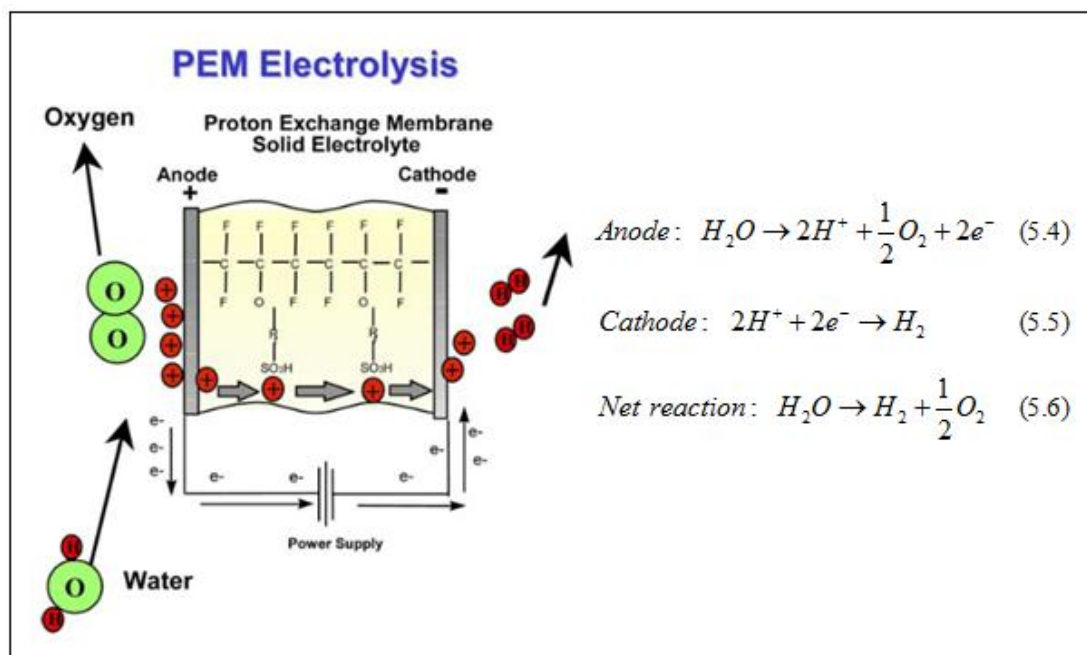
Πιο συγκεκριμένα, η άνοδος του κελιού κατασκευάζεται από πορώδες τιτάνιο και ως ενεργό υλικό χρησιμοποιείται καταλύτης από μικτό ευγενές οξείδιο μετάλλου. Το υλικό κατασκευής

της μεμβράνης είναι το NafionTM, ίδιο υλικό με αυτό που χρησιμοποιείται στις κυψέλες καυσίμου και κατασκευάζεται από την εταιρία DuPont. Η κάθοδος αποτελείται από συλλέκτη ρεύματος κατασκευασμένο από πορώδη γραφίτη με λευκόχρυσο (πλατίνα – Pt), ή σε πιο πρόσφατους σχεδιασμούς, με μικτό οξείδιο ως ηλεκτροκαταλύτη.

Τα επιμέρους κελιά στοιχίζονται σε διπολική διάταξη με διαχωριστές γραφίτη, παρέχοντας τους απαραίτητους πολλαπλούς αγωγούς (manifolds) για την τροφοδοσία νερού και τη διαφυγή των αερίων. Η ροή του νερού μπορεί να γίνεται ή από την κάθοδο ή από την άνοδο, με την τελευταία επιλογή να εφαρμόζεται στους περισσότερους εμπορικούς ηλεκτρολύτες. Επιπλέον, οι PEM ηλεκτρολύτες απαιτούν τροφοδοσία νερού υψηλότερης καθαρότητας σε σχέση με τους αλκαλικούς (1μSiemens αντί για 5μSiemens). Τυπικές τιμές θερμοκρασίας λειτουργίας PEM ηλεκτρολυτών κυμαίνονται στο εύρος 70-80 °C [69]. Σήμερα υπάρχουν μόνο λίγοι κατασκευαστές PEM ηλεκτρολυτών, όπως η Hydrogenics και η Proton Energy Systems [52,60].

5.2.3.2 Ηλεκτροχημικές Αντιδράσεις

Η PEM ηλεκτρόλυση είναι στην ουσία η αντίστροφη διαδικασία από αυτή που πραγματοποιείται σε μία PEM κυψέλη καυσίμου. Το νερό διίσταται σε οξυγόνο, πρωτόνια (κατιόντα υδρογόνου) και ηλεκτρόνια στην άνοδο με την εφαρμογή μίας DC τάσης υψηλότερης από την θερμο-ουδέτερη (thermoneutral) τάση (1.482 V). Το παραγόμενο αέριο οξυγόνο και το νερό που δε συμμετείχε στην αντίδραση συλλέγονται στο κανάλι ροής της ανόδου. Τα πρωτόνια διαπερνούν τη μεμβράνη του πολυμερούς ηλεκτρολύτη και φτάνοντας στην κάθοδο συνδυάζονται με ηλεκτρόνια από το εξωτερικό κύκλωμα σχηματίζοντας μόρια υδρογόνου. Η διέλευση των πρωτονίων διαμέσου της μεμβράνης συνοδεύεται από το φαινόμενο της μεταφοράς νερού [60]. Η αρχή λειτουργίας του κελιού σε έναν PEM ηλεκτρολύτη παρουσιάζεται στο Σχ. 5.4, όπου δίνονται και οι εξισώσεις των αντιδράσεων που πραγματοποιούνται.



Σχ. 5.4 Αρχή λειτουργίας PEM ηλεκτρολύτη και ηλεκτροχημικές αντιδράσεις [59, 60].

5.2.4 Σύγκριση Τεχνολογιών

Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες είναι επί του παρόντος πιο οικονομικοί, ενώ οι ηλεκτρολύτες PEM είναι ακριβοί και όχι πλήρως εμπορικά διαθέσιμοι σε μεσαία και μεγάλη κλίμακα. Σύμφωνα με την αναφορά [55] το επενδυτικό κόστος ενός αλκαλικού ηλεκτρολύτη σήμερα είναι περίπου το μισό από αυτό ενός PEM ηλεκτρολύτη. Από την άλλη μεριά, η τεχνολογία PEM εμφανίζει κάποια εγγενή πλεονεκτήματα έναντι των αλκαλικών ηλεκτρολυτών, τα οποία απαριθμούνται στη συνέχεια [52,59].

1. Υψηλότερος βαθμός ασφάλειας και αξιοπιστίας δεδομένου ότι στα κελιά δεν κυκλοφορεί καυστικός ηλεκτρολύτης.
2. Ελαχιστοποίηση προβλημάτων διάβρωσης και περιβαλλοντικών προβληματισμών λόγω της απουσίας καυστικού ηλεκτρολύτη.
3. Ευκολότερη συντήρηση.
4. Δοκιμές σε PEM ηλεκτρολύτες έχουν δείξει ότι κάποια από τα υλικά που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την κατασκευή της μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων αντέχουν υψηλότερη διαφορική πίεση και είναι πιο αποτελεσματικά στην αποτροπή της μίξης των αερίων προϊόντων της ηλεκτρόλυσης.
5. Παραγωγή υδρογόνου υψηλότερης εν γένει καθαρότητας (99.999%) σε υψηλό βαθμό απόδοσης (95%).
6. Υπάρχει η δυνατότητα λειτουργίας σε υψηλές τιμές πυκνότητας ρεύματος.
7. Ταχύτερη απόκριση στις μεταβολές της ισχύος εισόδου.

Ολοκληρώνοντας την σύντομη παρουσίαση των επικρατέστερων τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης πρέπει να σημειωθεί ότι υπάρχουν και άλλες τεχνολογίες, όπως η ηλεκτρόλυση ατμού (steam electrolysis) και η ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου (solid oxide electrolysis). Η πρώτη τεχνολογία εμφανίζει τη δυναμική επίτευξης υψηλότερης συνολικής απόδοσης σε σύγκριση με την συμβατική αλκαλική ηλεκτρόλυση. Ο λόγος είναι ότι η ηλεκτρόλυση του νερού γίνεται σε θερμοκρασίες της τάξης των 800 – 1000 °C με αποτέλεσμα μέρος της απαιτούμενης ενέργειας εισόδου να μπορεί να προσφερθεί με τη μορφή θερμικής ενέργειας αντί για ηλεκτρική ενέργεια, η οποία είναι πιο ακριβή. Τυπική τιμή βαθμού απόδοσης ηλεκτρολύτη ατμού (χωρίς τα βοηθητικά) είναι 92% σε υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας και 85% σε χαμηλή θερμοκρασία λειτουργίας. Στην ηλεκτρόλυση ατμού χρησιμοποιείται κεραμικός ηλεκτρολύτης που είναι αγωγός ανιόντων οξυγόνου. Η τεχνολογία solid oxide είναι στην ουσία υποκατηγορία της ηλεκτρόλυσης ατμού, στην οποία ο κεραμικός ηλεκτρολύτης αποτελείται από διοξείδιο του ζirkονίου (ZrO_2) ή διοξείδιο του Διμητρίου (CeO_2) [52,69].

5.2.5 Μονάδα Αποθήκευσης Υδρογόνου και Βοηθητικά Συστήματα

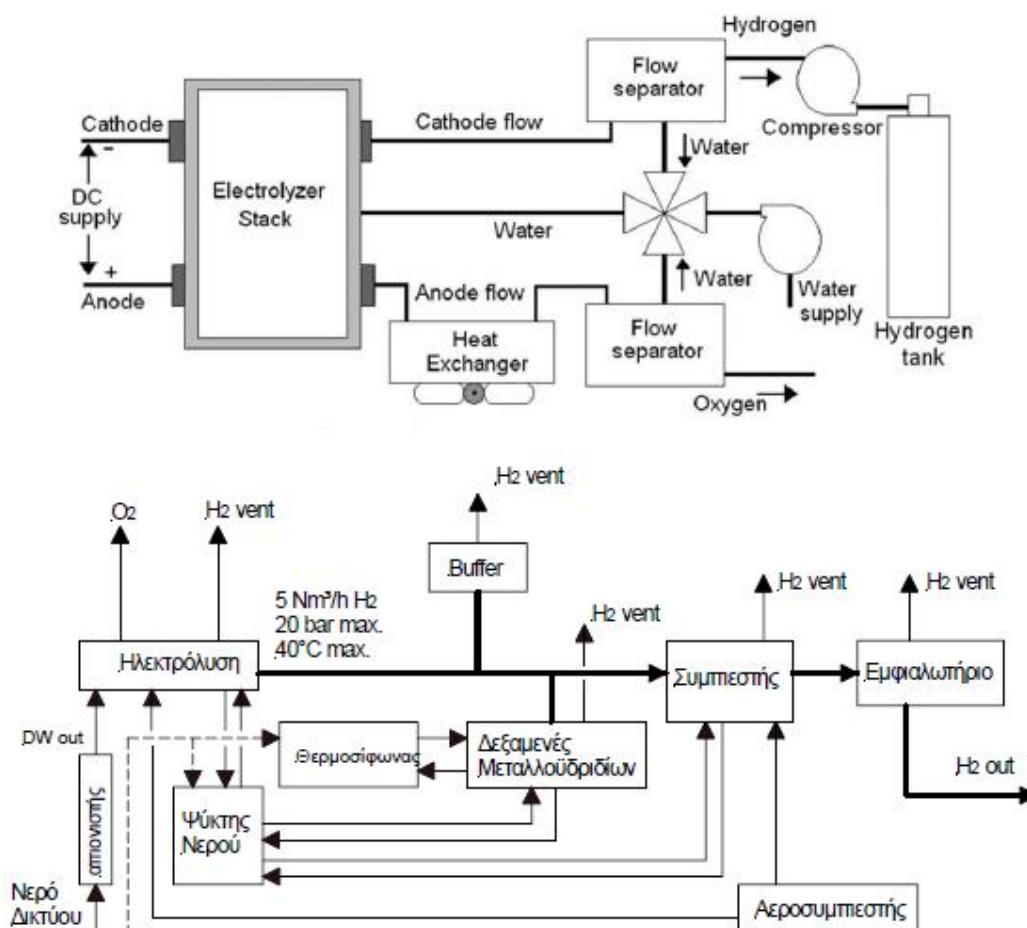
Εκτός από τον ηλεκτρολύτη, έναν σύστημα υδρογόνου περιλαμβάνει διατάξεις διαχώρισης του νερού από τα αέρια παράγωγα, εναλλάκτες θερμότητας, τη διάταξη αποθήκευσης, έναν συμπιεστή, σύστημα παροχής νερού με δυνατότητα θέρμανσης και ψύξης, σύστημα πεπιεσμένου αέρα, καθώς και συστήματα ελέγχου και ασφαλείας. Τυπικά διαγράμματα συστήματος υδρογόνου φαίνονται στο Σχ. 5.5. Η αποθήκευση του υδρογόνου μπορεί να γίνει είτε σε συμβατικές δεξαμενές υπό πίεση είτε σε δεξαμενές μεταλλοϋδριδίων. Τα κατασκευαστικά στοιχεία και ο τρόπος λειτουργίας των δεύτερων ξεφεύγει από το σκοπό της παρούσας διπλωματικής. Εδώ το μόνο που θα αναφερθεί είναι ότι κατά τη διάρκεια της εξωθερμικής προσρόφησης υδρογόνου, οι δεξαμενές ψύχονται από κρύο νερό. Για να μπορέσουν να εκροφήσουν το υδρογόνο, χρειάζεται θέρμανση με ζεστό νερό σε θερμοκρασία

της περίπου 75 °C, από έναν απλό θερμοσίφωνα. Επιπλέον, οι δεξαμενές χρειάζονται 5-15 λεπτά προθέρμανσης πριν αρχίσουν να αποδίδουν το υδρογόνο.

Τα βοηθητικά συστήματα, εξαιτίας της σημαντικής κατανάλωσης ενέργειας που απαιτούν, επηρεάζουν σημαντικά το συνολικό βαθμό απόδοσης της μονάδας παραγωγής υδρογόνου. Η θεώρηση τους στην παρούσα εργασία έγινε με βάση στοιχεία από μία πιλοτική εγκατάσταση αιολικών – υδρογόνου στο Λαύριο Αττικής στην οποία συμμετείχε το ΚΑΠΕ [71]. Στην πιλοτική αυτή εφαρμογή χρησιμοποιείται ηλεκτρολύτης ονομαστικής ισχύος 25 kW και τα εξής βοηθητικά κυκλώματα:

1. Συμπιεστής υδρογόνου ενός σταδίου από τα 18 bar στα 220 bar ονομαστικής ισχύος 5.6 kW. Ο συμπιεστής λειτουργεί συνεχώς στην ονομαστική του ισχύ.
2. Βιομηχανικός ψύκτης νερού ονομαστικής ισχύος 5.5 kW, αλλά μέσης ισχύος λειτουργίας 1.5 kW.
3. Θερμοσίφωνα ισχύος 4kW.
4. Αεροσυμπιεστής για το κύκλωμα πεπιεσμένου αέρα ονομαστικής ισχύος 2.2 kW, αλλά μέσης ισχύος λειτουργίας 0.2 kW.

Με βάση τα παραπάνω στοιχεία θεωρήθηκε εύλογο να ληφθεί υπόψη στις προσομοιώσεις ότι όταν λειτουργεί η ηλεκτρόλυση, τα βοηθητικά στοιχεία καταναλώνουν κατά μέσο όρο ισχύ ίση με το 50% της ισχύος που απορροφά ο ηλεκτρολύτης.



Σχ. 5.5 Τυπικά διαγράμματα συστήματος αποθήκευσης υδρογόνου με τη μονάδα ηλεκτρόλυσης και τα περιφερειακά βοηθητικά κυκλώματα.

5.3 Μοντέλο Περιγραφής Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη

Η μοντελοποίηση των ηλεκτρολυτών έχει συγκεντρώσει αρκετό ενδιαφέρον από τους ερευνητές και στη βιβλιογραφία υπάρχουν διαθέσιμες αρκετές σχετικές δημοσιεύσεις. Σε γενικές γραμμές οι χαρακτηριστικές καμπύλες ρεύματος τάσης ενός ηλεκτρολύτη προσδιορίζονται εμπειρικά από πειραματικές μετρήσεις και εμφανίζουν έντονη εξάρτηση από τη θερμοκρασία και την πίεση. Η σχέση μεταξύ των δύο μεγεθών είναι μη γραμμική και η περιγραφή της σε κάποια από τα εμπειρικά μοντέλα που έχουν προταθεί γίνεται με τη χρήση δεκαδικού λογαριθμικού όρου ($\log$) [56,62], ενώ σε κάποια άλλα χρησιμοποιείται φυσικός λογαριθμικός όρος ($\ln$) [63-65]. Πολλά από τα προταθέντα μοντέλα έχουν τροποποιηθεί ώστε να εξυπηρετούν ανάγκες γρήγορης προσομοίωσης και ελέγχου. Τυπικά, ο ηλεκτρολύτης μοντελοποιείται με την εφαρμογή του νόμου του Faraday, σύμφωνα με τον οποίο ο ρυθμός παραγωγής υδρογόνου είναι ευθέως ανάλογος της έντασης του ρεύματος με το οποίο τροφοδοτείται.

Εν γένει, τα μοντέλα των ηλεκτρολυτών συμπεριλαμβάνουν τα εξής υπό-μοντέλα: θερμοδυναμικό, ηλεκτρικό, ηλεκτροχημικό, θερμικό και υδραυλικό. Στην παρούσα εργασία επιδιώκεται η ανάπτυξη αλγορίθμου για την ενεργειακή διαχείριση αυτόνομων υβριδικών συστημάτων και όπως έχει αναφερθεί όλα τα δυναμικά φαινόμενα αγνοούνται. Στο βαθμό αυτό, κατά την επιλογή και διαμόρφωση του μοντέλου του ηλεκτρολύτη τέθηκαν κάποιες ελάχιστες προϋποθέσεις: το μοντέλο που θα ενσωματωθεί πρέπει να είναι υπολογιστικά απλό, πρακτικό στη χρήση και να περιγράφει ικανοποιητικά την ηλεκτροχημική συμπεριφορά του ηλεκτρολύτη, χωρίς να δίνει ιδιαίτερη έμφαση σε περισσότερο δυναμικά πτυχές όπως η θερμική συμπεριφορά. Επομένως, έπρεπε να γίνει ένα trade-off μεταξύ απλών και περισσότερων σύνθετων μοντέλων, ενώ ταυτόχρονα επιδιώχθηκε η ελαχιστοποίηση των απαιτούμενων παραμέτρων που χρησιμοποιούνται από τις εμπειρικές εξισώσεις ώστε να καθίσταται εύελικτη η εφαρμογή του. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο που προτάθηκε από τον Ulleberg και περιγράφεται αναλυτικά στην αναφορά [56]. Μία παραλλαγή του μοντέλου αυτού χρησιμοποιείται και στην εργασία [61].

5.3.1 Θερμοδυναμικό Μοντέλο [6]

Η θερμοδυναμική παρέχει ένα πλαίσιο αναφοράς για την περιγραφή του σημείου ισορροπίας και των θερμικών φαινομένων σε ηλεκτροχημικές αντιδράσεις. Επιπλέον, θέτει τις βάσεις για τον ορισμό των αιτιών των φαινομένων μεταφοράς στους ηλεκτρολύτες και την περιγραφή των ιδιοτήτων των ηλεκτρολυτικών διαλυμάτων. Λεπτομέρειες σχετικά με τις θεμελιώδεις εξισώσεις περιγραφής των ηλεκτροχημικών αντιδράσεων των ηλεκτρολυτών μπορούν να αναζητηθούν στη βασική βιβλιογραφία [66] και ξεφεύγουν από το στόχο της παρούσας εργασίας. Στη συνέχεια παρουσιάζεται συνοπτικά το θερμοδυναμικό μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε για την περιγραφή της λειτουργίας ηλεκτρολυτών χαμηλής θερμοκρασίας (ως ανώτατη θερμοκρασία λειτουργίας θεωρήθηκαν οι 100°C). Για τη διαμόρφωση του μοντέλου έγιναν οι παραδοχές ότι το οξυγόνο και το υδρογόνο είναι ιδανικά αέρια, ότι το νερό είναι ασυμπίεστο υγρό και ότι η αέρια και η υγρή φάση είναι διαχωρισμένες.

Με βάση αυτές τις παραδοχές η μεταβολή στην ενθαλπία ΔH , την εντροπία ΔS και την ενέργεια Gibbs ΔG της αντίδρασης διάστασης του νερού μπορούν να υπολογιστούν με αναφορά στο καθαρό υδρογόνο (H_2), οξυγόνο (O_2) και νερό (H_2O) σε κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης (25°C και 1 bar). Η συνολική μεταβολή στην ενθαλπία είναι η διαφορά μεταξύ της ενθαλπίας των προϊόντων (H_2 και O_2) και των αντιδρώντων (H_2O). Το ίδιο ακριβώς ισχύει και για την μεταβολή της εντροπίας, ενώ η μεταβολή της ενέργειας Gibbs υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S \quad (5.7)$$

Σε κανονικές συνθήκες η παρατηρούμενη μεταβολή στην ενέργεια Gibbs για τη διάσπαση του νερού είναι θετική και ισούται με $\Delta G = 237 \text{ kJ mol}^{-1}$. Για μία ηλεκτροχημική διαδικασία που διεξάγεται σε σταθερή θερμοκρασία και πίεση το μέγιστο δυνατό χρήσιμο έργο (reversible work) ισούται με την μεταβολή της ενέργειας Gibbs ΔG . Ο νόμος του Faraday συσχετίζει την ηλεκτρική ενέργεια που απαιτείται για τη διάσπαση του νερού με το ρυθμό χημικής μετατροπής των μοριακών ποσοτήτων. Η απαιτούμενη τάση για μία αντιστρέψιμη ηλεκτροχημική διαδικασία ονομάζεται αντιστρέψιμη τάση (reversible voltage) και εκφράζεται από τη σχέση:

$$U_{rev} = \frac{\Delta G}{z \cdot F} \quad (5.8)$$

, όπου: z ο αριθμός των μεταφερόμενων ηλεκτρονίων για κάθε μόριο νερού που υφίσταται χημική μετατροπή ($z = 2$)
 F η σταθερά του Faraday ($F = 96484600 \text{ C kmol}^{-1}$)

Το συνολικό ποσό της ενέργειας που απαιτείται για την ηλεκτρόλυση του νερού ισούται με την μεταβολή της ενθαλπίας ΔH . Από την εξ. 5.7 φαίνεται ότι η μεταβολή της ενέργειας Gibbs συμπεριλαμβάνει το θερμικό μη αντιστρεπτό όρο $T \cdot \Delta S$, ο οποίος αντιστοιχεί στην απαιτούμενη θερμική ενέργεια. Σε κανονικές συνθήκες η ενθαλπία για τη διάσπαση του νερού ισούται με $\Delta H = 286 \text{ kJ mol}^{-1}$. Η συνολικά απαιτούμενη ενέργεια ΔH σχετίζεται με τη θερμοουδέτερη τάση (thermoneutral voltage) με βάση τη σχέση:

$$U_{tn} = \frac{\Delta H}{z \cdot F} \quad (5.9)$$

Αντικαθιστώντας τις προαναφερθείσες τιμές στις εξ. 5.8 και 5.9 προκύπτουν τα μεγέθη της αντιστρέψιμης και της θερμοουδέτερης τάσης για κανονικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας ίσα με $U_{rev} = 1.229 \text{ V}$ και $U_{tn} = 1.482 \text{ V}$. Στο θεωρούμενο θερμοκρασιακό εύρος η U_{rev} μειώνεται ελάχιστα με την αύξηση της θερμοκρασίας (π.χ. $U_{rev@ 80^\circ\text{C}, 1 \text{ bar}} = 1.184 \text{ V}$), ενώ η U_{tn} παραμένει σχεδόν σταθερή (π.χ. $U_{tn@ 80^\circ\text{C}, 1 \text{ bar}} = 1.473 \text{ V}$). Η αύξηση της πίεσης αυξάνει ελάχιστα την U_{rev} (π.χ. $U_{rev@ 25^\circ\text{C}, 30 \text{ bar}} = 1.295 \text{ V}$), ενώ η U_{tn} παραμένει σταθερή.

5.3.2 Ηλεκτρικό Μοντέλο [6, 11]

Η χαρακτηριστική ρεύματος τάσης για κάθε κελί του ηλεκτρολύτη περιγράφεται μαθηματικά από τη μη γραμμική σχέση:

$$U_{cell} = U_{rev} + \frac{r_1 + r_2 \cdot T_{el}}{A} \cdot I_{el} + (s_1 + s_2 \cdot T_{el} + s_3 \cdot T_{el}^2) \cdot \log \left(\frac{t_1 + \frac{t_2}{T_{el}} + \frac{t_3}{T_{el}^2}}{A} \cdot I_{el} + 1 \right) \quad (5.10)$$

, όπου: U_{cell} η τάση στα άκρα κάθε ενός από τα εν σειρά κελιά
 U_{rev} η αντιστρέψιμη τάση που υπολογίζεται με βάση το θερμοδυναμικό μοντέλο
 I_{el} το ρεύμα που διαρρέει τα κελιά του ηλεκτρολύτη
 T_{el} η θερμοκρασία λειτουργίας του ηλεκτρολύτη
 A η επιφάνεια των ηλεκτροδίων της ανόδου και της καθόδου
 r_i οι παράμετροι ωμικής αντίστασης του ηλεκτρολύτη
 s_i, t_i οι παράμετροι υπερδυναμικού (overvoltage) στα ηλεκτρόδια

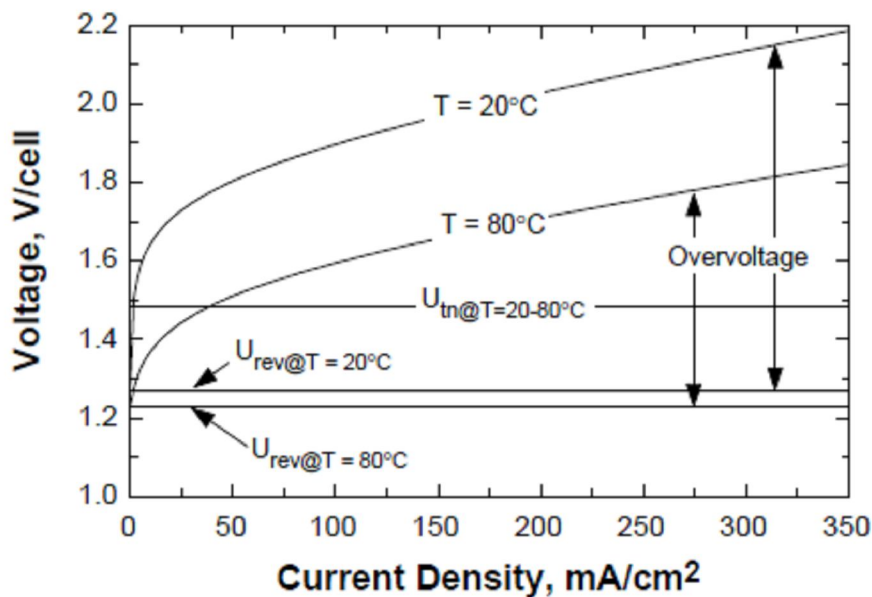
Εάν συμβολίσουμε με N_{el} το πλήθος των εν σειρά συνδεδεμένων κελιών, η συνολική τάση του ηλεκτρολύτη δίνεται απλά από τη σχέση:

$$U_{el} = N_{el} \cdot U_{cell} \quad (5.11)$$

Όλες οι παράμετροι προσδιορίζονται κατόπιν κατάλληλων πειραματικών μετρήσεων. Η εξ. 5.10 δείχνει ότι ο ηλεκτρολύτης μπορεί να θεωρηθεί ως ένας μεταβλητός, μη γραμμικός αντιστάτης. Σε μία δεδομένη θερμοκρασία, η εξ. 5.10 μπορεί να επιλυθεί ως προς το ρεύμα του ηλεκτρολύτη με αποτέλεσμα τον ορισμό της συνάρτησης ρεύματος-τάσης $I_{el} = F(U_{el})$. Στο μοντέλο προσομοίωσης που μελετάται η πρωτογενής είσοδος στο μοντέλο του ηλεκτρολύτη είναι η περίσσεια ισχύος που παρατηρείται στο δίκτυο, P_{el} , η οποία προφανώς συνδέεται με την τάση και το ρεύμα του ηλεκτρολύτη με βάση τη σχέση:

$$P_{el} = U_{el} \cdot I_{el} \quad (5.12)$$

Η επίδραση της θερμοκρασίας στον τρόπο λειτουργίας του ηλεκτρολύτη σχετίζεται με τη μεταβολή των υπερδυναμικών στα ηλεκτρόδια. Πιο συγκεκριμένα, η αύξηση της θερμοκρασίας επιφέρει ελάττωση των υπερδυναμικών και συνεπώς της τάσης λειτουργίας του κελιού. Αν θεωρήσουμε ότι η ισχύς εισόδου διατηρείται σταθερή, η ελάττωση της τάσης συνεπάγεται αύξηση του ρεύματος λειτουργίας και κατ' επέκταση του ρυθμού παραγωγής υδρογόνου. Επομένως η αύξηση της θερμοκρασίας (στο υπό μελέτη εύρος έως τους 100°C) βελτιώνει τη λειτουργική συμπεριφορά του ηλεκτρολύτη. Στο Σχ. 5.6 δίνεται η τάση κελιού ως συνάρτηση της πυκνότητας ρεύματος για χαμηλή και υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας ενός τυπικού αλκαλικού ηλεκτρολύτη.



Σχ. 5.6 Τυπικές καμπύλες I-U για ένα κελί τυπικού αλκαλικού ηλεκτρολύτη σε χαμηλή και υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας [56].

5.3.3 Ηλεκτροχημικό Μοντέλο

Όπως έχει ήδη αναφερθεί ο ρυθμός παραγωγής υδρογόνου είναι ευθέως ανάλογος της έντασης του ρεύματος λειτουργίας του ηλεκτρολύτη. Ο βαθμός απόδοσης Faraday ορίζεται ως ο λόγος μεταξύ της πραγματικής προς τη θεωρητική μέγιστη ποσότητα υδρογόνου που παράγεται στη μονάδα του χρόνου από τον ηλεκτρολύτη. Η μείωση της απόδοσης που περιγράφεται από το βαθμό απόδοσης Faraday οφείλεται σε απώλειες λόγω παρασιτικών ρευμάτων κατά μήκος των αγωγών των αερίων και για αυτό συχνά αναφέρεται ως βαθμός

απόδοσης ρεύματος. Τα παρασιτικά ρεύματα αυξάνονται με τη μείωση της πυκνότητας ρεύματος που διαρρέει τον ηλεκτρολύτη λόγω της αύξησης της ενεργούς επιφάνειας του αγωγίμου διαλύματος και άρα ελάττωση της ηλεκτρικής του αντίστασης [67]. Επιπρόσθετα, το μέγεθος των παρασιτικών ρευμάτων σε κάθε κελί είναι ανάλογο της τάσης του κελιού, που δίνεται από την εξ. 5.10. Άρα, το κλάσμα των παρασιτικών ρευμάτων προς το συνολικό ρεύμα του ηλεκτρολύτη αυξάνεται όσο μικρότερη είναι η πυκνότητα ρεύματος. Παράλληλα, αύξηση της θερμοκρασίας επιφέρει ελάττωση της αντίστασης του διαλύματος, που μεταφράζεται σε υψηλότερες απώλειες παρασιτικών ρευμάτων και συνεπώς μικρότερο βαθμό απόδοσης Faraday [56].

Για τη μοντελοποίηση του βαθμού απόδοσης Faraday με βάση τις παραπάνω πειραματικές διαπιστώσεις έχουν προταθεί δύο διαφορετικές μη γραμμικές μαθηματικές σχέσεις. Αρχικά, στην εργασία του Ulleberg [56] προτάθηκε η ακόλουθη εξίσωση:

$$n_F = \frac{\left(\frac{I_{el}}{A}\right)^2}{f_1 + \left(\frac{I_{el}}{A}\right)^2} \cdot f_2 \quad (5.13)$$

, όπου οι παράμετροι f_1 και f_2 εξαρτώνται από τη θερμοκρασία και προσεγγίζονται ως γραμμικές συναρτήσεις της. Σύμφωνα με τις εργασίες [56, 62], οι παράμετροι αυτές μπορούν να προσδιοριστούν με βάση τις επόμενες δύο σχέσεις. Σημειώνεται ότι η f_1 υπολογίζεται σε μονάδες $\text{mA}^2 \text{cm}^{-4}$, ενώ η f_2 είναι αδιάστατος αριθμός.

$$f_1 = 2.5 \cdot T_{el} + 50 \quad \text{και} \quad f_2 = -0.00075 \cdot T_{el} + 1 \quad (5.14)$$

Εναλλακτικά, η απόδοση Faraday προσεγγίζεται από μία σύνθετη εκθετική συνάρτηση, όπως αυτή που χρησιμοποιείται από τον Zhou στις εργασίες [61, 68] και που παρουσιάζεται στη συνέχεια (οι παράμετροι a_i προσδιορίζονται πειραματικά):

$$n_F = a_1 \cdot \exp \left[\frac{a_2 + a_3 \cdot T_{el}}{(I_{el} / A)} + \frac{a_4 + a_5 \cdot T_{el}}{(I_{el} / A)^2} \right] \quad (5.15)$$

Έχοντας ορίσει το βαθμό απόδοσης Faraday, ο ρυθμός παραγωγής υδρογόνου σύμφωνα με τον νόμο του Faraday είναι ευθέως ανάλογος του ρυθμού μεταφοράς ηλεκτρονίων στα ηλεκτρόδια, δηλαδή του ρεύματος που ρέει από το εξωτερικό κύκλωμα. Η σχέση αυτή περιγράφεται από την επόμενη μαθηματική εξίσωση [56], όπου τα μεγέθη z και F έχουν οριστεί προηγουμένως στο θερμοδυναμικό μοντέλο. Ο ρυθμός παραγωγής υδρογόνου με βάση την εξ. 5.16 υπολογίζεται σε mol sec^{-1} .

$$n_{H_2} = n_F \cdot \frac{N_{el}}{z \cdot F} \cdot I_{el} \quad (5.16)$$

Παρατηρούμε ότι η αύξηση της θερμοκρασίας επιδρά στο ρυθμό παραγωγής υδρογόνου με αντίρροπους τρόπους. Από τη μία μεριά, από την εξ. 5.10 προκύπτει ότι η αύξηση της θερμοκρασίας με σταθερή ισχύ τροφοδοσίας επιφέρει ελάττωση της τάσης κελιού και αύξηση του ρεύματος λειτουργίας. Άρα, με αναφορά στην εξ. 5.16, συνάγεται το συμπέρασμα ότι η αύξηση του ρεύματος τείνει να αυξήσει το ρυθμό παραγωγής υδρογόνου. Από την άλλη μεριά, με βάση τις εξ. 5.13 και 5.15 διαπιστώνεται ότι η αύξηση της θερμοκρασίας τείνει να μειώσει το βαθμό απόδοσης Faraday. Πειραματικά προκύπτει ότι το συνδυαστικό αποτέλεσμα αυτών των αντίθετων μηχανισμών είναι η αύξηση της παραγωγής

υδρογόνου με αύξηση της θερμοκρασίας. Ο ρυθμός κατανάλωσης νερού και ο ρυθμός παραγωγής οξυγόνου σε μοριακό επίπεδο υπολογίζονται εφαρμόζοντας απλή στοιχειομετρία με βάση τη χημική εξ. 5.6 και προκύπτει [56]:

$$n_{H_2O} = n_{H_2} = 2 \cdot n_{O_2} \quad (5.17)$$

Η έκλυση θερμότητας κατά τη λειτουργία ενός ηλεκτρολύτη οφείλεται κυρίως σε ηλεκτρικές μη-ιδανικότητες. Οι εξ. (5.13) και (5.15) υπολογίζουν το βαθμό απόδοσης Faraday (ή ρεύματος), ωστόσο ο βαθμός απόδοσης ενέργειας υπολογίζεται από τη θερμοουδέτερη τάση του θερμοδυναμικού μοντέλου και την τάση λειτουργίας του κελιού με βάση τη σχέση:

$$n_e = \frac{U_m}{U_{cell}} \quad (5.18)$$

Όπως φαίνεται από το Σχ. 5.6, για σταθερή θερμοκρασία αύξηση της πυκνότητας ρεύματος αυξάνει την τάση του κελιού, οπότε με βάση την εξ. (5.18) ο βαθμός απόδοσης ενέργειας ελαττώνεται. Επιπλέον, για δεδομένη πυκνότητα ρεύματος ο βαθμός απόδοσης ενέργειας αυξάνεται με την αύξηση της θερμοκρασίας του κελιού. Πρέπει να σημειωθεί ότι η εξ. (5.12) ισχύει μόνο για ηλεκτρολύτες χωρίς εξωτερικό βοηθητικό σύστημα θέρμανσης. Στην περίπτωση ύπαρξης τέτοιου συστήματος, σε πολύ μικρές πυκνότητες ρεύματος η τάση του κελιού μπορεί να γίνει μικρότερη από τη θερμοουδέτερη τάση με αποτέλεσμα ο βαθμός απόδοσης ενέργειας να προκύπτει μεγαλύτερος του 100%. Ωστόσο, σε ηλεκτρολύτες χαμηλής θερμοκρασίας (50-80°C) και υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας (40-300 mAcm⁻²), η τάση λειτουργίας του κελιού είναι αρκετά υψηλότερη από τη θερμοουδέτερη τάση. Γενικά, οι ηλεκτρολύτες ίσως χρειάζονται αρχικό εξωτερικό ποσό ενέργειας κατά την εκκίνηση τους, ιδιαίτερα εάν κατά το διάστημα μη λειτουργίας τους είχαν ψυχθεί σε θερμοκρασία περιβάλλοντος (~20 °C) [56].

Για τον ορισμό του συνολικού βαθμού απόδοσης του συστήματος του ηλεκτρολύτη πρέπει να χρησιμοποιηθεί το ενεργειακό περιεχόμενο της αποθηκευμένης ποσότητας του υδρογόνου, δηλαδή η κατώτερη θερμογόνο δύναμη του αερίου (LHV). Ο συνολικός βαθμός απόδοσης μπορεί να εκφραστεί λαμβάνοντας υπόψη μόνο τη μονάδα ηλεκτρόλυσης ή λαμβάνοντας υπόψη επιπλέον τα βοηθητικά φορτία, με βάση την εξ. 5.19.

$$n_{total} = \frac{LHV \text{ (} kWh / Nm^3 \text{ ή } kWh / kg \text{)}}{Specific \text{ Consumption (} kWh / Nm^3 \text{ ή } kWh / kg \text{)}} \quad (5.19)$$

5.3.4 Θερμικό Μοντέλο – Υδραυλικό Μοντέλο

Η θερμοκρασία του ηλεκτρολύτη επηρεάζει τόσο τη χαρακτηριστική ρεύματος-τάσης όσο και το βαθμό απόδοσης Faraday. Η θερμοκρασία μπορεί να προσδιοριστεί με την εφαρμογή απλών (quasi steady-state) ή σύνθετων (συγκεντρωμένης θερμοκρασίας και θερμικής χωρητικότητας - lumped thermal capacitance) μοντέλων ανάλογα με την επιθυμητή ακρίβεια και το είδος της προσομοίωσης. Στην παρούσα εργασία το ενδιαφέρον εστιάζεται στην ενεργειακή και όχι στη δυναμική μελέτη με αποτέλεσμα να μπορούν να αγνοηθούν οι μεταβολές στη θερμοκρασία του ηλεκτρολύτη σε κάθε βήμα της προσομοίωσης. Αντί για τη χρήση κάποιου μαθηματικού θερμικού μοντέλου θεωρείται ότι η θερμοκρασία λειτουργίας του ηλεκτρολύτη είναι σταθερή και καθορίζεται εξωτερικά από το χρήστη του προγράμματος προσομοίωσης. Το υδραυλικό μοντέλο υπολογίζει την πίεση του ηλεκτρολύτη και το ρυθμό μεταβολής της ποσότητας του υδρογόνου στην κάθοδο. Ωστόσο, σε steady-state λειτουργία ο ρυθμός διοχέτευσης υδρογόνου προς το σύστημα συμπίεσης και αποθήκευσης ισούται με το

ρυθμό παραγωγής υδρογόνου, οπότε η ποσότητα του υδρογόνου στην κάθοδο διατηρείται σταθερή. Έτσι, στην παρούσα εργασία θεωρείται ότι η μονάδα ηλεκτρόλυσης λειτουργεί συνεχώς στην ονομαστική της πίεση.

5.4 Παράμετροι Μοντέλου

Το μοντέλο ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις είναι αυτό που χρησιμοποιεί ο Ulleberg στην εργασία [56], το οποίο έχει εγκατασταθεί στον σταθμό PHOEBUS στο Julich. Πρόκειται για ένα προηγμένο αλκαλικό ηλεκτρολύτη που λειτουργεί σε πίεση 7 bar και σε θερμοκρασίες μέχρι 80°C. Τα κελιά του είναι κυκλικά, γεωμετρίας μηδενικού κενού (zero-gap cells) και τοποθετημένα σε διπολική διάταξη, τα διαφράγματα είναι κατασκευασμένα από NiO και τα ηλεκτρόδια ενεργοποιημένα (activated), γεγονός που του προσδίδει υψηλό βαθμό απόδοσης. Το διάλυμα του ηλεκτρολύτη έχει περιεκτικότητα 30% κ.β., κάθε κελί έχει ηλεκτρόδια επιφάνειας 0.25m² και αποτελείται από 21 κελιά συνδεδεμένα σε σειρά. Η μονάδα ηλεκτρόλυσης έχει ονομαστική ισχύ 26 kW και εύρος τάσης λειτουργίας 30-40 V.

Πιν. 5-1 Οι παράμετροι του μοντέλου του ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιήθηκε.

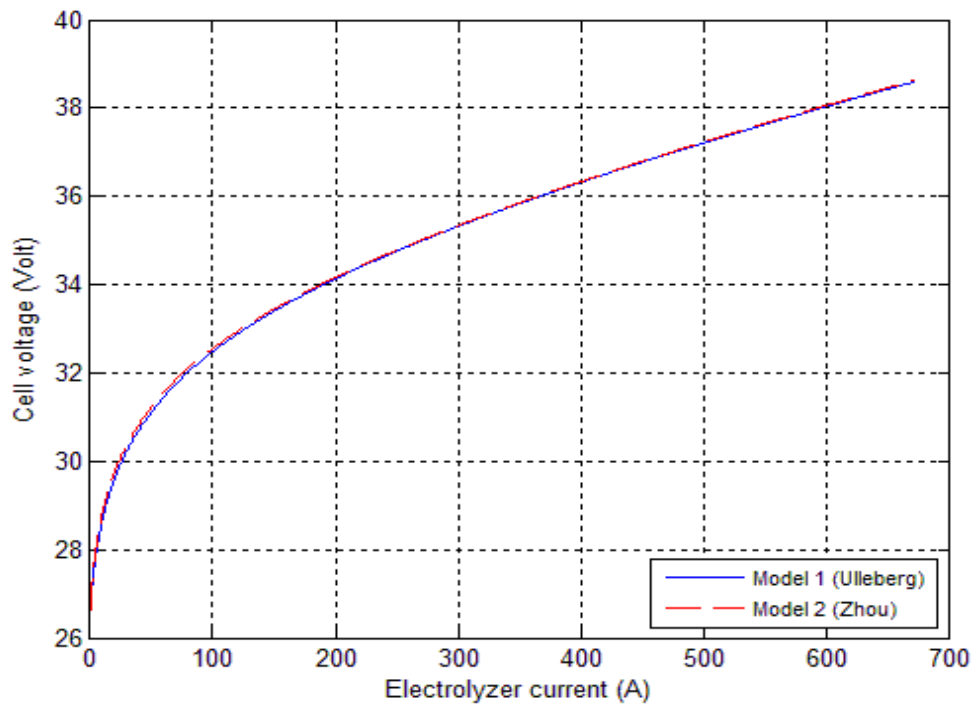
Σύμβολο	Παράμετρος	Τιμή	Μονάδες
r_1	Εμπειρική ωμική παράμετρος 1	8.05e-5	$\Omega \cdot m^2$
r_2	Εμπειρική ωμική παράμετρος 2	-2.5e-7	$\Omega \cdot m^2/C$
t_1	Παράμετρος υπερδυναμικού 1	-0.1002	m^2/A
t_2	Παράμετρος υπερδυναμικού 2	8.424	$m^2 \cdot C/A$
t_3	Παράμετρος υπερδυναμικού 3	247.3	$m^2 \cdot C^2/A$
s	Παράμετρος υπερδυναμικού 4	0.185	V
A	Επιφάνεια ηλεκτροδίων ανά κελί	0.25	m^2
N_{el}	Πλήθος κελιών εν σειρά στη συστοιχία	21	-
T_{el}	Θερμοκρασία ηλεκτρολύτη	75	°C
p_{el}	Πίεση λειτουργίας ηλεκτρολύτη	25	bar
f_1	Παράμετρος Faraday 1	237.5	$mA^2 \cdot cm^{-4}$
f_2	Παράμετρος Faraday 2	0.9625	-
U_{rev}	Αντιστρέψιμη τάση κελιού	1.268	V
U_{tn}	Θερμοουδέτερη τάση κελιού	1.473	V
P_{nom}	Ονομαστική ισχύς ηλεκτρολύτη	26	kW

Οι παράμετροι του μοντέλου που χρησιμοποιήθηκαν στις προσομοιώσεις παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στον Πιν. 5-1, ενώ στον Πιν. 5-2 παρουσιάζονται λοιπές φυσικές σταθερές και παράμετροι που θεωρήθηκαν στην παρούσα εργασία. Στο σημείο αυτό πρέπει να σημειωθεί ότι αν και το επιλεγμένο μοντέλο ηλεκτρολύτη λειτουργεί σε πίεση 7 bar, στην παρούσα εργασία θεωρήθηκε ότι η πίεση λειτουργίας είναι 25 bar έτσι ώστε να ελαττωθεί η απαιτούμενη ικανότητα του συμπιεστή. Ως θερμοκρασία λειτουργίας θεωρήθηκαν οι 75°C, δηλαδή πολύ κοντά στην ανώτατη επιτρεπόμενη των 80°C ώστε να επιτυγχάνεται όσο το δυνατόν υψηλότερος βαθμός απόδοσης. Η τιμή της αντιστρεψιμής τάσης για τη συγκεκριμένη πίεση και θερμοκρασία αναζητήθηκε στην αναφορά [70], ενώ για την τιμή της θερμοουδέτερης τάσης χρησιμοποιήθηκε μία προσέγγιση από την αναφορά [56].

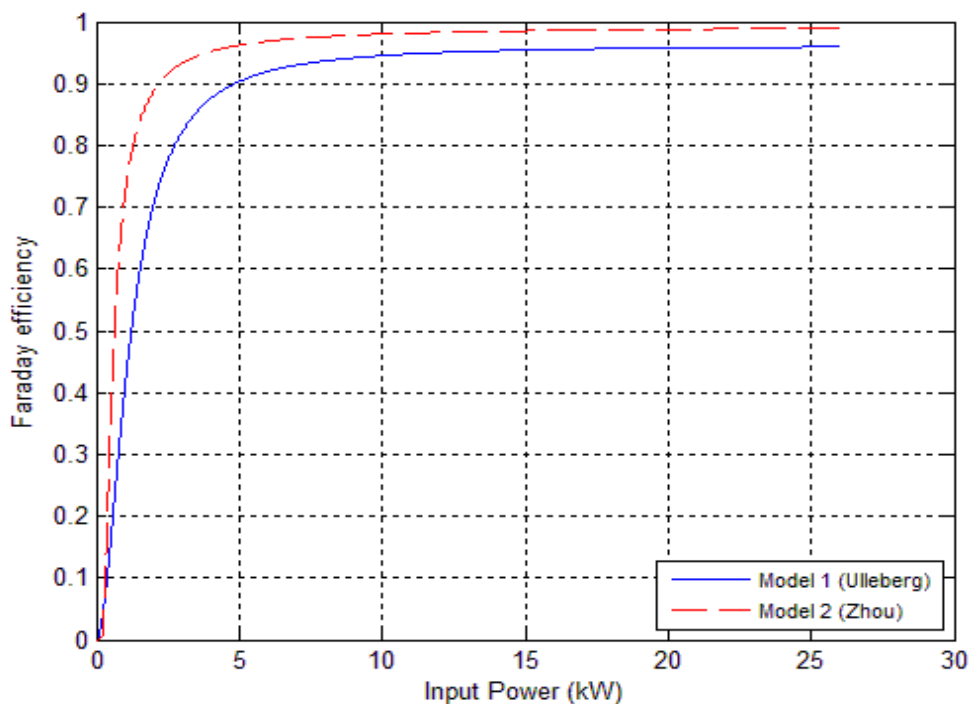
Αναπτύχθηκε κώδικας στη γλώσσα MATLAB για την ενσωμάτωση του μαθηματικού μοντέλου του ηλεκτρολύτη στον κώδικα της ενεργειακής προσομοίωσης. Πιο συγκεκριμένα, για ένα εύρος ισχύων εισόδου από 1 Watt έως την ονομαστική ισχύ των 26 kW έγινε εφαρμογή του μοντέλου ώστε να υπολογιστούν τα διάφορα ηλεκτρικά και ηλεκτροχημικά μεγέθη. Τα μεγέθη που μας ενδιαφέρουν είναι η τάση κάθε συστοιχίας κελιών και το ρεύμα λειτουργίας του ηλεκτρολύτη, η παραγωγή υδρογόνου, σε Nm³/h, η ειδική κατανάλωση ενέργειας και οι βαθμοί απόδοσης για κάθε ισχύ εισόδου. Τα αντίστοιχα διαγράμματα παρουσιάζονται στα Σχ. 5.7 έως 5.11. Για να γίνει φανερή η διαφορά των δύο μοντέλων που παρουσιάστηκαν και για να εξηγηθεί ο λόγος που επιλέχτηκε να χρησιμοποιηθεί το μοντέλο του Ulleberg, αντί για αυτό του Zhou, στα Σχ. 5.7 – 5.9 παρουσιάζονται οι προκύπτουσες καμπύλες από την εφαρμογή και των δύο μοντέλων. Από τα διαγράμματα αυτά γίνεται σαφές ότι το μοντέλο του Ulleberg είναι λιγότερο αισιόδοξο από το άλλο, σε ό,τι αφορά την ειδική κατανάλωση ενέργειας και τον βαθμό απόδοσης του ηλεκτρολύτη. Η επιλογή του, επομένως, έγινε στο βαθμό που στην προσομοίωση επιδιώκουμε να κινούμαστε προς την ασφαλή πλευρά.

Πιν. 5-2 Λοιπές παράμετροι και φυσικές σταθερές που χρησιμοποιήθηκαν.

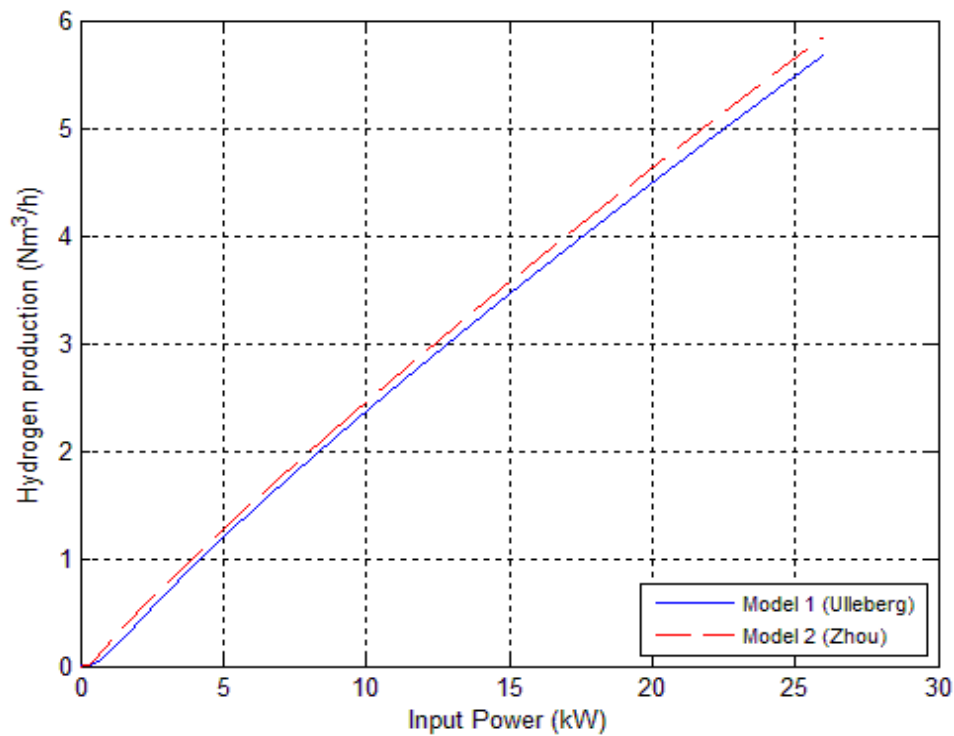
Σύμβολο	Φυσική σταθερά ή παράμετρος	Τιμή	Μονάδες
F	Σταθερά Faraday	96484.6	C/mol
z	Πλήθος μεταφερόμενων ηλεκτρονίων ανά αντίδραση	2	-
mm_{H2}	Μοριακό βάρος υδρογόνου	2.016	gr/mol
mm_{H2O}	Μοριακό βάρος νερού	18.015	gr/mol
LHV	Κατώτερη θερμογόνος δύναμη υδρογόνου	3	kWh/Nm ³
V_{STP}	Όγκος 1 mol ιδανικού αερίου σε συνθήκες STP	22.414	lt
R	Παγκόσμια σταθερά αερίων	8.314	J/mol · K



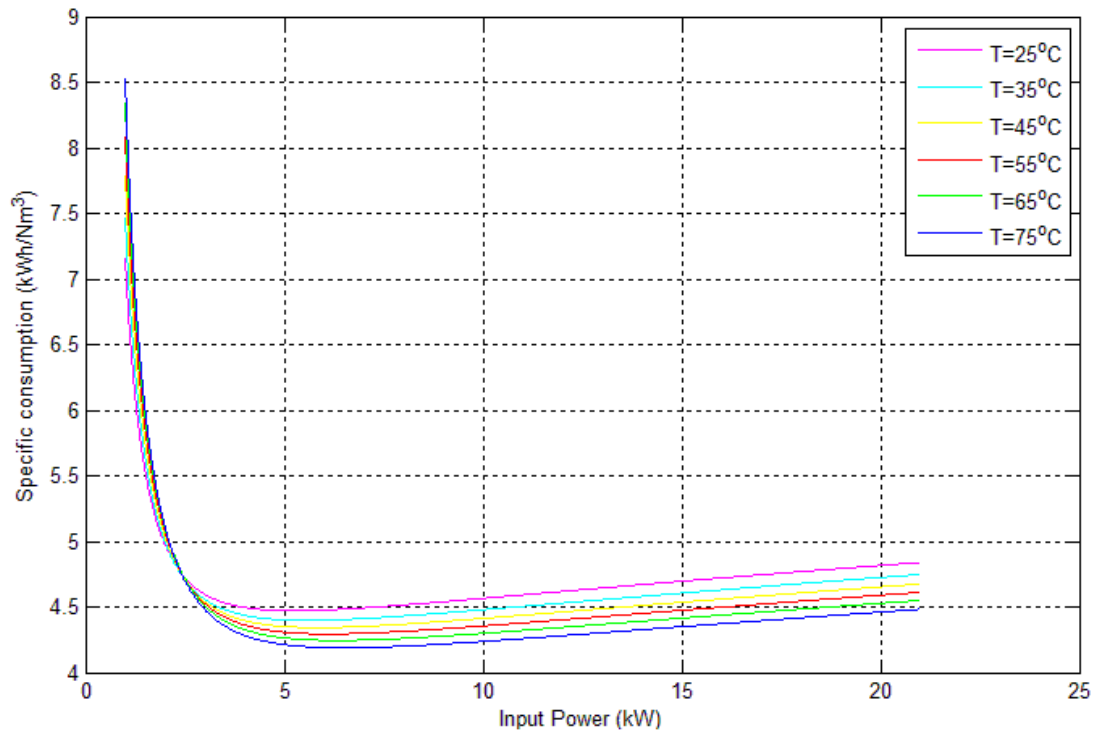
Σχ. 5.7 Χαρακτηριστική καμπύλη I - U για το μοντέλο αλκαλικού ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιήθηκε (με μπλε χρώμα) και για το άλλο μοντέλο που εξετάστηκε (με κόκκινο χρώμα). Δεδομένου ότι οι διαφορές των δύο μοντέλων εντοπίζεται στο ηλεκτροχημικό και όχι στο ηλεκτρικό μοντέλο, οι δύο καμπύλες είναι πανομοιότυπες. Θερμοκρασία λειτουργίας 75 °C.



Σχ. 5.8 Βαθμοί απόδοσης Faraday για τα δύο μοντέλα κα για θερμοκρασία λειτουργίας 75 °C. Γίνεται φανερό ότι το μοντέλο του Ulleberg είναι λιγότερο αισιόδοξο, οπότε πιο αξιόπιστο για την εκτέλεση των προσομοιώσεων.

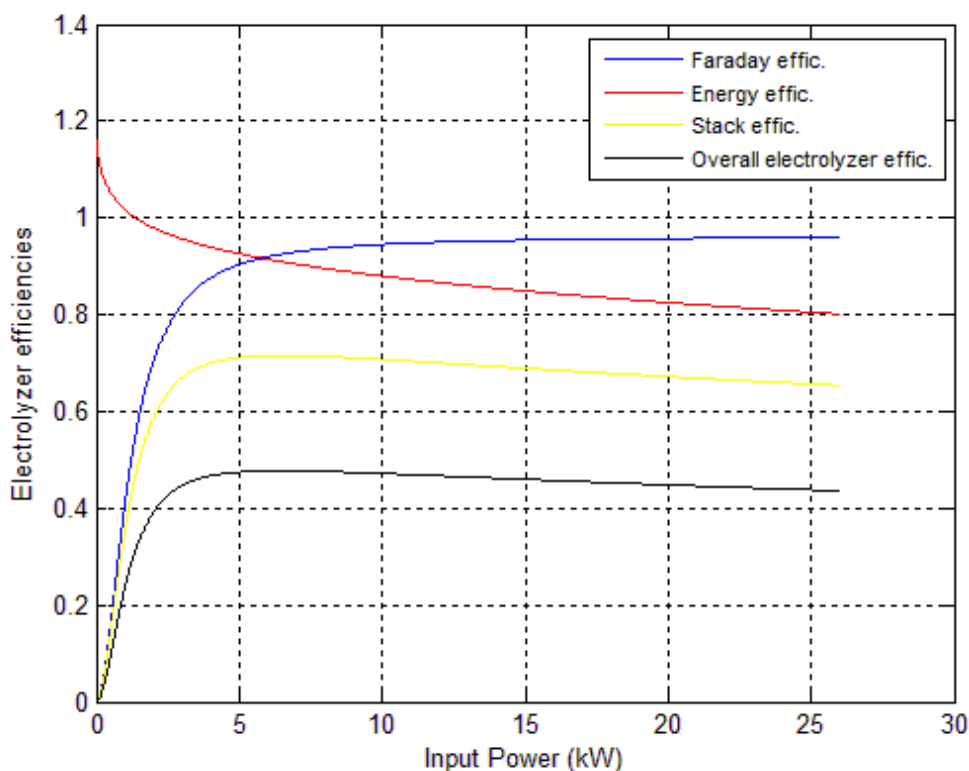


Σχ. 5.9 Ωριαία παραγωγή υδρογόνου ως συνάρτηση της απορροφούμενης από τον ηλεκτρολύτη ισχύος. Και από εδώ συμπεραίνεται ότι το μοντέλο του Ulleberg είναι πιο απαισιόδοξο. Η μπλε καμπύλη χρησιμοποιείται στο μοντέλο προσομοίωσης για τον υπολογισμό της παραγόμενης ποσότητας υδρογόνου ανά δεκάλεπτο.



Σχ. 5.10 Ειδική κατανάλωση ενέργειας του ηλεκτρολύτη χωρίς βοηθητικά συναρτήσει της καθαρής ισχύος εισόδου και με παράμετρο τη θερμοκρασία. Αύξηση της θερμοκρασίας συνεπάγεται ελάττωση της ειδικής κατανάλωσης.

Από τη μελέτη του Σχ. 5.10 διαπιστώνεται ότι αν ο ηλεκτρολύτης λειτουργούσε κάτω από το 12% περίπου της ονομαστικής του ισχύος, τότε η ειδική κατανάλωση ενέργειας θα αυξανόταν ραγδαία. Βέβαια ούτως ή άλλως δεν επιτρέπεται η λειτουργία της μονάδας ηλεκτρόλυσης σε ισχύ μικρότερη από το 20% της ονομαστικής λόγω προβλημάτων με την καθαρότητα του παραγόμενου υδρογόνου. Επιπλέον, για κάθε θερμοκρασία παρατηρούμε ότι η αύξηση της φόρτισης του ηλεκτρολύτη πέραν του 32% της ονομαστικής ισχύος περίπου επιφέρει μικρή, σχεδόν γραμμική αύξηση της ειδικής κατανάλωσης, η οποία προβλέπεται θεωρητικά. Ακόμα, η αύξηση της θερμοκρασίας επιφέρει ελάττωση της ειδικής κατανάλωσης όπως προβλέπεται από το μοντέλο.



Σχ. 5.11 Οι διάφοροι βαθμοί απόδοσης που χαρακτηρίζουν τη λειτουργία του μοντέλου του ηλεκτρολύτη. Ο υπολογισμός της απόδοσης της συστοιχίας του ηλεκτρολύτη (stack efficiency) γίνεται με βάση την εξ. 5.13 και τις τιμές του Σχ. 5.9. Αντίθετα, η συνολική απόδοση του συστήματος του ηλεκτρολύτη (overall efficiency) λαμβάνει υπόψη και την κατανάλωση των βοηθητικών συστημάτων. Η θερμοκρασία λειτουργίας είναι 75 °C.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

6.1 Εισαγωγή

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η ανάπτυξη αλγορίθμου ετήσιας ενεργειακής προσομοίωσης υβριδικών συστημάτων ο οποίος θα ενσωματώνει αποτελεσματικές στρατηγικές διαχείρισης και ελέγχου. Το υβριδικό σύστημα για το οποίο αναπτύχθηκε ο αλγόριθμος περιλαμβάνει συμβατικές μονάδες παραγωγής, ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά. Σε ότι αφορά τα συστήματα αποθήκευσης πραγματοποιήθηκαν δύο παραλλαγές του αλγορίθμου. Στην πρώτη χρησιμοποιούνται συσσωρευτές συμβατικής τεχνολογίας μολύβδου οξέως, ενώ στη δεύτερη χρησιμοποιείται επιπλέον και σύστημα αποθήκευσης με υδρογόνο. Το σύστημα αυτό περιλαμβάνει ηλεκτρολύτη για την παραγωγή του υδρογόνου, δεξαμενή αποθήκευσης και Ηλεκτροπαραγωγή Ζεύγη (H/Z) υδρογόνου για την ανάκτηση της αποθηκευμένης ενέργειας όταν αυτό κρίνεται απαραίτητο. Ο αλγόριθμος χρησιμοποιεί κατάλληλα μαθηματικά μοντέλα για την προσομοίωση των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης του συστήματος. Επιπλέον αναπτύχθηκε και αλγόριθμος στατιστικής ανάλυσης των χρονοσειρών αιολικής παραγωγής, φωτοβολταϊκής παραγωγής και φορτίου του νησιωτικού συστήματος ώστε να είναι δυνατή η εξαγωγή αρχικών συμπερασμάτων σχετικά με το απαιτούμενο μέγεθος των διατάξεων αποθήκευσης. Για τη δημιουργία των αλγορίθμων χρησιμοποιήθηκε η γλώσσα προγραμματισμού MATLAB.

6.2 Γενική Περιγραφή του Αλγορίθμου

Για την εφαρμογή του αλγορίθμου ενεργειακής προσομοίωσης του υβριδικού συστήματος, στην περίπτωση που οι μόνες αποθηκευτικές διατάξεις είναι οι συσσωρευτές, πρέπει να δοθούν σαν είσοδοι τα ακόλουθα μεγέθη:

- Οι ετήσιες ωριαίες χρονοσειρές για την αιολική παραγωγή, τη φωτοβολταϊκή παραγωγή και το φορτίο του υπό μελέτη νησιωτικού συστήματος.
- Τα ονομαστικά μεγέθη των ανεμογεννητριών και του φωτοβολταϊκού σταθμού, καθώς και οι βαθμοί απόδοσης των χρησιμοποιούμενων αντιστροφών.
- Η διαμόρφωση του συμβατικού σταθμού παραγωγής, τα ονομαστικά μεγέθη ισχύος, τα τεχνικά ελάχιστα και η ικανότητα δυναμικής απόκρισης των νηζελογεννητριών του.

- Η ονομαστική χωρητικότητα της συστοιχίας των συσσωρευτών, το μέγιστο επιτρεπόμενο βάθος εκφόρτισης (Maximum Depth of Discharge), το ελάχιστο επίπεδο φόρτισης ώστε να μπορούν να αναλάβουν φορτίο (SOC_{min1}) καθώς και το επίπεδο φόρτισης κάτω από το οποίο οι συσσωρευτές μπαίνουν σε διαδικασία φόρτισης (SOC_{min2}).
- Ο βαθμός απόδοσης των συσσωρευτών σε έναν κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης (roundtrip efficiency).
- Η ονομαστική ικανότητα και ο βαθμός απόδοσης του αντιστροφέα της συστοιχίας των συσσωρευτών κατά τη φόρτιση και κατά την εκφόρτιση.
- Οι παράμετροι χωρητικότητας του μοντέλου του συσσωρευτή που χρησιμοποιείται. Πιο συγκεκριμένα απαιτούνται οι παράμετροι k , c και Q_{max} ώστε να είναι δυνατή η εφαρμογή του μοντέλου KiBaM.

Αν το υπό μελέτη σύστημα χρησιμοποιεί και σύστημα αποθήκευσης με υδρογόνο (H_2), τότε εκτός από τα παραπάνω δεδομένα πρέπει να δοθούν επιπλέον και τα εξής μεγέθη:

- Η ονομαστική ισχύς και το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας ηλεκτρόλυσης, καθώς επίσης και το πλήθος των μονάδων.
- Η ονομαστική ισχύς των βοηθητικών συστημάτων της μονάδας και του συμπιεστή.
- Η χωρητικότητα της δεξαμενής αποθήκευσης υδρογόνου και ο βαθμός συμπίεσης του.
- Το πλήθος, τα ονομαστικά μεγέθη και τα τεχνικά ελάχιστα των H_2/Z υδρογόνου.

Το μοντέλο προσομοίωσης βασίζεται στο ενεργειακό ισοζύγιο μεταξύ παραγωγής, αποθήκευσης και κατανάλωσης και προφανώς αγνοεί όλα τα μεταβατικά φαινόμενα. Ο αλγόριθμος δίνει σαν έξοδο σημαντικά μεγέθη που επιτρέπουν την αξιολόγηση του τρόπου λειτουργίας του υβριδικού συστήματος και των επιμέρους συνιστωσών του και που μπορεί να αφορούν:

- Τη διείσδυση ΑΠΕ και την εξοικονόμηση στην κατανάλωση καυσίμου.
- Τον αριθμό των εκκινήσεων των συμβατικών μονάδων παραγωγής και των H_2/Z .
- Τη συμμετοχή της κάθε μονάδας ΑΠΕ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης ενέργειας, το ποσοστό της απορριπτόμενης ισχύος καθώς και το Capacity Factor (CF) των μονάδων ΑΠΕ.
- Τη διακίνηση ισχύος από και προς τη διάταξη των συσσωρευτών και το ιστορικό της κατάστασης φόρτισης τους.
- Το ιστορικό της κατάστασης φόρτισης της δεξαμενής H_2 , η παρακολούθηση της λειτουργίας της μονάδας ηλεκτρόλυσης και το ποσό της ισχύος που διοχετεύεται στο σύστημα μέσω των H_2/Z .
- Την αξιόπιστη τροφοδότηση του φορτίου του συστήματος.

Ο αλγόριθμος διαχείρισης του συστήματος που ενσωματώθηκε στον αλγόριθμο προσομοίωσης ακολουθεί κάποιες βασικές αρχές. Αποτελείται από τη φάση προγραμματισμού της λειτουργίας για το επόμενο χρονικό διάστημα, στην οποία θα γίνεται πρόβλεψη του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ, εκτίμηση της καθαρής ζήτησης και της κατάστασης των συστημάτων αποθήκευσης και ενδεχόμενη εκκίνηση των συμβατικών μονάδων, και από τη φάση λειτουργίας και εξυπηρέτησης του φορτίου. Στοχεύει στην επίτευξη της μέγιστης δυνατής διείσδυσης ΑΠΕ εξασφαλίζοντας ότι το φορτίο εξυπηρετείται διαρκώς και ότι το σύστημα λειτουργεί εύρυθμα. Τα συστήματα αποθήκευσης παρέχουν εγγυημένη ισχύ (capacity credit) με αποτέλεσμα να μην είναι πάντα απαραίτητη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων. Η ενέργεια που οδηγείται στα συστήματα αποθήκευσης έχει παραχθεί ως επί το πλείστον από τις μονάδες ΑΠΕ του υβριδικού συστήματος, ενώ οι συμβατικές μονάδες δεν χρησιμοποιούνται για την πλήρωση των αποθηκευτικών διατάξεων.

Για τη διαχείριση του συστήματος θεωρήθηκαν τρία σενάρια λειτουργίας τα οποία περιγράφονται σε επόμενη παράγραφο.

Οι συσσωρευτές μολύβδου οξέως εμφανίζουν roundtrip efficiency περίπου 80%, ενώ ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος αποθήκευσης με υδρογόνο κυμαίνεται μεταξύ 20-30%. Είναι λοιπόν προφανές ότι οι συσσωρευτές είναι πολύ λιγότερο σπάταλοι ενεργειακά, γεγονός που θα μπορούσε να δικαιολογήσει τη χρήση τους ως πρωτεύουσα αποθήκευση. Ακόμα και στην περίπτωση που θα χρησιμοποιηθεί ως πρωτεύουσα αποθήκευση υδρογόνο, η χρήση των συσσωρευτών ως δευτερεύον αποθηκευτικό μέσο είναι σημαντική καθώς παρέχουν εφεδρεία σε περιπτώσεις short term μεταβολών στην τιμή του φορτίου, αστοχίας εξοπλισμού ή κατά τη μετάβαση από μία κατάσταση λειτουργίας σε άλλη. Έχουν δημοσιευτεί εργασίες όπως η [43] όπου το σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου χρησιμοποιείται ως πρωτεύουσα αποθήκευση και οι συσσωρευτές αναλαμβάνουν μόνο τα μεταβατικά φαινόμενα, αλλά και εργασίες όπως η [68] όπου ως πρωτεύον αποθηκευτικό μέσο χρησιμοποιείται υπερπυκνωτής (ultra-capacitor) και ως δευτερεύον σύστημα αποθήκευσης με ηλεκτρολύτη και κυψέλη καυσίμου. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιώντας το κριτήριο του βαθμού απόδοσης σύμφωνα με τη λογική της εργασίας [68] επιλέγεται η χρήση των συσσωρευτών ως πρωτεύον αποθηκευτικό μέσο ενώ του συστήματος υδρογόνου ως δευτερεύοντος.

Κατά τον προγραμματισμό της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής τηρείται πάντοτε κάποια στρεφόμενη εφεδρεία ώστε οι νηζελογεννήτριες να είναι σε θέση να αναλάβουν πρόσθετη ισχύ εάν αυτό απαιτηθεί. Είναι κοινή πρακτική να τηρείται πλήρης εφεδρεία όσον αφορά την αιολική παραγωγή, δηλαδή οι εν λειτουργία μονάδες να επαρκούν για την κάλυψη του φορτίου ακόμα και στο ενδεχόμενο πλήρους απώλειας της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής [72]. Ακολουθώντας αυτήν την πρακτική, στον προτεινόμενο αλγόριθμο οι ενταγμένες ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής (H/Z diesel, H/Z H₂, συσσωρευτές) επαρκούν πάντα για την πλήρη κάλυψη του φορτίου θεωρώντας μηδενικό capacity credit για τις μονάδες ΑΠΕ. Επιπλέον, εκτός από την εφεδρεία που σχετίζεται με τη μεταβλητότητα της παραγωγής ΑΠΕ τηρείται ένα πρόσθετο ποσό εφεδρείας ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής και αξιόπιστη λειτουργία του αυτόνομου συστήματος. Στον προτεινόμενο αλγόριθμο τηρείται εφεδρεία της τάξης του 20%, τιμή που κρίνεται υψηλή, ωστόσο απαραίτητη για την διατήρηση της αξιοπιστίας, καθώς πρέπει να μπορούν να καλυφθούν αβεβαιότητες της πρόβλεψης του φορτίου και της κατάστασης φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης κατά τον προγραμματισμό της ένταξης των μονάδων, αλλά και short term μεταβολές στην τιμή του φορτίου. Σε συστήματα χωρίς την παρουσία αποθηκευτικών διατάξεων ταχείας απόκρισης, όπως οι συσσωρευτές ή οι υπερπυκνωτές, είναι συνήθης πρακτική να τηρείται η λεγόμενη εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας, σύμφωνα με την οποία οι ενταγμένες μονάδες επαρκούν για την κάλυψη του φορτίου ακόμα και σε περίπτωση ξαφνικής βλάβης της μεγαλύτερης μονάδας. Στην περίπτωση που εξετάζεται εδώ η ισχύς που απαιτείται μέχρι την ένταξη νέας μονάδας μπορεί να αποδοθεί με έκτακτη εκφόρτιση των συσσωρευτών. Λαμβάνοντας αυτό υπόψη και δεδομένου ότι ο προτεινόμενος αλγόριθμος αποσκοπεί στη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ επιλέχτηκε να μην τηρείται εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας.

Επισημαίνεται ότι στην παρούσα εργασία πρωτογενή δεδομένα για την προσομοίωση αποτελούν οι ωριαίες χρονοσειρές φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ, ενώ το χρονικό βήμα της προσομοίωσης είναι το δεκάλεπτο. Αυτό από μόνο του εισάγει αβεβαιότητα σχετικά με την ακριβή τιμή του φορτίου και αναδεικνύει καθαρότερα την ανάγκη τήρησης υψηλής εφεδρείας. Πιο συγκεκριμένα, για το σύστημα του Αγ. Ευστρατίου, λεπτομερής ανάλυση του οποίου θα πραγματοποιηθεί σε επόμενο κεφάλαιο, η αιχμή του φορτίου κατά το έτος 2008 ανέρχεται σε 307 kW ως μέση ωριαία τιμή, αλλά σε 350 kW ως στιγμιαία τιμή. Παρατηρούμε δηλαδή ότι η πραγματική αιχμή φορτίου είναι 14% μεγαλύτερη από την ωριαία αιχμή που χρησιμοποιείται στα πλαίσια της ενεργειακής προσομοίωσης.

Σημαντικό ζήτημα του τρόπου λειτουργίας των αυτόνομων υβριδικών συστημάτων αποτελεί η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Στην γενική περίπτωση οι μονάδες εντάσσονται με κριτήριο την οικονομικότητα, την παλαιότητα και την αξιοπιστία τους και ακολουθείται προκαθορισμένη σειρά ένταξης. Ωστόσο, στην περίπτωση που το αυτόνομο σύστημα αποσκοπεί στη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης, η επιλογή της σειράς ένταξης των μονάδων χρειάζεται μία προσεκτικότερη αντιμετώπιση. Σε γενικές γραμμές και για μονάδες της ίδιας παλαιότητας είναι αρκετά σύνηθες μονάδες μεγαλύτερης ονομαστικής ισχύος να εμφανίζουν μικρότερη ειδική κατανάλωση ενέργειας (kg/kWh). Από οικονομικής, λοιπόν, άποψης κατά μία έννοια ίσως πλεονεκτεί η λογική της ένταξης πρώτα των συμβατικών μονάδων μεγάλης ονομαστικής ισχύος. Από την άλλη μεριά, όσο μεγαλύτερη είναι η ονομαστική ισχύς, τόσο μεγαλύτερο θα είναι και το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας και κατά συνέπεια τόσο πιο έντονα θα περιορίζεται η διείσδυση της παραγωγής ΑΠΕ βάσει του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου. Καθίσταται, λοιπόν, σαφές ότι η σειρά με την οποία εντάσσονται οι συμβατικές μονάδες επηρεάζει τόσο τη διείσδυση ΑΠΕ όσο και την οικονομικότητα του συστήματος. Στον αλγόριθμο προσομοίωσης ενσωματώθηκαν διαφορετικές μέθοδοι ένταξης και σε επόμενο κεφάλαιο θα συζητηθούν χρήσιμα συμπεράσματα.

Οι μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης του συστήματος προσομοιώνονται εφαρμόζοντας κατάλληλα μαθηματικά μοντέλα. Πιο αναλυτικά, οι Α/Γ μοντελοποιούνται μέσω της καμπύλης ισχύος τους χρησιμοποιώντας επιπλέον έναν συντελεστή που εκφράζει τις απώλειες ισχύος λόγω της παρεμβολής του μετατροπέα ισχύος. Για τα Φ/Β χρησιμοποιείται ως πρωτογενής είσοδος στο μοντέλο η ωριαία χρονοσειρά φωτοβολταϊκής ισχύος εξόδου συμπεριλαμβανοντας και μία μείωση της απόδοσης λόγω του αντιστροφέα. Για την προσομοίωση της λειτουργίας των συσσωρευτών χρησιμοποιήθηκε μία παραλλαγή του μοντέλου KiBaM, λεπτομερής περιγραφή του οποίου πραγματοποιήθηκε στο Κεφ. 4. Επιπλέον, θεωρήθηκαν δύο μέγιστα βάθη εκφόρτισης με το ανώτερο να είναι το όριο ώστε να θεωρούνται οι συσσωρευτές επαρκώς φορτισμένοι για να αναλάβουν φορτίο, ενώ το κατώτερο να είναι το όριο εκφόρτισης στο οποίο επιτρέπεται να φτάσουν οι συσσωρευτές ενώ καλύπτουν το φορτίο. Η μονάδα ηλεκτρόλυσης προσομοιώνεται με τη χρήση κατάλληλου μαθηματικού μοντέλου που έχει προταθεί στη διεθνή βιβλιογραφία, ενώ λαμβάνονται υπόψη το ελάχιστο ποσοστό επί της ονομαστικής της ισχύος στο οποίο επιτρέπεται να λειτουργεί και η ισχύς των βοηθητικών της συστημάτων. Τα H/Z diesel και H2 προσομοιώνονται με βάση την ονομαστική τους ισχύ και τα τεχνικά τους ελάχιστα, ενώ ως ελάχιστος χρόνος λειτουργίας τους (minimum runtime) θεωρείται η μία ώρα.

6.3 Προγραμματισμός Λειτουργίας Υβριδικού Σταθμού

Ο προγραμματισμός της λειτουργίας του υβριδικού σταθμού είναι ωριαίος, δηλαδή στο μισό κάθε ώρας αποφασίζεται το σενάριο λειτουργίας που θα τεθεί σε εφαρμογή από την αρχή της επόμενης ώρας. Το χρονικό βήμα της προσομοίωσης είναι δέκα λεπτά και η χρονική της διάρκεια ένα έτος. Στο μισό κάθε ώρας γίνεται πρόβλεψη του φορτίου, της αιολικής παραγωγής και της φωτοβολταϊκής παραγωγής, ώστε να είναι δυνατή η εκτίμηση της αναμενόμενης καθαρής ζήτησης ή περίσσειας του συστήματος. Για το φορτίο θεωρούμε ότι έχουμε τέλεια πρόβλεψη, ενώ για την αιολική και τη φωτοβολταϊκή παραγωγή χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος persistence, η οποία είναι καταλληλότερη από άλλες πιο εκλεπτυσμένες μεθόδους για διαστήματα μικρότερα της μίας ώρας. Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή η αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή στην αρχή της επόμενης ώρας θεωρείται ότι είναι ίσες με τις αντίστοιχες τιμές τη στιγμή επιλογής του σεναρίου. Η αναμενόμενη καθαρή ζήτηση ή περίσσεια δίνεται από τη σχέση:

$$P_{net} = P_L - (P_{wind} + P_{pv}) \quad (5.1)$$

Αν ο όρος P_{net} προκύψει θετικός τότε αναμένεται καθαρή ζήτηση ισχύος που πρέπει να καλυφθεί από τις διατάξεις αποθήκευσης ή από τα H/Z. Στη συνέχεια γίνεται πρόβλεψη της κατάστασης των συστημάτων αποθήκευσης στην αρχή της επόμενης ώρας. Η μέθοδος που εφαρμόζεται περιλαμβάνει ένθετη προσομοίωση για το υπόλοιπο διάστημα της τρέχουσας ώρας και μέχρι την αρχή της επόμενης ώρας με βάση τις αναμενόμενες τιμές φορτίου, παραγωγής ΑΠΕ και καθαρής ζήτησης ή περίσσειας ισχύος. Η ένθετη προσομοίωση πραγματοποιείται θεωρώντας ότι το σύστημα λειτουργεί σύμφωνα με το σενάριο που είναι ήδη σε εφαρμογή στο μισό της τρέχουσας ώρας. Μετά την εκτίμηση της κατάστασης φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης εκτιμάται η ικανότητα απόδοσης ισχύος και ενέργειας συνεχώς για μία ώρα από τις μπαταρίες, λαμβάνοντας υπόψη το όριο SOC_{min2} για το βάθος εκφόρτισης αλλά και την ικανότητα του αντιστροφέα.

Εάν το εκτιμώμενο SOC των συσσωρευτών στην αρχή της επόμενης ώρας είναι μικρότερο από το SOC_{min2} τότε πρέπει να μπουν σε διαδικασία φόρτισης, οπότε από την αρχή της επόμενης ώρας τίθεται σε εφαρμογή το τρίτο σενάριο. Η λειτουργία σύμφωνα με το ίδιο σενάριο αποφασίζεται εάν για το επίπεδο φόρτισης των μπαταριών ισχύει $SOC_{min2} \leq SOC \leq SOC_{min1}$ και επιπλέον αναμένεται καθαρή ζήτηση ενέργειας. Η συγκεκριμένη επιλογή στην τελευταία περίπτωση γίνεται καθότι ενδεχόμενη λειτουργία με βάση το πρώτο σενάριο και σβηστές τις συμβατικές μονάδες θα προκαλούσε επικίνδυνα βαθιές εκφορτίσεις. Σε οποιαδήποτε άλλη περίπτωση ο κεντρικός ελεγκτής του συστήματος αποφασίζει τη λειτουργία με βάση είτε το πρώτο είτε το δεύτερο σενάριο.

Η απόφαση ποιο από τα παραπάνω δύο σενάρια θα εφαρμοστεί λαμβάνεται μετά την πραγματοποίηση μίας δεύτερης ένθετης προσομοίωσης αλλά αυτή τη φορά για το επόμενο διάστημα κατανομής, δηλαδή την επόμενη ώρα. Για την πρόβλεψη της παραγωγής ΑΠΕ εφαρμόζεται και πάλι η μέθοδος persistence, ενώ, όπως και πριν, για το φορτίο θεωρούμε τέλεια πρόβλεψη. Η ένθετη προσομοίωση εκτελείται θεωρώντας ότι το σύστημα λειτουργεί σύμφωνα με το πρώτο σενάριο και σε κάθε βήμα ελέγχεται εάν το επίπεδο φόρτισης των συσσωρευτών είναι μεγαλύτερο από το SOC_{min2} , αλλά και εάν το φορτίο καλύπτεται επιτυχώς από το συνδυασμό των μονάδων ΑΠΕ και των μπαταριών. Στην περίπτωση που μία από τις παραπάνω συνθήκες παραβιάζεται, ο κεντρικός ελεγκτής επιλέγει τη λειτουργία κατά την επόμενη ώρα με βάση το δεύτερο σενάριο λειτουργίας. Το ίδιο σενάριο επιλέγεται εάν το SOC των συσσωρευτών είναι μικρότερο από SOC_{min1} ή εάν η ικανότητα απόδοσης ισχύος από τις μπαταρίες συνεχώς για μία ώρα είναι μικρότερη από τη μέση τιμή του φορτίου κατά την επόμενη ώρα λαμβάνοντας υπόψη και την εφεδρεία. Σε οποιαδήποτε άλλη περίπτωση είναι δυνατή η εφαρμογή του πρώτου σεναρίου από την αρχή της επόμενης ώρας. Ωστόσο, πρωταρχικές δοκιμαστικές προσομοιώσεις έδειξαν ότι με αυτή τη στρατηγική παρατηρούνται διαδοχικές εκκινήσεις-στάσεις συμβατικών μονάδων ή H/Z υδρογόνου. Προκειμένου να αντιμετωπιστεί το αρνητικό αυτό στοιχείο η στρατηγική τροποποιήθηκε. Η εφαρμογή του πρώτου σεναρίου επιλέγεται εάν ισχύουν οι προαναφερθείσες συνθήκες και επιπλέον εκτιμάται ότι ενδεχόμενη λειτουργία στο πρώτο σενάριο δε θα εκφορτίσει τις μπαταρίες σε σημείο που να απαιτείται εκ νέου ένταξη νηζελογεννητριών κατά την μεθεπόμενη ώρα. Ο τρόπος λειτουργίας για κάθε σενάριο περιγράφεται στη συνέχεια.

Στη συγκρότηση του συστήματος με υδρογόνο ακόμα και εάν η αποθηκευμένη ενέργεια στους συσσωρευτές εγγυάται την κάλυψη του φορτίου και το σύστημα μπορεί να λειτουργήσει με βάση το πρώτο σενάριο, υπάρχει η δυνατότητα ο διαχειριστής να αποφασίσει την εφαρμογή του δεύτερου σεναρίου. Πιο συγκεκριμένα, ο χρήστης ορίζει μία παράμετρο, που ονομάζεται παράμετρος υστέρησης, και η οποία αποτελεί ένα ποσοστό του SOC των μπαταριών στο εύρος 50-100%. Εάν τη στιγμή επιλογής σεναρίου το SOC είναι μικρότερο από την παράμετρο υστέρησης τότε ακόμα και να επιτρέπεται η εφαρμογή του πρώτου σεναρίου, προτιμάται η λειτουργία με βάση το δεύτερο σενάριο. Η επιλογή αυτή γίνεται καθώς έτσι οι συσσωρευτές υφίστανται λιγότερη καταπόνηση και επεκτείνεται η διάρκεια ζωής τους.

6.4 Σενάρια Λειτουργίας Υβριδικού Σταθμού

6.4.1 1^ο Σενάριο

Όταν το σύστημα εποπτείας και ελέγχου αποφασίσει τη λειτουργία με βάση το σενάριο 1 από την αρχή της επόμενης ώρας, τότε στέλνεται σήμα στάσης στις συμβατικές μονάδες και τα H/Z υδρογόνου του υβριδικού συστήματος. Όταν το σενάριο τεθεί σε εφαρμογή, το φορτίο καλύπτεται από την ισχύ των μονάδων ΑΠΕ σε συνδυασμό με τους συσσωρευτές και ο αντιστροφείας των συσσωρευτών αναλαμβάνει τη ρύθμιση της συχνότητας. Η ένταξη των μονάδων ΑΠΕ γίνεται δίνοντας προτεραιότητα στα φωτοβολταϊκά, κατόπιν στη μικρή Α/Γ και τέλος στις μεγάλες Α/Γ. Ακόμα και σε απότομη απώλεια της ισχύος ΑΠΕ η ζήτηση μπορεί να καλυφθεί με εκφόρτιση των μπαταριών. Σε περίπτωση που υπάρχει περίσσεια ισχύος ΑΠΕ, τότε αυτή χρησιμοποιείται για τη φόρτιση των συσσωρευτών. Η εφαρμογή των εξισώσεων του KiBaM επιτρέπει τον υπολογισμό της μέγιστης δυνατής απορρόφησης ισχύος από τις μπαταρίες σε κάθε βήμα της προσομοίωσης. Στη συγκρότηση του υβριδικού σταθμού μόνο με συστοιχίες συσσωρευτών η περίσσεια ισχύος πρέπει να απορρίπτεται.

Αντίθετα, στη συγκρότηση με σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου η στρατηγική διαχείρισης διαφοροποιείται. Στην αρχή κάθε ώρας εκτιμάται εάν θα υπάρχει περίσσεια ισχύος στο σύστημα λαμβάνοντας υπόψη και τα όρια φόρτισης των συσσωρευτών. Εάν η περίσσεια ισχύος είναι τουλάχιστον ίση με το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας ηλεκτρόλυσης προσανυξημένο κατά την ισχύ των βοηθητικών φορτίων, τότε δίνεται σήμα ένταξης σε κατάλληλο αριθμό ηλεκτρολυτών. Η μέθοδος ένταξης των ηλεκτρολυτών θα περιγραφεί λεπτομερώς σε επόμενη παράγραφο. Επιπλέον, απαραίτητη προϋπόθεση για την έναρξη της ηλεκτρόλυσης αποτελεί η μη πληρότητα της δεξαμενής υδρογόνου. Γενικά, λοιπόν, ένταξη ηλεκτρολυτών πραγματοποιείται αν και μόνο αν:

$$\text{Ηλεκτρόλυση ενεργή αν: } P_{RES,surplus} \geq N_{el} \cdot (c_{T,elect} \cdot P_{nom,elect} + P_{auxiliary,elect}) \quad (5.2)$$

,όπου: $P_{RES,surplus}$ η περίσσεια ΑΠΕ μετά και από τη φόρτιση των συσσωρευτών,
 N_{el} το πλήθος των ηλεκτρολυτών,
 $c_{T,elect}$ το T.E. της μονάδας ηλεκτρόλυσης,
 $P_{nom,elect}$ η ονομαστική ισχύς του ηλεκτρολύτη,
 $P_{auxiliary,elect}$ η ονομαστική ισχύς των βοηθητικών φορτίων συμπεριλαμβανομένου και του συμπιεστή

Έτσι, όταν ο ελεγκτής του συστήματος εκτιμά ότι θα υπάρχει περίσσεια ισχύος ΑΠΕ ακόμα και μετά τη φόρτιση των συσσωρευτών, αρχίζει η λειτουργία του ηλεκτρολύτη για την παραγωγή υδρογόνου αξιοποιώντας την περίσσεια ΑΠΕ που διαφορετικά θα απορριπτόταν. Πρέπει να σημειωθεί ότι η απόφαση για την ένταξη των ηλεκτρολυτών μπορεί να γίνει on time και δεν απαιτείται απόφαση μισή ώρα πριν όπως με τα H/Z. Ο λόγος είναι ότι δεν απαιτείται χρονοβόρα προετοιμασία για την ένταξη ενός ηλεκτρολύτη, καθώς τυπικές τιμές του χρόνου προετοιμασίας είναι μικρότερες των 5 λεπτών. Τυχούσα περίσσεια ΑΠΕ ακόμα και μετά την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης υδρογόνου οφείλει να απορρίπτεται με κατάλληλες εντολές περιορισμού της ισχύος εξόδου των Α/Γ (pitch control) ή και αποσύνδεσης τους. Σε περίπτωση που εξακολουθεί να υπάρχει περίσσεια ΑΠΕ δίνεται εντολή να τεθούν εκτός διαδοχικά μονάδες αντιστροφών των Φ/Β. Η παρακάτω εξίσωση περιγράφει το όριο διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ και προφανώς ο τελευταίος όρος δεν συμπεριλαμβάνεται εάν η διάταξη αποθήκευσης υδρογόνου απουσιάζει.

$$P_{RES,max}^{\text{Σενάριο1}} = P_L + P_{Bch,max} + P_{H2ch,max} \quad (5.3)$$

, όπου $P_{Bch,max}$ είναι η μέγιστη δυνατή ισχύς φόρτισης των συσσωρευτών κατά τη διάρκεια του τρέχοντος χρονικού διαστήματος της προσομοίωσης,
 $P_{H2ch,max}$ είναι η μέγιστη ισχύς πλήρωσης του συστήματος αποθήκευσης υδρογόνου κατά τη διάρκεια του τρέχοντος χρονικού διαστήματος της προσομοίωσης

6.4.2 2^ο Σενάριο

Όταν οι μπαταρίες δεν εγγυώνται την κάλυψη όλου του φορτίου ή εκτιμάται ότι εφαρμογή του πρώτου σεναρίου κατά το επόμενο διάστημα κατανομής θα επιφέρει πτώση του SOC των συσσωρευτών κάτω από το όριο SOC_{min2} , αποφασίζεται η εφαρμογή του δεύτερου σεναρίου οπότε προγραμματίζεται η εκκίνηση ελεγχόμενων μονάδων. Η απόφαση για την ένταξη των H/Z πρέπει να γίνει μισή ώρα πριν καθώς απαιτείται χρόνος για την προετοιμασία τους. Ο ελεγκτής του συστήματος δίνει σήμα εκκίνησης σε κατάλληλο πλήθος H/Z υδρογόνου ώστε να εγγυάται η κάλυψη του ποσοστού του φορτίου που εκτιμάται ότι δεν μπορεί να καλυφθεί από τους συσσωρευτές. Σε περίπτωση που η διαθέσιμη ισχύς των H/Z υδρογόνου δεν επαρκεί ή τα επίπεδα του αποθηκευμένου υδρογόνου είναι χαμηλά, δίνεται σήμα εκκίνησης σε κατάλληλο αριθμό συμβατικών μονάδων diesel ώστε να εξασφαλίζεται κάλυψη όλου του φορτίου. Σημειώνεται, φυσικά, ότι στην συγκρότηση του συστήματος χωρίς διάταξη αποθήκευσης υδρογόνου γίνεται απευθείας εκκίνηση συμβατικών μονάδων. Κατά την εκκίνηση των ελεγχόμενων μονάδων λαμβάνεται υπόψη εφεδρεία 20%, όπως έχει αναφερθεί και προηγουμένως.

Σε υβριδικά συστήματα χωρίς την ύπαρξη συστημάτων αποθήκευσης η ένταξη της παραγωγής ΑΠΕ (κυρίως της αιολικής) πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς τεχνικού ελαχίστου (T.E.) και δυναμικής απόκρισης [72]. Σύμφωνα με τον πρώτο περιορισμό οι συμβατικές μονάδες δεν είναι αποδεκτό να υποφορτίζονται κάτω από ένα ποσοστό της ονομαστικής τους ισχύος κυρίως για λόγους φθορών, αυξημένων αναγκών συντήρησης και αντιοικονομικής λειτουργίας. Το τεχνικό ελάχιστο εκφράζεται μέσω του συντελεστή c_T ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος της μονάδας. Ο περιορισμός T.E. οδηγεί σε αντίστοιχο περιορισμό αιολικής διείσδυσης με βάση τη σχέση:

$$P_{RES,max,T} = P_L - \sum_i c_{T,i} \cdot P_{Dn,i} \quad (5.4)$$

, όπου: $c_{T,i}$ είναι ο συντελεστής T.E. της i-οστής συμβατικής μονάδας

$P_{Dn,i}$ είναι η ονομαστική ισχύς της –οστής συμβατικής μονάδας

Η έντονη διακύμανση της ισχύος εξόδου των μονάδων ΑΠΕ σε κλίμακα χρόνου δευτερολέπτων προκαλεί αντίστοιχες μεταβολές στην ισχύ που παράγεται από τις συμβατικές μονάδες, αφού η ισχύς του φορτίου είναι περίπου σταθερή. Όταν οι μεταβολές αυτές είναι μεγάλου μεγέθους προκαλούνται σημαντικές διακυμάνσεις στη συχνότητα των αυτόνομων υβριδικών συστημάτων. Το πρόβλημα είναι ακόμα μεγαλύτερο στην περίπτωση απότομης απώλειας της αιολικής παραγωγής όταν αυτή καλύπτει σημαντικό ποσοστό του φορτίου, γεγονός που μπορεί να αποτελέσει κίνδυνο για την ευστάθεια του συστήματος [72]. Για την αποφυγή τέτοιων δυσμενών καταστάσεων η ένταξη της αιολικής παραγωγής περιορίζεται από τον περιορισμό δυναμικής απόκρισης των συμβατικών μονάδων με βάση τη σχέση:

$$P_{RES,max,D} = \sum_i c_{D,i} \cdot P_{Dn,i} \quad (5.5)$$

, όπου $c_{D,i}$ είναι ο συντελεστής δυναμικού περιορισμού της i -οστής συμβατικής μονάδας.

Ο συνολικός περιορισμός απορρόφησης ισχύος ΑΠΕ είναι ο αυστηρότερος από τους δύο επιμέρους περιορισμούς:

$$P_{RES,max} = \min \{P_{RES,max,T}, P_{RES,max,D}\} \quad (5.6)$$

Σε υβριδικά συστήματα με διατάξεις αποθήκευσης, όπως αυτά που μελετώνται στην παρούσα εργασία, η διείσδυση ΑΠΕ δεν περιορίζεται από τους παραπάνω περιορισμούς. Η παρουσία των αποθηκευτικών διατάξεων επεκτείνει τη δυνατότητα απορρόφησης ισχύος από ΑΠΕ, καθώς η περίσσεια ισχύος που διαφορετικά θα προκαλούσε αστάθεια χρησιμοποιείται για την πλήρωσή τους. Ο περιορισμός Τ.Ε. εξακολουθεί να ισχύει αλλά είναι πλέον πιο ελαστικός, ενώ ο δυναμικός περιορισμός παύει να ισχύει καθώς σε περίπτωση απότομης απώλειας ισχύος ΑΠΕ, σε κλίμακα δευτερολέπτων, η ισχύς παρέχεται από τις μπαταρίες με την προϋπόθεση βέβαια ότι η ικανότητα απόδοσης βηματικής τάσης είναι τουλάχιστον αντίστοιχη αυτής των συμβατικών μονάδων. Πιο συγκεκριμένα, ο περιορισμός διείσδυσης διαμορφώνεται τώρα ως εξής (προφανώς στη διαμόρφωση χωρίς το σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου απουσιάζουν οι αντίστοιχοι όροι της εξ. 5.7):

$$P_{RES,max}^{Σενάριο2} = P_{RES,max,T}^{Σενάριο2} = P_L - \sum_i c_{T,i} \cdot P_{Dn,i} - \sum_i c_{T,H2,i} \cdot P_{Dn,H2i} + P_{Bch,max} + P_{H2ch,max} \quad (5.7)$$

, όπου: $c_{T,H2,i}$ είναι ο συντελεστής Τ.Ε. της i -οστής μονάδας καύσης H2

$P_{Dn,H2i}$ είναι η ονομαστική ισχύς της i -οστής μονάδας καύσης H2

Από τη μορφή της εξ. 5.7 είναι φανερό ότι επιλέχτηκε η δυνατότητα ένταξης ηλεκτρολυτών κατά τη διάρκεια της λειτουργίας στο δεύτερο σενάριο. Η επιλογή αυτή έγινε για να αξιοποιηθεί τυχούσα περίσσεια ενέργειας που δε μπορεί να απορροφηθεί από τις μπαταρίες. Επισημαίνεται όμως ότι γενικά αποφεύγεται η ταυτόχρονη λειτουργία του ηλεκτρολύτη με τις μονάδες καύσης H2 λόγω μειωμένης απόδοσης, αντιθέτως επιδιώκεται η άμεση τροφοδότηση του φορτίου με ισχύ ΑΠΕ όταν αυτό είναι δυνατό. Αντίστοιχα σχόλια ισχύουν και για το τρίτο σενάριο.

Κατά τη φάση της λειτουργίας στο δεύτερο σενάριο, η ζήτηση καλύπτεται από κοινού από τα H/Z, τις μονάδες ΑΠΕ και τις μπαταρίες. Αρχικά εντάσσονται τα H/Z υδρογόνου ή και οι νηξελογεννήτριες που έχουν προετοιμαστεί και φορτίζονται στα τεχνικά τους ελάχιστα. Στη συνέχεια, γίνεται ένταξη των μονάδων ΑΠΕ δίνοντας προτεραιότητα κατά σειρά στα φωτοβολταϊκά, στην μικρή Α/Γ και τέλος στις μεγάλες Α/Γ. Εάν η διαθέσιμη ισχύς δεν επαρκεί για την κάλυψη του φορτίου, τότε το υπολειπόμενο φορτίο τροφοδοτείται κατά προτεραιότητα αυξάνοντας την φόρτιση των H/Z υδρογόνου και εκφορτίζοντας τη συστοιχία των μπαταριών, αποφεύγοντας όμως την εκφόρτιση τους κάτω από το όριο SOC_{min2} . Εάν υπάρχει ακόμα υπολειπόμενο φορτίο αυξάνεται η φόρτιση των νηξελογεννητριών. Στο σημείο αυτό πρέπει να σημειωθεί ότι στη συγκρότηση χωρίς υδρογόνο και μετά τη φόρτιση των συμβατικών μονάδων στα Τ.Ε. προτεραιότητα έχει η περαιτέρω φόρτιση τους παρά η απόδοση ισχύος από τους συσσωρευτές. Δοκιμάστηκε και εναλλακτική στρατηγική με την ακριβώς ανάποδη προτεραιότητα και διαπιστώθηκε ότι τα αποτελέσματα είναι ελαφρώς χειρότερα. Πιο συγκεκριμένα, η επιλεγμένη στρατηγική καταπονεί λιγότερο τις μπαταρίες αυξάνοντας τη διάρκεια ζωής τους, ελαχιστοποιεί τις εκκινήσεις μονάδων και εμφανίζει υψηλότερη διείσδυση σε μερικές διαστασιολογήσεις. Από την άλλη μεριά, εάν υπάρχει περίσσεια ΑΠΕ τότε χρησιμοποιείται για τη φόρτιση των συσσωρευτών αυξάνοντας τη διείσδυση, ενώ το ποσοστό της ισχύος που δεν μπορεί να αξιοποιηθεί από τις μπαταρίες

οφείλει να απορρίπτεται. Στην περίπτωση που είναι ενταγμένοι ηλεκτρολύτες απορροφούν την ισχύ που δεν μπορεί να αποθηκευτεί από τους συσσωρευτές λόγω περιορισμών.

Σε αυτό το σενάριο λειτουργίας τη ρύθμιση της συχνότητας μπορεί να την αναλάβουν είτε τα ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη είτε ο μετατροπέας των συσσωρευτών του υβριδικού σταθμού. Στην εργασία [15] δείχτηκε ότι σε τέτοια συστήματα εξασφαλίζεται καλύτερη λειτουργία εάν η συχνότητα ρυθμίζεται αρχικά από τα H/Z και ακολούθως και εάν χρειαστεί από τους συσσωρευτές μέσω του μετατροπέα τους. Ο μετατροπέας του υβριδικού σταθμού ρυθμίζεται ώστε να αποδίδει ενέργεια με πιο αργό ρυθμό από ότι τα H/Z. Με αυτόν τον τρόπο διατηρείται η ευστάθεια του συστήματος σε περιπτώσεις που υφίσταται διείσδυση της αιολικής παραγωγής σε ποσοστά άνω της ικανότητας δυναμικής απόκρισης των H/Z και χάνεται απότομα στο σύνολό της. Αυτή η λογική σε ότι αφορά τη ρύθμιση της συχνότητας ακολουθείται και στην παρούσα εργασία.

6.4.3 3^ο Σενάριο

Όταν το σύστημα λειτουργεί με βάση το τρίτο σενάριο το φορτίο καλύπτεται από τα ενταγμένα H/Z και την παραγωγή ΑΠΕ. Αρχικά, τα H/Z υδρογόνου και ενδεχομένως οι νηξελογεννήτριες φορτίζονται στα τεχνικά τους ελάχιστα και στη συνέχεια εντάσσεται η ισχύς ΑΠΕ με τη γνωστή σειρά προτεραιότητας. Στην περίπτωση αυτή οι συσσωρευτές έχουν μπει σε διαδικασία φόρτισης και δεν είναι δυνατή η απόδοση ισχύος από αυτούς. Για αυτόν τον λόγο είναι απαραίτητος ο συνυπολογισμός του δυναμικού περιορισμού κατά την ένταξη των ΑΠΕ, ώστε να μην υπάρχει κίνδυνος να επέλθει αστάθεια στο σύστημα. Στην συγκρότηση του συστήματος χωρίς το σύστημα H2 λαμβάνεται υπόψη μόνο το όριο δυναμικής απόκρισης των συμβατικών μονάδων, ενώ στη συγκρότηση με το σύστημα H2 λαμβάνονται επιπλέον υπόψη τα δυναμικά όρια των H/Z H2. Ο υπολογισμός του περιορισμού T.E. γίνεται με παρόμοιο τρόπο όπως στο δεύτερο σενάριο. Συνολικά, οι περιορισμοί διείσδυσης που λαμβάνονται υπόψη σε αυτήν την κατάσταση λειτουργίας δίνονται από τις σχέσεις 5.7 έως 5.9. Εάν απαιτείται περισσότερη ισχύς για την κάλυψη του φορτίου, ο ελεγκτής του συστήματος δίνει σήμα για περαιτέρω φόρτιση στα H/Z υδρογόνου πρώτα και στις συμβατικές μονάδες στη συνέχεια.

$$P_{RES,max,T}^{Σενάριο3} = P_L - \sum_i c_{T,i} \cdot P_{Dn,i} - \sum_i c_{T,H2,i} \cdot P_{Dn,H2i} + P_{Bch,max} + P_{H2ch,max} \quad (5.8)$$

$$P_{RES,max,D}^{Σενάριο3} = \sum_i c_{D,i} \cdot P_{Dn,i} + \sum_i c_{D,H2,i} \cdot P_{Dn,H2i} \quad (5.9)$$

$$P_{RES,max}^{Σενάριο3} = \min \{ P_{RES,max,T}^{Σενάριο3}, P_{RES,max,D}^{Σενάριο3} \} \quad (5.10)$$

, όπου $c_{D,H2,i}$ είναι ο συντελεστής δυναμικού περιορισμού της i-οστής μονάδας καύσης H2.

Στη διαμόρφωση του συστήματος μόνο με συσσωρευτές, οι τελευταίοι φορτίζονται από την περίσσεια ΑΠΕ που διαφορετικά θα απορριπτόταν. Για το σύστημα που περιλαμβάνει επιπλέον το σύστημα H2 πραγματοποιήθηκαν δύο παραλλαγές του αλγορίθμου. Στην πρώτη περίπτωση οι συσσωρευτές φορτίζονται αποκλειστικά από την περίσσεια ΑΠΕ, ενώ στη δεύτερη εφαρμόζεται η μέθοδος boost charging. Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή, όταν η περίσσεια ΑΠΕ δεν επαρκεί για την φόρτιση των συσσωρευτών με τον μέγιστο επιτρεπτό ρυθμό χρησιμοποιούνται οι ενταγμένες μονάδες καύσης υδρογόνου για το σκοπό αυτό. Με άλλα λόγια αυξάνεται προσωρινά η φόρτιση των H/Z H2 έτσι ώστε να επιτευχθεί ταχύτερη φόρτιση των μπαταριών, με αποτέλεσμα να μπορούν να αναλάβουν φορτίο γρηγορότερα επιτρέποντας τη λειτουργία του συστήματος σύμφωνα με το πρώτο σενάριο.

6.5 Υποφορτίσεις - Μέθοδοι Ένταξης - Επιμερισμός Ισχύος μεταξύ Συμβατικών Μονάδων

Κατά τη λειτουργία με βάση το δεύτερο ή το τρίτο σενάριο, λόγω της τήρησης υψηλής εφεδρείας και της αβεβαιότητας στην πρόβλεψη φορτίου, υπάρχει πιθανότητα το πραγματικό φορτίο να είναι μικρότερο από το συνολικό T.E. των ενταγμένων μονάδων. Σε αυτήν την περίπτωση έγινε η παραδοχή ότι η συμβατική μονάδα μπορεί να υποφορτιστεί προσωρινά κάτω από το τεχνικό της ελάχιστο μόνο κατά ένα προκαθορισμένο ποσοστό (40% της ονομαστικής ισχύος), ενώ η υπόλοιπη ισχύς πρέπει να αποδοθεί στο σύστημα για την αποφυγή βλάβης. Προκειμένου να μην προκληθεί αστάθεια στο σύστημα η ισχύς αυτή που προέρχεται από τις νηξελογεννήτριες αξιοποιείται για τη φόρτιση των συσσωρευτών. Αυτή είναι και η μόνη περίπτωση που επιτρέπεται η χρήση των συμβατικών μονάδων για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης, η οποία εν γένει αποφεύγεται για να διατηρείται η κατανάλωση καυσίμου σε χαμηλά επίπεδα.

Στο σημείο αυτό πρέπει να σημειωθούν οι δύο διαφορετικές μέθοδοι ένταξης των συμβατικών μονάδων που ακολουθήθηκαν τόσο στο δεύτερο όσο και στο τρίτο σενάριο λειτουργίας.

- Προκαθορισμένη σειρά ένταξης: οι οικονομικότερες από άποψη κατανάλωσης καυσίμου μονάδες εντάσσονται πρώτες. Στην περίπτωση που οι οικονομικότερες μονάδες είναι υψηλότερης ονομαστικής ισχύος, και επομένως μεγαλύτερων τεχνικών ελαχίστων, από τις λιγότερο οικονομικές, επηρεάζεται αρνητικά η δυνατότητα διείσδυσης ΑΠΕ, όπως φαίνεται από τις εξ. 5.6 και 5.7. Αυτό επιφέρει μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης των μονάδων ΑΠΕ ενώ, υπό συνθήκες, ακόμα και μεγαλύτερη ετήσια κατανάλωση καυσίμου. Από την άλλη μεριά, η συγκεκριμένη μέθοδος ένταξης αναμένεται να πλεονεκτεί στην περίπτωση που υπάρχει μεγάλη διαφορά στην ειδική κατανάλωση καυσίμου ανάμεσα στις οικονομικές και τις λιγότερο οικονομικές μονάδες.
- Δυναμική ένταξη: δεν ακολουθείται προκαθορισμένη σειρά ένταξης αλλά αντιθέτως εφαρμόζεται μία μέθοδος δυναμικής ένταξης. Πιο συγκεκριμένα, στο μισό κάθε ώρας γίνεται εκτίμηση της αναμενόμενης καθαρής ζήτησης κατά το επόμενο διάστημα κατανομής και εντάσσεται ο βέλτιστος συνδυασμός μονάδων. Ο βέλτιστος συνδυασμός είναι αυτός που αποτελείται από το μικρότερο δυνατό πλήθος μονάδων, ώστε να ελαχιστοποιούνται οι εκκινήσεις, και που επιπλέον εξασφαλίζει το ελάχιστο δυνατό συνολικό T.E. Για την διαμόρφωση του κώδικα δυναμικής ένταξης ακολουθήθηκαν τα εξής βήματα:
 1. Θεωρήθηκαν όλοι οι δυνατοί συνδυασμοί μονάδων και σημειώθηκαν οι αντίστοιχες ονομαστικές ισχύεις και τα αντίστοιχα T.E.
 2. Σχηματίστηκε το διάνυσμα των ονομαστικών ισχύων των συνδυασμών, έστω $\text{Vector}_{\text{Pnom}}$, και ταξινομήθηκε σε αύξουσα σειρά.
 3. Παράλληλα με το διάνυσμα αυτό κρατήθηκε ένα δεύτερο διάνυσμα που περιέχει το πλήθος των ενταγμένων μονάδων κάθε συνδυασμού, έστω $\text{Vector}_{\text{No_Units}}$.
 4. Διαμορφώθηκαν τα διαστήματα ισχύος. Για όλες τις τιμές αναμενόμενης καθαρής ζήτησης ισχύος σε κάθε από τα διαμορφωθέντα διαστήματα εντάσσεται ο ίδιος συνδυασμός συμβατικών μονάδων. Το πρώτο διάστημα έχει κάτω άκρο το μηδέν, το τελευταίο διάστημα έχει άνω άκρο την ονομαστική ισχύ του ΤΣΠ, ενώ το κάτω άκρο κάθε διαστήματος είναι ίσο με το άνω άκρο του προηγούμενου διαστήματος. Το άνω άκρο του πρώτου διαστήματος ισούται με την αριστερότερη τιμή του $\text{Vector}_{\text{Pnom}}$ για την οποία η αντίστοιχη τιμή του $\text{Vector}_{\text{No_Units}}$ είναι 1. Γενικά, το άνω άκρο του i διαστήματος ισούται με την αριστερότερη τιμή του $\text{Vector}_{\text{Pnom}}$ που είναι μεγαλύτερη από το άνω άκρο του $i-1$ διαστήματος ισχύος και για την οποία η αντίστοιχη τιμή του

$Vector_{No_Units}$ είναι κατά προτεραιότητα μικρότερη, ίση ή το πολύ κατά ένα μεγαλύτερη από το πλήθος των ενταγμένων μονάδων κατά το $i-1$ διάστημα ισχύος.

Με τον αλγόριθμο αυτό το εύρος της διαθέσιμης ισχύος του ΤΣΠ χωρίζεται σε διαστήματα, σε καθένα από τα οποία εξασφαλίζεται ότι θα λειτουργεί ο μικρότερος δυνατός αριθμός συμβατικών μονάδων, επιδιώκοντας παράλληλα το μικρότερο δυνατό τεχνικό ελάχιστο. Η λογική αυτή δεν συμφωνεί πάντα με τη σειρά οικονομικότητας των μονάδων, ωστόσο αναμένεται ότι πλεονεκτεί στο βαθμό που πρωταρχικός στόχος είναι η μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ. Επιπλέον, εάν οι συμβατικές μονάδες διαφορετικής ονομαστικής ισχύος του αυτόνομου σταθμού έχουν παραπλήσιες ειδικές καταναλώσεις, η μέθοδος δυναμικής ένταξης αναμένεται να πλεονεκτεί έναντι της προκαθορισμένης σειράς. Για να φανεί καλύτερα η μέθοδος εφαρμόζεται στην περίπτωση του ΤΣΠ του Αγ. Ευστρατίου στο σύστημα του οποίου εστιάζει η παρούσα εργασία.

1. Συγκρότηση ΤΣΠ σε kW: [220 220 220 90 90]
2. $Vector_{pnom} = [90 \ 180 \ 220 \ 310 \ 400 \ 440 \ 530 \ 620 \ 660 \ 750 \ 840]$
3. $Vector_{No_Units} = [1 \ 2 \ 1 \ 2 \ 3 \ 2 \ 3 \ 4 \ 3 \ 4 \ 5]$
4. Διαμόρφωση διαστημάτων ισχύος:

(0 - 90]	1 μονάδα 90 kW	1 μονάδα
(90 - 110]	2 μονάδες 90 kW	2 μονάδες
(110 - 220]	1 μονάδα 220 kW	1 μονάδα
(220 - 310]	1 μονάδα 220 kW και 1 μονάδα 90 kW	2 μονάδες
(310 - 440]	2 μονάδες 220 kW	2 μονάδες
(440 - 530]	2 μονάδες 220 kW και 1 μονάδα 90 kW	3 μονάδες
(530 - 660]	3 μονάδες 220 kW	3 μονάδες
(660 - 750]	3 μονάδες 220 kW και 1 μονάδα 90 kW	4 μονάδες
(750 - 840]	3 μονάδες 220 kW και 2 μονάδες 90 kW	5 μονάδες

Παρατηρούμε ότι στο διάστημα (90 - 110] εντάσσονται 2 μονάδες 90 kW, καθώς ο περιορισμός T.E. δεν επιτρέπει την ένταξη 1 μονάδας 220 kW. Αντίθετα, όταν η αναμενόμενη ισχύς είναι τουλάχιστον 110 kW εντάσσεται μία μονάδα 220 kW. Αυτή είναι η μόνη περίπτωση που το άνω άκρο του διαστήματος ισχύος είναι ισχύς τεχνικού ελαχίστου. Εδώ έχουμε επικάλυψη, δηλαδή δύο ήδη ενταγμένες μονάδες 90 kW μπορούν να ανταποκριθούν σε εύρος φορτίου (110 - 180 kW), που όμως η μέθοδος ένταξης το αντιστοιχεί σε μία μονάδα 220 kW. Η επικάλυψη αυτή οδηγεί σε ανεπιθύμητες εναλλαγές στην ένταξη δύο μονάδων 90 kW και μίας μονάδας 220 kW. Για την αποφυγή τους, στον αλγόριθμο ένταξης ενσωματώθηκε έλεγχος σύμφωνα με τον οποίο εάν οι ήδη ενταγμένες μονάδες είναι κατάλληλες για την κάλυψη του φορτίου, παραμένουν σε λειτουργία.

Ένα άλλο σημαντικό θέμα που αφορά στον τρόπο λειτουργίας των συμβατικών μονάδων αποτελεί ο τρόπος επιμερισμού του φορτίου ανάμεσα στις ενταγμένες μονάδες όταν απαιτείται φόρτιση πέραν των τεχνικών τους ελαχίστων. Η μέθοδος που ακολουθήθηκε στην παρούσα εργασία περιλαμβάνει ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής των μονάδων κατά το τρέχον βήμα της προσομοίωσης. Πιο αναλυτικά, γίνεται η παραδοχή ότι οι καμπύλες ειδικής κατανάλωσης των συμβατικών μονάδων προσεγγίζονται από τριώνυμο της μορφής:

$$SFC(x) = sqcoeff \cdot x^2 + lincoeff \cdot x + constcoeff \quad (5.10)$$

, όπου: SFC είναι η ειδική κατανάλωση καυσίμου (specific fuel consumption) σε μονάδες kg/kWh

x είναι το πηλίκο της ισχύος εξόδου της μονάδας προς την ονομαστική της ισχύ

Έστω ότι στο i δεκάλεπτο της προσομοίωσης το πλήθος των ενταγμένων συμβατικών μονάδων είναι $\text{DieselInOperation}(i)$. Τότε η κατανάλωση καυσίμου κατά το τρέχον δεκάλεπτο δίνεται από τη σχέση:

$$FC(i) = \sum_{k=1}^{\text{DieselInOperation}(i)} \left[SFC_k(x_k) \cdot x_k \cdot P_{Dn,k} \cdot \frac{1}{6} \right] \quad (5.11)$$

, όπου: $SFC_k(x_k)$ είναι η ειδική κατανάλωση καυσίμου της k -οστής μονάδας για φόρτιση $x_k = P_{D,k} / P_{Dn,k}$

$x_k \cdot P_{Dn,k} \cdot \frac{1}{6}$ είναι η ενέργεια που αποδίδει η k -οστή μονάδα σε ένα δεκάλεπτο

Η εξ. 5.11 αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση. Έτσι, σε κάθε βήμα της προσομοίωσης που το σύστημα λειτουργεί με ενταγμένες νηζελογεννήτριες, σχηματίζεται η αντικειμενική συνάρτηση και ελαχιστοποιείται προς εύρεση του διανύσματος $\underline{x} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_{\text{DieselInOperation}(i)}]^T$, διάστασης $\text{DieselInOperation}(i)$, το οποίο περιέχει το βέλτιστο συνδυασμό φορτίσεων των ενταγμένων μονάδων. Η μέθοδος ελαχιστοποίησης που ενσωματώθηκε στον αλγόριθμο προσομοίωσης είναι η quasi-Newton, στην οποία ο πίνακας Hessian της Lagrangian υπολογίζεται με τη χρήση αριθμητικών μεθόδων. Για την ελαχιστοποίηση στο πρόγραμμα σε γλώσσα MATLAB χρησιμοποιήθηκε η ρουτίνα `fmincon` που χρησιμοποιεί τον αλγόριθμο `active-set`, ενώ οι εξισωτικοί και ανισωτικοί περιορισμοί του προβλήματος ελαχιστοποίησης είναι:

$$\begin{bmatrix} P_{Dn,1} & P_{Dn,2} & \dots & P_{Dn,\text{DieselInOperation}(i)} \end{bmatrix} \cdot \underline{x} = \text{Total Gensets' Loading} \quad (5.12)$$

$$\begin{bmatrix} 0.5 \\ 0.5 \end{bmatrix} \leq \underline{x} \leq \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

Επιπλέον, αξίζει να σημειωθεί ότι κατά τον υπολογισμό της real time κατανάλωσης καυσίμου λαμβάνεται υπόψη και η κατανάλωση καυσίμου εκκίνησης (startup consumption), στην περίπτωση που μονάδα εντάσσεται στην αρχή της τρέχουσας ώρας.

6.6 Στρατηγική Ένταξης Ηλεκτρολυτών και H/Z Υδρογόνου

Η απόφαση για την ένταξη ή μη ηλεκτρολυτών γίνεται στην αρχή της κάθε ώρας για λόγους που αναφέρθηκαν προηγουμένως. Με βάση την περίσσεια ισχύος τη στιγμή της απόφασης, λαμβάνοντας υπόψη και τις δυνατότητες φόρτισης των συσσωρευτών, αποφασίζεται ο κατάλληλος αριθμός ηλεκτρολυτών που πρέπει να ενταχθούν ώστε να μην παραβιάζεται η εξ. 5.2. Κατά την απόφαση λαμβάνεται υπόψη και η μεταβολή της παραγωγής ΑΠΕ κατά το πιο πρόσφατο δεκάλεπτο, ώστε να μπορεί να εκτιμηθεί εάν η παραγωγή ΑΠΕ είναι σε φάση αύξησης ή μείωσης και να αποφεύγεται η ένταξη μεγαλύτερου πλήθους ηλεκτρολυτών από ότι πρέπει. Οι ηλεκτρολύτες που εντάσσονται στην αρχή της ώρας λειτουργούν τουλάχιστον μέχρι το τέλος της, εκτός εάν σε κάποιο δεκάλεπτο η περίσσεια ισχύος δεν επαρκεί για τη λειτουργία του ηλεκτρολύτη οπότε απαιτείται εκφόρτιση των συσσωρευτών για την υποστήριξη της διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης. Σε αυτήν την περίπτωση κατάλληλος αριθμός ηλεκτρολυτών τίθεται αυτομάτως εκτός λειτουργίας μέχρι το τέλος της τρέχουσας ώρας. Ο αλγόριθμος διαχείρισης λαμβάνει μέριμνα ώστε να απεντάσσονται οι ηλεκτρολύτες που έχουν το μεγαλύτερο χρόνο λειτουργίας, μέχρι εκείνη τη στιγμή, και που δεν έχουν εκκινήσει

πολύ πρόσφατα. Επιπλέον, επιδιώκεται το συνολικό πλήθος των εκκινήσεων να επιμερίζεται σε όλες τις διαθέσιμες μονάδες ηλεκτρόλυσης.

Γενικά, λόγω της μεγάλης διαφοράς στο βαθμό απόδοσης μεταξύ των δύο συστημάτων αποθήκευσης, η περίσσεια ισχύος αποθηκεύεται πάντα κατά προτεραιότητα στις μπαταρίες. Σε ότι αφορά την απόδοση ισχύος από τις αποθηκευτικές διατάξεις διερευνήθηκε τόσο η περίπτωση να έχουν προτεραιότητα οι συσσωρευτές, όσο και η περίπτωση να προηγούνται τα H/Z υδρογόνου. Για να συμπεριληφθούν και οι δύο επιλογές στον αλγόριθμο προσομοίωσης χρησιμοποιήθηκε μία «Παράμετρος Υστέρησης». Πρόκειται για μία παράμετρο που αντιστοιχεί στο SOC των συσσωρευτών και ανάλογα με την τιμή της δίνεται προτεραιότητα στις μπαταρίες ή στις μονάδες καύσης υδρογόνου. Πιο συγκεκριμένα, στη φάση προγραμματισμού της λειτουργίας όταν το SOC είναι μικρότερο από την παράμετρο υστέρησης, ακόμα και αν η αποθηκευμένη ενέργεια στην μπαταρία επιτρέπει τη λειτουργία στο πρώτο σενάριο, εφαρμόζεται το δεύτερο σενάριο. Δίνεται δηλαδή εντολή εκκίνησης μίας μονάδας υδρογόνου, μολονότι δεν είναι απαραίτητο, η οποία έχει προτεραιότητα στην κάλυψη του φορτίου σε σχέση με τους συσσωρευτές. Όπως θα φανεί από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, η τιμή της παραμέτρου επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό τη διάρκεια ζωής των συσσωρευτών.

Σημείωση:

Στο Παράρτημα παρουσιάζονται τα λογικά διαγράμματα (flowcharts) που επεξηγούν συνοπτικά τον προτεινόμενο τρόπο λειτουργίας. Τα blocks που έχουν διπλή γραμμή και bold γραμματοσειρά είναι σύνθετα και τα επιμέρους flowcharts παρουσιάζονται ακολούθως.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΟΥ ΑΓΙΟΥ ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΥ

7.1 Εισαγωγή στο Σύστημα του Αγίου Ευστρατίου

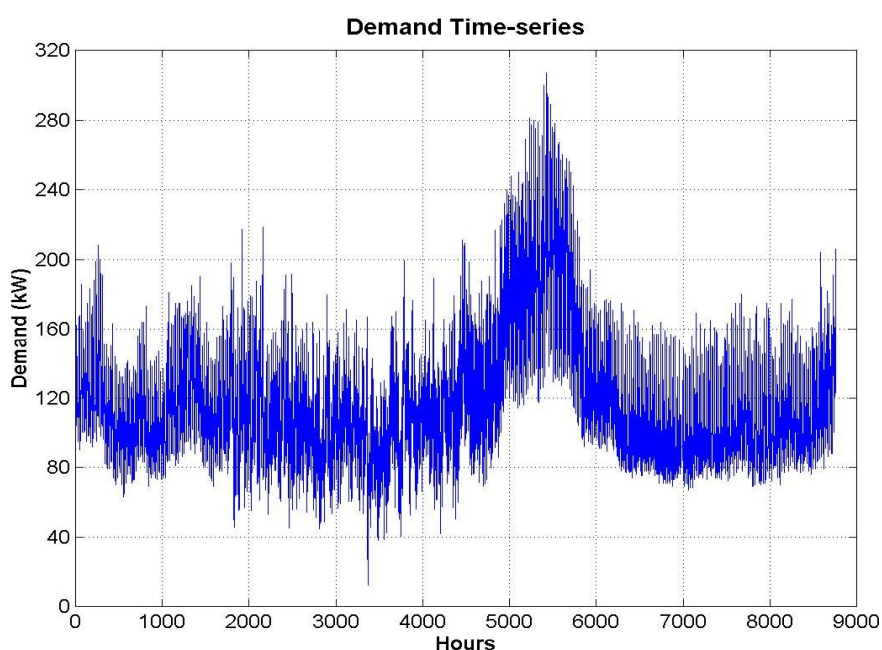
Ο Άγιος Ευστράτιος είναι ένα νησί του βορειοανατολικού Αιγαίου που ανήκει στο νομό Λέσβου και με βάση την απογραφή του 2001 ο πληθυσμός του ανέρχεται στους 371 μόνιμους κατοίκους (στοιχεία από ΕΣΥΕ). Το νησί δεν είναι διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας και μέχρι σήμερα η ηλεκτροπαραγωγή στηρίζεται στη λειτουργία συμβατικών μονάδων παραγωγής. Στα πλαίσια του έργου «Πράσινο Νησί» μελετάται η ανάπτυξη και η εγκατάσταση στο νησί υβριδικού συστήματος ΑΠΕ με διατάξεις αποθήκευσης ενέργειας.

Σκοπός του έργου είναι να μελετηθούν οι διαφορετικές τεχνολογικές λύσεις που είναι διαθέσιμες και, αφού επιλεγούν οι κατάλληλες, να προταθεί ο τρόπος λειτουργίας και διαχείρισης του συστήματος που να εξασφαλίζει βέλτιστη απόδοση και αξιοπιστία. Επιπλέον, μελετώνται οι δυνατότητες επίτευξης 100% διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, μηδενίζοντας την χρήση ορυκτών καυσίμων και καθιστώντας το νησί ενεργειακά αυτόνομο. Το έργο, που χρηματοδοτείται από την Γενική Γραμματεία Έρευνας και Ανάπτυξης έχει τόσο πρακτικό όσο και πιλοτικό χαρακτήρα. Ο αλγόριθμος διαχείρισης και ενεργειακής προσομοίωσης υβριδικών συστημάτων που αναπτύχθηκε στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας εφαρμόστηκε για την περίπτωση του Αγίου Ευστρατίου.

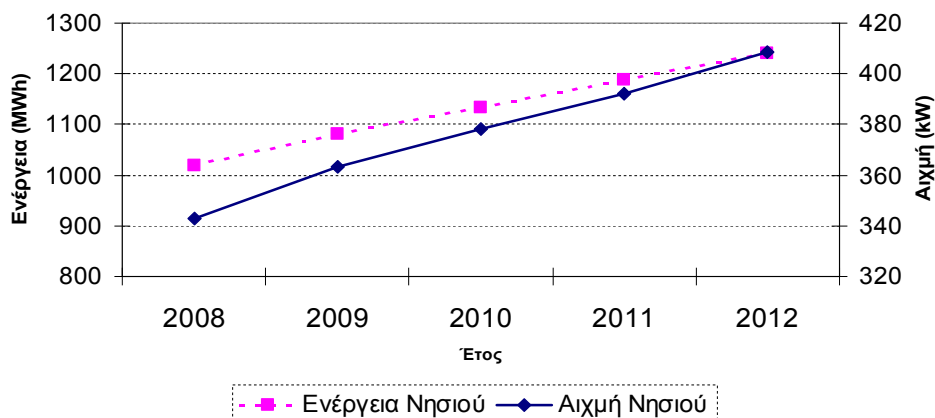
7.2 Δεδομένα Συστήματος

Τα μόνα διαθέσιμα στοιχεία για το φορτίο του νησιού προέρχονται από μετρήσεις στον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής (ΤΣΠ) του νησιού για την περίοδο 23/7/2008-16/3/2009, οι οποίες διατέθηκαν από τη ΔΕΗ/ΔΔΝ. Για το υπόλοιπο διάστημα του έτους χρησιμοποιήθηκαν πραγματικές μετρήσεις από άλλο νησιωτικό σύστημα μικρού μεγέθους, οι οποίες κανονικοποιήθηκαν κατάλληλα με βάση το μέγεθος του Αγ. Ευστρατίου. Η χρονοσειρά ωριαίων τιμών του φορτίου που προέκυψε με αυτή τη διαδικασία παρουσιάζεται στο Σχ. 7.1. Από τη χρονοσειρά είναι φανερό η έντονη εποχικότητα, με την μέγιστη ζήτηση να παρατηρείται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες και ιδιαίτερα τον Αύγουστο. Πιο συγκεκριμένα, η αιχμή της ζήτησης το έτος 2008 ανήλθε σε 307 kW ως μέση ωριαία τιμή και περίπου 350 kW ως μέγιστη τιμή.

Ο συντελεστής φορτίου του συστήματος είναι 36%, κάτι που σημαίνει ότι το μέσο φορτίου του νησιού είναι $P_{\text{mean}}=126 \text{ kW}$, ενώ η μέση τιμή του συντελεστή ισχύος είναι 0.938 επαγωγικός. Η ετήσια κατανάλωση ενέργειας που αντιστοιχεί στη χρονοσειρά αυτή είναι 1023 MWh. Η μέση ημερήσια κατανάλωση ενέργειας είναι περίπου 2800 kWh, με την μέγιστη τιμή της όμως να ανέρχεται σε 5500 kWh κατά τις ημέρες αιχμής του Αυγούστου. Σημαντικό παράμετρο για τη σωστή σχεδίαση του συστήματος αποτελεί η πρόβλεψη για την μελλοντική εξέλιξη της αιχμής και της ετήσιας ζήτησης ενέργειας. Εφαρμόζοντας βραχυχρόνια πρόβλεψη με βάση τα σημερινά δεδομένα, η ΔΕΗ/ΔΔΝ εκτιμά την μεταβολή του φορτίου που παρουσιάζεται στο Σχ. 7.2. Σύμφωνα με τα στοιχεία αυτά η αιχμή του φορτίου το έτος 2012 εκτιμάται στα 408 kW, δηλαδή παρουσιάζει μία αύξηση περίπου 16,5% σε σχέση με το έτος 2008. Η πρόβλεψη αυτή έχει γίνει χωρίς να ληφθούν υπόψη οι σχεδιαζόμενες ενεργειακές και περιβαλλοντικές παρεμβάσεις στο νησί, οι οποίες αναμένεται να διαφοροποιήσουν σημαντικά την εξέλιξη της ζήτησης. Για να συμπεριληφθεί ο παράγοντας της μεταβολής του φορτίου στις προσομοιώσεις θεωρήθηκαν δύο βασικά σενάρια για το φορτίο.



Σχ.7.1 Χρονοσειρά ζήτησης νησιού έτους 2008 (ωριαίες τιμές).



Σχ. 7.2 Εξέλιξη της ετήσιας ζήτησης ενέργειας και της αιχμής νησιού μέχρι το 2012 (Πηγή ΔΕΗ-ΔΔΝ).

Το σενάριο χαμηλού φορτίου αντιστοιχεί στα επίπεδα ζήτησης του 2008 και θα μπορούσε να αντιπροσωπεύει το μελλοντικό φορτίο του νησιού σε περίπτωση επιτυχούς εφαρμογής των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας. Στο σενάριο υψηλού φορτίου το φορτίο του νησιού παρουσιάζει αύξηση 50% σε σχέση με την τιμή του έτους 2008, δηλαδή η μέγιστη ωριαία ζήτηση είναι 460.5 kW, ενώ η ετήσια ζήτηση 1534.5 MWh. Το σενάριο αυτό λαμβάνει υπόψη την πιθανή αύξηση του φορτίου λόγω της αύξησης του μόνιμου πληθυσμού, καθώς και λόγω των ενεργειακών παρεμβάσεων στο νησί. Πιο συγκεκριμένα, σχεδιάζεται η διάδοση της ηλεκτροκίνησης με την εγκατάσταση σταθμών φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων και η κάλυψη θερμικών και ψυκτικών φορτίων των δημοτικών κτιρίων με τη χρήση γεωθερμικών αντλιών.

7.2.1 Δεδομένα Τοπικού Σταθμού Παραγωγής

Ο εγκατεστημένος Τοπικός Σταθμός Παραγωγής (ΤΣΠ) του νησιού περιλαμβάνει πέντε μονάδες καύσης πετρελαίου diesel συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 840 kW, τα επιμέρους τεχνικά χαρακτηριστικά των οποίων παρουσιάζονται στους Πιν. 7-1 και 7-2. Για το έτος 2008 το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος (χωρίς το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂) ήταν 331.65 €/MWh και το ανηγμένο ετήσιο σταθερό κόστος λειτουργίας του ΤΣΠ 312 €/MWh. Με βάση τα στοιχεία αυτά το συνολικό κόστος παραγωγής ανέρχεται σε 643.65 €/MWh, τιμή εξαιρετικά υψηλή αλλά μάλλον χαρακτηριστική των νησιών πολύ μικρού μεγέθους με τροφοδότηση από ΤΣΠ.

Πιν. 7-1 Συγκρότηση του ΤΣΠ του Αγ. Ευστρατίου και τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής του (Πηγή: ΔΕΗ/ΔΑΝ).

ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ	ΕΤΟΣ ΛΗΞΗΣ	ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	ΑΠΟΔΙΔΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ
MAN D2566/ME	DIESEL	1988	2018	90	90	45
MAN D2566/ME	DIESEL	1988	2018	90	90	45
HYUNDAI KD8AX	DIESEL	2002	2032	220	220	110
HYUNDAI KD8AX	DIESEL	2008	2038	220	220	110
NEA HYUNDAI KD8AX	DIESEL	2008	2038	220	220	110
ΣΥΝΟΛΟ				840	840	-

Πιν. 7-2 Ειδική κατανάλωση και βαθμός απόδοσης των μονάδων παραγωγής του ΤΣΠ Αγ. Ευστρατίου (Πηγή: ΔΕΗ/ΔΑΝ).

A.A.	ΟΝΟΜ. ΙΣΧΥΣ [kW]	ΜΟΝΑΔΑ	ΕΙΔ. ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ [g/kWh]			ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ [%]		
			50%	75%	100%	50%	75%	100%
1	90	MAN D2566/ME	291,9	265,8	263,3	30,68442	33,69745	34,01741
2	220	HYUNDAI KD8AX	250,7	240,3	242,8	35,7271	37,27334	36,88955
3	220	NEA HYUNDAI KD8AX	250,7	240,3	242,8	36,2	38,1	39,2

Με βάση τα στοιχεία του Πιν. 7-2 είναι δυνατή η εύρεση των καμπυλών ειδικής κατανάλωσης καυσίμου για καθεμιά από τις γεννήτριες με τη χρήση του MICROSOFT EXCEL. Τα αποτελέσματα της διαδικασίας curve fitting δίνονται στον Πιν. 7-3.

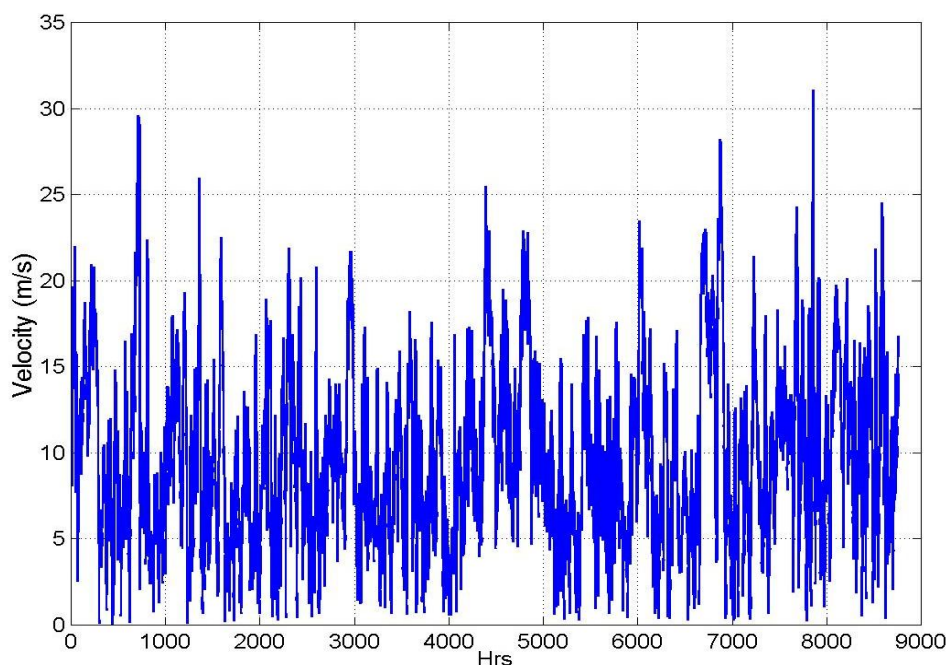
Πιν. 7-3 Συντελεστές καμπυλών ειδικής κατανάλωσης καυσίμου για τους δύο τύπους γεννητριών του ΤΣΠ.

	Square coefficient (kg/kWh)	Linear coefficient (kg/kWh)	Constant coefficient (kg/kWh)
Γεννήτρια 90 kW	0.1888	-0.3404	0.4149
Γεννήτρια 220 kW	0.1032	-0.1706	0.3102

7.2.2 Δεδομένα ΑΠΕ

7.2.2.1 Αιολικό Δυναμικό

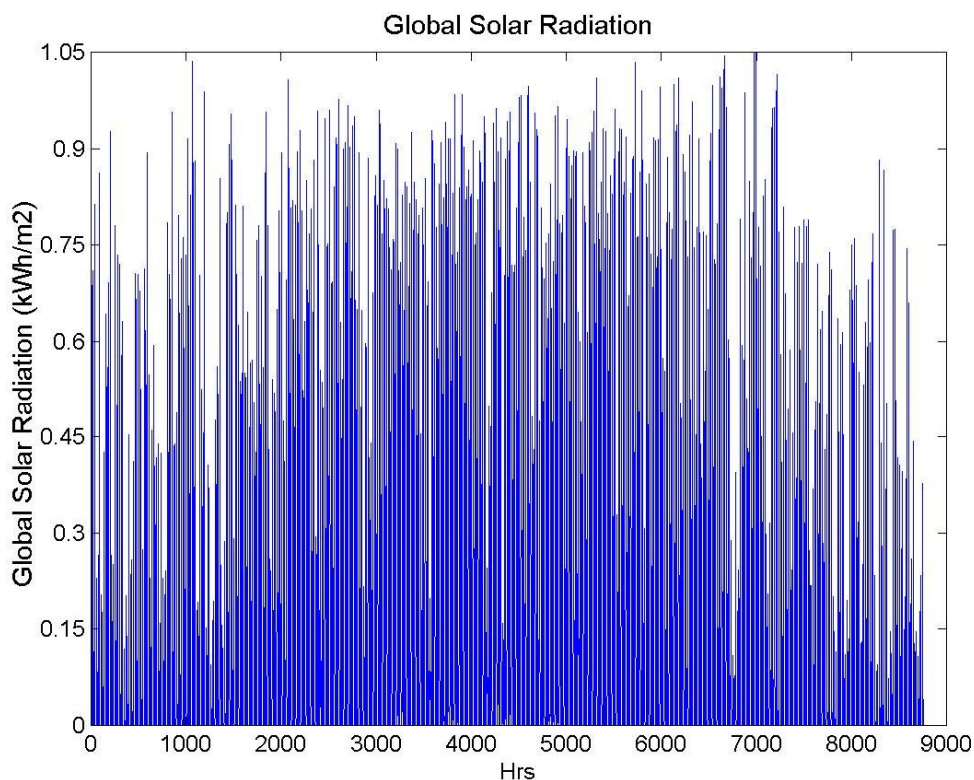
Το αιολικό δυναμικό του νησιού είναι αρκετά πλούσιο. Με βάση της μετρήσεις του ΚΑΠΕ στο νησί η μέση ταχύτητα ανέμου είναι 8.7 m/s στα 10 m και 9.3 m/s στα 50 m. Η εκτιμώμενη κατανομή Weibull η οποία περιγράφει την ταχύτητα ανέμου έχει συντελεστή μορφής $k=1.85$ και συντελεστή κλίμακας 9.9 m/s. Στο Σχ. 7.3 παρουσιάζεται η ετήσια χρονοσειρά ωριαίων τιμών της ταχύτητας του ανέμου, στην οποία έχουν συμπληρωθεί τα κενά για κάποιους μήνες του έτους από χρονοσειρά μετρήσεων ανέμου σε νησί του Β.Α Αιγαίου με παρόμοια ανεμολογικά χαρακτηριστικά και αφού έγιναν οι κατάλληλες προσαρμογές κλίμακας. Από τη χρονοσειρά ανέμου και την καμπύλη ισχύος των Α/Γ προέκυψε η ετήσια χρονοσειρά αιολικής παραγωγής που χρησιμοποιήθηκε σαν πρωτογενές δεδομένο στις προσομοιώσεις.



Σχ. 7.3 Χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου για ένα έτος.

7.2.2.2 Ηλιακό Δυναμικό

Για τη διεξαγωγή των προσομοιώσεων ως πρωτογενές δεδομένο στην παρούσα εργασία χρησιμοποιείται η αναμενόμενη ετήσια χρονοσειρά φωτοβολταϊκής παραγωγής σε κανονικοποιημένη μορφή ανά εγκατεστημένο kW φωτοβολταϊκών συλλεκτών. Ωστόσο, πρέπει να σημειωθεί ότι για τον υπολογισμό αυτής της χρονοσειράς χρησιμοποιήθηκαν συνθετικά μετεωρολογικά δεδομένα ενός έτους που προέκυψαν από το πρόγραμμα PVSYST για την τοποθεσία του Αγίου Ευστρατίου και που διατέθηκαν από το ΚΑΠΕ. Η ετήσια χρονοσειρά ηλιακής ακτινοβολίας στο οριζόντιο επίπεδο για τον Αγ. Ευστράτιο δίνεται στο Σχ. 7.4. Τα δεδομένα αυτά δόθηκαν σαν είσοδο σε υπολογιστικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στο ΕΜΠ το οποίο στηρίζεται στις εξισώσεις περιγραφής του μοντέλου ενεργειακής απόδοσης Φ/Β συστοιχίας των εργαστηρίων Sandia National Laboratories [73] και στο οποίο έχει ενσωματωθεί το ανισοτροπικό μοντέλο των Hay, Davies, Klucher, Reindl, εν συντομία HDKR). Το μοντέλο HDKR [74] χρησιμοποιήθηκε για την αναγωγή της μετρούμενης ακτινοβολίας από το οριζόντιο επίπεδο στο επίπεδο των Φ/Β συλλεκτών. Η χρονοσειρά φωτοβολταϊκής παραγωγής που χρησιμοποιήθηκε αντιστοιχεί στην περίπτωση κλίσης των Φ/Β πλαισίων ίση με 33° , νότιου προσανατολισμού και μηδενικής γωνίας αζιμούθιου. Επιπλέον, ο συντελεστής ανάκλασης του εδάφους ελήφθη ίσος με 0.20. Με αυτές τις παραμέτρους και θεωρώντας Φ/Β στοιχεία κρυσταλλικού Si, η προκύπτουσα αναμενόμενη ετήσια παραγωγή προκύπτει 1295 kWh/kWp.

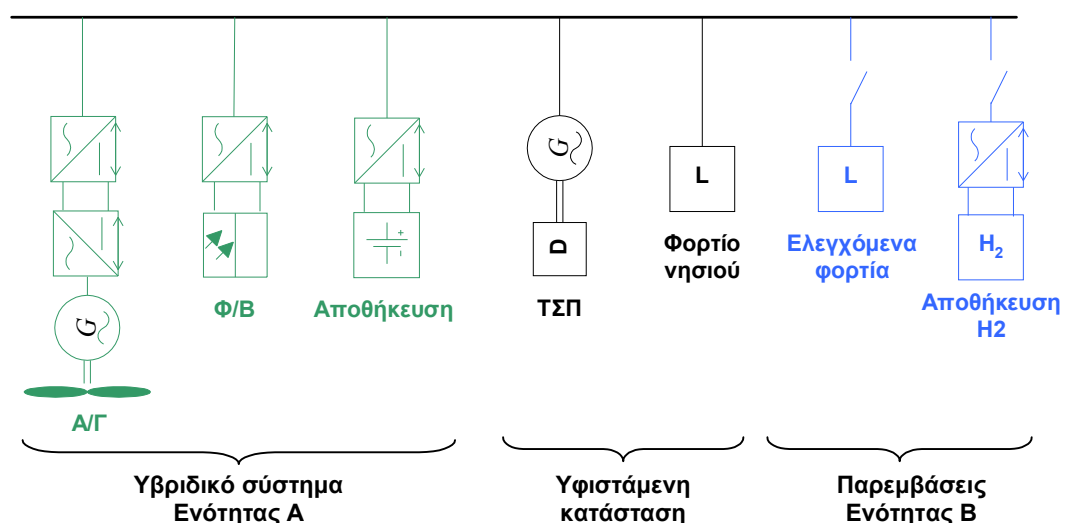


Σχ. 7.4 Ετήσια χρονοσειρά ηλιακής ακτινοβολίας στο οριζόντιο επίπεδο που χρησιμοποιήθηκε για τον Αγ. Ευστράτιο.

7.2.3 Συγκρότηση του Υβριδικού Συστήματος

Το υπό μελέτη σύστημα του Αγ. Ευστρατίου αποτελείται κατ' ελάχιστο από τις παρακάτω συνιστώσες και εικονίζεται σχηματικά στο Σχ. 7.5:

- Το φορτίο του νησιού.
- Τον ήδη εγκατεστημένο θερμικό σταθμό παραγωγής η σύνθεση του οποίου περιγράφηκε στην ενότητα 7.1.2.
- Μία μικρή ανεμογεννήτρια ισχύος 20kW την οποία θα θέσει σε λειτουργία το ΚΑΠΕ εντός του έτους 2009. Η Α/Γ θα συνδεθεί στην πρώτη διακλάδωση της γραμμής ΜΤ του νησιού και σε απόσταση περίπου 3 km από τους ζυγούς του ΤΣΠ.
- Μία ή περισσότερες Α/Γ ενδεικτικής ονομαστικής ισχύος 330 kW. Η επιλογή αυτή συνδέεται με το γεγονός ότι στην αγορά είναι διαθέσιμη Α/Γ αυτής της ισχύος (Enercon E-33). Οι Α/Γ είναι αναγκαίο να διαθέτουν δυνατότητα περιορισμού της ισχύος εξόδου τους κατά συνεχή τρόπο, με βάση εξωτερικό σήμα αναφοράς από το κεντρικό σύστημα ελέγχου καθώς και ικανότητα Fault-Ride-Through ανάλογη με αυτή των σταθμών ΑΠΕ που συνδέονται σε μεγάλα ηλεκτρικά συστήματα.
- Έναν ή περισσότερους Φ/Β σταθμούς με τη χρήση περισσότερων αντιστροφών μικρότερου μεγέθους. Η θέση εγκατάστασης των Φ/Β σταθμών, όπως και των μεγάλων Α/Γ, είναι κοντά στη μικρή Α/Γ.
- Συσσωρευτές τεχνολογίας μολύβδου-οξέως για την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας και μετατροπείς ισχύος για τη σύνδεσή τους στο δίκτυο του νησιού. Οι μετατροπείς πρέπει να έχουν τη δυνατότητα ρύθμισης συχνότητας και τάσης με τη χρήση κατάλληλων συστημάτων ελέγχου, τα οποία θα παραμένουν ενεργά σε όλες τις καταστάσεις λειτουργίας.
- Σύστημα αποθήκευσης με H₂ που αποτελείται από τη μονάδα ηλεκτρόλυσης, τη δεξαμενή αποθήκευσης και H₂ καύσης υδρογόνου για την επανέγχυση της αποθηκευμένης ενέργειας στο σύστημα. Το σύστημα αυτό αντιμετωπίζεται ως ελεγχόμενο φορτίο.
- Λοιπά ελεγχόμενα ή μη φορτία όπως ο σταθμός φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων και οι γεωθερμικές αντλίες αντίστοιχα.
- Κεντρικό σύστημα εποπτείας, ελέγχου και διαχείρισης του όλου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.



Σχ. 7.5 Δομή του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής του νησιού μετά τις προτεινόμενες παρεμβάσεις.

Κάθε επιμέρους συνιστώσα συνδέεται στο δίκτυο EP, μέσω κατάλληλων μετατροπέων ισχύος (τυπικά αντιστροφών DC/AC) και ενδεχομένως ιδιαίτερου Υ/Σ MT/XT, εφόσον το μέγεθός και η θέση της το επιβάλλει. Η διακίνηση ισχύος πραγματοποιείται αποκλειστικά μέσω του δικτύου EP του νησιού.

7.3 Αρχική Διαστασιολόγηση μέσω Ανάλυσης Χρονοσειρών

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα της εφαρμογής του αλγορίθμου στατιστικής ανάλυσης των χρονοσειρών αιολικής παραγωγής, φωτοβολταϊκής παραγωγής και φορτίου για τα δεδομένα του Αγ. Ευστρατίου. Η προσέγγιση αυτή αν και είναι χοντρική, δίνει μία ασφαλή εικόνα των ενεργειακών χαρακτηριστικών του συστήματος και επιτρέπει μία πρώτη εκτίμηση της απαιτούμενης διαστασιολόγηση των συστημάτων αποθήκευσης και των αντιστροφών.

7.3.1 Διαμόρφωση των Σεναρίων Φορτίου – Ισχύος ΑΠΕ

Στην παρούσα εργασία θεωρήθηκαν διάφορες διαστασιολογήσεις των επιμέρους συνιστωσών του συστήματος οι οποίες οργανώθηκαν ώστε να σχηματιστούν κάποια βασικά σενάρια για τις προσομοιώσεις. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, θεωρήθηκαν δύο σενάρια για το φορτίο, το σενάριο χαμηλού και το σενάριο υψηλού φορτίου. Για τις μονάδες ΑΠΕ του υβριδικού συστήματος εξετάστηκαν τρία αντιπροσωπευτικά σενάρια διαμόρφωσης (Πιν. 7-4) που αντιστοιχούν σε χαμηλή, μέση και υψηλή εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ. Με βάση τα παραπάνω, αναλύθηκαν συνδυασμοί των σεναρίων διείσδυσης ΑΠΕ και εξέλιξης του φορτίου. Ειδικότερα, τα σενάρια Low RES και Base Case του Πιν. 7-4 αναλύθηκαν και στις δύο καταστάσεις ζήτησης, ενώ το σενάριο High RES αναλύθηκε μόνο στην κατάσταση υψηλού φορτίου. Έτσι διαμορφώθηκαν τα πέντε σενάρια εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ και φορτίου, τα οποία παρουσιάζονται στον Πιν. 7-5.

Πιν. 7-4 Τα τρία βασικά σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ του υβριδικού συστήματος.

	Low RES	Base Case	High RES
Ανεμογεννήτριες	1 × 330 + 20 kW	2 × 330 + 20 kW	3 × 330 + 20 kW
Φωτοβολταϊκά	100 kW	100 kW	150 kW

Πιν. 7-5 Τα πέντε εξεταζόμενα σενάρια φορτίου - εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ.

	Low RES	Base Case	High RES
Low Load (307 kW)	Σενάριο 1	Σενάριο 2	-
High Load (460 kW)	Σενάριο 3	Σενάριο 4	Σενάριο 5

7.3.2 Μεθοδολογία Ανάλυσης

Αρχικά, χρησιμοποιώντας τις πρωτογενείς χρονοσειρές μέσων τιμών μίας ώρας για το φορτίο, την αιολική και τη φωτοβολταϊκή παραγωγή υπολογίζουμε την ωριαία χρονοσειρά της καθαρής ζήτησης ισχύος του νησιού με βάση τη σχέση:

$$P_{\text{net}} = P_{\text{load}} - P_w - P_{\text{pv}} \quad (7.1)$$

Από τη χρονοσειρά αυτή μπορούν να προκύψουν παράγωγες χρονοσειρές με μεγαλύτερα διαστήματα ολοκλήρωσης. Συγκεκριμένα υπολογίζονται χρονοσειρές μέσων τιμών για τα ακόλουθα διαστήματα ολοκλήρωσης (από 1 ώρα έως 1 εβδομάδα): 1 h, 3 h, 6 h, 12 h, 1 d, 2 d, 7 d. Από κάθε χρονοσειρά υπολογίζεται η αντίστοιχη αθροιστική κατανομή πιθανότητας, η οποία δίνει την εικόνα του μεγέθους και της συχνότητας εμφάνισης των αποκλίσεων ισχύος (πλεονασμάτων ή ελλειμμάτων).

Ακολούθως, υπολογίζεται το διάνυσμα των ενεργειακών αποκλίσεων, δηλαδή των επιμέρους εμβαδών που ορίζονται από την χρονοσειρά καθαρής ζήτησης ισχύος και των αντίστοιχων χρονικών διαρκειών. Θετικές ενεργειακές αποκλίσεις αντιστοιχούν στα ελλείμματα ενέργειας, ενώ αρνητικές στα πλεονάσματα ενέργειας που παρατηρούνται κατά τη διάρκεια της ετήσιας λειτουργίας του συστήματος. Τα πλεονάσματα ενέργειας χρησιμοποιούνται για τη φόρτιση των συσσωρευτών, ενώ τυχόν περίσσεια αξιοποιείται για την τροφοδότηση της μονάδας αποθήκευσης H₂ και των ελεγχόμενων φορτίων, ή και απορρίπτεται, αν δεν μπορεί να αξιοποιηθεί. Τα ελλείμματα ενέργειας πρέπει να καλύπτονται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής, δηλαδή τα συστήματα αποθήκευσης ή τις συμβατικές γεννήτριες, όταν η ικανότητα ισχύος ή η αποθηκευμένη ενέργεια των πρώτων δεν επαρκεί. Παράλληλα, υπολογίζεται η χρονική διάρκεια κάθε ενεργειακής απόκλισης. Έτσι, είναι δυνατός ο υπολογισμός του ποσοστού του χρόνου που οι ενεργειακές αποκλίσεις είναι μικρότερες ή ίσες από μία δεδομένη τιμή. Κατ' αυτόν τον τρόπο σχεδιάζεται η καμπύλη διάρκειας καθαρής ζήτησης ενέργειας για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης. Για την προδιαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης μας ενδιαφέρει η κατανομή των θετικών ενεργειακών αποκλίσεων, οπότε θα παρουσιαστεί μόνο το τμήμα της καμπύλης διάρκειας καθαρής ζήτησης ενέργειας που αντιστοιχεί σε θετικές τιμές ενέργειας.

Στη συνέχεια, χρησιμοποιώντας την ωριαία χρονοσειρά της καθαρής ζήτησης ισχύος υπολογίζεται η μέγιστη απαιτούμενη διαθέσιμη χωρητικότητα των συσσωρευτών ώστε να επιτυγχάνεται 100% αυτονομία, δηλαδή να μην υπάρχει η ανάγκη λειτουργίας των μονάδων diesel. Ο όρος διαθέσιμη χωρητικότητα αντιστοιχεί στην πραγματική ενέργεια που μπορεί να αποδώσει κατά μέγιστο το σύστημα αποθήκευσης και όχι στην ονομαστική χωρητικότητα αυτού. Επίσης, με τη βοήθεια μιας απλουστευμένης ωριαίας προσομοίωσης της ετήσιας λειτουργίας του συστήματος υπολογίζεται το ποσοστό του χρόνου που εξασφαλίζεται αυτοδυναμία για διάφορες χωρητικότητες του συστήματος αποθήκευσης. Με αυτόν τον τρόπο είναι δυνατή η εξαγωγή καμπυλών που συσχετίζουν το μέγεθος των διατάξεων αποθήκευσης με τον βαθμό αυτονομίας του συστήματος.

Η παραπάνω μεθοδολογία εφαρμόζεται και για τα πέντε εξεταζόμενα σενάρια. Σε κάθε περίπτωση παρουσιάζονται οι καμπύλες διάρκειας καθαρής ζήτησης ισχύος και ενεργειακών αποκλίσεων για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης, καθώς και η καμπύλη της πιθανότητας αυτονομίας ως συνάρτηση της μέγιστης διαθέσιμης χωρητικότητας. Με βάση τις καμπύλες αυτές εξάγονται χρήσιμα συμπεράσματα.

7.3.3 Αποτελέσματα Ανάλυσης

7.3.3.1 Σενάριο 1 (Low RES – Low Load)

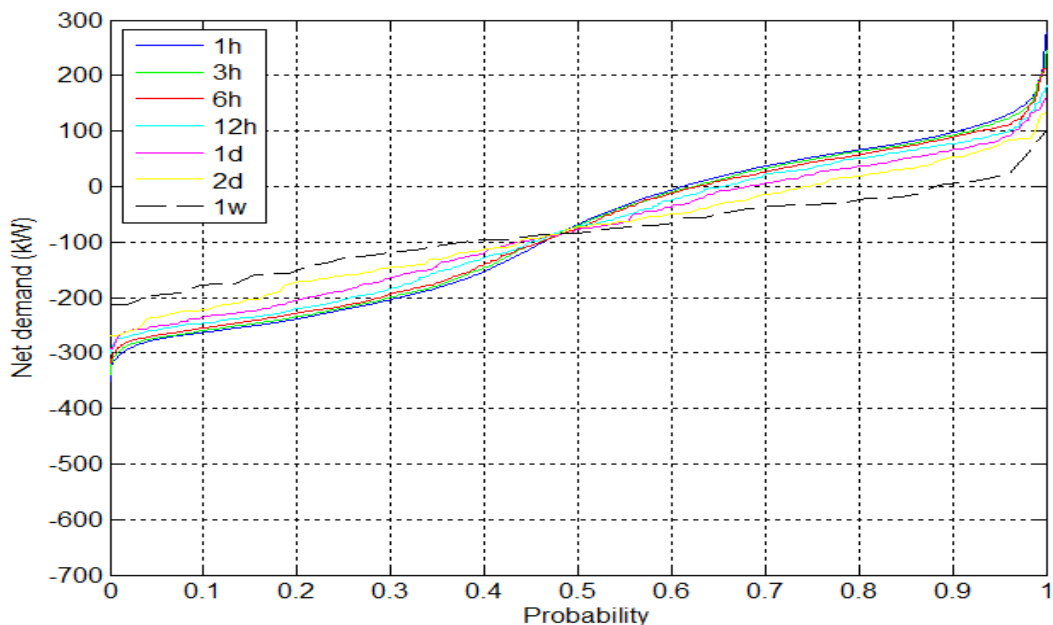
Στα Σχ. 7.6 – 7.8 εικονίζονται τα μεγέθη που προέκυψαν από την ανάλυση για το Σενάριο 1 του Πιν. 7-5. Από το Σχ. 7.6 διαπιστώνεται ότι η μέγιστη τιμή της καθαρής ζήτησης ισχύος υπολείπεται των 300 kW, ενώ τα πλεονάσματα ισχύος ΑΠΕ (τιμές $P_{net} < 0$) υπερβαίνουν τα 300 kW για ελάχιστο ποσοστό του χρόνου. Συνεπώς, με ενεργειακά και μόνο κριτήρια και για τις συγκεκριμένες χρονοσειρές δυναμικού ΑΠΕ, θα επαρκούσε αντιστροφείας ονομαστικής ικανότητας περί τα 300 kVA. Επιπλέον, είναι σαφές ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου υπάρχει σημαντικό πλεόνασμα ισχύος και ενέργειας ΑΠΕ, προς αποθήκευση ή

και τροφοδότηση των ελεγχόμενων φορτίων. Ωστόσο, τα πλεονάσματα ενέργειας υπερβαίνουν κατά πολύ οποιοδήποτε ρεαλιστικό μέγεθος διατάξεων αποθήκευσης (ή καταναλώσεων ελεγχόμενων φορτίων) με αποτέλεσμα η απόρριψη σημαντικών ποσοτήτων ενέργειας ΑΠΕ να φαίνεται αναπόφευκτη.

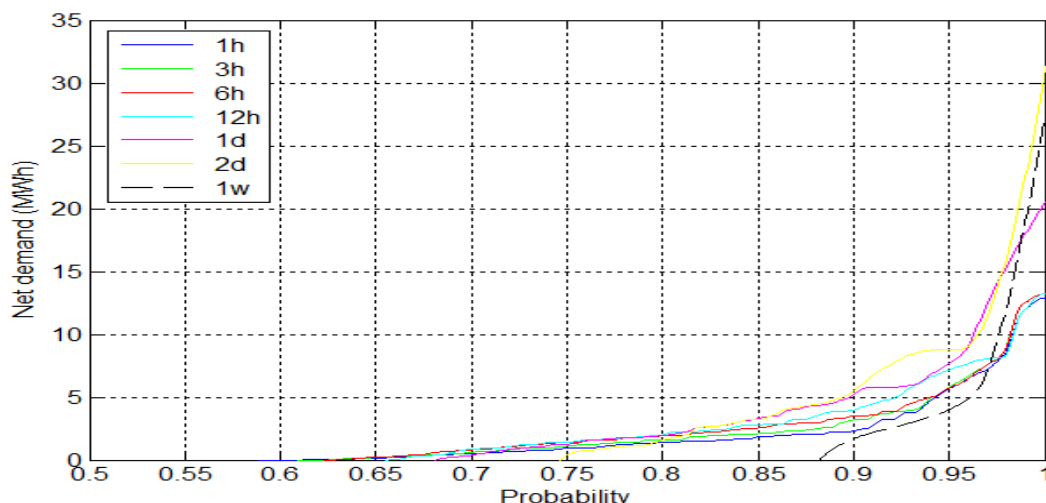
Η διαστασιολόγηση των διατάξεων αποθήκευσης θα πραγματοποιηθεί με βάση τα ενεργειακά ελλείμματα. Από το Σχ. 7.7 προκύπτει ότι συσσωρευτές με ικανότητα απόδοσης ενέργειας περί τις 6 MWh εξασφαλίζουν κάλυψη των αναγκών για ποσοστό μεγαλύτερο του 90% του έτους, οπότε ο χρόνος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων περιορίζεται σε μερικές εκατοντάδες ώρες ανά έτος. Αυτό συμβαίνει κυρίως στο πρώτο 15ήμερο του Αυγούστου (διάστημα μεταξύ 5000 και 5500 ωρών), όπου συμπίπτει υψηλή ζήτηση με χαμηλή αιολική παραγωγή. Αν η ικανότητα απόδοσης ενέργειας αυξηθεί στις 10 MWh τότε η αυτονομία του συστήματος αυξάνεται σε ποσοστό μεγαλύτερο του 96% του έτους. Περαιτέρω αύξηση του βαθμού αυτονομίας επιβάλλει δυσανάλογα μεγάλη αύξηση του μεγέθους των διατάξεων αποθήκευσης.

Από το Σχ. 7.8 διαπιστώνεται ότι για να επιτευχθεί μηδενισμός του χρόνου λειτουργίας των συμβατικών μονάδων (100% ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ) απαιτείται ικανότητα απόδοσης ενέργειας των διατάξεων αποθήκευσης περίπου 33 MWh, η οποία κρίνεται μη ρεαλιστική. Αντίθετα, ικανότητα περίπου 2.5 MWh παρέχει αυτονομία για το 90% του έτους, ποσοστό εξαιρετικά υψηλό, ενώ αύξησή της στις 5 MWh οδηγεί σε μη λειτουργία των συμβατικών μονάδων για το 95% του έτους.

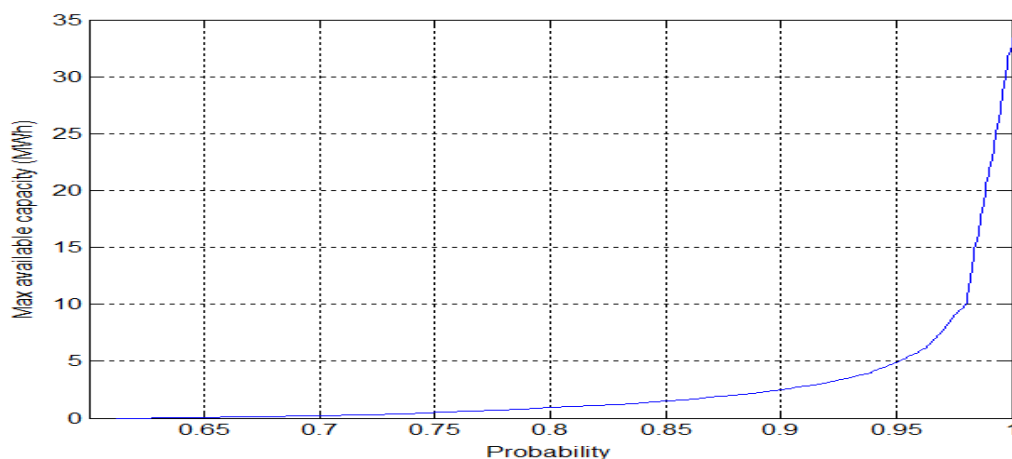
Σημειώνεται ότι οι χρόνοι λειτουργίας των συμβατικών μονάδων που προκύπτουν από τη στατιστική ανάλυση της ενότητας αυτής είναι μάλλον ενδεικτικοί. Αυτή η παρατήρηση, προφανώς, ισχύει όχι μόνο για το πρώτο, όσο και για τα υπόλοιπα τέσσερα σενάρια. Η ακριβής εικόνα θα προκύψει από την αναλυτική προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος.



Σχ. 7.6 Καμπύλη διάρκειας καθαρής ζήτησης ισχύος για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης.



Σχ. 7.7 Καμπύλη διάρκειας ενεργειακών ελλειμμάτων για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης.



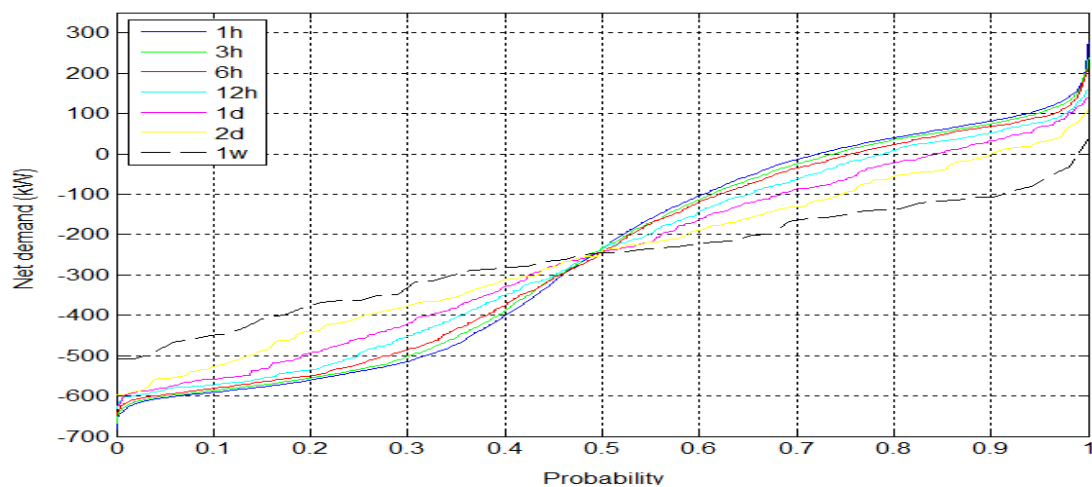
Σχ. 7.8 Πιθανότητα αυτονομίας ως συνάρτηση της μέγιστης διαθέσιμης χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης.

7.3.3.2 Σενάριο 2 (Base Case – Low Load)

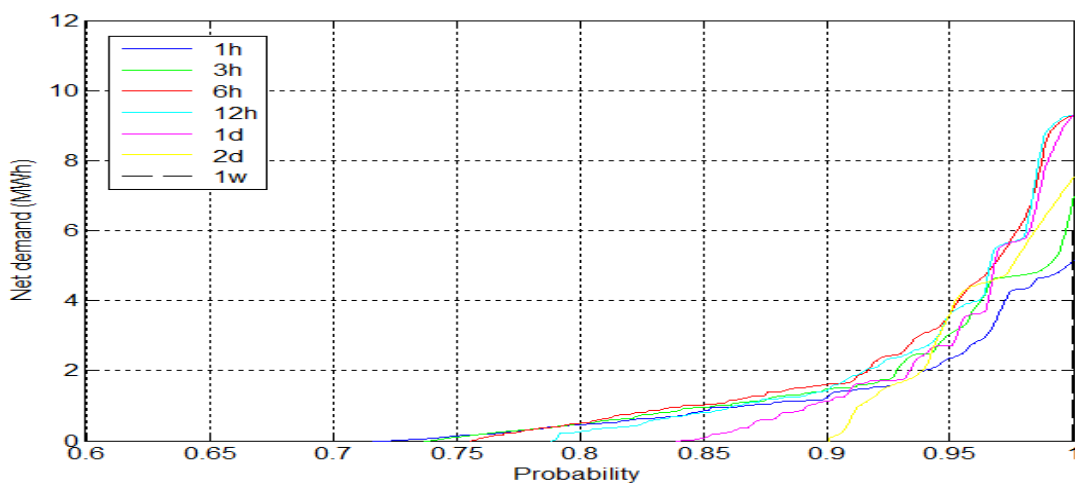
Στο σενάριο αυτό η επαύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ (κατά βάση αιολικής ισχύος) προσφέρει αυξημένη περίσσεια ενέργειας ΑΠΕ και άρα οδηγεί σε υψηλότερο βαθμό αυτονομίας του συστήματος, για αντίστοιχη χωρητικότητα των συστημάτων αποθήκευσης. Κατ' αρχάς, από το Σχ. 7.9 είναι σαφές ότι ενδείκνυται η χρησιμοποίηση αντιστροφεία μεγαλύτερης ικανότητας σε σχέση με το Σενάριο 1 ώστε να μην απορρίπτεται σημαντική παραγωγή ΑΠΕ. Η τιμή των 600 kVA θεωρείται κατάλληλη, δεδομένου ότι η μέγιστη τιμή της καθαρής ζήτησης ισχύος είναι πολύ μικρότερη, ενώ και η χρονοσειρά των αποκλίσεων ισχύος παρουσιάζει ελάχιστες τιμές μικρότερες των -600 kW. Από το ίδιο διάγραμμα προκύπτει ότι περίπου το 70% του έτους το σύστημα εμφανίζει περίσσεια παραγωγής ΑΠΕ.

Από το Σχ. 7.10 προκύπτει ότι με διατάξεις αποθήκευσης μικρού σχετικά μεγέθους επιτυγχάνεται πολύ υψηλό ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ. Π.χ. για ικανότητα απόδοσης ενέργειας 2 MWh εξασφαλίζεται κάλυψη των αναγκών για ποσοστό 92% του έτους. Αν η ικανότητα αυξηθεί στις 4 MWh, τότε ο βαθμός αυτονομίας του συστήματος υπερβαίνει το 95%. Από το Σχ. 7.11 των αποτελεσμάτων της ωριαίας προσομοίωσης προκύπτει ότι για να μηδενισμός του χρόνου λειτουργίας των συμβατικών μονάδων απαιτείται ικανότητα απόδοσης ενέργειας

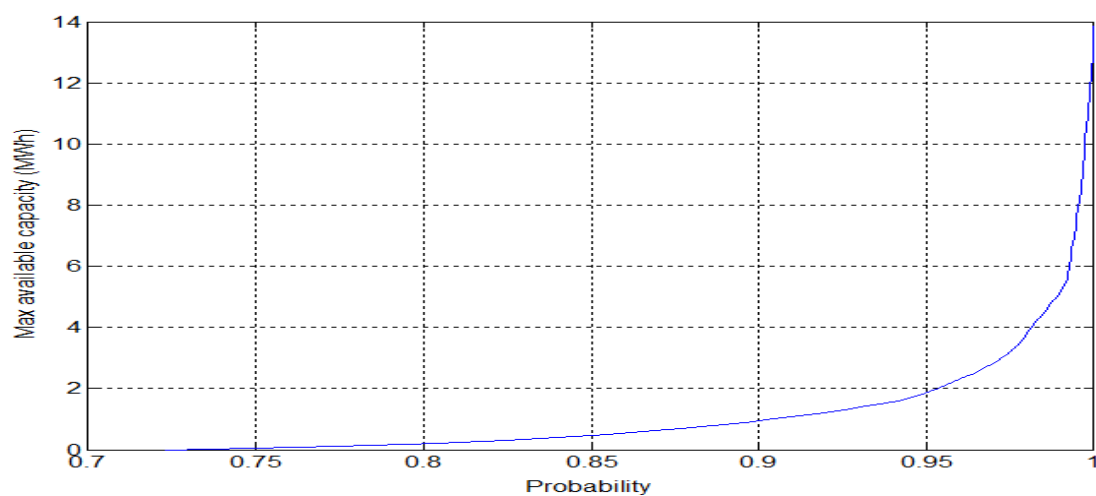
περίπου 13 MWh. Επίσης, με ικανότητα 2 MWh προκύπτει αυτονομία για το 95% του έτους, ενώ ικανότητα 4 MWh οδηγεί σε ποσοστό αυτονομίας περί το 98%.



Σχ. 7.9 Καμπύλη διάρκειας καθαρής ζήτησης ισχύος για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης.



Σχ. 7.10 Καμπύλη διάρκειας ενεργειακών ελλειμμάτων για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης.

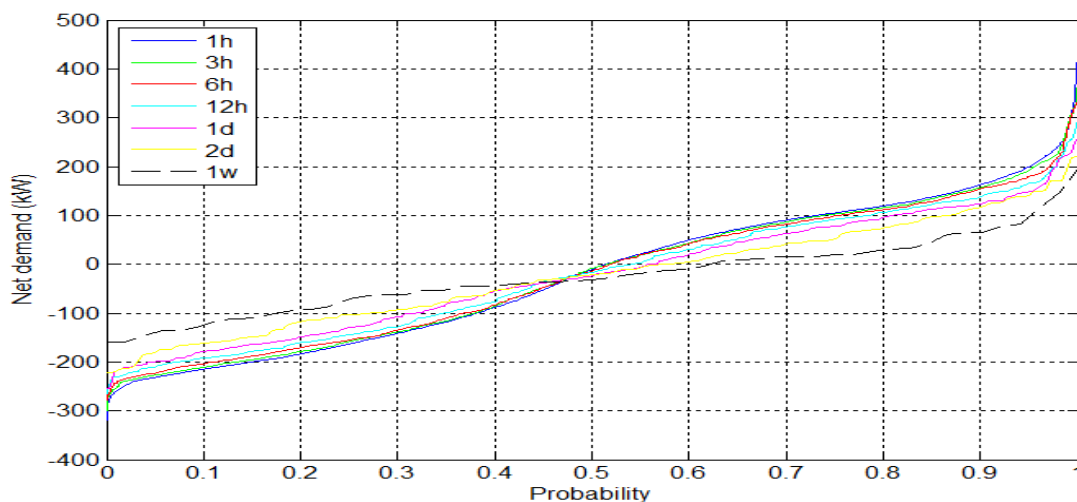


Σχ. 7.11 Πιθανότητα αυτονομίας ως συνάρτηση της μέγιστης διαθέσιμης χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης.

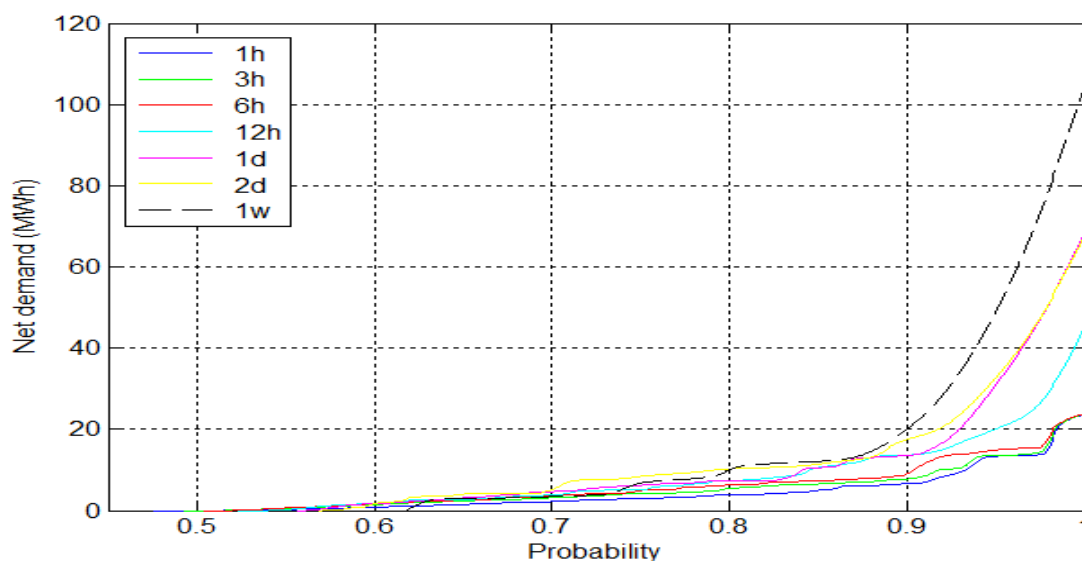
7.3.3.3 Σενάριο 3 (Low RES – High Load)

Όπως αναμένεται, διατηρώντας την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ του Σεναρίου 1 υπό συνθήκες αυξημένης κατά 50% ζήτησης ενέργειας, οδηγεί σε μικρότερο βαθμό αυτονομίας του όλου συστήματος για το ίδιο μέγεθος των διατάξεων αποθήκευσης. Κατ' αρχάς, στο Σχ. 7.12 φαίνεται ότι αντιστροφείας ονομαστικής ικανότητας 300 kVA δεν επαρκεί μεν για την κάλυψη της ζήτησης στις περιόδους υψηλού φορτίου, αυτό όμως συμβαίνει για μικρό ποσοστό του χρόνου. Αντίθετα, σε ό,τι αφορά στην απορρόφηση των πλεονασμάτων ενέργειας ΑΠΕ, το συγκεκριμένο μέγεθος αντιστροφείας σαφώς επαρκεί.

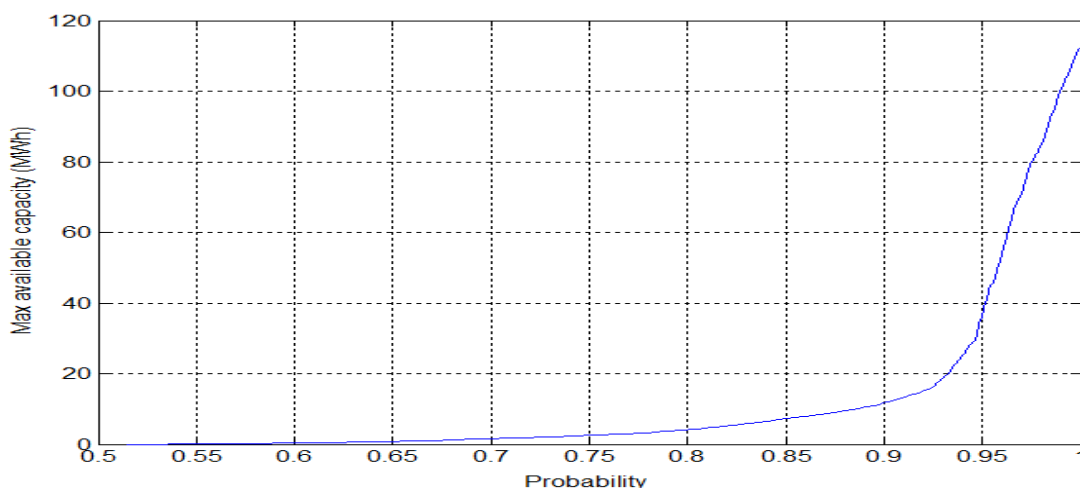
Εδώ τα μεγέθη των θετικών ενεργειακών αποκλίσεων επιβάλλουν υπερβολικά μεγάλα μεγέθη διατάξεων αποθήκευσης. Από το Σχ. 7.13 προκύπτει ότι αποθήκευση με ικανότητα απόδοσης ενέργειας 10 MWh εξασφαλίζει κάλυψη των αναγκών για περισσότερο από το 80% του έτους. Αν η ικανότητα αυξηθεί στις 20 MWh, η αυτονομία του συστήματος αυξάνεται σε ποσοστό 90% του έτους. Μηδενισμός του χρόνου λειτουργίας των συμβατικών μονάδων θα απαιτούσε ικανότητα απόδοσης ενέργειας περίπου 113 MWh (Σχ. 7.14), η οποία φυσικά είναι εντελώς μη ρεαλιστική. Από το ίδιο διάγραμμα προκύπτει ότι ικανότητα περί τις 10 MWh παρέχει αυτονομία για περισσότερο από το 85% του έτους.



Σχ. 7.12 Καμπύλη διάρκειας καθαρής ζήτησης ισχύος για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης.



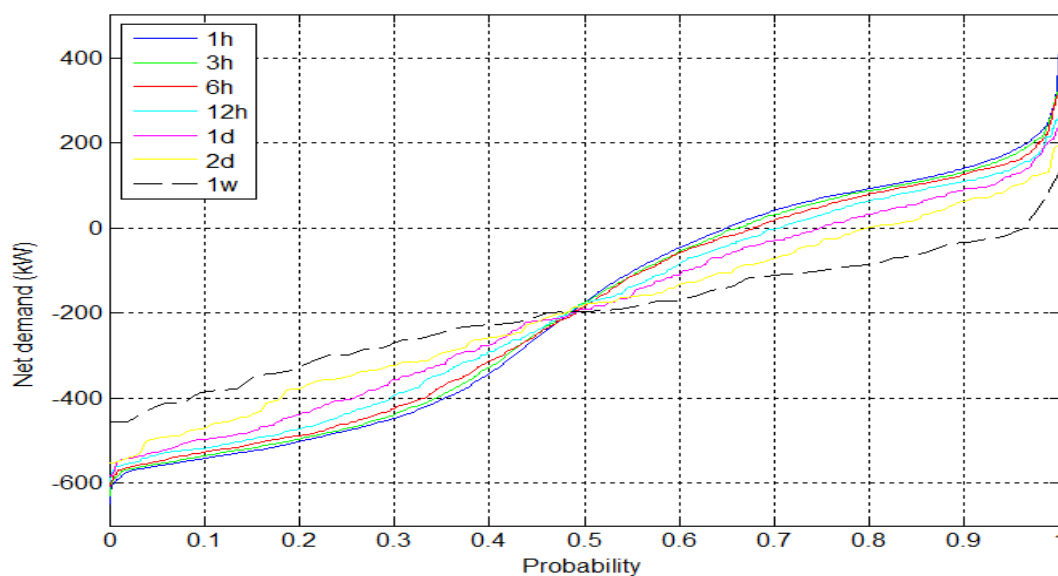
Σχ. 7.13 Καμπύλη διάρκειας ενεργειακών ελλειμμάτων για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης.



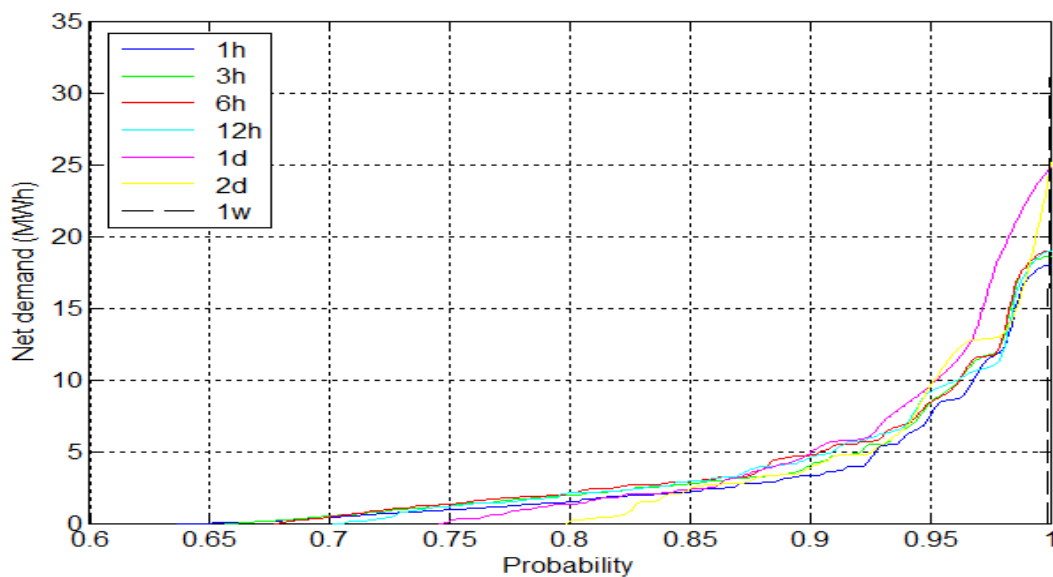
Σχ. 7.14 Πιθανότητα αυτονομίας ως συνάρτηση της μέγιστης διαθέσιμης χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης.

7.3.3.4 Σενάριο 4 (Base Case – High Load)

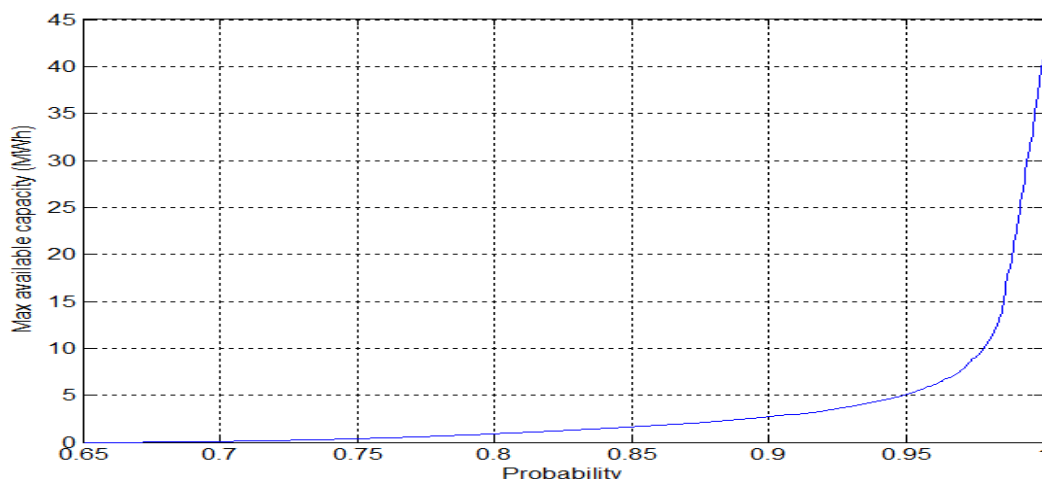
Στην περίπτωση αυτή ισχύουν παρατηρήσεις ανάλογες με αυτές του Σεναρίου 3 σε ότι αφορά την ικανότητα του αντιστροφέα (ικανότητα 600 kVA κρίνεται επαρκής). Με την αύξηση του φορτίου ο βαθμός αυτονομίας του συστήματος περιορίζεται σε σύγκριση με το Σενάριο 2, αλλά εξακολουθεί να βρίσκεται σε επίπεδα απολύτως ικανοποιητικά δεδομένης της αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Από το Σχ. 7.16 προκύπτει ότι το 90% του έτους οι ενεργειακές αποκλίσεις είναι μικρότερες από 5 MWh, ενώ το 95% του έτους είναι μικρότερες από 10 MWh. Από το Σχ. 7.17 διαπιστώνεται ότι μέγεθος διατάξεων αποθήκευσης περί τις 5 MWh (ικανότητα απόδοσης ενέργειας) εξασφαλίζει βαθμό αυτονομίας περί το 95%. Αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ σε ποσοστό 100% θα απαιτούσε πάντως ικανότητα απόδοσης ενέργειας άνω των 40 MWh, τιμή που κρίνεται φυσικά μη ρεαλιστική.



Σχ. 7.15 Καμπύλη διάρκειας καθαρής ζήτησης ισχύος για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης.



Σχ. 7.16 Καμπύλη διάρκειας ενεργειακών ελλειμμάτων για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης.



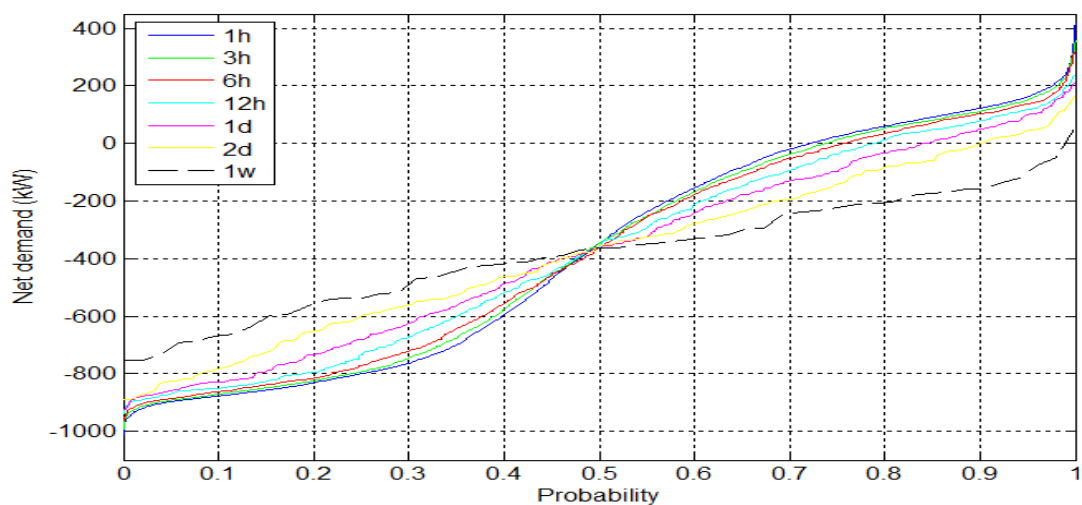
Σχ. 7.17 Πιθανότητα αυτονομίας ως συνάρτηση της μέγιστης διαθέσιμης χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης.

7.3.3.5 Σενάριο 5 (High RES – High Load)

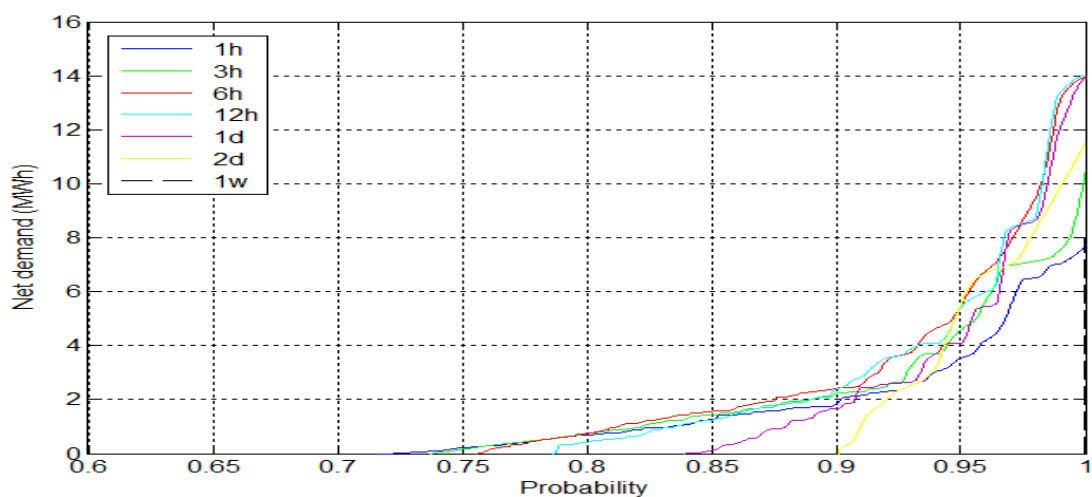
Η περαιτέρω αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ συμβάλλει προφανώς στον περιορισμό του χρόνου λειτουργίας των συμβατικών μονάδων και άρα του βαθμού αυτονομίας του συστήματος. Στην περίπτωση αυτή είναι κατ' αρχήν σκόπιμη η αύξηση του μεγέθους του αντιστροφέα ώστε να μην περιορίζεται η δυνατότητα απορρόφησης ισχύος της αποθηκευτικής διάταξης. Από το Σχ. 7.18 συμπεραίνουμε ότι αντιστροφέας ονομαστικής ικανότητας 900 kVA κρίνεται υπερεπαρκής.

Με την αύξηση της ισχύος των μονάδων ΑΠΕ απαιτούνται μικρότερα μεγέθη αποθηκευτικής διάταξης για την επίτευξη του ίδιου βαθμού αυτονομίας. Από το Σχ. 7.19 προκύπτει ότι συσσωρευτές με ικανότητα απόδοσης 2 MWh εξασφαλίζουν κάλυψη των αναγκών για ποσοστό μεγαλύτερο του 87.5% του χρόνου. Αν η ικανότητα των συσσωρευτών αυξηθεί στις 4 MWh τότε η αυτονομία του συστήματος αυξάνεται σε ποσοστό μεγαλύτερο του 93%. Από το Σχ. 7.20 των ωριαίων προσομοιώσεων προκύπτει ότι ικανότητα απόδοσης ενέργειας 5

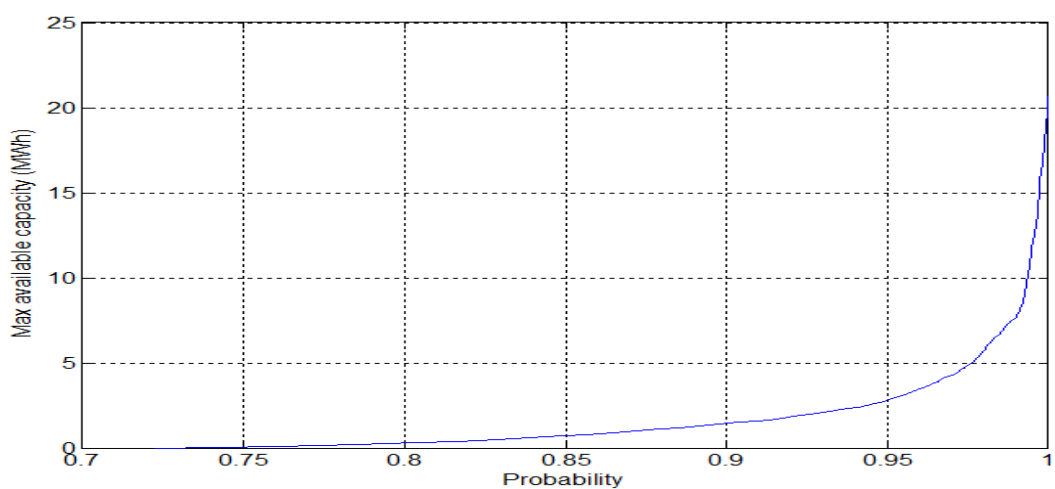
MWh παρέχει αυτονομία για το 97.5% του έτους, ενώ για να επιτευχθεί μηδενισμός του χρόνου λειτουργίας των συμβατικών μονάδων απαιτείται ικανότητα συσσωρευτών περίπου 20 MWh.



Σχ. 7.18 Καμπύλη διάρκειας καθαρής ζήτησης ισχύος για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης.



Σχ. 7.19 Καμπύλη διάρκειας ενεργειακών ελλειμμάτων για κάθε διάστημα ολοκλήρωσης.



Σχ. 7.20 Πιθανότητα αυτονομίας ως συνάρτηση της μέγιστης διαθέσιμης χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης.

7.3.4 Συμπεράσματα Ανάλυσης

Από την ανάλυση χρονοσειρών που παρουσιάστηκε στα προηγούμενα προκύπτουν ορισμένα πρώτα βασικά συμπεράσματα, τα οποία θα επιβεβαιωθούν και θα αναδειχθούν με τις αναλυτικές προσομοιώσεις των επόμενων παραγράφων. Αρχικά, με τα σημερινά επίπεδα φορτίου, η εγκατάσταση αιολικής ισχύος της τάξης των 300-400 kW και Φ/Β περί τα 100 kW μπορεί να εξασφαλίζει εξαιρετικά υψηλά ποσοστά αυτονομίας του όλου συστήματος, άνω του 90% του χρόνου, χωρίς υπερβολικά μεγάλα μεγέθη αποθηκευτικής διάταξης. Για το σενάριο αυξημένου φορτίου, η εγκατάσταση μεγαλύτερης ισχύος ΑΠΕ κρίνεται σκόπιμη, στον βαθμό που στόχος είναι η επίτευξη κατά το δυνατόν υψηλότερου βαθμού υποκατάστασης της συμβατικής παραγωγής. Περαιτέρω αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ και στις δύο περιπτώσεις αυξάνει τη διείσδυση, ή μειώνει το απαιτούμενο μέγεθος των διατάξεων αποθήκευσης, σε βάρος όμως της απόρριψης μεγάλου ποσοστού ενέργειας ΑΠΕ.

Εάν ζητούμενο είναι η επίτευξη 100% διείσδυσης ΑΠΕ, τότε τα απαιτούμενα μεγέθη του συστήματος αποθήκευσης είναι εξαιρετικά μεγάλα, καθώς σε όλα τα σενάρια η απαιτούμενη δυνατότητα απόδοσης ενέργειας υπερβαίνει σημαντικά τις 10 MWh. Λαμβάνοντας υπόψη ότι στην πράξη τα συστήματα αποθήκευσης χαρακτηρίζονται από ένα μέγιστο επιτρεπόμενο βάθος εκφόρτισης, η πραγματική απαιτούμενη ονομαστική χωρητικότητα είναι αρκετά μεγαλύτερη. Για παράδειγμα, για συσσωρευτές συμβατικής τεχνολογίας μολύβδου-οξέος με βάθος εκφόρτισης 50%, η απαιτούμενη ονομαστική χωρητικότητα για επίτευξη απόλυτης αυτονομίας είναι περίπου 20 MWh. Επιπλέον, ανάλογα με το βαθμό απόδοσης της τεχνολογία αποθήκευσης που χρησιμοποιείται, η πραγματική ικανότητα απόδοσης ενέργειας και συνεπώς η διείσδυση περιορίζεται ακόμη περισσότερο. Πρέπει, ωστόσο, να τονιστεί ότι η 100% διείσδυση δεν προσφέρει κανένα τεχνικό ή οικονομικό πλεονέκτημα και εξάλλου δεν μπορεί πρακτικά να διασφαλιστεί, δεδομένου ότι συνδέεται με τη στοχαστικότητα της παραγωγής ΑΠΕ και του φορτίου. Συνοψίζοντας, στον Πιν. 7-6 σημειώνουμε τις τιμές της μέγιστης διαθέσιμης χωρητικότητας για την επίτευξη 90% και 95% αυτονομία για καθένα από τα πέντε σενάρια.

Πιν. 7-6 Μέγιστη διαθέσιμη χωρητικότητα για την επίτευξη αυτονομίας 90% και 95% με βάση τα αποτελέσματα της στατιστικής ανάλυσης.

Σενάριο	Χωρητικότητα (MWh) για Αυτονομία 90%	Χωρητικότητα (MWh) για Αυτονομία 95%
Σενάριο 1	2.5	5
Σενάριο 2	1	2
Σενάριο 3	12	40
Σενάριο 4	2.5	5
Σενάριο 5	1.5	2.5

Στο σημείο αυτό πρέπει να γίνει μία παρατήρηση για τη σχέση μεταξύ των καμπυλών διάρκειας ενεργειακών ελλειμμάτων και των διαγραμμάτων της πιθανότητας αυτονομίας ως συνάρτηση της μέγιστης διαθέσιμης χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης. Και στα πέντε σενάρια τα διαγράμματα πιθανότητας αυτονομίας είναι πιο αισιόδοξα από ότι οι καμπύλες διάρκειας σε ότι αφορά την χωρητικότητα των μπαταριών ώστε να επιτευχθεί συγκεκριμένος βαθμός αυτονομίας του συστήματος. Ο λόγος είναι ότι οι καμπύλες διάρκειας ενεργειακών αποκλίσεων για δεδομένη τιμή ενέργειας δίνουν το ποσοστό του χρόνου που οι ενεργειακές αποκλίσεις είναι μεγαλύτερες από την τιμή αυτή. Έστω ότι η δεδομένη ενέργεια είναι 5 MWh και κάποια ενεργειακή απόκλιση έχει μέγεθος 6 MWh και χρονική διάρκεια 20 ώρες. Σε αυτήν την περίπτωση ολόκληρες οι 20 ώρες συμμετέχουν στον υπολογισμό του ζητούμενου ποσοστού του χρόνου. Αντίθετα, τα διαγράμματα πιθανότητας αυτονομίας έχουν προκύψει από ωριαία προσομοίωση και ερμηνεύονται διαφορετικά. Στο παραπάνω

παράδειγμα, για την εύρεση του ποσοστού του χρόνου που δεν καλύπτονται οι ανάγκες με χωρητικότητα 5 MWh, η ενεργειακή απόκλιση μεγέθους 6 MWh συνεισφέρει στον υπολογισμό του ποσοστού όχι με ολόκληρες τις 20 ώρες αλλά με όσες από αυτές αντιστοιχούν στο τμήμα της ενεργειακής απόκλισης μεταξύ 5 και 6 MWh. Έτσι λοιπόν εξηγείται ο λόγος που τα διαγράμματα πιθανότητας αυτονομίας είναι πιο αισιόδοξα.

Από την άλλη μεριά, οι καμπύλες διάρκειας των ενεργειακών αποκλίσεων είναι πιο αισιόδοξες σε ότι αφορά την μέγιστη απαιτούμενη χωρητικότητα ώστε να έχουμε 100% αυτονομία. Για παράδειγμα, στο σενάριο High RES – High Load από το Σχ. 7.19 προκύπτει ότι χωρητικότητα 14 MWh εξασφαλίζει 100% αυτονομία, ενώ από το Σχ. 7.20 φαίνεται ότι η απαιτούμενη τιμή είναι περίπου 20 MWh. Ο λόγος είναι ότι οι καμπύλες διάρκειας αποφασίζουν για τη μέγιστη απαιτούμενη χωρητικότητα με βάση την μέγιστη ενεργειακή απόκλιση και μόνο. Αντιθέτως, τα διαγράμματα πιθανότητας αυτονομίας, μέσω της προσομοίωσης, λαμβάνουν υπόψη και τη σχετική θέση των ενεργειακών αποκλίσεων. Έστω για παράδειγμα ότι κάποια στιγμή του έτους έχουμε την εξής αλληλουχία ενεργειακών αποκλίσεων: 10 MWh, -3 MWh, 9 MWh. Από τις καμπύλες διάρκειας θα προέκυπτε ότι η μέγιστη απαιτούμενη χωρητικότητα είναι η μέγιστη από αυτές, δηλαδή 10 MWh. Το διάγραμμα πιθανότητας αυτονομίας θα λάμβανε υπόψη το γεγονός ότι μεταξύ των δύο θετικών ενεργειακών αποκλίσεων οι μπαταρίες δεν προλαβαίνουν να φορτιστούν αρκετά, συνεπώς θα έδινε μεγαλύτερη τιμή για τη μέγιστη απαιτούμενη χωρητικότητα.

7.4 Αποτελέσματα Αναλυτικών Προσομοιώσεων

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα και τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την εφαρμογή του αλγορίθμου ενεργειακής προσομοίωσης για το σύστημα του Αγ. Ευστρατίου, όπως αυτό παρουσιάστηκε στην παράγραφο 7.1. Σχετικά με τη διαστασιολόγηση των συνιστωσών του συστήματος, θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων μόνο για το σενάριο Low RES- Low Load για λόγους οικονομίας της παρουσίασης. Πραγματοποιήθηκαν δύο ξεχωριστές διαμορφώσεις του συστήματος σε ότι αφορά τη συγκρότηση των συστημάτων αποθήκευσης. Στην πρώτη διαμόρφωση θεωρήθηκε ότι το σύστημα περιλαμβάνει αποκλειστικά συστοιχίες συσσωρευτών, ενώ στη δεύτερη διαθέτει συσσωρευτές ως πρωτεύουσα αποθήκευση και σύστημα αποθήκευσης με υδρογόνο ως δευτερεύουσα. Θα παρουσιαστούν πρώτα τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για τη συγκρότηση του συστήματος μόνο με συσσωρευτές και ακολούθως τα αποτελέσματα για την εναλλακτική συγκρότηση.

7.4.1 Σύστημα με Συσσωρευτές ως Διατάξεις Αποθήκευσης

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως θα προσομοιωθεί η λειτουργία του συστήματος για διαφορετικούς συνδυασμούς διαστασιολόγησης των συνιστωσών του. Σε κάθε περίπτωση κατά την εκτέλεση των προσομοιώσεων ελήφθησαν υπόψη οι ακόλουθες παραδοχές:

- Το μοντέλο των συσσωρευτών μολύβδου-οξέως που επιλέχθηκε για την πραγματοποίηση των προσομοιώσεων είναι το Horphecke 24 OpzS 3000. Πρόκειται για συσσωρευτές σωληνωτού τύπου με οπή διέλευσης αερίου που χαρακτηρίζονται από τις παραμέτρους χωρητικότητας $k=1.24$ και $c=0.315$, απαραίτητες για την εφαρμογή του μοντέλου KiBaM. Κατά την έναρξη της ετήσιας προσομοίωσης θεωρούμε ότι η συστοιχία των συσσωρευτών είναι φορτισμένη στα ονομαστικά της.
- Το ελάχιστο επιτρεπόμενο επίπεδο φόρτισης του συγκεκριμένου μοντέλου είναι 30%. Ωστόσο, για την αποφυγή πολύ βαθιών εκφορτίσεων που μειώνουν δραματικά τη διάρκεια ζωής των συσσωρευτών, στον αλγόριθμο διαχείρισης του συστήματος

θεωρήθηκαν δύο διαφορετικά χαρακτηριστικά επίπεδα φόρτισης, το $SOC_{min1}=50\%$ και το $SOC_{min2}=40\%$. Το πρώτο είναι το όριο φόρτισης ώστε να μπορούν να αναλάβουν φορτίο οι συσσωρευτές, ενώ το δεύτερο είναι το όριο για να χαρακτηριστούν οι μπαταρίες εκφορτισμένες και να μπουν σε διαδικασία επαναφόρτισης.

- Ο βαθμός απόδοσης του αντιστροφέα των μεγάλων και της μικρής Α/Γ είναι 95%, ενώ η χρονοσειρά παραγωγής των φωτοβολταϊκών που δίνεται σαν είσοδος στον αλγόριθμο συμπεριλαμβάνει τις ηλεκτρικές απώλειες λόγω των αντιστροφέων. Ο αντιστροφέας των συσσωρευτών εμφανίζει βαθμό απόδοσης 93% κατά τη φόρτιση και 92% κατά την εκφόρτιση. Επιπλέον, η συνολική απόδοση των μπαταριών σε έναν κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης (roundtrip efficiency) είναι 86%.
- Το όριο δυναμικής απόκρισης των συμβατικών μονάδων παραγωγής θεωρήθηκε ίσο με 30%. Το τεχνικό ελάχιστο των συμβατικών μονάδων είναι 50%, ωστόσο επιτρέπεται περεταίρω υποφόρτιση τους για διάστημα ενός δεκαλέπτου και όχι για συνεχή λειτουργία. Η παραδοχή που έγινε κατά την εκτέλεση των προσομοιώσεων είναι ότι οι μονάδες μπορούν να λειτουργήσουν στο 40% της ονομαστικής ισχύος εξόδου τους για ένα δεκάλεπτο.

7.4.1.1 Συγκεντρωτικά Ετήσια Αποτελέσματα

Η διαμόρφωση του υβριδικού σταθμού που θεωρήθηκε σε αυτό το σενάριο παρουσιάζεται στον Πιν. 7-7. Σε ότι αφορά την ονομαστική χωρητικότητα των συσσωρευτών πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις για έξι διαφορετικές τιμές, ενώ εξετάστηκαν οι δύο εναλλακτικές πολιτικές ένταξης των συμβατικών μονάδων που περιγράφηκαν στο Κεφ. 6, με σκοπό να διερευνηθεί η επιρροή τους στον τρόπο λειτουργίας του συστήματος. Η στατιστική ανάλυση των χρονοσειρών έδειξε ότι αντιστροφέας ικανότητας 300 kVA είναι κατάλληλος για το σενάριο χαμηλού φορτίου, ωστόσο επειδή θα γίνουν προσομοιώσεις και σε βάθος εικοσαετίας στον Πιν. 7-7 επιλέγεται η εγκατάσταση αντιστροφέα 600 kVA. Στον Πιν. 7-8 παρουσιάζονται συγκριτικά τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για τις δύο διαφορετικές πολιτικές ένταξης.

Πιν. 7-7 Βασικά δεδομένα συστήματος.

Αιχμή ζήτησης (kW)	307
Ετήσια ζήτηση ενέργειας (MWh)	1023.1
Ισχύς μεγάλων Α/Γ (kW)	330
Ισχύς μικρής Α/Γ (kW)	20
Ισχύς Φ/Β (kW)	100
Χωρητικότητα συσσωρευτών (kWh)	300 / 500 / 1000 / 1500 / 2000 / 3000
Ισχύς αντιστροφέα (kVA)	600

Από τη μελέτη του Πιν. 7-8 προκύπτουν άμεσα τα εξής συμπεράσματα:

1. Για μικρές χωρητικότητες συσσωρευτών η δυναμική ένταξη εξασφαλίζει πολύ μεγαλύτερες διεισδύσεις συγκριτικά με την προκαθορισμένη σειρά ένταξης. Ειδικότερα, για χωρητικότητα 300 kWh η δυναμική ένταξη έχει ως αποτέλεσμα υπερδιπλάσια διείσδυση, ενώ για χωρητικότητα 500 kWh η διείσδυση είναι κατά 6.5% υψηλότερη σε σχέση με την προκαθορισμένη σειρά ένταξης. Αντίθετα, για μεγαλύτερες χωρητικότητες οι διαφορές στη διείσδυση ΑΠΕ μεταξύ των δύο μεθόδων δεν είναι τόσο σημαντικές. Για χωρητικότητες 1000, 1500, 2000 και 3000

kWh οι διαφορές είναι 0.87%, 0.30%, 0.21% και 0.02% αντίστοιχα, με τη δυναμική ένταξη να εμφανίζει σταθερά την υψηλότερη διείσδυση. Οι υψηλότερες διεισδύσεις οφείλονται στο γεγονός ότι ο αλγόριθμος δυναμικής ένταξης μεριμνά για την κατά το δυνατόν ελαχιστοποίηση του ολικού T.E. του συνδυασμού των ενταγμένων συμβατικών μονάδων.

2. Η δυναμική μέθοδος εμφανίζει σταθερά υψηλότερες διεισδύσεις, ωστόσο η ετήσια κατανάλωση καυσίμου είναι μικρότερη μόνο για χωρητικότητες 300 kWh και 500 kWh, ενώ στις υπόλοιπες περιπτώσεις η προκαθορισμένη σειρά εμφανίζει μικρότερη κατανάλωση καυσίμου. Η διαφορά αυτή οφείλεται στο ότι η δυναμική μέθοδος για το σενάριο χαμηλού φορτίου κάνει χρήση κυρίως των μονάδων ονομαστικής ισχύος 90 kW που είναι πολύ πιο αντιοικονομικές από τις μονάδες 220 kW, ενώ η μέθοδος της προκαθορισμένης σειράς χρησιμοποιεί αποκλειστικά τις δεύτερες. Πράγματι, παρατηρώντας τον Πιν. 7-2 διαπιστώνουμε ότι η ειδική κατανάλωση της μονάδας 90 kW ακόμα και σε πλήρες φορτίο είναι μεγαλύτερη από αυτήν της μονάδας 220 kW σε επίπεδο φόρτισης 50%. Ένας λόγος που εξηγεί τη διαφορά στην ειδική κατανάλωση είναι η παλαιότητα των μονάδων, αφού αυτές των 90 kW εγκαταστάθηκαν το 1988, ενώ αυτές των 220 kW το 2002 και το 2008.

Πιν. 7-8 Συγκριτικά αποτελέσματα για τις δύο πολιτικές ένταξης στο σενάριο χαμηλού φορτίου.

300 kWh	Διείσδυση ΑΠΕ (%)	Κατανάλωση καυσίμου (tn)	Εκκινήσεις μονάδων 90 kW	Εκκινήσεις μονάδων 220 kW	Συνολικές Εκκινήσεις	Δεκάλεπτες υποφορτίσεις κάτω από το 50%	CF μεγ. Α/Γ (%)	Διάρκεια ζωής μπατ.
Δυναμική ένταξη	56.68	125.89	393 - 394	36 - 35 - 35	893	140	14.06	16.29
Προκαθορισμένη σειρά	26.82	190.22	0 - 0	434 - 13 - 0	447	16038	6.31	20.00
500 kWh								
Δυναμική ένταξη	74.53	72.39	341 - 340	58 - 57 - 57	853	737	20.89	8.71
Προκαθορισμένη σειρά	68.03	83.81	0 - 0	438 - 0 - 0	438	5017	18.74	7.32
1000 kWh								
Δυναμική ένταξη	79.33	57.20	207 - 207	81 - 80 - 80	655	3111	23.20	8.33
Προκαθορισμένη σειρά	78.46	56.24	0 - 0	225 - 15 - 0	240	4913	22.97	7.64
1500 kWh								
Δυναμική ένταξη	80.80	52.68	99 - 99	60 - 59 - 59	376	3634	24.08	8.98
Προκαθορισμένη σειρά	80.50	50.82	0 - 0	162 - 24 - 0	186	4590	23.98	8.88
2000 kWh								
Δυναμική ένταξη	82.12	49.11	66 - 63	41 - 41 - 41	253	3287	24.80	9.87
Προκαθορισμένη σειρά	81.91	47.06	0 - 0	135 - 19 - 0	154	4292	24.72	9.83
3000 kWh								
Δυναμική ένταξη	85.13	40.20	43 - 40	29 - 29 - 29	170	3060	26.18	11.52
Προκαθορισμένη σειρά	85.11	38.71	0 - 0	98 - 29 - 0	127	3484	26.16	11.55

3. Σημαντικό πλεονέκτημα της ένταξης με βάση προκαθορισμένη σειρά αποτελεί ο μικρότερος συνολικός αριθμός εκκινήσεων-στάσεων συμβατικών μονάδων σε κάθε μία από τις διαμορφώσεις που προσομοιώθηκαν. Μικρότερος αριθμός εκκινήσεων σημαίνει μειωμένες απαιτήσεις σε αυτοματισμό της ένταξης συμβατικών μονάδων. Οι ποσοστιαίες μειώσεις του συνολικού αριθμού των εκκινήσεων σε σχέση με τη μέθοδο δυναμικής ένταξης για χωρητικότητες 300, 500, 1000, 1500, 2000, 3000 kWh είναι 49.94%, 48.65%, 63.36%, 50.53%, 39.13% και 25.29% αντίστοιχα, τιμές που κρίνονται σημαντικές. Όπως αναφέρθηκε και πριν, στην περίπτωση της δυναμικής ένταξης γίνονται πολλές εκκινήσεις μονάδων 90 kW, ενώ στην εναλλακτική περίπτωση καμία τέτοια μονάδα δεν εκκινείται, ενώ το πρόβλημα των πολλών εκκινήσεων της δυναμικής ένταξης εντοπίζεται κυρίως στις μικρές χωρητικότητες. Ο μεγάλος αριθμός εκκινήσεων μονάδων 90 kW στην πρώτη περίπτωση δεν συνιστά απαραίτητα μειονέκτημα, καθώς εάν η πέμπτη μονάδα που σχεδιάζεται να εγκατασταθεί στον ΤΣΠ είναι ισχύος 90 kW και όχι 220 kW όπως έχει προταθεί, ο αριθμός εκκινήσεων ανά μονάδα 90 kW προκύπτει τελικά αρκετά μικρός και σε κάθε περίπτωση αποδεκτός.
4. Ωστόσο, το μέγεθος με το οποίο πρέπει να αξιολογηθεί η στρατηγική είναι αυτό του μέγιστου αριθμού ανά μονάδα εκκινήσεων. Στον Πιν. 7-8 σημειώνονται οι εκκινήσεις των μονάδων στην προκαθορισμένη σειρά χωρίς να λαμβάνεται υπόψη ο ισομερισμός τους. Χωρίς ισομερισμό, οι ανά μονάδα εκκινήσεις στην προκαθορισμένη σειρά είναι περισσότερες για μεγάλες χωρητικότητες και συγκρίσιμες για μικρές χωρητικότητες σε σχέση με την δυναμική ένταξη. Αν θεωρήσουμε ότι γίνεται ισοκατανομή του πλήθους των εκκινήσεων τότε με εξαίρεση τη χωρητικότητα 3000 kWh σε όλες τις άλλες η προκαθορισμένη ένταξη υπερτερεί της δυναμικής. Για χωρητικότητες μικρότερες των 1000 kWh η αύξηση των ανά μονάδα εκκινήσεων στη δυναμική ένταξη υπερκεράζεται σε σημαντικότητα από την αύξηση της διείσδυσης. Για χωρητικότητες πάνω από 1000 kWh οι διαφορές στη διείσδυση μεταξύ των δύο μεθόδων δεν είναι άξιες λόγου οπότε το πλήθος των ανά μονάδα εκκινήσεων αποκτά βαρύνουσα σημασία στην αξιολόγηση. Για το λόγο αυτό έγιναν προσομοιώσεις και για το σενάριο υψηλού φορτίου και τα συνολικά αποτελέσματα φαίνονται στον Πιν. 7-9. Από τη μελέτη του πίνακα προκύπτει ότι στο σενάριο υψηλού φορτίου για χωρητικότητες 3000 kWh και 2000 kWh, η δυναμική ένταξη δίνει καλύτερα αποτελέσματα σε ανά μονάδα εκκινήσεις. Βλέπουμε λοιπόν, γενικά, ότι η δυναμική ένταξη υπερτερεί στις μεγάλες χωρητικότητες σε μεγέθη ανά μονάδα εκκινήσεων και στις μικρές χωρητικότητες σε μεγέθη διείσδυσης ΑΠΕ.

Πιν. 7-9 Συγκριτικά αποτελέσματα σε ανά μονάδα εκκινήσεις και διείσδυση ΑΠΕ για τις δύο πολιτικές ένταξης τόσο για το σενάριο χαμηλού όσο και το σενάριο υψηλού φορτίου θεωρώντας μεγάλες χωρητικότητες.

	Χαμηλό Φορτίο (307 kW)			
	Ανά μονάδα εκκινήσεις		Διείσδυση ΑΠΕ	
	Δυναμική ένταξη	Προκαθορισμένη σειρά	Δυναμική ένταξη	Προκαθορισμένη σειρά
3000 kWh	43	43	85.13	85.11
2000 kWh	66	52	82.12	81.91
1500 kWh	99	62	80.80	80.50
	Υψηλό Φορτίο (460 kW)			
	Ανά μονάδα εκκινήσεις		Διείσδυση ΑΠΕ	
	Δυναμική ένταξη	Προκαθορισμένη σειρά	Δυναμική ένταξη	Προκαθορισμένη σειρά
3000 kWh	55	76	84.92	85.19
2000 kWh	78	90	82.74	82.74
1500 kWh	138	98	81.78	81.35

5. Οι προκαλούμενες υποφορτίσεις συμβατικών μονάδων με την εφαρμογή της προκαθορισμένης σειράς είναι σταθερά περισσότερες σε σύγκριση με την πολιτική δυναμικής ένταξης. Τα αποτελέσματα αυτά είναι λογικά αν αναλογιστεί κανείς ότι, ανεξάρτητα από την τιμή της αναμενόμενης καθαρής ζήτησης, εντάσσεται μονάδα με τεχνικό ελάχιστο 110 kW, οπότε είναι αρκετά πιθανό να απαιτείται υποφόρτιση της για να μην επηρεαστεί η ευστάθεια του συστήματος. Αξιοσημείωτο είναι ότι για χωρητικότητα 300 kWh με την προκαθορισμένη σειρά παρατηρούνται εκατονταπλάσιες περίπου υποφορτίσεις και μάλιστα κάποιες από αυτές παραβιάζουν το όριο του 40%, με την δυσμενέστερη υποφόρτιση να αντιστοιχεί στο 25.95% της ονομαστικής ισχύος. Οι υποφορτίσεις θα μπορούσαν να αποφευχθούν διοχετεύοντας το σύνολο της περίσσειας συμβατικής ισχύος στους συσσωρευτές, αυξάνοντας όμως έτσι την κατανάλωση καυσίμου και περιορίζοντας τη διείσδυση ΑΠΕ.
6. Με τη μέθοδο της προκαθορισμένης σειράς ο συντελεστής χρησιμοποίησης των μεγάλων Α/Γ είναι μικρότερος από την τιμή που προκύπτει με την εφαρμογή της δυναμικής ένταξης για όλες τις εξεταζόμενες χωρητικότητες. Οι διαφορές γίνονται μεγαλύτερες όσο μικρότερη είναι η ονομαστική χωρητικότητα και οφείλονται στο ότι η δυναμική μέθοδος ένταξης εξασφαλίζει μεγαλύτερη συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης. Αξιοσημείωτο είναι ότι για χωρητικότητα 300 kWh η προκαθορισμένη σειρά ένταξης οδηγεί σε συντελεστή χρησιμοποίησης μόλις 6.31% τη στιγμή που η δυναμική ένταξη τον ανεβάζει σε 14.06%. Είναι προφανές ότι τόσο χαμηλές τιμές συντελεστών χρησιμοποίησης είναι μη ρεαλιστικές και βιώσιμες και σε κάθε περίπτωση οι αντίστοιχες διαστασιολογήσεις των συνιστωσών του συστήματος κρίνονται απορριπτέες. Με άλλα λόγια, η επιλογή συσσωρευτών ονομαστικής χωρητικότητας περί τις 300 kWh θα έπρεπε να συνδυαστεί με μονάδες ΑΠΕ μικρότερης εγκατεστημένης ισχύος ώστε να μην απορρίπτεται το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ενέργειας. Ωστόσο, η επιλογή της παρουσίασης των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης για τη συγκεκριμένη χωρητικότητα έγινε για να φανεί καθαρά η σημαντική επίδραση των δύο πολιτικών ένταξης στον τρόπο λειτουργίας των υβριδικών συστημάτων με συστήματα αποθήκευσης μικρής ικανότητας.
7. Στον Πιν. 7-8 παρουσιάζεται η επίδραση των εναλλακτικών μεθόδων ένταξης στη διάρκεια ζωής των μπαταριών με βάση το KiBaM. Παρατηρούμε ότι οι διαφορές είναι μικρές με ελαφρώς μεγαλύτερη διάρκεια ζωής για τη δυναμική ένταξη με εξαίρεση τη χωρητικότητα 300 kWh. Η μεγάλη διάρκεια ζωής στην περίπτωση της προκαθορισμένης σειράς είναι πλασματική και οφείλεται ακριβώς στο γεγονός ότι η ένταξη συμβατικής ισχύος επιφέρει υποχρησιμοποίηση των υπόλοιπων συνιστωσών του υβριδικού σταθμού. Μάλιστα, για την περίπτωση των 300 kWh το KiBaM εκτιμούσε τη διάρκεια ζωής αρκετά μεγαλύτερη των 20 ετών, ωστόσο ως μέγιστη επιλέχθηκε η τελευταία που δίδεται και από τον κατασκευαστή.

Από την μελέτη των παραπάνω συμπερασμάτων και στο βαθμό που πρωταρχικός στόχος είναι ο περιορισμός της κατανάλωσης καυσίμου θα πρέπει να έχει γίνει σαφές ότι για τη συγκρότηση του ΤΣΠ του Αγ. Ευστρατίου, όπως περιγράφηκε στην παράγραφο 7.1.2, η μέθοδος της προκαθορισμένης σειράς ένταξης είναι καταλληλότερη για μεγάλες διαστασιολογήσεις και της δυναμικής σειράς για μικρές διαστασιολογήσεις. Ωστόσο, ενδεχόμενη αντικατάσταση των παλιών μονάδων 90 kW με άλλες καινούριες της ίδιας ονομαστικής ισχύος, σε συνδυασμό με γενικότερες παρεμβάσεις στον ΤΣΠ, καθιστά γενικά καταλληλότερη τη μέθοδο δυναμικής ένταξης. Για το λόγο αυτό στις προσομοιώσεις που θα εξεταστούν στη συνέχεια χρησιμοποιήθηκε η δυναμική ένταξη συμβατικών μονάδων.

Στον Πιν. 7-10 παρουσιάζονται επιπλέον σημαντικά αποτελέσματα που προέκυψαν από την ετήσια προσομοίωση, χωρίς να επαναλαμβάνονται αυτά που έχουν ήδη δοθεί στον Πιν. 7-8, από την μελέτη των οποίων εξάγονται χρήσιμα συμπεράσματα.

Πιν. 7-10 Σύνοψη αποτελεσμάτων προσομοίωσης για το Σενάριο Low RES –Low Load με δυναμική σειρά ένταξης. Τα υπόλοιπα αποτελέσματα στον Πιν. 7-8.

	Χωρητικότητα Συσσωρευτών					
	300	500	1000	1500	2000	3000
Συμβατικές Μονάδες ΤΣΠ						
Παραγωγή ΤΣΠ (MWh)	443.14	260.61	211.50	196.47	182.93	152.11
Ώρες λειτουργίας ΤΣΠ	7001	3411	2254	1858	1656	1332
Μονάδες ΑΠΕ						
Συνολική παραγωγή ΑΠΕ (MWh)	584.25	774.97	838.27	862.45	882.17	920.07
Μεγάλες Α/Γ						
Παραγωγή (MWh)	386.24	573.79	637.05	661.24	680.98	718.85
Δυνητική παραγωγή (MWh)	1446.5	1446.5	1446.5	1446.5	1446.5	1446.5
Πλήθος αποσυνδέσεων	480	24	23	23	23	23
Αποκοπή παραγωγής (%)	73.30	60.33	55.96	54.29	52.92	50.32
Capacity Factor (%)	14.06	20.89	23.20	24.08	24.80	26.17
Μικρή Α/Γ						
Παραγωγή (MWh)	69.66	71.52	71.53	71.54	71.54	71.54
Δυνητική παραγωγή (MWh)	71.59	71.59	71.59	71.59	71.59	71.59
Πλήθος αποσυνδέσεων	8	3	3	3	3	3
Αποκοπή παραγωγής (%)	2.70	0.11	0.09	0.08	0.08	0.07
Capacity Factor (%)	39.76	40.82	40.83	40.83	40.83	40.83
Φωτοβολταϊκά						
Παραγωγή (MWh)	128.35	129.66	129.68	129.68	129.68	129.68
Δυνητική παραγωγή (MWh)	129.68	129.68	129.68	129.68	129.68	129.68
Αποκοπή παραγωγής (%)	1.03	0.012	0	0	0	0
Capacity Factor (%)	14.65	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80
Διάταξη Συσσωρευτών						
Ενέργεια ΑΠΟ τους συσσωρευτές (MWh)	11.47	34.78	74.14	99.73	116.99	136.64
Ενέργεια ΑΠΕ ΠΡΟΣ συσσωρευτές (MWh)	15.79	47.20	99.73	133.94	157.18	185.76
ΣΥΜΒ. Ενέργεια ΠΡΟΣ συσσωρευτές (MWh)	0.008	0.12	1.13	1.65	1.88	2.17
Ενέργεια ΠΡΟΣ τους συσσωρευτές (MWh)	15.80	47.32	100.85	135.60	159.06	185.76
Ελάχιστο SOC (%)	47.85	44.69	41.93	41.78	42.34	44.03
Πλήθος δεκαλέπτων που ισχύει SOC<40%	0	0	0	0	0	0
Βαθμός Απόδοσης (%)	72.59	73.50	73.52	73.55	73.55	73.56
Διάρκεια Ζωής (έτη)	16.29	8.71	8.33	8.98	9.87	11.52
Σενάρια Λειτουργίας						
Ώρες στο Σενάριο 1	1759	5349	6506	6902	7104	7428
Ώρες στο Σενάριο 2	6968	3120	1413	1026	997	851
Ώρες στο Σενάριο 3	33	291	841	832	659	481

1. Η δυνητική παραγωγή των εγκατεστημένων μονάδων ΑΠΕ υπερκαλύπτει τη ζήτηση του φορτίου, συνεπώς είναι αναπόφευκτη η απόρριψη σημαντικού ποσοστού της. Η Όπως ήταν αναμενόμενο η αύξηση της ονομαστικής χωρητικότητας των συσσωρευτών έχει ως αποτέλεσμα τη λειτουργία με βάση το πρώτο σενάριο για

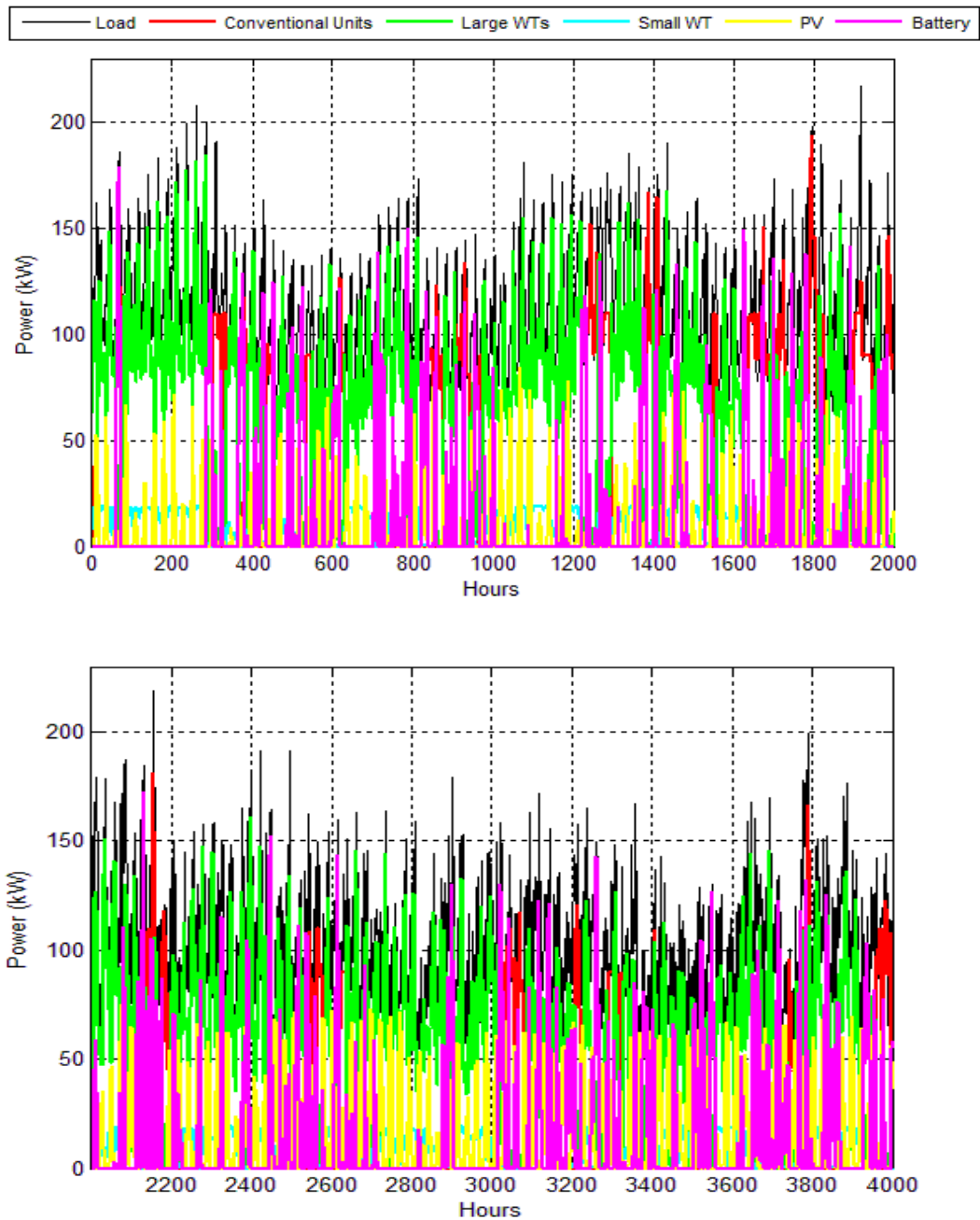
περισσότερες ώρες, τη μείωση της παραγωγής του ΤΣΠ και συνεπώς την αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ. Ωστόσο, παρατηρούμε ότι για μεγάλες διαστασιολογήσεις των συσσωρευτών η διείσδυση ΑΠΕ γίνεται περισσότερο ανελαστική με την αύξηση της ονομαστικής χωρητικότητας. Το συμπέρασμα αυτό είναι σύμφωνο με τη μορφή του διαγράμματος πιθανότητας αυτονομίας ως προς τη μέγιστη διαθέσιμη χωρητικότητα της παραγράφου 7.2.3.1 (Σχ. 7.8).

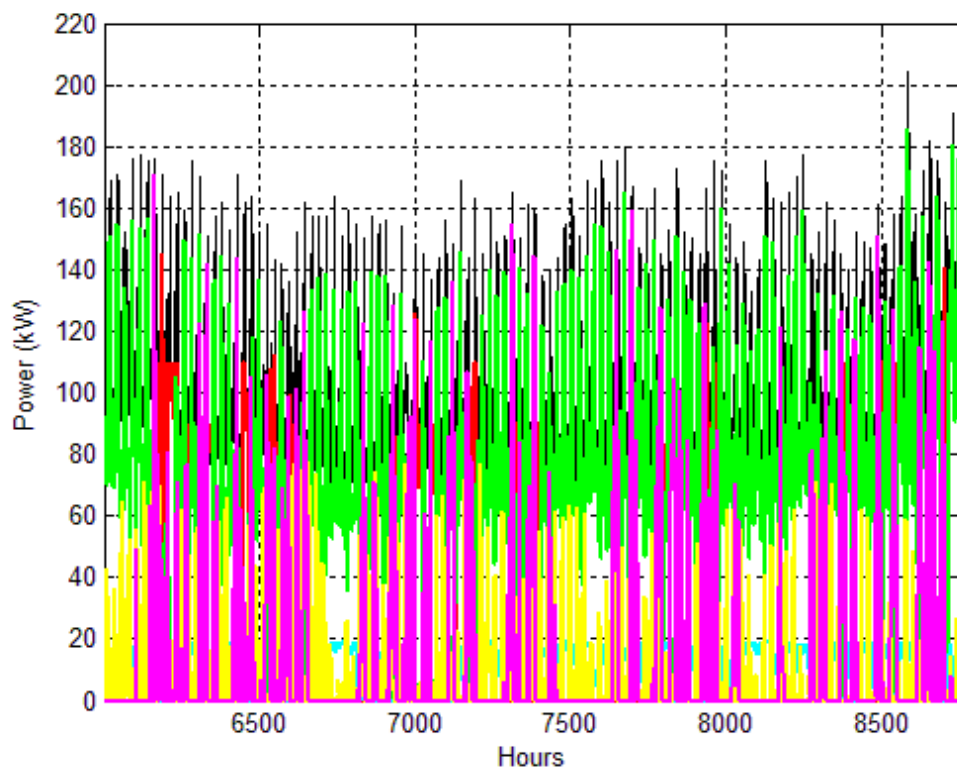
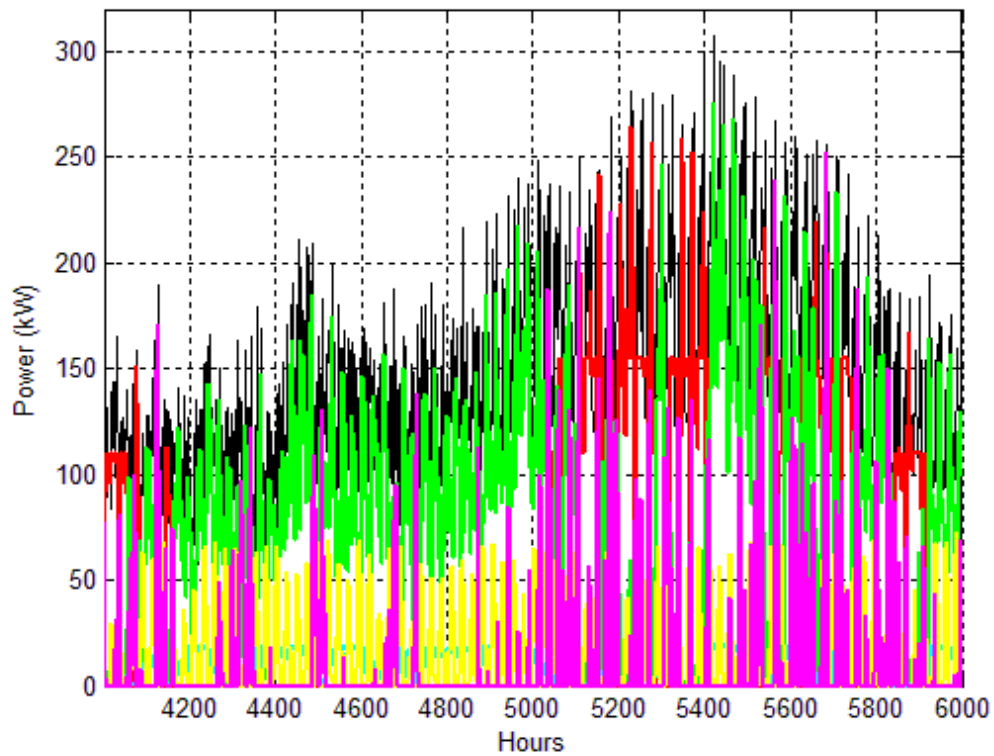
2. Η ενέργεια που απορρίπτεται αφορά σχεδόν αποκλειστικά την παραγωγή των μεγάλων Α/Γ, οι οποίες έχουν τη δυνατότητα περιορισμού της ισχύος εξόδου τους. Σε όλες τις περιπτώσεις το ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας των μεγάλων Α/Γ υπερβαίνει το 50% και μάλιστα αυξάνεται όσο μειώνεται η χωρητικότητα των συσσωρευτών, κάτι το οποίο είναι αναμενόμενο. Κατά συνέπεια ο συντελεστής χρησιμοποίησης των μεγάλων Α/Γ είναι πολύ μικρός ιδιαίτερα για μικρές χωρητικότητες μπαταριών. Από την άλλη μεριά, η απορριπτόμενη ενέργεια από τη μικρή Α/Γ και τα Φωτοβολταϊκά είναι αμελητέα με αποτέλεσμα να εμφανίζουν ικανοποιητικούς συντελεστές χρησιμοποίησης.
3. Η αποθηκευτική διάταξη διακινεί χαμηλό ποσοστό της συνολικής ζήτησης ενέργειας, το οποίο κυμαίνεται μεταξύ του 1.12% για χωρητικότητα 300 kWh και 13.36% για χωρητικότητα 3000 kWh. Το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης καλύπτεται απευθείας από τις μονάδες ΑΠΕ, γεγονός που είναι θετικό, καθώς αφενός περιορίζονται οι απώλειες στα συστήματα αποθήκευσης και αφετέρου μειώνεται η καταπόνησή τους. Σε κάθε περίπτωση το ελάχιστο επίπεδο φόρτισης που σημειώνεται στη διάρκεια της ετήσιας προσομοίωσης είναι αρκετά μεγαλύτερο από το κατώτατο δυνατό όριο του 30% και επίσης μεγαλύτερο από το τιθέμενο όριο του 40%.
4. Η φόρτιση των συσσωρευτών γίνεται ως επί το πλείστον από τη διαθέσιμη περίσσεια ΑΠΕ που διαφορετικά θα απορριπτόταν. Οι συμβατικές μονάδες δε χρησιμοποιούνται εν γένει για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης, ώστε η κατανάλωση καυσίμου να διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα. Η μόνη περίπτωση που επιτρέπεται η φόρτιση των μπαταριών από τις νηζελογεννήτριες είναι όταν τείνουν να υποφορτιστούν κάτω από το 40% της ονομαστικής τους ισχύος. Σε αυτήν την περίπτωση, το πλεόνασμα συμβατικής ισχύος, που διαφορετικά θα προκαλούσε αστάθεια στο σύστημα, αξιοποιείται για τη φόρτιση των συσσωρευτών. Όπως προκύπτει από τον Πιν. 7-10, σε όλες τις διαστασιολογήσεις το ποσοστό της ενέργειας φόρτισης των συσσωρευτών που προέρχεται από συμβατική παραγωγή είναι εξαιρετικά μικρό.
5. Ο βαθμός απόδοσης των συσσωρευτών κυμαίνεται μεταξύ 72.59% και 73.56% κάτι που είναι αναμενόμενο με βάση την τιμή του roundtrip efficiency και του βαθμού απόδοσης του αντιστροφέα. Ωστόσο οι τιμές αυτές αφορούν τα πρώτα έτη της λειτουργίας του σταθμού καθώς με την πάροδο των ετών και προς το τέλος της ωφέλιμης ζωής τους οι μπαταρίες αναμένεται να εμφανίζουν μικρότερο βαθμό απόδοσης. Η διάρκεια ζωής των συσσωρευτών αυξάνεται όσο μεγαλύτερη είναι η διαστασιολόγηση επειδή τα διακινούμενα ποσά ενέργειας γίνονται όλο και μικρότερα σε σχέση με την ονομαστική ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας.

7.4.1.2 Ανάλυση Ετήσιας Λειτουργίας Συστήματος μέσω Διαγραμμάτων - Χωρητικότητα Συσσωρευτών 3000 kWh

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν χαρακτηριστικά διαγράμματα που περιγράφουν τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος για την περίπτωση διαστασιολόγησης της συστοιχίας των συσσωρευτών στις 3000 kWh, δεδομένου ότι το σύστημα του Αγ. Ευστρατίου αποσκοπεί

στη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ. Αρχικά, στο Σχ. 7.21 παρουσιάζεται η ετήσια παραγωγή όλων των μονάδων του υβριδικού σταθμού για την κάλυψη της ζήτησης, από το οποίο είναι εμφανές ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου καλύπτεται από ενέργεια ΑΠΕ.

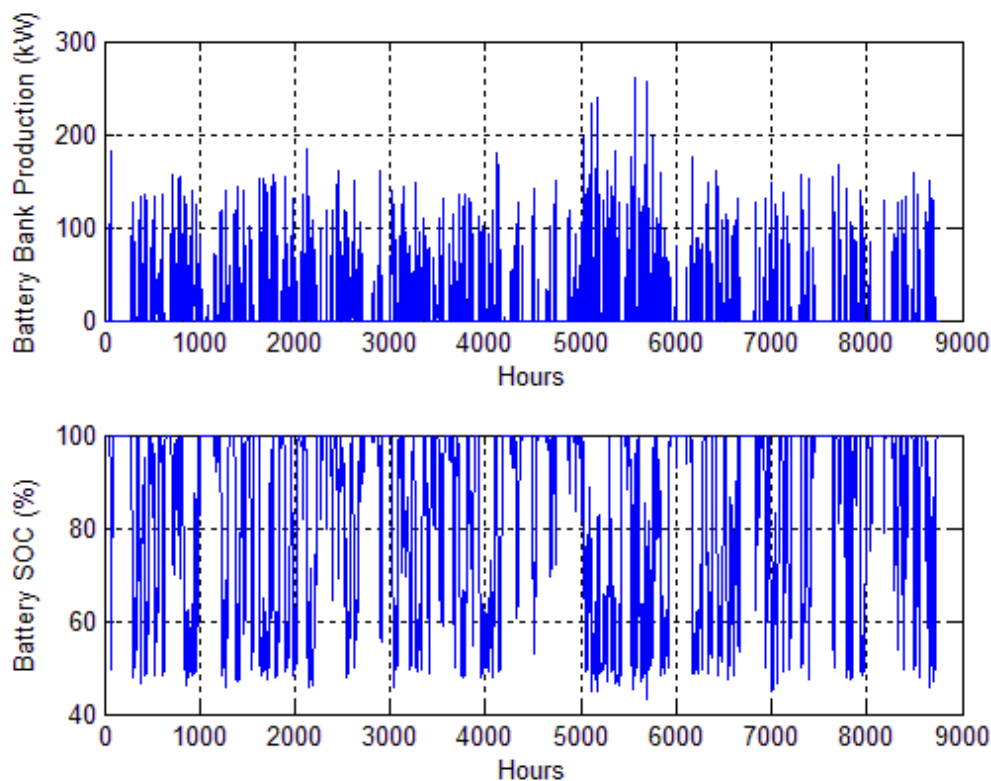




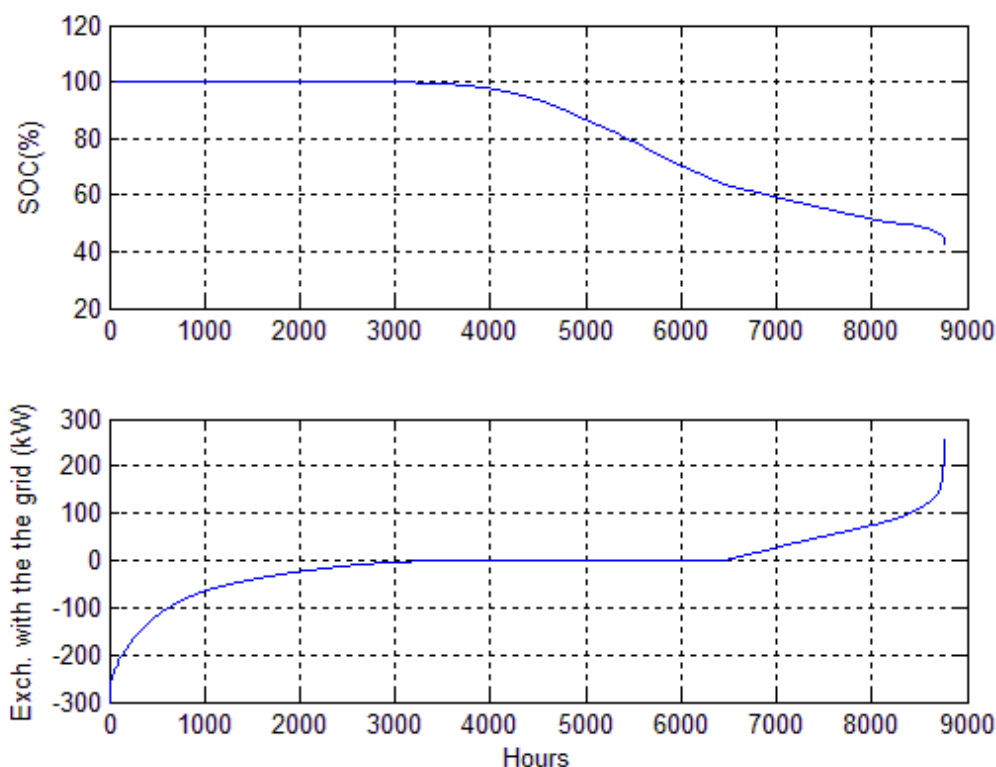
Σχ. 7.21 Ετήσια παραγωγή του υβριδικού σταθμού για κάλυψη του φορτίου.

Στη συνέχεια, στα Σχ. 7.22 και 7.23 παρουσιάζεται ο τρόπος λειτουργίας των συσσωρευτών. Πιο συγκεκριμένα, το Σχ. 7.22 δίνει την ετήσια απόδοση ισχύος στο σύστημα από τη συστοιχία των μπαταριών καθώς και το επίπεδο φόρτισης τους, ενώ στο Σχ. 7.23 παρουσιάζονται οι καμπύλες διάρκειας του επιπέδου φόρτισης και της ανταλλαγής ισχύος μεταξύ των μπαταριών και του δικτύου. Από τα διαγράμματα αυτά διαπιστώνεται ότι οι διατάξεις αποθήκευσης παραμένουν για ποσοστό 36% περίπου του έτους σε κατάσταση πλήρους φόρτισης, ενώ η λειτουργία τους σε χαμηλά επίπεδα φόρτισης είναι πολύ περιορισμένη (το 91% περίπου του έτους ισχύει $SOC \geq 50\%$).

Επιπρόσθετα, ενδιαφέρον παρουσιάζει ο τρόπος λειτουργίας του κεντρικού μετατροπέα του υβριδικού σταθμού. Στο Σχ. 7.24 δίνεται το ποσοστό του χρόνου που ο μετατροπέας λειτουργεί σε συγκεκριμένα επίπεδα ανταλλαγής ισχύος μεταξύ των συσσωρευτών και του δικτύου. Από τα διαγράμματα προκύπτει ότι η ισχύς φόρτισης των μπαταριών είναι μικρότερη από 30 kW με πιθανότητα 71%, ενώ η ίδια πιθανότητα για την αποδιδόμενη ισχύ είναι 26%. Είναι, λοιπόν, φανερό ότι οι ρυθμοί εκφόρτισης είναι μεγαλύτεροι από τους ρυθμούς φόρτισης, κάτι το οποίο εξηγείται από το μοντέλο KiBaM το οποίο κάνει την παραδοχή ότι οι συσσωρευτές τείνουν με μορφή καμπύλης υπερβολής προς την πλήρη φόρτισή τους, με αποτέλεσμα καθώς το SOC τους προσεγγίζει το 100% να λαμβάνουν όλο και μικρότερα ποσά ισχύος. Επιπλέον, το 21% του έτους ο μετατροπέας λειτουργεί χωρίς να ανταλλάσει ισχύ με το δίκτυο περιοριζόμενος μόνο σε ρόλο ρύθμισης, με άμεση τροφοδότηση του φορτίου από τις υπόλοιπες μονάδες του σταθμού. Συνεχίζοντας την ανάλυση, παρατηρούμε ότι η διακινούμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από 180 kW για λιγότερο από το 3% του έτους, ενώ μεγαλύτερη από 250 kW για λιγότερο από το 0.37% του έτους. Έτσι, είναι δυνατόν να εξαχθεί λανθασμένα το συμπέρασμα ότι μετατροπέας ισχύος 600 kVA είναι υπερβολικός και ότι θα ήταν σκόπιμο να εγκατασταθεί μετατροπέας μικρότερης ικανότητας. Ωστόσο, αναλογιζόμενοι τη διαρκή αύξηση του φορτίου και άρα την ανάγκη απόδοσης υψηλότερων ποσοτήτων ισχύος με την πάροδο των ετών, διαπιστώνουμε την καταλληλότητα της συγκεκριμένης διαστασιολόγησης του κεντρικού μετατροπέα.

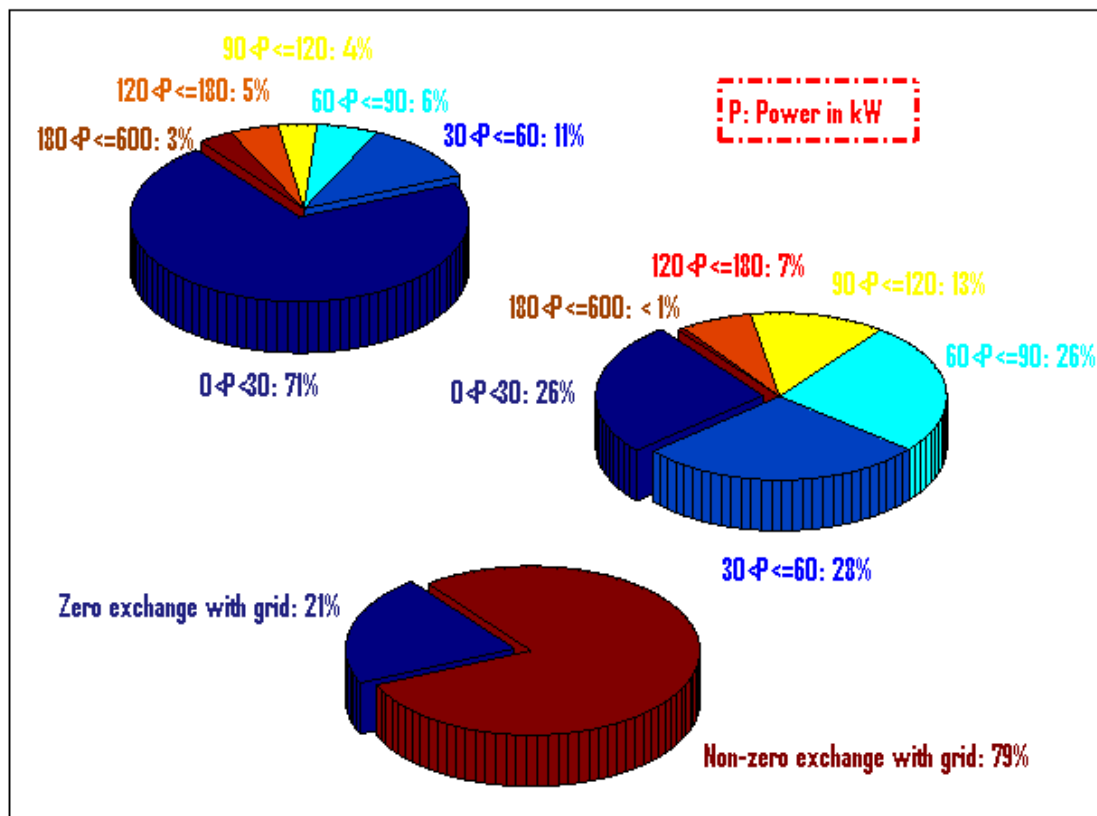


Σχ. 7.22 Ετήσια παραγωγή και SOC(%) συσσωρευτών υβριδικού σταθμού.

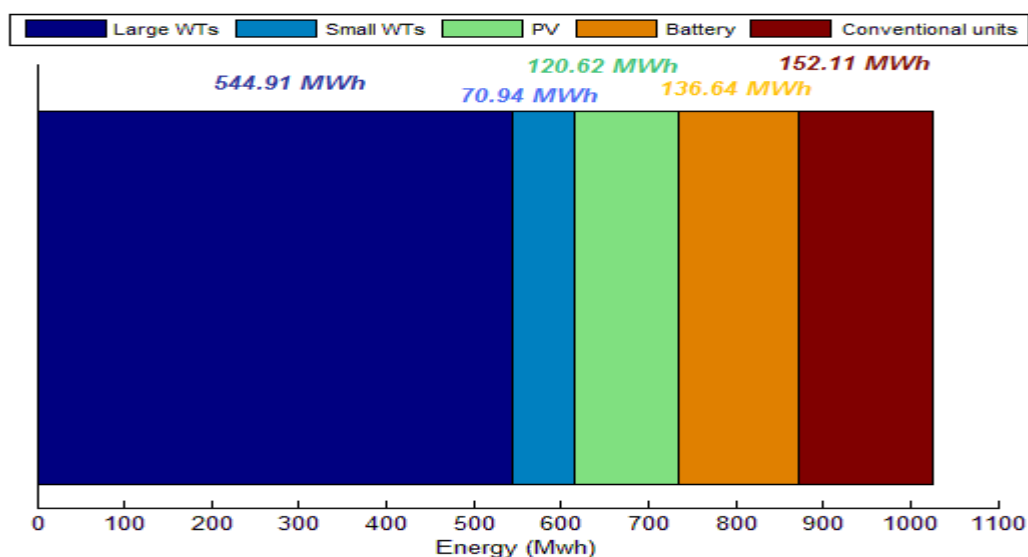


Σχ. 7.23 Καμπύλες διάρκειας του επιπέδου φόρτισης και της ανταλλαγής ισχύος της συστοιχίας των συσσωρευτών με το δίκτυο.

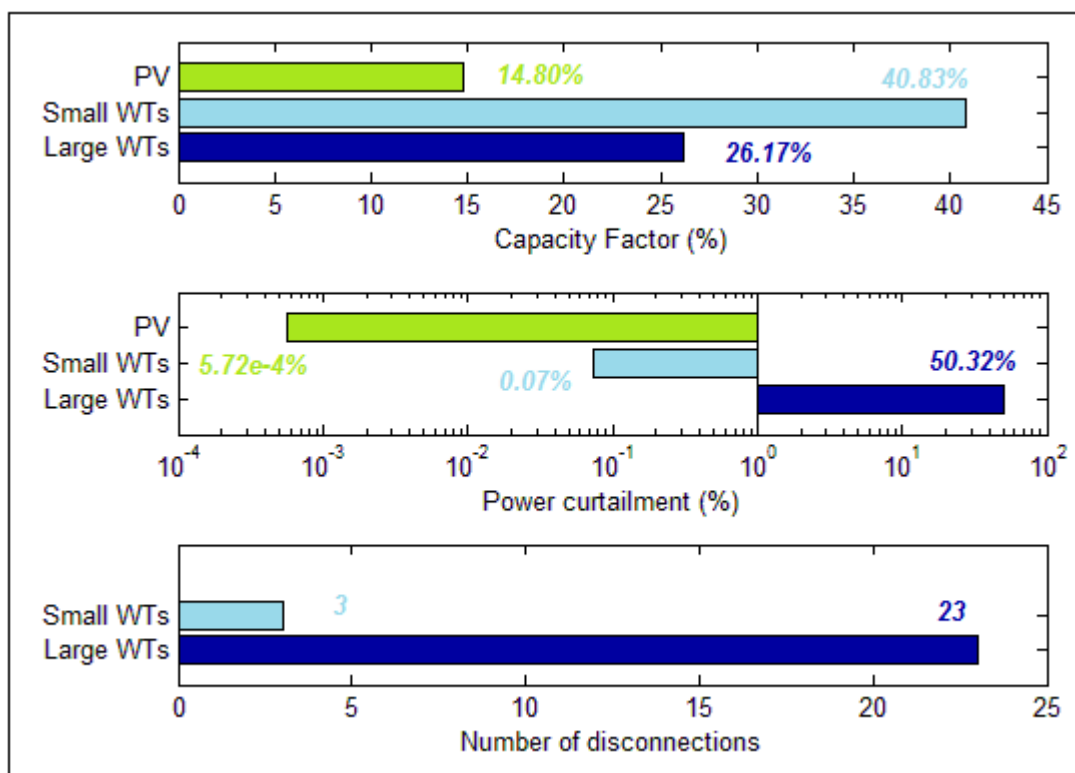
Ακολούθως, εξετάζεται ο τρόπος λειτουργίας των μονάδων ΑΠΕ του συστήματος αρχίζοντας από το Σχ. 7.25, στο οποίο παρουσιάζεται διαγραμματικά η συνεισφορά κάθε μονάδας του υβριδικού σταθμού συμπεριλαμβανομένου των συμβατικών μονάδων και της αποθηκευτικής διάταξης. Στο Σχ. 7.26 παρουσιάζονται οι συντελεστές χρησιμοποίησης και το ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας ξεχωριστά για κάθε μονάδα ΑΠΕ, καθώς και το πλήθος των απαιτούμενων αποσυνδέσεων των μεγάλων και της μικρής Α/Γ, ενώ στο Σχ. 7.27 δίνεται η καμπύλη διάρκειας της απορριπτόμενης ενέργειας ΑΠΕ συνολικά. Από τα διαγράμματα αυτά προκύπτει ότι οι συντελεστές χρησιμοποίησης των Φ/Β και της μικρής Α/Γ είναι ικανοποιητικοί, σε αντίθεση με τις μεγάλες Α/Γ των οποίων η τιμή του συντελεστή κρίνεται αρκετά χαμηλή. Ο λόγος είναι το μεγάλο ποσοστό της απορριπτόμενης ισχύος που υπερβαίνει το 50%, σε συνδυασμό με την ανάγκη αποσύνδεσης των μεγάλων Α/Γ για 23 φορές μέσα στο έτος. Η απόρριψη τόσο σημαντικού ποσοστού της ισχύος οφείλεται εν μέρει στον μικρό συντελεστή φορτίου του Αγ. Ευστρατίου (36%), ο οποίος οδηγεί σε μεγάλες διαστασιολογήσεις των μονάδων ΑΠΕ ώστε να μπορούν να ανταποκριθούν στην τιμή φορτίου αιχμής, αλλά σε υποχρησιμοποίηση τους όταν η ζήτηση κυμαίνεται γύρω από την μέση τιμή του φορτίου.



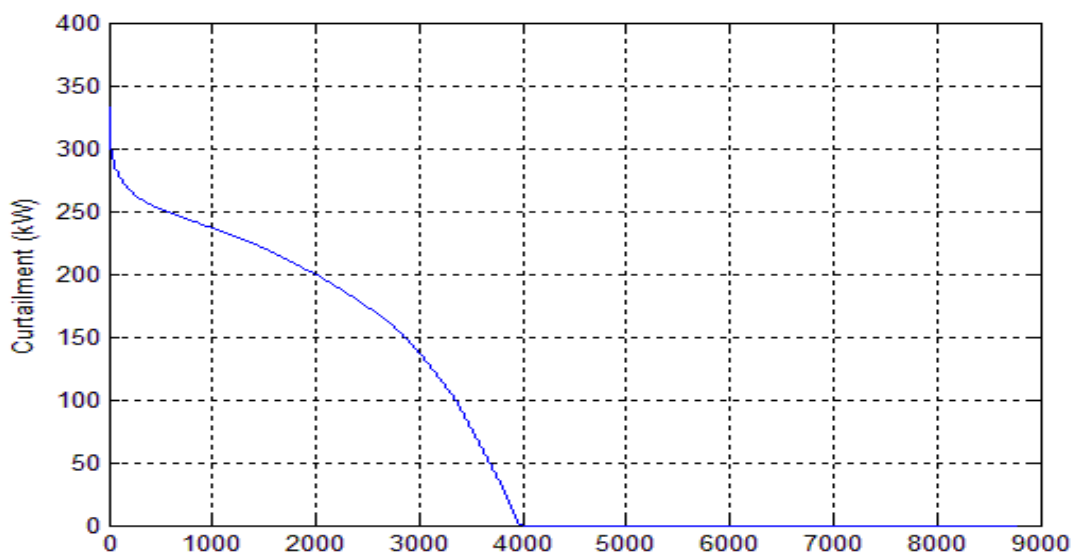
Σχ. 7.24 Χρόνος λειτουργίας του μετατροπέα του υβριδικού σταθμού ανά επίπεδο της διακινούμενης ισχύος. Επάνω: Χρόνος λειτουργίας, εκφρασμένος ως ποσοστό επί του συνολικού χρόνου κατά τον οποίο φορτίζονται οι συσσωρευτές, ανά επίπεδο ισχύος φόρτισης. Μέση: Χρόνος λειτουργίας, εκφρασμένος ως ποσοστό επί του συνολικού χρόνου κατά τον οποίο αποδίδουν ενέργεια οι συσσωρευτές, ανά επίπεδο αποδιδόμενης ισχύος. Κάτω: Ποσοστό του έτους κατά το οποίο δε διακινείται καθόλου ισχύς από το μετατροπέα. Τα επίπεδα ισχύος είναι σε kW.



Σχ. 7.25 Διάγραμμα ενεργειακής συνεισφοράς κάθε μονάδας του υβριδικού σταθμού στην ετήσια εξυπηρέτηση του φορτίου. Με τον προτεινόμενο αλγόριθμο διαχείρισης επετεύχθη διείσδυση ΑΠΕ 85.06%.



Σχ. 7.26 Capacity Factor, ποσοστό απορριπτόμενης ισχύος και αποσυνδέσεις μονάδων ΑΠΕ.

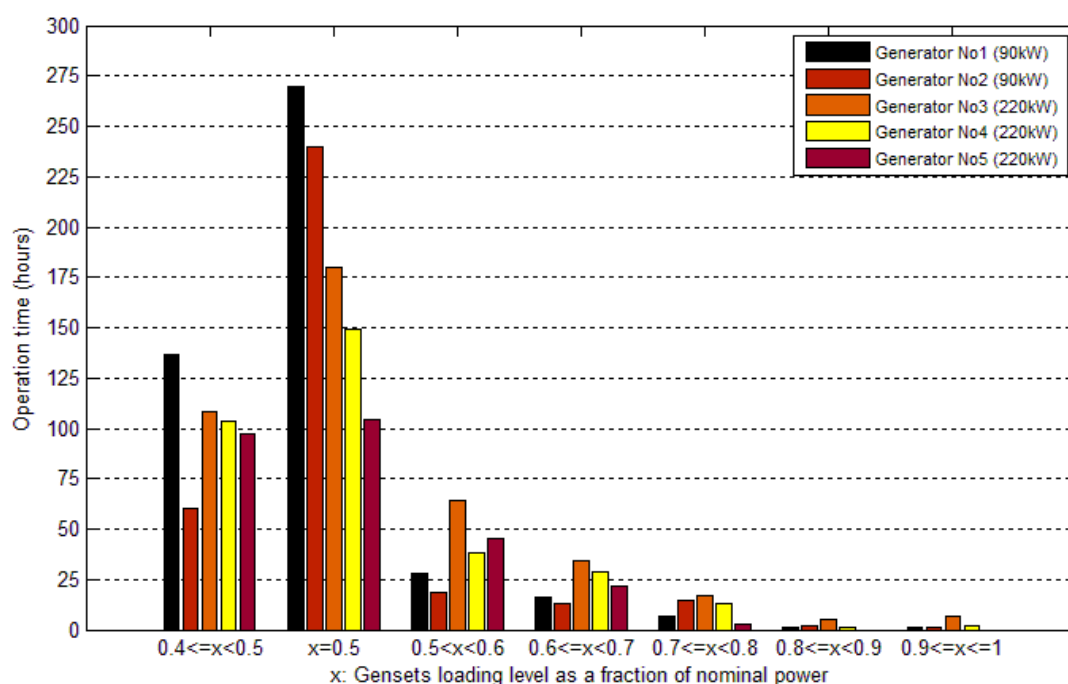


Σχ. 7.27 Καμπύλη διάρκειας της απορριπτόμενης ισχύος ΑΠΕ συνολικά.

Σημαντικό κριτήριο για την αξιολόγηση της στρατηγικής διαχείρισης του υβριδικού σταθμού αποτελεί ο τρόπος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων του ΤΣΠ. Η παραγόμενη ενέργεια, η ετήσια κατανάλωση καυσίμου, οι προκαλούμενες υποφορτίσεις καθώς και ο απαιτούμενος αριθμός εκκινήσεων-στάσεων ανά τύπο μονάδας (ονομαστική ισχύς 90 kW ή 220 kW) παρουσιάστηκαν στους Πιν. 7-8 και 7-10. Στο Σχ. 7.28 δίνεται ο ετήσιος χρόνος λειτουργίας των Η/Ζ ανά επίπεδο ισχύος, ενώ στο Σχ. 7.29 το πλήθος των εκκινήσεων-στάσεων κάθε

συμβατικής μονάδας ξεχωριστά. Από τη μελέτη των διαγραμμάτων αυτών προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

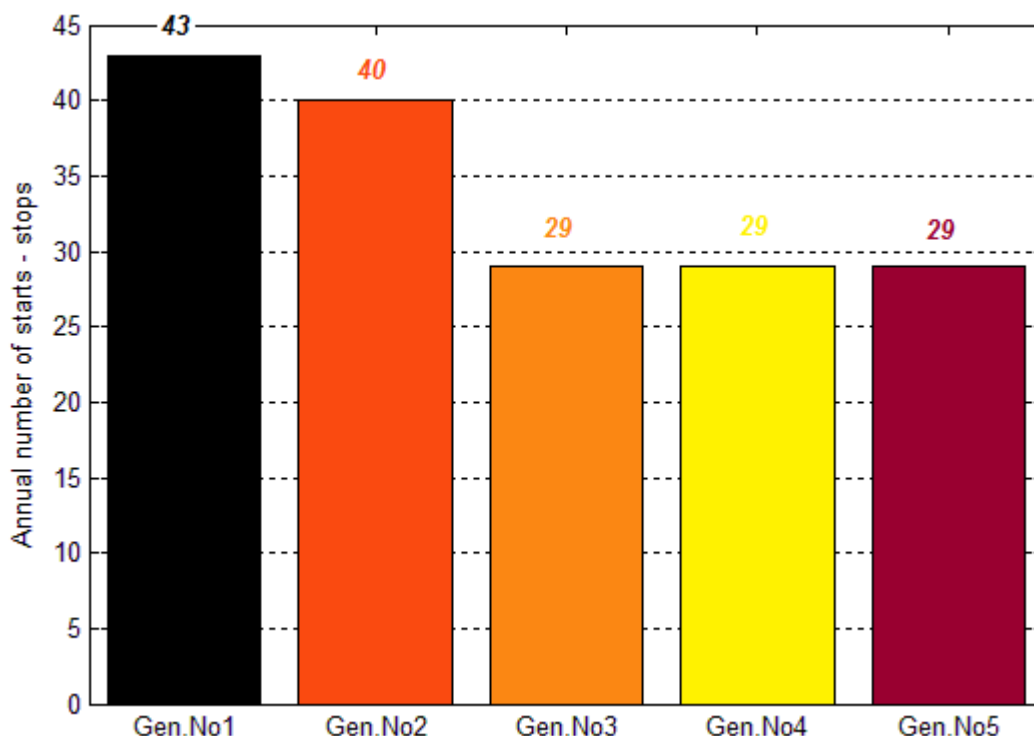
1. Όλες οι μονάδες φορτίζονται στα T.E. τους για μεγάλο ποσοστό του χρόνου λειτουργίας τους αλλά κυρίως οι γεννήτριες No1, No2 και No3. Το γεγονός αυτό θα έχει σαν αποτέλεσμα την εντονότερη επιβάρυνση της κατάστασης των νηξελογεννητριών οι οποίες ενδεχομένων να εμφανίσουν μεγαλύτερη συχνότητα βλαβών στη διάρκεια της ζωής τους, ενώ παράλληλα η λειτουργία σε χαμηλά επίπεδα φόρτισης συνδέεται με αυξημένη ειδική κατανάλωση καυσίμου. Η παρατήρηση αυτή συνιστά ένα εγγενές μειονέκτημα του υβριδικού συστήματος σε αντίθεση με τη συμβατική ηλεκτροδότηση.
2. Η ετήσια προσομοίωση έδειξε ότι δεν υπάρχει ποτέ η ανάγκη ταυτόχρονης λειτουργίας δύο ή περισσότερων μονάδων ονομαστικής ισχύος 220 kW. Ωστόσο, από το Σχ. 7.28 προκύπτει ότι εντάχθηκαν και λειτούργησαν και οι τρεις μονάδες των 220 kW. Ο λόγος είναι ότι ο αλγόριθμος διαχείρισης του συστήματος αποσκοπεί στον επιμερισμό του χρόνου λειτουργίας μεταξύ όλων των διαθέσιμων μονάδων όμοιας ονομαστικής ισχύος, έτσι ώστε να ελαχιστοποιούνται οι εκκινήσεις ανά μονάδα και συνεπώς η επιβάρυνσή τους. Ο ισομερισμός του πλήθους των εκκινήσεων παρουσιάζεται διαγραμματικά στο Σχ. 7.29.



Σχ. 7.28 Συγκρότηση ΤΣΠ με 2x90kW+3x220kW. Χρόνος λειτουργίας συμβατικών μονάδων ανά επίπεδο ισχύος.

3. Παρατηρούμε ότι για όλες τις μονάδες υπάρχουν χρονικά διαστήματα κατά τα οποία λειτουργούν ελαφρώς κάτω από το τεχνικό τους ελάχιστο (50%), όμως σε κάθε περίπτωση άνω του ελάχιστου επιτρεπόμενου ορίου φόρτισης που έχει τεθεί (40%). Όπως έχει σημειωθεί και σε προηγούμενα, η στρατηγική αυτή επιλέχθηκε στο βαθμό που πρωταρχικός στόχος του συστήματος είναι η μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ και ο περιορισμός της κατανάλωσης καυσίμου. Εναλλακτικά, το σύνολο της περίσσειας συμβατικής ισχύος, όταν αυτή εμφανίζεται, θα μπορούσε να διοχετεύεται στους συσσωρευτές με αποτέλεσμα να μην φορτίζονται ποτέ κάτω από

το 50% οι συμβατικές μονάδες. Για να διερευνηθεί η μεταβολή στη διείσδυση ΑΠΕ και την κατανάλωση καυσίμου που προκαλεί η εφαρμογή της τελευταίας στρατηγικής πραγματοποιήθηκε ετήσια προσομοίωση του συστήματος με αυτόν τον τρόπο λειτουργίας για χωρητικότητα 3000 kWh. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν είναι 84.90% διείσδυση και 29.45 τόνοι καυσίμου αντί για τα αντίστοιχα μεγέθη 85.06% και 29.01 τόνους, δηλαδή είναι σχεδόν πανομοιότυπα με αυτά της βασικής στρατηγικής διαχείρισης. Η διαφορά μεταξύ των δύο στρατηγικών κρίνεται αμελητέα για τη συγκεκριμένη διαστασιολόγηση, ωστόσο είναι σημαντικότερη για μικρότερες διαστασιολογήσεις του συστήματος αποθήκευσης.



Σχ. 7.29 Συγκρότηση ΤΣΠ με 2x90kW+3x220kW. Ετήσιος αριθμός εκκινήσεων-στάσεων ανά συμβατική μονάδα.

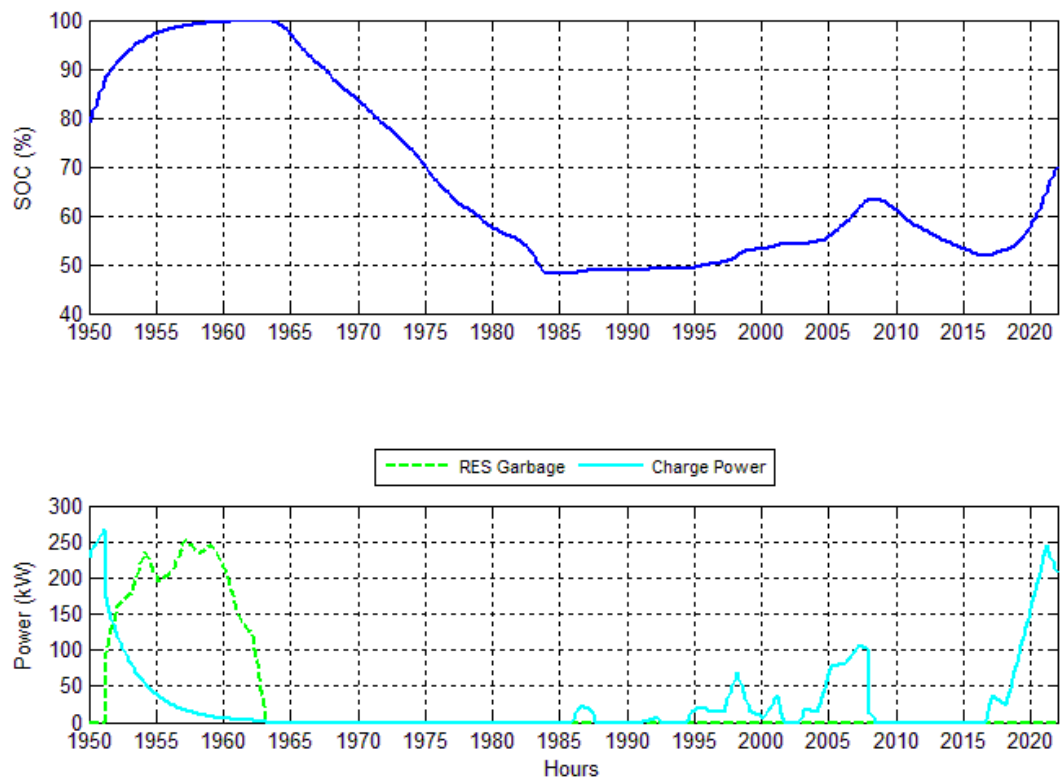
Επιπρόσθετα, στον αλγόριθμο διαχείρισης ενσωματώθηκε η παράμετρος MinimumRunTime που καθορίζει το ελάχιστο χρονικό διάστημα που πρέπει να λειτουργήσει ένας ενταγμένος συνδυασμός συμβατικών μονάδων. Η default τιμή της παραμέτρου που χρησιμοποιήθηκε στις βασικές προσομοιώσεις είναι μία ώρα. Η αύξηση της τιμής αυτής, όπως είναι αναμενόμενο, οδηγεί σε μειωμένο πλήθος και συχνότητα εκκινήσεων. Στον Πιν. 7-11 παρουσιάζεται η μεταβολή της διείσδυσης ΑΠΕ και των εκκινήσεων των μονάδων για διάφορες τιμές της παραμέτρου. Όπως φαίνεται, όσο μεγαλύτερη είναι η παράμετρος τόσο πιο μικρή διείσδυση επιτυγχάνεται, ενώ για τιμές της παραμέτρου μεγαλύτερες των δύο ωρών η δυναμική ένταξη οδηγεί σε μικρότερη διείσδυση από την προκαθορισμένη σειρά ένταξης. Είναι φανερό ότι για χωρητικότητα 3000 kWh η καλύτερη τιμή της παραμέτρου είναι η default επιλογή καθώς η διείσδυση είναι ικανοποιητική και οι εκκινήσεις ούτως ή άλλως περιορισμένες. Ωστόσο, προσομοιώσεις για μικρότερες χωρητικότητες (π.χ. 500 kWh) έδειξαν ότι τιμές της παραμέτρου μεγαλύτερες της default επιλογής είναι ίσως πιο ενδεδειγμένες.

Πιν. 7-11 Η επίδραση της παραμέτρου *MinRunTime* στη διείσδυση και τις εκκινήσεις μονάδων.

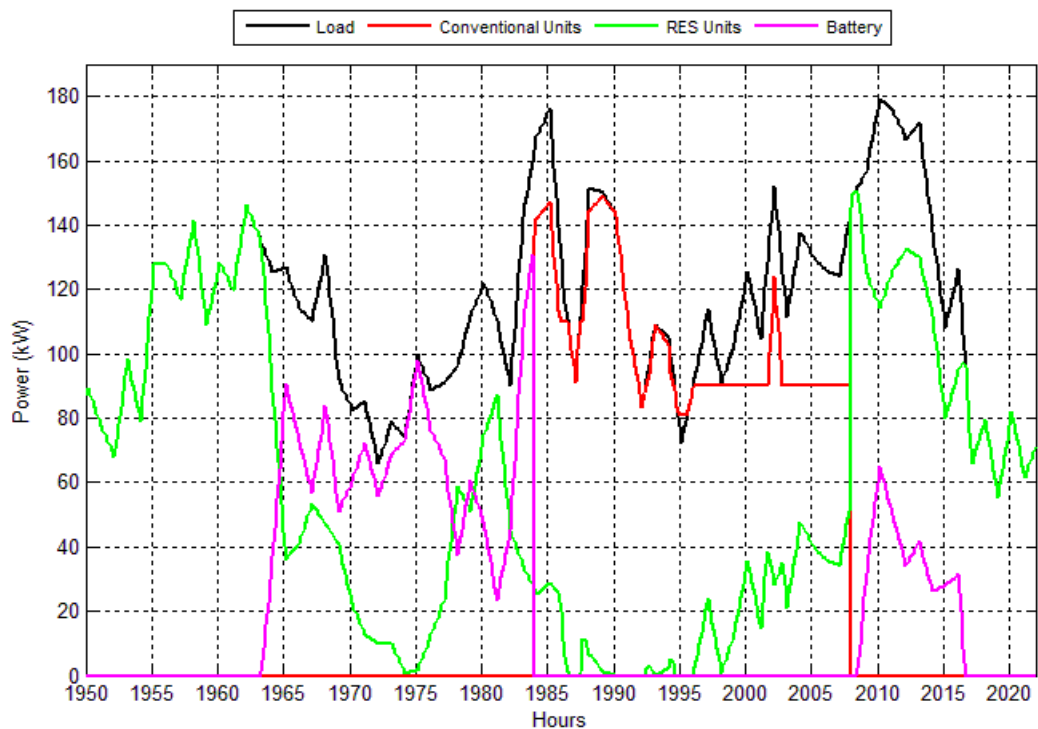
MinimumRunTime	Διείσδυση ΑΠΕ (%)	Εκκινήσεις μονάδων 90 kW	Εκκινήσεις μονάδων 220 kW	Συνολικές εκκινήσεις
1 ώρα	85.06	43 - 40	29 - 29 - 29	170
2 ώρες	84.84	35 - 37	29 - 28 - 28	157
3 ώρες	84.43	32 - 30	30 - 29 - 29	150
4 ώρες	84.23	29 - 30	27 - 26 - 26	138

Στη συνέχεια γίνεται λεπτομερής ανάλυση του τρόπου λειτουργίας του συστήματος κατά τρεις διαδοχικές ημέρες του μήνα Μαρτίου, χρονικό διάστημα που κρίθηκε αντιπροσωπευτικό ώστε να παρουσιαστούν διαφορετικές πτυχές της προτεινόμενης στρατηγικής διαχείρισης. Το επιλεγμένο χρονικό διάστημα είναι μεταξύ της 1950^{ης} και της 2022^{ης} ώρας του έτους, που αντιστοιχεί στο τριήμερο 22-24 Μαρτίου. Στο Σχ. 7.31 παρουσιάζεται ο τρόπος με τον οποίο καλύπτεται το φορτίο από τις μονάδες ΑΠΕ του σταθμού, τους συσσωρευτές και τη συμβατική παραγωγή. Για την καλύτερη ευκρίνεια του διαγράμματος επιλέχθηκε να παρουσιαστεί από κοινού η παραγωγή ΑΠΕ και όχι οι επιμέρους ισχύεις των Α/Γ και των Φ/Β. Στο Σχ. 7.30 παρουσιάζεται η κατάσταση φόρτισης των συσσωρευτών, η ισχύς φόρτισης καθώς και η περίσσεια ισχύος που οφείλει να απορρίπτεται. Από την μελέτη του διαγράμματος προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα και γίνονται οι επόμενες παρατηρήσεις:

- Αρχικά, παρατηρούμε ότι από την αρχή της εξεταζόμενης περιόδου έως και την 1963^η ώρα οι καμπύλες του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ που αξιοποιείται για την κάλυψη του φορτίου ταυτίζονται. Κατά αυτό το χρονικό διάστημα το σύστημα λειτουργεί με βάση το πρώτο σενάριο με όλες τις συμβατικές μονάδες να είναι εκτός. Η παραγωγή ΑΠΕ υπερτερεί του φορτίου οπότε αυτό καλύπτεται εξολοκλήρου χωρίς να υπάρχει ανάγκη εκφόρτισης των συσσωρευτών, αντιθέτως η περίσσεια ισχύος ΑΠΕ είναι διαθέσιμη για τη φόρτιση τους. Πιο συγκεκριμένα, κατά το διάστημα (1950-1960) οι συσσωρευτές φορτίζονται, ενώ μπορεί κανείς να δει ότι η φόρτιση τους γίνεται με διαρκώς φθίνοντα ρυθμό. Αυτή η παρατήρηση είναι σύμφωνη με το μοντέλο KiBaM, αφού το SOC των μπαταριών έχει ξεπεράσει το 80% και τείνουν προς πλήρη φόρτιση, άρα φορτίζονται με ολοένα και μικρότερο ρυθμό. Κατά το διάστημα (1960-1963) οι συσσωρευτές έχουν φτάσει σε SOC 100%, οπότε δε φορτίζονται πλέον και άρα το σύνολο της περίσσειας ισχύος οφείλει να απορριφθεί. Το γράφημα της απορριπτόμενης ισχύος συμφωνεί με τις παραπάνω διαπιστώσεις. Επιπλέον, μπορούμε να παρατηρήσουμε ότι κατά το χρονικό διάστημα (1950-1951) δεν απορρίπτεται καθόλου ισχύς ΑΠΕ, καθώς οι ρυθμοί φόρτισης των μπαταριών επιτρέπουν την απορρόφηση του αντίστοιχου ποσού ενέργειας.
- Από την 1963^η ώρα παρατηρείται απότομη ελάττωση της παραγωγής ΑΠΕ που πλέον δεν επαρκεί για την κάλυψη του φορτίου και αφού εφαρμόζεται το πρώτο σενάριο πρέπει να εκφορτιστούν οι συστοιχίες των συσσωρευτών παρακολουθώντας τη μεταβολή της καθαρής ζήτησης ενέργειας. Μάλιστα η παραγωγή ΑΠΕ σχεδόν μηδενίζεται γύρω στην 1975^η ώρα κατά την οποία το σύνολο σχεδόν του φορτίου καλύπτεται από τις μπαταρίες. Η ίδια κατάσταση παραμένει μέχρι και την 1983^η ώρα και έχει ως συνέπεια μία βουτιά στο SOC των συσσωρευτών από το 100% σε ποσοστό ελαφρώς μικρότερο του 50% μέσα σε διάστημα είκοσι ωρών. Φυσικά, κατά το διάστημα αυτό δεν απορρίπτεται καθόλου αιολική ή φωτοβολταϊκή ισχύς.
- Κατά το μισάωρο της 1983^{ης} ώρας πραγματοποιείται εκτίμηση της κατάστασης φόρτισης των συσσωρευτών κατά την αρχή της επόμενης ώρας. Εκτιμάται ότι το SOC θα είναι στο εύρος 40-50% και ότι η καθαρή ζήτηση φορτίου θα βρίσκεται στο εύρος (110 – 220 kW) οπότε επιλέγεται η εφαρμογή του τρίτου σεναρίου και δίνεται



Σχ. 7.30 Καμπύλη κατάστασης φόρτισης των συσσωρευτών και καμπύλες ισχύος φόρτισης και απορριπτόμενης ισχύος για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο (22-24 Μαρτίου).



Σχ. 7.31 Κάλυψη του φορτίου από μονάδες ΑΠΕ, συμβατικές μονάδες και συσσωρευτές για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο (22-24 Μαρτίου).

σήμα προετοιμασίας σε μία μονάδα των 220 kW. Την 1984^η ώρα εντάσσεται η συμβατική μονάδα και καλύπτει το φορτίο σε συνδυασμό με την παραγωγή ΑΠΕ. Κατά τις δύο πρώτες ώρες της λειτουργίας της το καθαρό φορτίο είναι μεγαλύτερο του Τ.Ε. και η μονάδα το παρακολουθεί προσαρμόζοντας κατάλληλα την ισχύ εξόδου της αφού φυσικά έχει πρώτα ενταχθεί η διαθέσιμη ισχύς ΑΠΕ. Σημειώνεται ότι προτεραιότητα μετά τις μονάδες ΑΠΕ έχει η συμβατική μονάδα και έπειτα αν απαιτηθεί οι συσσωρευτές. Όπως έχει αναφερθεί, η στρατηγική αυτή αυξάνει τη διάρκεια ζωής των συσσωρευτών, μειώνει τις εκκινήσεις μονάδων ντήζελ και αυξάνει τις ώρες λειτουργίας με βάση το πρώτο σενάριο όπως και τη διείσδυση.

Την 1987^η ώρα η απότομη μείωση του φορτίου επιφέρει αρχικά τη φόρτιση της μονάδας στο Τ.Ε. και ακολούθως την υποφόρτισή της κάτω του Τ.Ε. αλλά φυσικά σε τιμή ισχύος άνω του κατώτατου ορίου του 40%. Μεταξύ των ωρών 1987 και 1990 το φορτίο αυξάνεται εκ νέου και η μονάδα λειτουργεί και πάλι άνω του Τ.Ε. της, ενώ στη συνέχεια, παρατηρείται μείωση του φορτίου. Συνολικά η μονάδα 220 kW παραμένει ενταγμένη για χρονικό διάστημα 7 ωρών και κατά το αντίστοιχο διάστημα το SOC των μπαταριών διατηρείται σταθερό λίγο κάτω από το 50%. Για το λόγω αυτό για έντεκα συνεχόμενες ώρες το σύστημα λειτουργεί βάση του τρίτου σεναρίου.

Κατά το μισάωρο της 1991^{ης} ώρας εκτιμάται ότι η κατάσταση φόρτισης των συσσωρευτών θα είναι και πάλι στο εύρος 40-50%, ενώ αναμένεται καθαρή ζήτηση ισχύος, οπότε επιλέγεται η εφαρμογή του τρίτου σεναρίου. Αυτή τη φορά όμως το αναμενόμενο καθαρό φορτίο βρίσκεται στο εύρος (90 – 110 kW), οπότε πρέπει να ενταχθούν δύο μονάδες των 90 kW. Οι μονάδες εντάσσονται και λειτουργούν από την αρχή της 1992^{ης} ώρας. Η απότομη μείωση του φορτίου στην τιμή των 70 kW περίπου κατά τις πρώτες ώρες επιβάλλει τη φόρτιση και των δύο μονάδων στο κατώτατο όριο του 40%, δίνοντας συνδυασμένη συμβατική ισχύ 81 kW. Η περίσσεια συμβατικής ισχύος 11 kW σε αυτό το χρονικό διάστημα οδηγείται τους συσσωρευτές προς φόρτιση.

Αυτή η μικρή ποσότητα ενέργειας φόρτισης κατά τη διάρκεια της 1995^{ης} ώρας είναι ικανή να φέρει το SOC των συσσωρευτών οριακά πάνω από το 50%, όμως ο ελεγκτής του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη τις απαιτήσεις εφεδρείας κρίνει ότι το επίπεδο φόρτισης στο τέλος της ώρας θα είναι μικρότερο από 50%. Έτσι επιλέγεται η συνέχιση της λειτουργίας στο τρίτο σενάριο και κατά την 1996^η ώρα.

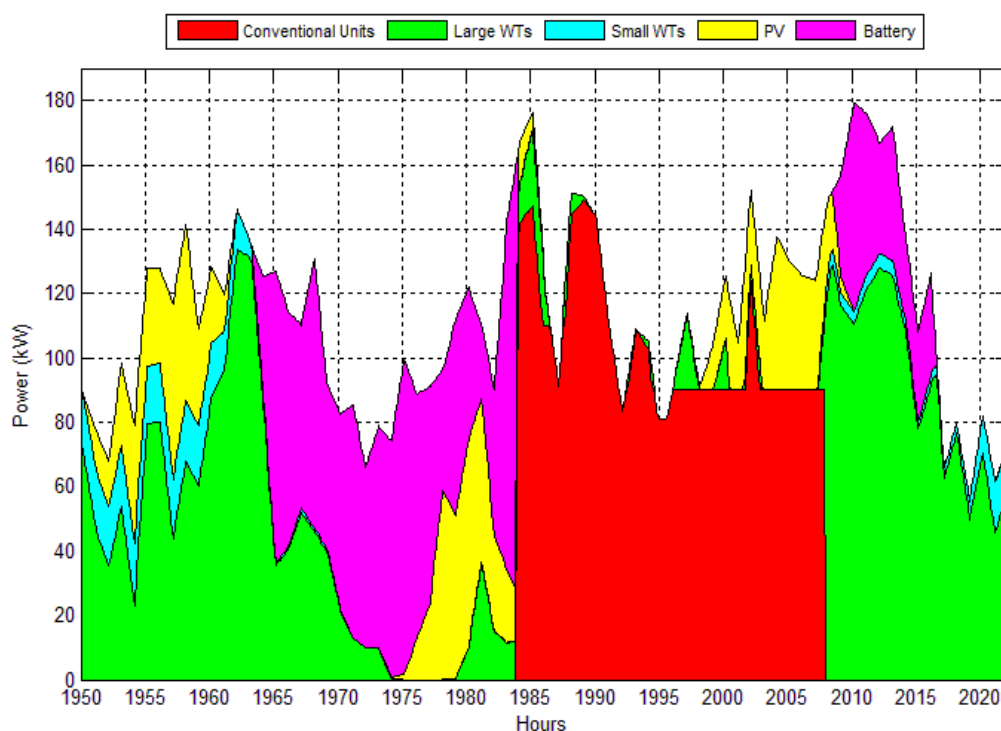
Κατά την 1996^η ώρα παρατηρείται σταδιακή αύξηση της διαθέσιμης ισχύος ΑΠΕ η οποία συνεισφέρει στην κάλυψη του φορτίου και φορτίζει με μικρό ρυθμό και τους συσσωρευτές. Ο ενταγμένος συνδυασμός συμβατικών μονάδων εξασφαλίζει ελαχιστοποίηση του συνολικού Τ.Ε. και άρα μεγιστοποίηση της στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ. Η αύξηση του SOC έχει σαν αποτέλεσμα την εφαρμογή του δεύτερου σεναρίου από την 1997^η ώρα. Η λειτουργία στο σενάριο αυτό με τις δύο μονάδες 90 kW συνεχίζεται για 9 ώρες, διάστημα κατά το οποίο διαρκώς οι συσσωρευτές φορτίζονται. Κατά την 2002^η ώρα η ξαφνική αύξηση του φορτίου καλύπτεται με αύξηση της φόρτισης των μονάδων και όχι με εκφόρτιση συσσωρευτών.

Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί μία πλευρά του αλγορίθμου επιλογής σεναρίου. Όπως έχει αναφερθεί, ακόμα και εάν προβλέπεται ότι οι συσσωρευτές εγγυώνται την κάλυψη του φορτίου για την επόμενη ώρα, η επιλογή του πρώτου σεναρίου θα γίνει μόνο εάν εκτιμάται ότι λειτουργία στο πρώτο σενάριο είναι επιτρεπτή και κατά την μεθεπόμενη ώρα. Με αυτόν τον τρόπο αποφεύγονται ανεπιθύμητες διαδοχικές εκκινήσεις και στάσεις συμβατικών μονάδων. Στο διάγραμμα του Σχ. 7.30 κατά τη χρονική περίοδο 1996-2006 ώρες το SOC είναι πάνω από 50% και σε κάποιες από τις ώρες της περιόδου θα μπορούσε το σύστημα να λειτουργήσει με σβηστές τις

ντηζελογεννήτριες. Ωστόσο, δεδομένου ότι το SOC είναι πολύ κοντά στο όριο του 50% και ότι παρατηρείται καθαρή ζήτηση ισχύος καθ' όλη τη διάρκεια της περιόδου, ο διαχειριστής επιλέγει τη διατήρηση των ενταγμένων μονάδων.

- ✚ Στο μισό της 2007^{ης} ώρας εκτιμάται ότι το σύστημα μπορεί να λειτουργήσει με βάση το πρώτο σενάριο, το οποίο τίθεται σε εφαρμογή με το ξεκίνημα της 2008^{ης} ώρας. Τόσο το φορτίο του συστήματος όσο και η παραγωγή ΑΠΕ αυξάνονται κατά την περίοδο που ακολουθεί και απαιτείται η εκφόρτιση των συσσωρευτών. Από την 2017^η ώρα η σημαντική ελάττωση του φορτίου επιτρέπει την κάλυψη του μόνο από τις μονάδες ΑΠΕ και παράλληλα τη φόρτιση των μπαταριών με την περίσσεια ισχύος.

Στη συνέχεια για να φανεί και η συνεισφορά κάθε μονάδας ΑΠΕ ξεχωριστά στην εξυπηρέτηση του φορτίου παρουσιάζεται το ακόλουθο εβδομαδιαίο διάγραμμα.



Σχ. 7.32 Κάλυψη του φορτίου από μεγάλες και μικρές Α/Γ, Φ/Β, συμβατικές μονάδες και συσσωρευτές για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο (22-24 Μαρτίου).

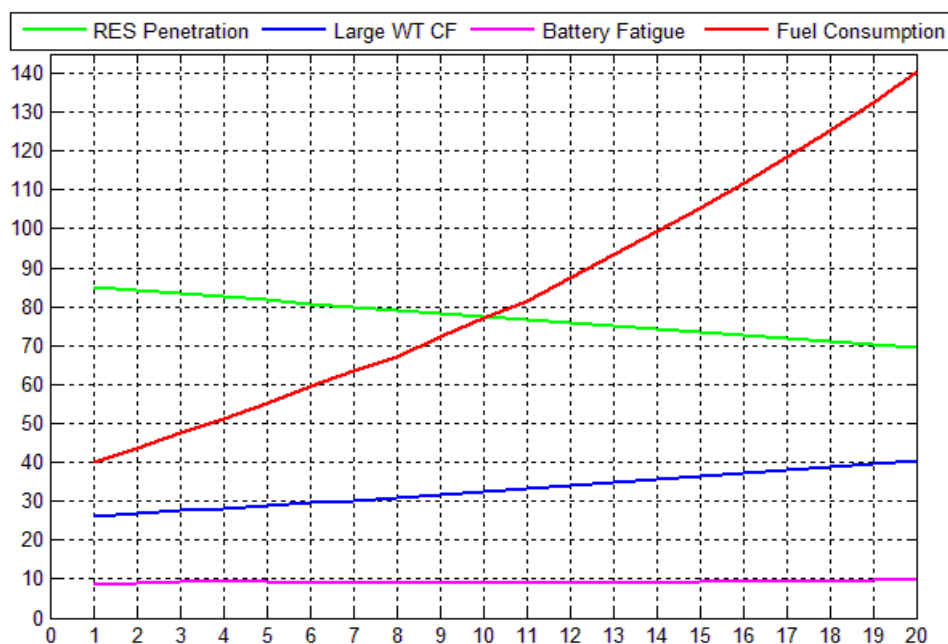
Ολοκληρώνοντας την ανάλυση του συστήματος με την παρούσα συγκρότηση πρέπει να σημειωθεί ότι τα παραπάνω αποτελέσματα έχουν εξαχθεί κάνοντας την παραδοχή ότι ο δυναμικός περιορισμός λαμβάνεται υπόψη μόνο στο τρίτο και όχι στο δεύτερο σενάριο. Απαραίτητη προϋπόθεση για αυτό είναι οι συσσωρευτές να έχουν μία ελάχιστη απαιτούμενη ικανότητα βηματικής μεταβολής τάσης, ώστε να μπορούν να αναλάβουν απότομα φορτίο σε περίπτωση ξαφνικής απώλειας του συνόλου ή μεγάλου μέρους της αιολικής παραγωγής. Οι διαφορές στη διείσδυση ΑΠΕ που παρατηρήθηκαν με τη δυναμική μέθοδο ένταξης είναι σημαντικές μόνο με αυτή την αρχή λειτουργίας. Εάν θεωρήσουμε ότι ο δυναμικός περιορισμός πρέπει να ληφθεί υπόψη και στο δεύτερο σενάριο, τότε το πλεονέκτημα της δυναμικής μεθόδου ένταξης έναντι της προκαθορισμένης γίνεται αμελητέο στις περισσότερες περιπτώσεις. Ο λόγος είναι ότι η δυναμική ένταξη εξασφαλίζει εν γένει μικρότερη συνολική ενταγμένη ισχύ από την προκαθορισμένη σε κάθε βήμα της προσομοίωσης, όμως ο δυναμικός περιορισμός είναι τόσο πιο περιοριστικός όσο πιο μικρή είναι η ενταγμένη ονομαστική ισχύς. Συνεπώς, το πλεονέκτημα της μείωσης των τεχνικών ελαχίστων

αντικρούει στον περιορισμό της στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ λόγω του πιο αυστηρού δυναμικού περιορισμού.

Επίσης, από την παραπάνω ανάλυση είναι φανερό ότι όποτε απαιτείται περισσότερη ενέργεια μετά την ένταξη ΑΠΕ και τη φόρτιση στα Τ.Ε. των συμβατικών μονάδων επιλέγεται η περεταίρω φόρτιση των μονάδων diesel έναντι της εκφόρτισης των συσσωρευτών. Η επιλογή αυτή γίνεται καθώς οι προσομοιώσεις έδειξαν ότι έτσι αυξάνεται η διάρκεια ζωής των μπαταριών (ειδικά για μικρές χωρητικότητες), μειώνονται αρκετά οι εκκινήσεις, ενώ αυξάνεται λίγο η διείσδυση.

7.4.1.3 Αποτελέσματα Προσομοίωσης για Είκοσι Έτη

Στη συνέχεια θα αναλυθεί συνοπτικά ο τρόπος λειτουργίας του συστήματος κατά τη διάρκεια των είκοσι ετών της διάρκειας ζωής της επένδυσης. Πιο συγκεκριμένα, θα διερευνηθεί η μεταβολή του βαθμού διείσδυσης ΑΠΕ, του συντελεστή χρησιμοποίησης των μεγάλων Α/Γ, η κατανάλωση καυσίμου, καθώς και η καταπόνηση των συσσωρευτών για καθένα από τα είκοσι έτη. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων παρουσιάζονται στο Σχ. 7.33, από το οποίο συμπεραίνουμε ότι η αύξηση του φορτίου (3% ετησίως) έχει σαν αποτέλεσμα την ελάττωση της διείσδυσης ΑΠΕ, αλλά ταυτόχρονα την αύξηση του βαθμού χρησιμοποίησης των μεγάλων Α/Γ. Το αποτέλεσμα αυτό είναι λογικό αν αναλογιστεί κανείς ότι η αύξηση του φορτίου οδηγεί σε όλο και μικρότερα ποσά απορριπτόμενης ενέργειας, καθώς μεγαλύτερο μέρος της διαθέσιμης αξιοποιείται για την άμεση κάλυψη του φορτίου και όχι τη φόρτιση των συσσωρευτών. Από την άλλη μεριά, ο περιορισμός της διείσδυσης ΑΠΕ επιφέρει τη διαρκή αύξηση της κατανάλωσης καυσίμου. Οι συντελεστές χρησιμοποίησης της μικρής Α/Γ και των Φ/Β δεν μεταβάλλονται αξιοσημείωτα στη διάρκεια του έτους. Τέλος, παρατηρούμε ότι η ετήσια ποσοστιαία καταπόνηση των συσσωρευτών (% της διάρκειας ζωής τους) διατηρείται σε γενικές γραμμές σταθερή, με μικρές μόνο αυξομειώσεις. Παρόμοιο συμπέρασμα προέκυψε και με την εφαρμογή της προκαθορισμένης σειράς ένταξης.



Σχ. 7.33 Μεταβολή της διείσδυσης ΑΠΕ, του CF των μεγάλων Α/Γ, της καταπόνησης των συσσωρευτών και της κατανάλωσης καυσίμου σε βάθος εικοσαετίας.

7.4.2 Σύστημα με Συσσωρευτές και Διάταξη Αποθήκευσης Υδρογόνου

Για τη συγκρότηση του συστήματος με την παρουσία του συστήματος υδρογόνου ισχύουν τα όσα αναφέρθηκαν στην παράγραφο 7.3.1. Επιπλέον, το σύστημα υδρογόνου αποτελείται από τις εξής επιμέρους συνιστώσες:

- Ένα πλήθος μονάδων ηλεκτρόλυσης που μπορούν να λειτουργούν παράλληλα. Στο βασικό σενάριο που θεωρήθηκε στις προσομοιώσεις χρησιμοποιήθηκαν 8 ηλεκτρολύτες ονομαστικής ισχύος 26 kW έκαστος, δίνοντας μία συνολική εγκατεστημένη ισχύ 208 kW. Η θερμοκρασία και η πίεση λειτουργίας κάθε ηλεκτρολύτη θεωρήθηκε σταθερή και ίση με 75°C και 25 bar αντίστοιχα.
- Βοηθητικά συστήματα που καταναλώνουν ισχύ ίση με το 50% της συνολικής ονομαστικής ισχύος των ηλεκτρολυτών. Σε αυτά συμπεριλαμβάνεται και ένας συμπιεστής ενός σταδίου για την αύξηση της πίεσης εξόδου του υδρογόνου από τον ηλεκτρολύτη στα επίπεδα της πίεσης αποθήκευσης.
- Μία συμβατική δεξαμενή αποθήκευσης ενέργειας υπό ονομαστική πίεση 200 bar. Η μέση θερμοκρασία αποθήκευσης που θεωρήθηκε στην προσομοίωση είναι η θερμοκρασία περιβάλλοντος των 20°C. Στο βασικό σενάριο θεωρήθηκε δεξαμενή ονομαστικής χωρητικότητας 10000 Nm³.
- Μονάδες εσωτερικής καύσης υδρογόνου για την απόδοση της αποθηκευμένης ενέργειας στο σύστημα όταν αυτό απαιτείται. Ουσιαστικά τα H/Z υδρογόνου αποτελούν τροποποιημένα H/Z φυσικού αερίου και έχουν την ικανότητα μεταβολής της ισχύος εξόδου τους παρακολουθώντας το φορτίο. Θεωρήθηκε ότι το σύστημα του Αγ. Ευστρατίου περιλαμβάνει 4 μονάδες ονομαστικής ισχύος 100 kW και χαμηλών τεχνικών ελαχίστων 20%. Για το όριο δυναμικής απόκρισης έγινε η παραδοχή ότι οι μονάδες υδρογόνου έχουν την ίδια ικανότητα με τις συμβατικές, δηλαδή 30%. Ο βαθμός απόδοσης των μονάδων θεωρήθηκε ίσος με 35%.

Η διαστασιολόγηση των ηλεκτρολυτών στο βασικό σενάριο έγινε με βάση τη μέγιστη τιμή της περίσσειας ισχύος στο σύστημα, η οποία είναι ελαφρώς μεγαλύτερη των 300 kW. Γι' αυτό το λόγο ηλεκτρολύτες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 208 kW είναι κατάλληλοι, καθώς αν αναλογιστούμε και την ισχύ των βοηθητικών η μέγιστη ισχύς απορρόφησης προκύπτει $208 + 0.5 \cdot 208 = 312$ kW. Η επιλογή μεγαλύτερου πλήθους ηλεκτρολυτών μικρότερης ονομαστικής ισχύος, στη θέση μίας μεγάλης μονάδας ηλεκτρόλυσης της τάξης μεγέθους των 200 kW, έγινε ώστε να εκμεταλλεύεται όσο το δυνατόν μεγαλύτερο ποσοστό της περίσσειας ισχύος ΑΠΕ που παρατηρείται στο σύστημα. Μία μονάδα ισχύος 200 kW, με βάση τα όσα έχουν αναφερθεί στα Κεφ. 5 και 6, εντάσσεται μόνο εάν η περίσσεια ισχύος είναι μεγαλύτερη από το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας ηλεκτρόλυσης (20%) συν την ισχύ των βοηθητικών (50%), δηλαδή εάν είναι μεγαλύτερη από 140 kW. Παρατηρώντας την καμπύλη διάρκειας της περίσσειας ενέργειας μετά και τη φόρτιση των συσσωρευτών του Σχ. 7.27, βλέπουμε ότι για περίπου 900 ώρες το έτος η τιμή της κυμαίνεται στο εύρος (0 – 140 kW). Όλο αυτό το ποσό ενέργειας δεν δύναται να αξιοποιηθεί από τη μεγάλη μονάδα ηλεκτρόλυσης και αναγκαστικά απορρίπτεται. Αντίθετα, η χρήση περισσότερων μικρών μονάδων παράλληλα αξιοποιεί αποτελεσματικότερα την περίσσεια ενέργειας και επιπρόσθετα δίνει τη δυνατότητα επιμερισμού του συνολικού χρόνου λειτουργίας.

7.4.2.1 Συγκεντρωτικά Ετήσια Αποτελέσματα

Για το σενάριο χαμηλού φορτίου και για να διερευνηθεί η μεταβολή της διαστασιολόγησης στον τρόπο λειτουργίας του συστήματος διαμορφώθηκαν διάφοροι συνδυασμοί

Εφαρμογή του Αλγορίθμου στο Σύστημα του Αγ. Ευστρατίου

χωρητικότητας συσσωρευτών, δεξαμενής υδρογόνου και ονομαστικής ισχύος ηλεκτρολυτών. Και εδώ επιλέγεται η εγκατάσταση αντιστροφέα ικανότητας 600 kVA και εφαρμόζεται η δυναμική ένταξη συμβατικών μονάδων. Οι διαμορφώσεις του υβριδικού σταθμού που θεωρήθηκαν παρουσιάζονται στον Πιν. 7-12. Τα σημαντικότερα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πιν. 7-13 και ο σχολιασμός τους ακολουθεί στη συνέχεια.

Πιν. 7-12 Βασικά δεδομένα συστήματος με συσσωρευτές και υδρογόνο.

Αιχμή ζήτησης (kW)	307
Ετήσια ζήτηση ενέργειας (MWh)	1023.1
Ισχύς μεγάλων Α/Γ (kW)	330
Ισχύς μικρής Α/Γ (kW)	20
Ισχύς Φ/Β (kW)	100
Χωρητικότητα συσσωρευτών (kWh)	1000 / 2000 / 3000 / 5000
Χωρητικότητα δεξαμενής (Nm ³)	2500 / 5000 / 10000
Ονομαστική ισχύς ηλεκτρολυτών (kW)	52 / 104 / 208
Ισχύς αντιστροφέα (kVA)	600

Πιν. 7-13 Σύνοψη αποτελεσμάτων προσομοίωσης για το Σενάριο Low RES –Low Load με δυναμική σειρά ένταξης.

	Συνδυασμός χωρητικότητας συσσωρευτών, δεξαμενής και ηλεκτρολυτών				
	1000 kWh 10000Nm ³ 208 kW	5000 kWh 10000 Nm ³ 208 kW	3000 kWh 10000 Nm ³ 208 kW	1000 kWh 2500 Nm ³ 52 kW	2000 kWh 5000 Nm ³ 104 kW
Συμβατικές Μονάδες ΤΣΠ					
Παραγωγή ΤΣΠ (MWh)	97.54	47.77	63.63	161.32	103.10
Κατανάλωση καυσίμου	26.18	12.61	16.82	43.70	27.46
Εκκιν. μονάδων 90 kW και 220 kW	108-107 46-46-46	13-13 9-9-9	22-22 12-12-11	178-178 75-74-74	45-44 23-23-23
Ώρες λειτουργίας ΤΣΠ	965	355	505	1680	913
Δεκάλεπτες Υποφορτ.	1102	448	895	2540	1684
Μονάδες ΑΠΕ					
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	90.47	95.33	93.78	84.23	89.92
Διείσδυση ΑΠΕ (%) με βοηθητικά ηλεκτρ.	92.98	96.14	95.10	86.14	91.67
Συνολική παραγωγή ΑΠΕ (MWh)	1550.80	1382.00	1458.00	1138.30	1335.00
Μεγάλες Α/Γ					
Παραγωγή (MWh)	1349.50	1180.80	1256.70	937.03	1133.70
Δυνητική παραγωγή (MWh)	1446.5	1446.5	1446.5	1446.5	1446.5
Πλήθος αποσυνδέσεων	0	12	0	0	0
Αποκοπή παραγωγής (%)	6.70	18.37	13.12	35.22	21.62
Capacity Factor (%)	49.14	43.00	45.76	34.12	41.28
Μικρή Α/Γ					
Παραγωγή (MWh)	71.59	71.56	71.59	71.59	71.59
Δυνητική παραγωγή (MWh)	71.59	71.59	71.59	71.59	71.59
Πλήθος αποσυνδέσεων	0	3	0	0	0
Αποκοπή παραγωγής (%)	0	0.04	0	0	0
Capacity Factor (%)	40.86	40.85	40.86	40.86	40.86

Φωτοβολταϊκά					
Παραγωγή (MWh)	129.68	129.68	129.68	129.68	129.68
Δυνητική παραγωγή (MWh)	129.68	129.68	129.68	129.68	129.68
Αποκοπή παραγωγής (%)	0	0	0	0	0
Capacity Factor (%)	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80
Διάταξη Συσσωρευτών					
Ενέργεια ΑΠΟ τους συσσωρευτές (MWh)	68.76	153.89	126.98	74.69	107.55
Ενέργεια ΑΠΕ ΠΡΟΣ συσσωρευτές (MWh)	93.16	208.41	171.24	100.45	144.48
ΣΥΜΒ. Ενέργεια ΠΡΟΣ συσσωρευτές (MWh)	0.30	0.75	1.35	1.10	1.70
Ενέργεια ΠΡΟΣ τους συσσωρευτές (MWh)	93.46	209.16	172.58	101.55	146.18
Ελάχιστο SOC (%)	41.77	45.92	43.86	41.61	42.34
Πλήθος δεκαλέπτων που ισχύει SOC<40%	0	0	0	0	0
Βαθμός Απόδοσης (%)	73.57	73.58	73.58	73.55	73.57
Διάρκεια Ζωής (έτη)	8.90	15.08	12.22	8.30	10.49
Σύστημα Αποθήκευσης Υδρογόνου					
Ενέργεια από H ₂ /Z H ₂ (MWh)	105.83	60.12	78.17	47.02	68.12
Απορροφ. Ενέργεια από τους ηλεκτρολύτες (MWh)	706.40	411.61	531.10	296.73	444.52
Βαθμός Απόδοσης (%)	14.98	14.61	14.72	15.84	15.33
Εκκινήσεις H ₂ /Z H ₂	79-88 89-88	25-37 57-58	41-52 60-61	53-48 54-53	48-56 63-64
Μέγιστες ανά μονάδα εκκιν. ηλεκτρολυτών	224	119	161	245	194
Μέγιστος ανά μονάδα χρόνος λειτουργίας ηλεκτρολυτών (ώρες)	2680	1508	1930	3975	3033
Ετήσιος χρόνος ηλεκτρόλυσης (ώρες)	3848	2199	2865	3946	3206
Ετήσια κατανάλωση νερού (λίτρα)	79008	46105	59442	34351	51093
Σενάρια Λειτουργίας					
Ώρες στο Σενάριο 1	6311	7635	7201	6453	6879
Ώρες στο Σενάριο 2	1141	379	529	1147	826
Ώρες στο Σενάριο 3	1308	746	1030	1160	1055

1. Στον Πιν. 7-13 δίνονται δύο διαφορετικές τιμές διείσδυσης ΑΠΕ για κάθε περίπτωση. Η πρώτη τιμή αναφέρεται στην περίπτωση που θεωρούμε ως φορτίο του συστήματος το φορτίο πριν την εισαγωγή του συστήματος υδρογόνου. Η δεύτερη τιμή υπολογίζεται θεωρώντας ως φορτίο του νησιού το κανονικό του φορτίο προσανυξημένο κατά τις απαιτήσεις ισχύος για τη λειτουργία των βοηθητικών της ηλεκτρόλυσης και τη λειτουργία άνω του 20% της ονομαστικής ισχύος. Όπως αναμενόταν παρατηρούμε ότι η δεύτερη τιμή διείσδυσης είναι μεγαλύτερη από την πρώτη.
2. Σε όλα τα σενάρια η τιμή του συντελεστή χρησιμοποίησης των μεγάλων Α/Γ προκύπτει πολύ μεγαλύτερη από τη συγκρότηση του συστήματος χωρίς υδρογόνο με αντίστοιχες τιμές συσσωρευτών. Παρατηρούμε ότι η μέγιστη τιμή του CF

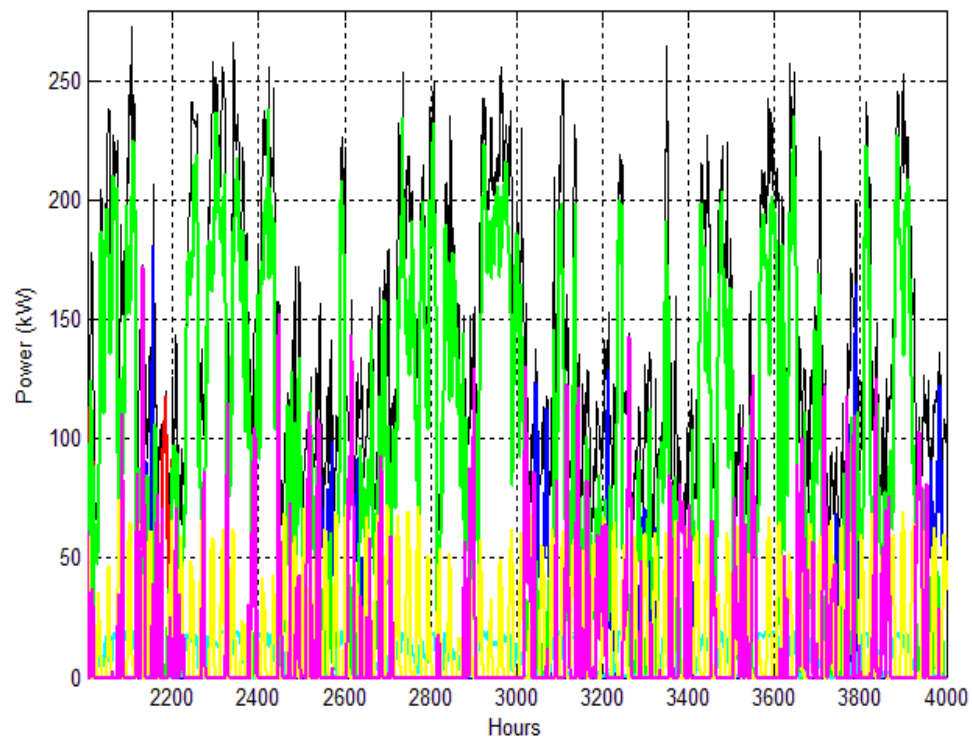
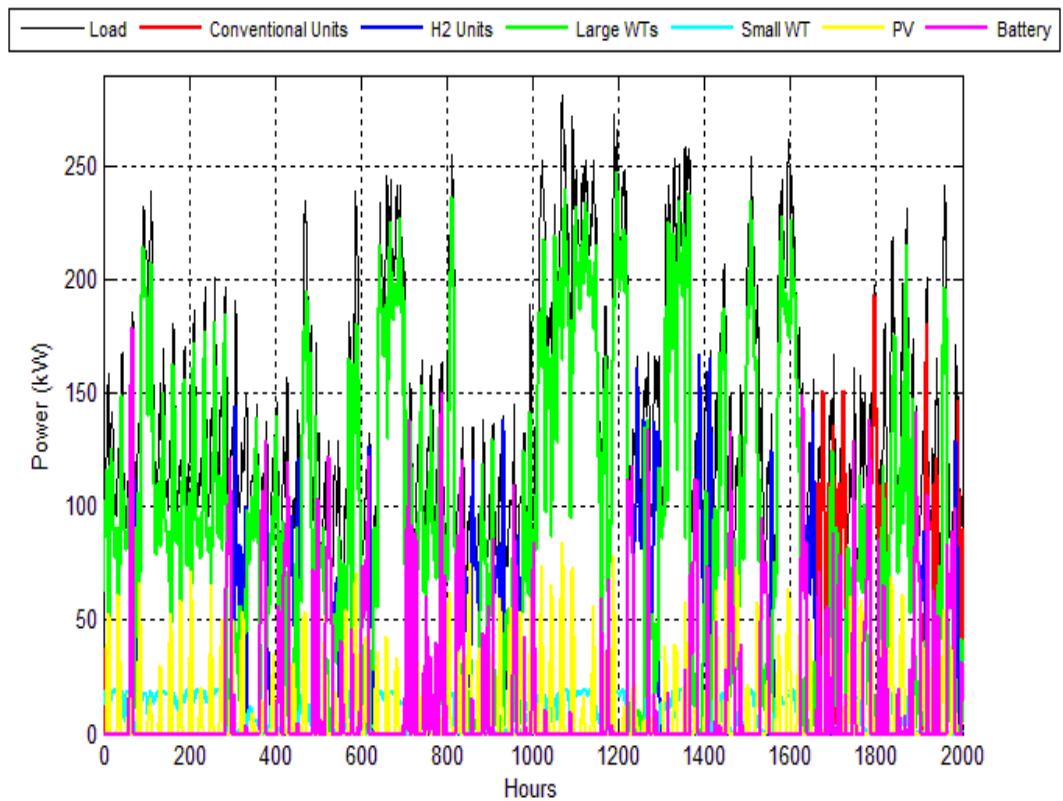
επιτυγχάνεται για χωρητικότητα 1000kWh και μεγάλη διαστασιολόγηση του συστήματος υδρογόνου. Ο λόγος είναι ότι οι συσσωρευτές λειτουργούν για μεγάλο ποσοστό του χρόνου σε κατάσταση πλήρους φόρτισης και υπάρχει η δυνατότητα λειτουργίας των ηλεκτρολυτών για πολλές ώρες το έτος, με αποτέλεσμα να δεσμεύουν το μεγαλύτερο μέρος της περίσσειας ισχύος. Για την ίδια διαστασιολόγηση της διάταξης υδρογόνου, η αύξηση της χωρητικότητας των συσσωρευτών οδηγεί σε μικρότερες τιμές του CF καθώς το μεγαλύτερο μέρος της περίσσειας ισχύος σε κάθε δεκάλεπτο απορροφάται από τις μπαταρίες, ενώ σε πολλές περιπτώσεις η εναπομένουσα περίσσεια δεν αρκεί για την έναρξη της ηλεκτρόλυσης, οπότε απορρίπτεται. Το παραπάνω φαίνεται από το χρόνο λειτουργίας της ηλεκτρόλυσης, ο οποίος για 1000 kWh είναι 3841 ώρες, ενώ για 5000 kWh πέφτει στις 2196 ώρες.

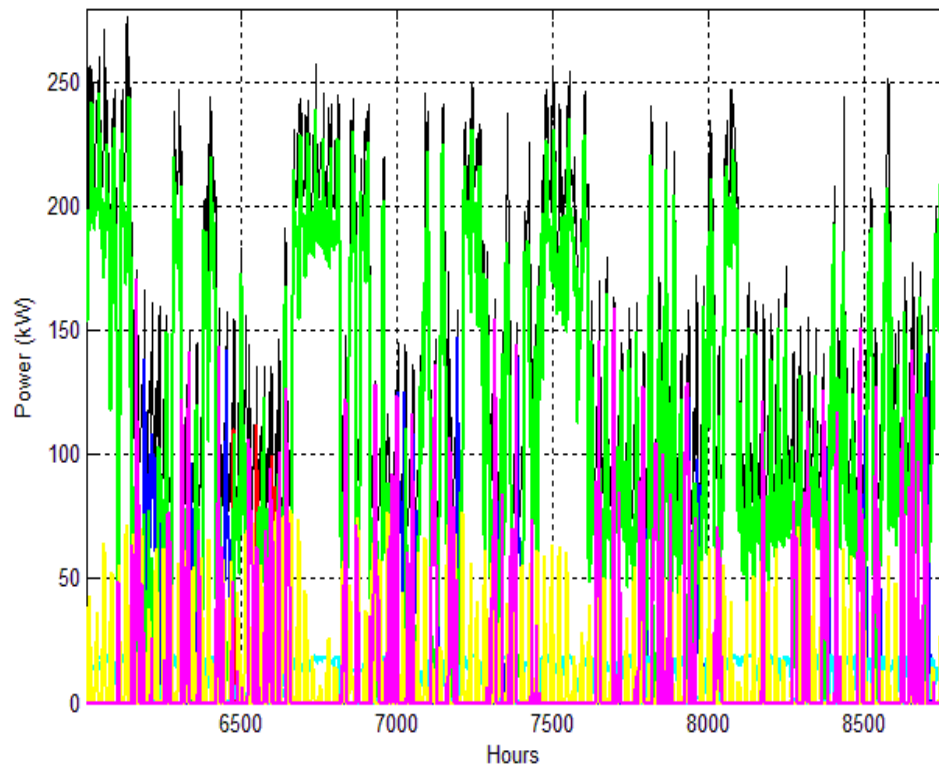
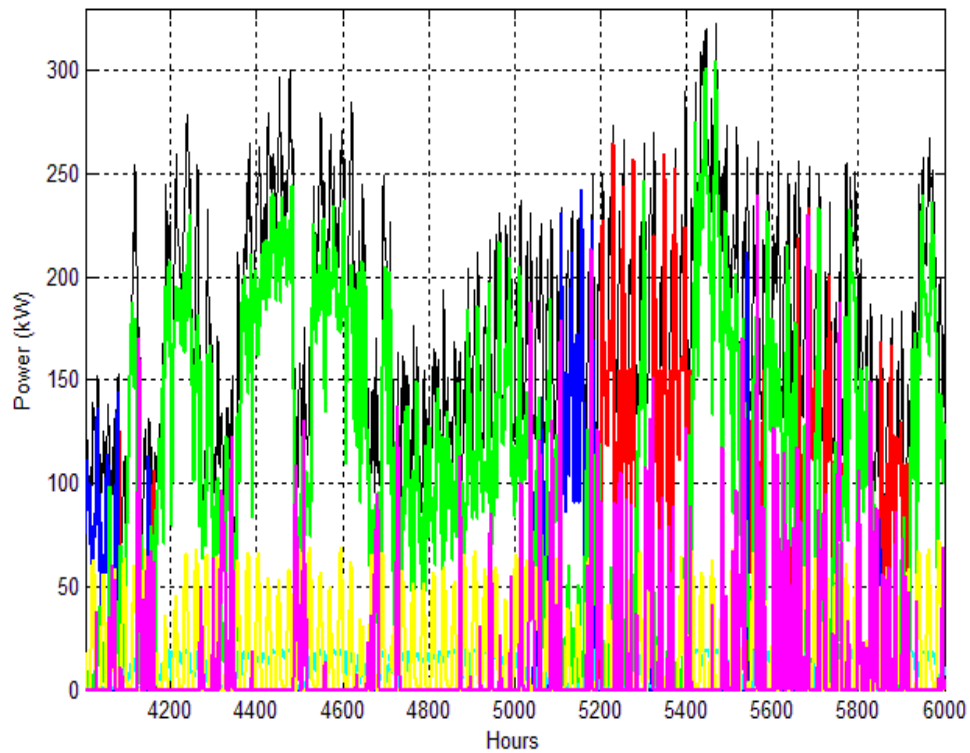
3. Από τον Πιν. 7-13 διαπιστώνουμε ότι τα μεγέθη του CF και της διείσδυσης ΑΠΕ δεν μεταβάλλονται ομοιόμορφα. Για παράδειγμα, η μέγιστη διείσδυση 95.33% επιτυγχάνεται για το συνδυασμό 5000 kWh, 10000 Nm³, 208 kW, ενώ ο μέγιστος συντελεστής χρησιμοποίησης 49.14% για το συνδυασμό 1000 kWh, 10000 Nm³, 208 kW. Η αιτία πρέπει να αναζητηθεί στην υψηλή ειδική κατανάλωση ενέργειας του ηλεκτρολύτη. Μεγάλα ποσά διαθέσιμης ενέργειας για το σύστημα υδρογόνου σημαίνουν βέβαια υψηλές τιμές του CF, όχι όμως απαραίτητα μεγάλη διείσδυση λόγω του χαμηλού βαθμού απόδοσης του συστήματος υδρογόνου.
4. Σε όλες τις περιπτώσεις ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος υδρογόνου κυμαίνεται περί το 15%. Όπως έχει δείχθει στο Κεφ. 5 μία μέση τιμή του βαθμού απόδοσης του ηλεκτρολύτη μαζί με τα βοηθητικά ανέρχεται σε 45%. Εάν σε αυτό συνυπολογιστεί και μέσος βαθμός απόδοσης 35% για τα H/Z υδρογόνου, το αποτέλεσμα φαντάζει αναμενόμενο.
5. Στον αλγόριθμο διαχείρισης λαμβάνεται μέριμνα ώστε να μοιράζεται εξίσου σε όλους τους ηλεκτρολύτες ο χρόνος λειτουργίας και το πλήθος των εκκινήσεων. Κάτι τέτοιο είναι δυνατό λόγω του πλήθους των μονάδων ηλεκτρόλυσης. Όσον αφορά τα H/Z υδρογόνου επιλέχτηκε να τηρείται μία ισορροπία μεταξύ του πλήθους των εκκινήσεων και των ωρών λειτουργίας για κάθε μονάδα. Εδώ, ο μικρότερος αριθμός των H/Z υδρογόνου δεν καθιστά δυνατό τον απόλυτο ισομερισμό εκκινήσεων και χρόνου λειτουργίας. Η στρατηγική αυτή θα εξηγηθεί καλύτερα μέσω διαγραμμάτων στην επόμενη παράγραφο.

7.4.2.2 Ανάλυση Ετήσιας Λειτουργίας Βασικού Σεναρίου μέσω Διαγραμμάτων

Στην παράγραφο αυτή θα παρουσιαστούν χαρακτηριστικά διαγράμματα που περιγράφουν τη λειτουργία του υβριδικού σταθμού παρουσία του συστήματος αποθήκευσης με υδρογόνο. Το βασικό σενάριο που θα χρησιμοποιηθεί για την ανάλυση περιλαμβάνει συσσωρευτές χωρητικότητας 3000 kWh, ηλεκτρολύτες ονομαστικής ισχύος 208 kW και δεξαμενή χωρητικότητας 10000 Nm³. Η παρουσίαση των διαγραμμάτων ακολουθεί την ίδια σειρά με την παράγραφο 7.3.1.2. Αρχικά, στο Σχ. 7.34 παρουσιάζεται η ετήσια παραγωγή όλων των μονάδων του υβριδικού σταθμού για την κάλυψη της ζήτησης, από το οποίο είναι εμφανές ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου καλύπτεται από ενέργεια ΑΠΕ. Στο διάγραμμα αυτό ως φορτίο παριστάνεται το κανονικό φορτίο του νησιού προσαυξημένο κατά την ελάχιστη απαιτούμενη ισχύ για την ηλεκτρόλυση, όταν αυτή είναι σε λειτουργία. Η αντιπαραβολή του διαγράμματος με το αντίστοιχο Σχ. 7.21 δίνει μία αίσθηση του βαθμού υποκατάστασης της συμβατικής παραγωγής στην κάλυψη του φορτίου. Επιπλέον, παρατηρώντας προσεκτικά το Σχ. 7.34 διαπιστώνεται ότι κατά τα διαστήματα λειτουργίας των H/Z υδρογόνου η

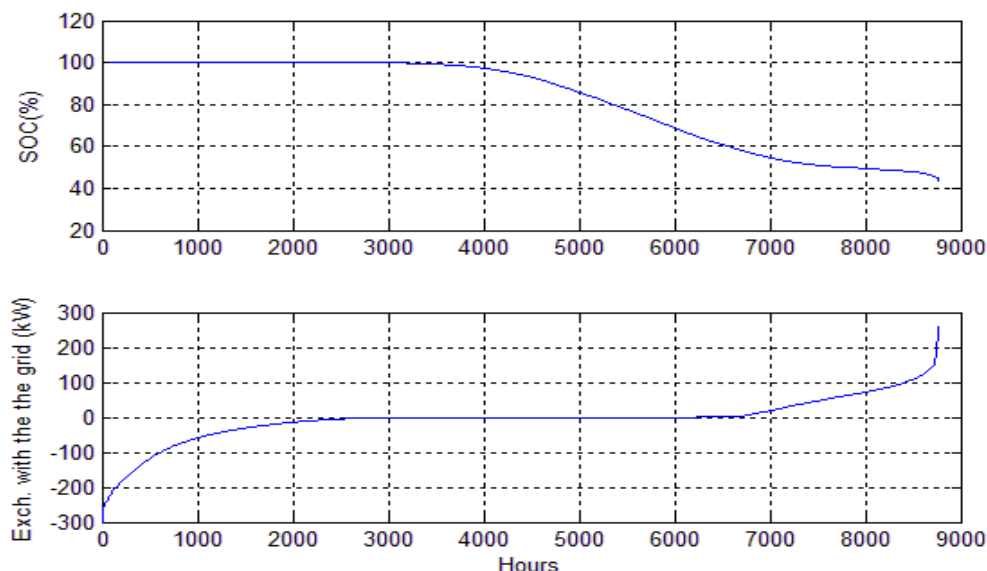
ηλεκτρόλυση είναι ανενεργή, κάτι το οποίο είναι τόσο αναμενόμενο όσο και επιθυμητό για λόγους απόδοσης.



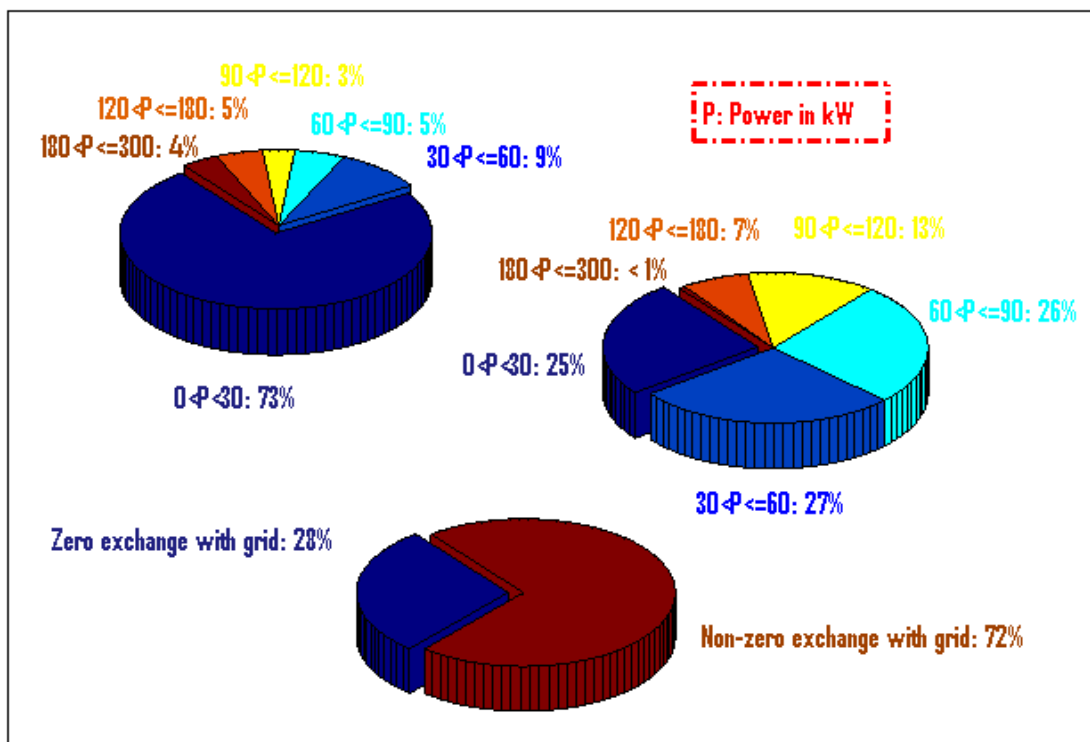


Σχ. 7.34 Ετήσια παραγωγή του υβριδικού σταθμού παρουσία του συστήματος αποθήκευσης με υδρογόνο για την κάλυψη του φορτίου.

Έπειτα, μελετάται ο τρόπος λειτουργίας των συσσωρευτών και του μετατροπέα. Το Σχ. 7.35 δεν εμφανίζει αξιοσημείωτες αλλαγές σε σχέση με το αντίστοιχο διάγραμμα για την περίπτωση χωρίς σύστημα υδρογόνου. Και εδώ οι συσσωρευτές παραμένουν για μεγάλο ποσοστό του χρόνου σε κατάσταση πλήρους φόρτισης, ενώ η λειτουργία τους σε χαμηλά επίπεδα φόρτισης είναι περιορισμένη. Επίσης, αμελητέες μεταβολές εμφανίζει η κατανομή του χρόνου λειτουργίας του αντιστροφέα του υβριδικού σταθμού ανάλογα με το επίπεδο

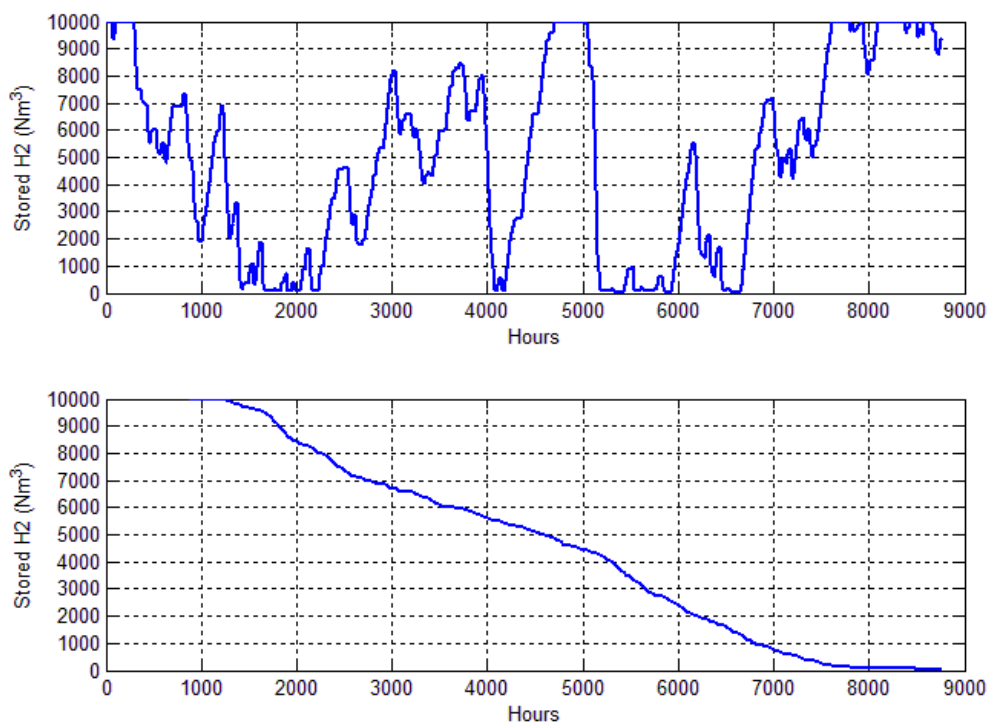


Σχ. 7.35 Καμπύλες διάρκειας του επιπέδου φόρτισης και της ανταλλαγής ισχύος της συστοιχίας των συσσωρευτών με το δίκτυο.



Σχ. 7.36 Χρόνος λειτουργίας του μετατροπέα του υβριδικού σταθμού ανά επίπεδο της διακινούμενης ισχύος. Επάνω: Χρόνος λειτουργίας, εκφρασμένος ως ποσοστό επί του συνολικού χρόνου κατά τον οποίο φορτίζονται οι συσσωρευτές, ανά επίπεδο ισχύος φόρτισης. Μέση: Χρόνος λειτουργίας, εκφρασμένος ως ποσοστό επί του συνολικού χρόνου κατά τον οποίο αποδίδουν ενέργεια οι συσσωρευτές, ανά επίπεδο αποδιδόμενης ισχύος. Κάτω: Ποσοστό του έτους κατά το οποίο δε διακινείται καθόλου ισχύς από το μετατροπέα. Τα επίπεδα ισχύος είναι σε kW.

ισχύος φόρτισης και εκφόρτισης. Παρατηρούμε όμως ότι ο χρόνος που ο μετατροπέας λειτουργεί χωρίς καθόλου ανταλλαγή ισχύος με το δίκτυο έχει αυξηθεί ελαφρώς, γεγονός που θα μπορούσε να οφείλεται στο ότι το πρώτο σενάριο εφαρμόζεται λιγότερες φορές από ότι στην αντίστοιχη περίπτωση χωρίς υδρογόνο.



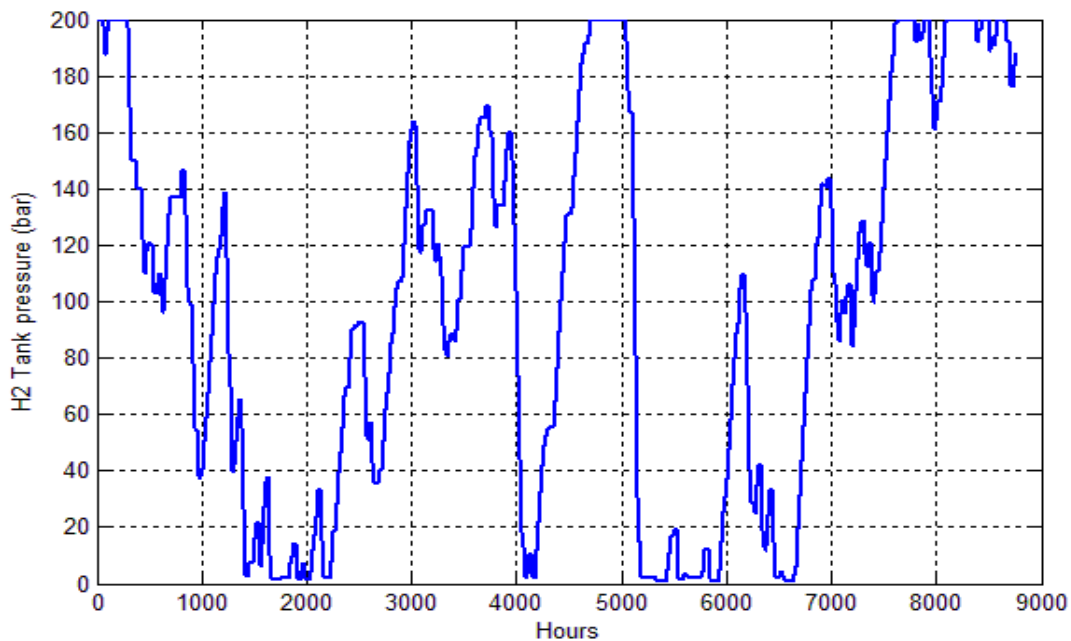
Σχ. 7.37 Κατάσταση φόρτισης της δεξαμενής αποθήκευσης υδρογόνου. Επάνω: Ετήσια χρονολογική καμπύλη. Κάτω: Ετήσια καμπύλη διάρκειας.

Στο Σχ. 7.37 δίνεται η μεταβολή της αποθηκευμένης ποσότητας υδρογόνου κατά τη διάρκεια του έτους, καθώς και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας. Σε αντίθεση με τους συσσωρευτές, παρατηρούμε ότι η δεξαμενή υδρογόνου παραμένει σε κατάσταση πλήρους φόρτισης μικρό σχετικά ποσοστό του χρόνου (κάτι περισσότερο από 1000 ώρες το έτος). Παρατηρούμε ότι η φόρτιση της δεξαμενής γίνεται με μικρό ρυθμό λόγω του χαμηλού συνολικού βαθμού απόδοσης του ηλεκτρολύτη, ενώ αντίθετα η απόδοση του υδρογόνου γίνεται με μεγάλους ρυθμούς, όπως φαίνεται ιδιαίτερα στις απότομες μειώσεις της ποσότητας υδρογόνου γύρω στις ώρες 4000 και 5000. Στις περιπτώσεις αυτές η χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ και η χαμηλή κατάσταση φόρτισης των μπαταριών οδηγεί σε παρατεταμένη απαίτηση ισχύος από τα H/Z υδρογόνου, τα οποία με βαθμό απόδοσης 35% καταναλώνουν γρήγορα τα αποθέματα υδρογόνου. Κατά τις τελευταίες μέρες του Ιουλίου και τις πρώτες του Αυγούστου χρησιμοποιείται το σύνολο του αποθέματος υδρογόνου, που επαρκεί μόνο για 160 περίπου ώρες συνεχούς λειτουργίας των H/Z H₂. Στο Σχ. 7.38 δίνεται η μεταβολή της πίεσης της δεξαμενής υδρογόνου κατά τη διάρκεια του έτους. Υπενθυμίζεται εδώ ότι η ονομαστική πίεση σε κατάσταση πλήρους φόρτισης ισούται με 200 bar. Για την απλοποίηση του υπολογισμού της πίεσης έγινε η παραδοχή ότι το υδρογόνο συμπεριφέρεται σαν ιδανικό αέριο και χρησιμοποιήθηκε η καταστατική εξίσωση των ιδανικών αερίων. Η παραδοχή αυτή γίνεται και σε διάφορες εργασίες στη βιβλιογραφία, όπως στην [61]. Με βάση τα παραπάνω η εξίσωση υπολογισμού της πίεσης είναι η εξ. 7.2. Από το Σχ. 7.38 παρατηρούμε ότι η μεταβολή της πίεσης είναι πανομοιότυπη με τη μεταβολή της αποθηκευμένης ποσότητας υδρογόνου. Ο λόγος είναι αφενός η παραδοχή ότι το υδρογόνο είναι ιδανικό αέριο και αφετέρου ότι υποθέσαμε τη θερμοκρασία της δεξαμενής σταθερή σε όλο το έτος. Είναι

προφανές ότι η ενσωμάτωση κατάλληλης χρονοσειράς θερμοκρασίας για τη δεξαμενή θα έδινε πιο αξιόπιστα αποτελέσματα.

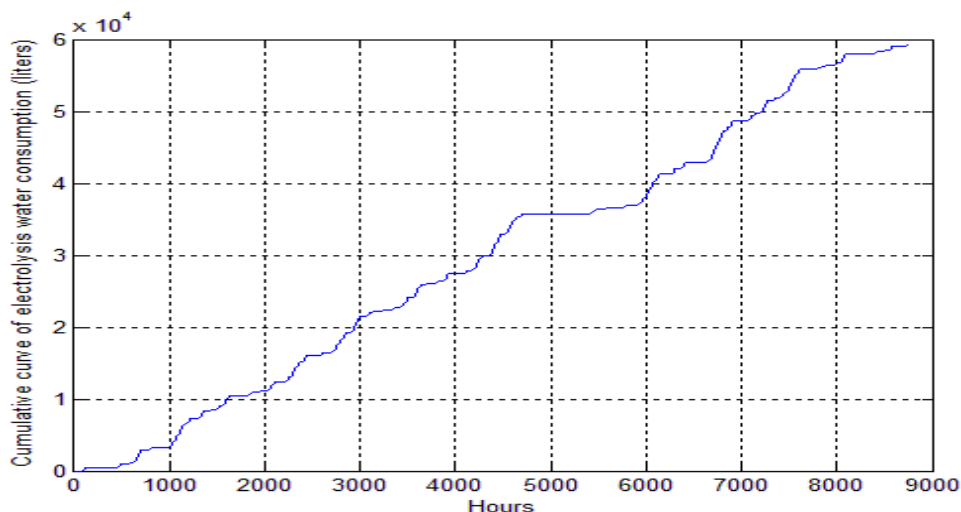
$$P_i = \frac{n_i \cdot R \cdot T_{storage}}{V_{nominal}} \quad (7.2)$$

, όπου: n_i η αποθηκευμένη ποσότητα υδρογόνου στο i δεκάλεπτο της προσομοίωσης,
 R η παγκόσμια σταθερά των αερίων (8.314 J/mol·K),
 $T_{storage}$ η θερμοκρασία αποθήκευσης του υδρογόνου,
 $V_{nominal}$ η ονομαστική χωρητικότητα της δεξαμενής σε m^3

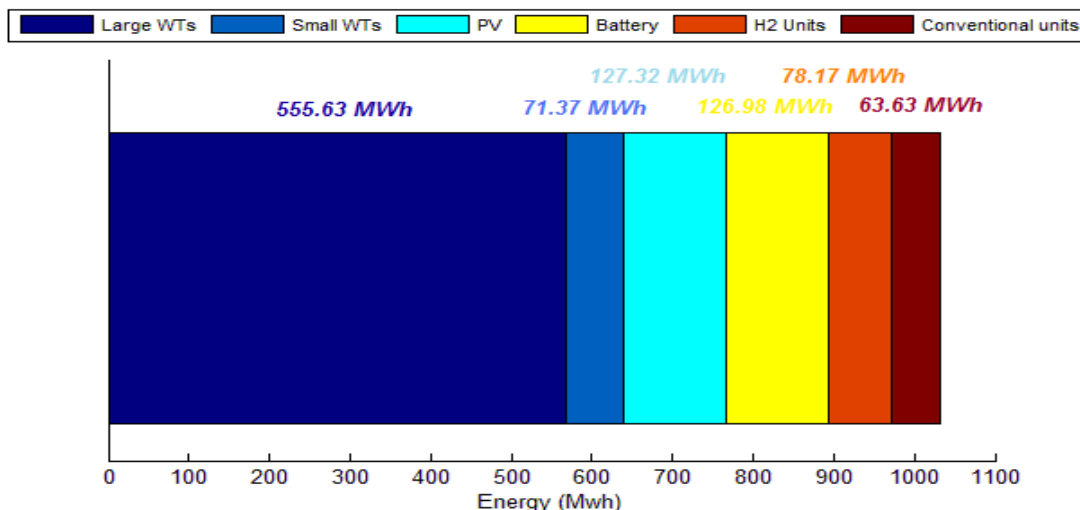


Σχ. 7.38 Χρονολογική καμπύλη της πίεσης της δεξαμενής υδρογόνου.

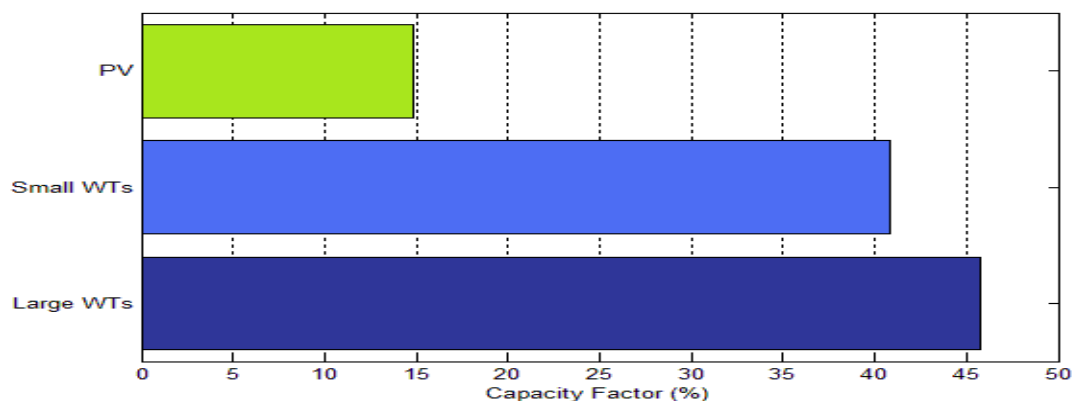
Στη συνέχεια στο Σχ. 7.39 δίνεται η αθροιστική καμπύλη της κατανάλωσης νερού για ένα έτος λειτουργίας των μονάδων ηλεκτρόλυσης. Η συνολική ετήσια κατανάλωση νερού ανέρχεται σε 59442 λίτρα, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η κατανάλωση για τα βοηθητικά κυκλώματα ψύξης και θέρμανσης που χρησιμοποιούνται. Στο Σχ. 7.40 δίνεται ο τρόπος κάλυψης του φορτίου από τις διάφορες συνιστώσες χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η προσαύξηση του φορτίου λόγω των βοηθητικών των μονάδων ηλεκτρόλυσης. Συγκρίνοντας με το αντίστοιχο Σχ. 7.25 συμπεραίνουμε ότι η παραγωγή των H_2 H_2 υποκαθιστά το μεγαλύτερο μέρος της συμβατικής παραγωγής συμβάλλοντας στην περαιτέρω ενίσχυση της διείσδυσης ΑΠΕ στην ετήσια κατανάλωση ενέργειας. Οι συντελεστές χρησιμοποίησης που επιτυγχάνονται για κάθε μία από τις τρεις μονάδες ΑΠΕ παρουσιάζονται στο Σχ. 7.41. Τα CF των Φ/Β και της μικρής Α/Γ παραμένουν πρακτικά αμετάβλητα αφού και χωρίς το σύστημα υδρογόνου γινόταν πλήρης αξιοποίηση της παραχθείσας ενέργειας. Αντιθέτως, παρατηρείται μία αύξηση 20% περίπου στην τιμή του CF της μεγάλης Α/Γ. Η τιμή αυτή πλέον προσεγγίζει το μέγιστο θεωρητικό CF, χωρίς περιορισμούς διείσδυσης, και η αποκοπή της παραγωγής της μεγάλης Α/Γ είναι μόλις 13.12%. Ολοκληρώνοντας τη μελέτη του τρόπου λειτουργίας των μονάδων ΑΠΕ, στο Σχ. 7.42 δίνεται η καμπύλη διάρκειας της απορριπτόμενης ισχύος ΑΠΕ. Υπάρχει ανάγκη αποκοπής ισχύος μόνο για λίγο πάνω από 1000 ώρες το χρόνο, τη στιγμή που ο αντίστοιχος αριθμός για την προηγούμενη συγκρότηση είναι 4000 ώρες.



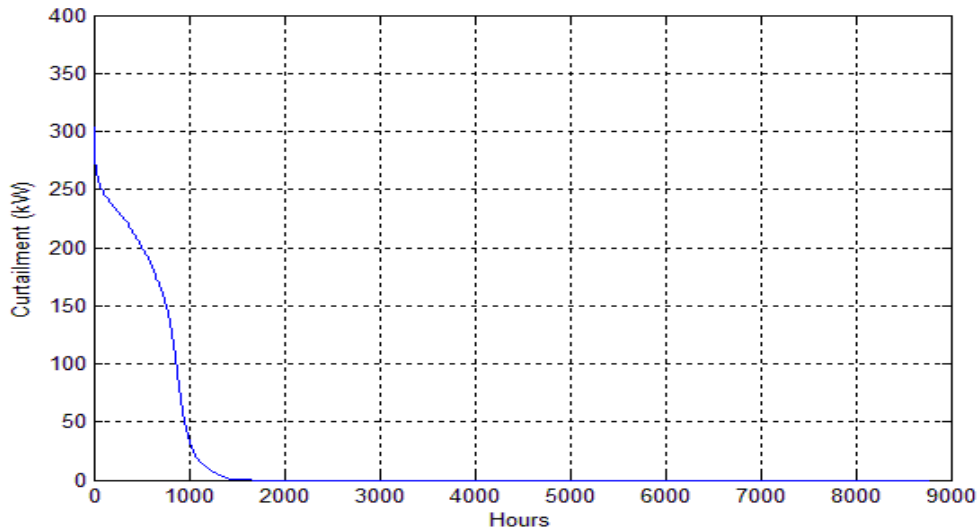
Σχ. 7.39 Αθροιστική καμπύλη κατανάλωσης νερού για τις ανάγκες της ηλεκτρόλυσης. Δε συμπεριλαμβάνεται η κατανάλωση νερού για τα βοηθητικά κυκλώματα ψύξης – θέρμανσης.



Σχ. 7.40 Διάγραμμα ενεργειακής συνεισφοράς κάθε μονάδας του υβριδικού σταθμού στην ετήσια εξυπηρέτηση του φορτίου. Με τον προτεινόμενο αλγόριθμο διαχείρισης επετεύχθη διείσδυση ΑΠΕ 93.78% αν δε ληφθεί υπόψη η προσαύξηση του φορτίου του νησιού λόγω της ηλεκτρόλυσης και 95.10% εάν ληφθεί υπόψη.

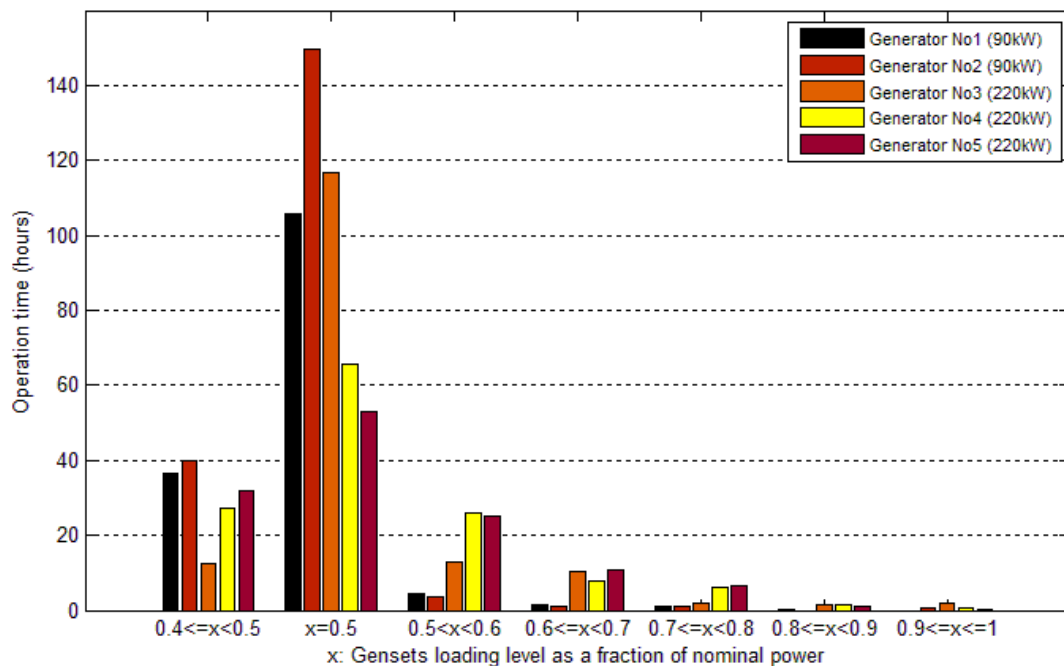


Σχ. 7.41 Capacity Factor των μονάδων ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού.

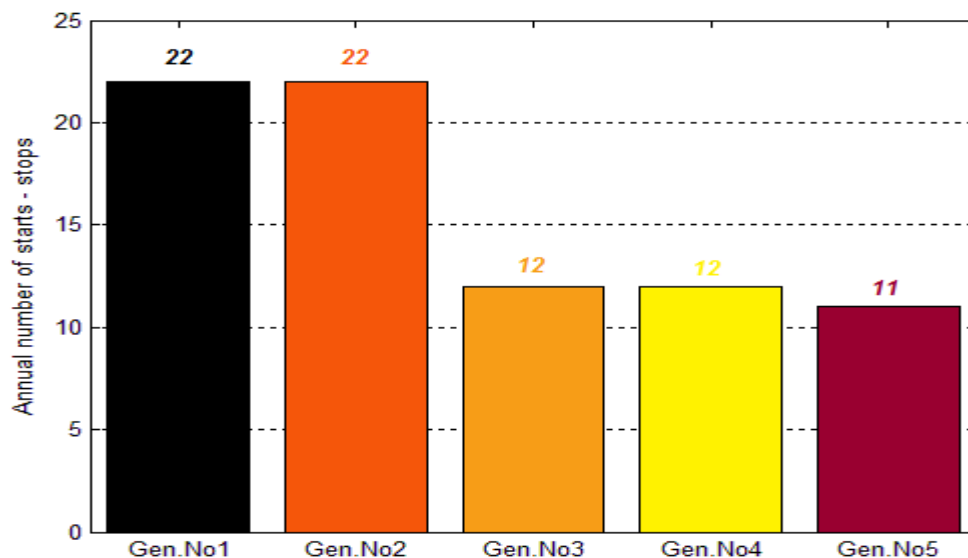


Σχ. 7.42 Καμπύλη διάρκειας της απορριπτόμενης ισχύος ΑΠΕ συνολικά.

Προχωρώντας την ανάλυση εξετάζουμε τον τρόπο λειτουργίας των συμβατικών μονάδων του ΤΣΠ. Στα Σχ. 7.43 και 7.44 δίνεται ο χρόνος λειτουργίας ανά επίπεδο ισχύος και το πλήθος των εκκινήσεων για κάθε γεννήτρια. Αρχικά, παρατηρούμε ότι ο αριθμός των εκκινήσεων ανά τύπο μονάδας είναι πλήρως ισομοιρασμένος. Ο χρόνος λειτουργίας κατανέμεται σε όλες τις μονάδες του ΤΣΠ και μάλιστα σχεδόν ισόποσα ανά τύπο μονάδας. Εξαίρεση αποτελεί η δεύτερη μονάδα των 90 kW η οποία λειτουργεί αρκετά περισσότερες ώρες από την πρώτη και μάλιστα στο τεχνικό της ελάχιστο. Όπως και στη συγκρότηση χωρίς υδρογόνο, έτσι και εδώ, ο χρόνος λειτουργίας στο T.E., ή και ελαφρά κάτω από αυτό, είναι πολύ μεγάλος, οπότε ισχύουν τα ίδια σχόλια σχετικά με το ρυθμό βλαβών των γεννητριών.

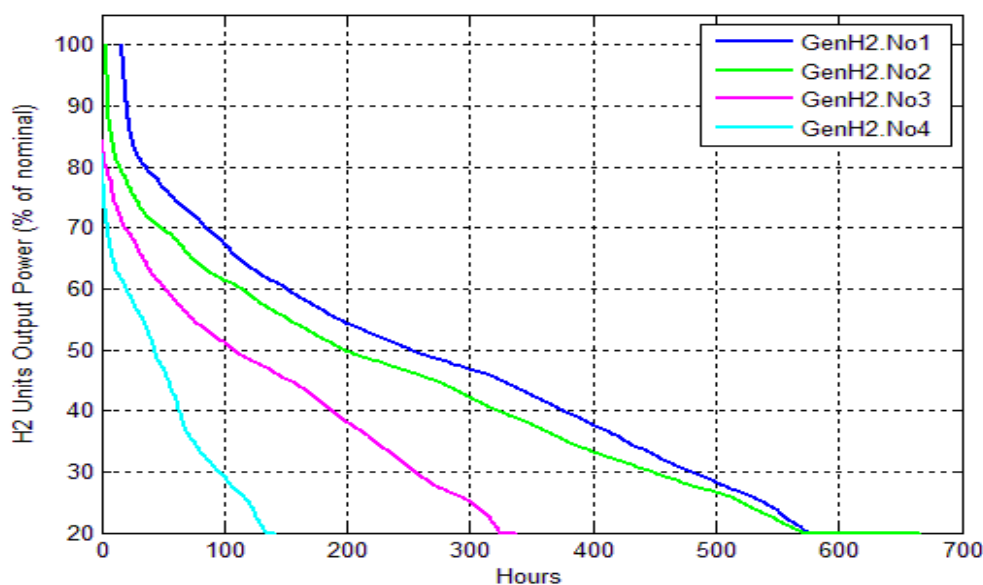


Σχ. 7.43 Συγκρότηση ΤΣΠ με 2x90kW+3x220kW. Χρόνος λειτουργίας συμβατικών μονάδων ανά επίπεδο ισχύος.

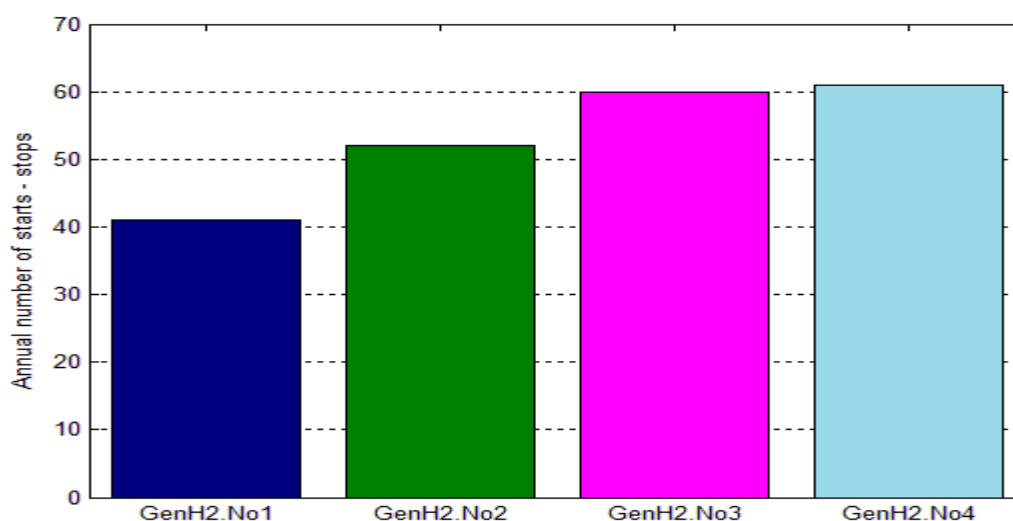


Σχ. 7.44 Συγκρότηση ΤΣΠ με $2 \times 90 \text{ kW} + 3 \times 220 \text{ kW}$. Ετήσιος αριθμός εκκινήσεων-στάσεων ανά συμβατική μονάδα.

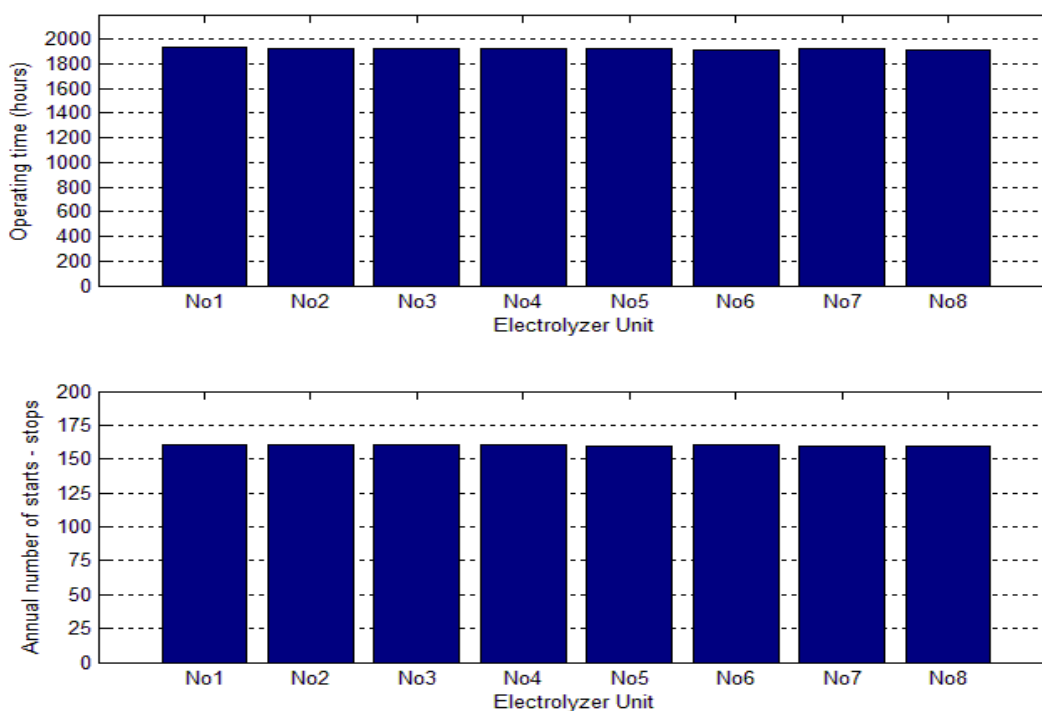
Στο Σχ. 7.45 παρουσιάζονται οι καμπύλες φόρτισης για κάθε μία από τις 4 μονάδες H2 του ΤΣΠ. Παρατηρείται ανισοκατανομή του χρόνου λειτουργίας μεταξύ των μονάδων, στοιχείο που όμως δεν είναι αρνητικό εάν λάβουμε υπόψη και τις ανά μονάδα εκκινήσεις που δίνονται στο Σχ. 7.46. Είναι φανερό ότι η αύξηση του χρόνου λειτουργίας συνδυάζεται με την μείωση του πλήθους των εκκινήσεων και αντίστροφα. Η συμπεριφορά αυτή έως ένα βαθμό είναι αναμενόμενη, αφού πολλές ώρες λειτουργίας σημαίνει ότι αναφερόμαστε σε μονάδα βάσης, η οποία έχει προφανώς λιγότερες εκκινήσεις στο έτος. Επιπρόσθετα όμως, ο αλγόριθμος διαχείρισης φροντίζει για την όσο το δυνατόν καλύτερη ισορροπία μεταξύ πλήθους εκκινήσεων και χρόνου λειτουργίας. Στο Σχ. 7.47 παρουσιάζονται οι εκκινήσεις και ο χρόνος λειτουργίας για κάθε ηλεκτρολύτη. Εδώ το μεγάλο πλήθος των ηλεκτρολυτών εξασφαλίζει αποτελεσματικότερη διαχείρισή τους μέσα στο έτος εμφανίζοντας αμελητέες αποκλίσεις στις ανά μονάδα εκκινήσεις και το χρόνο λειτουργίας.



Σχ. 7.45 Συγκρότηση ΤΣΠ με $4 \times 100 \text{ kW}$. Ετήσιες καμπύλες φόρτισης των μονάδων καύσης H2 ανά επίπεδο ισχύος.



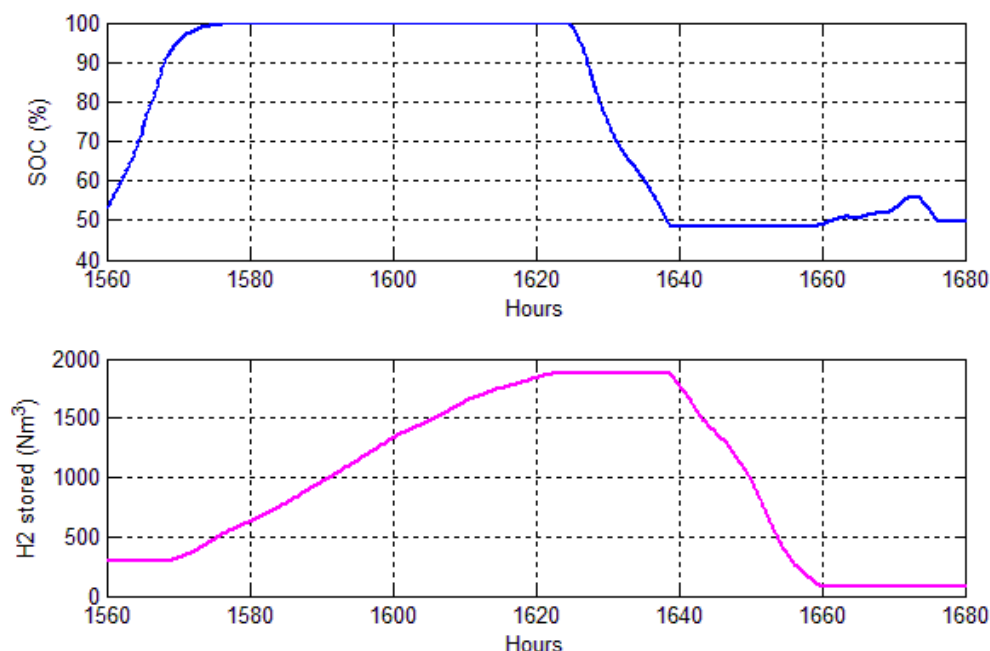
Σχ. 7.46 Συγκρότηση ΤΣΠ με 4x100kW. Ετήσιος αριθμός εκκινήσεων-στάσεων ανά μονάδα καύσης H₂.



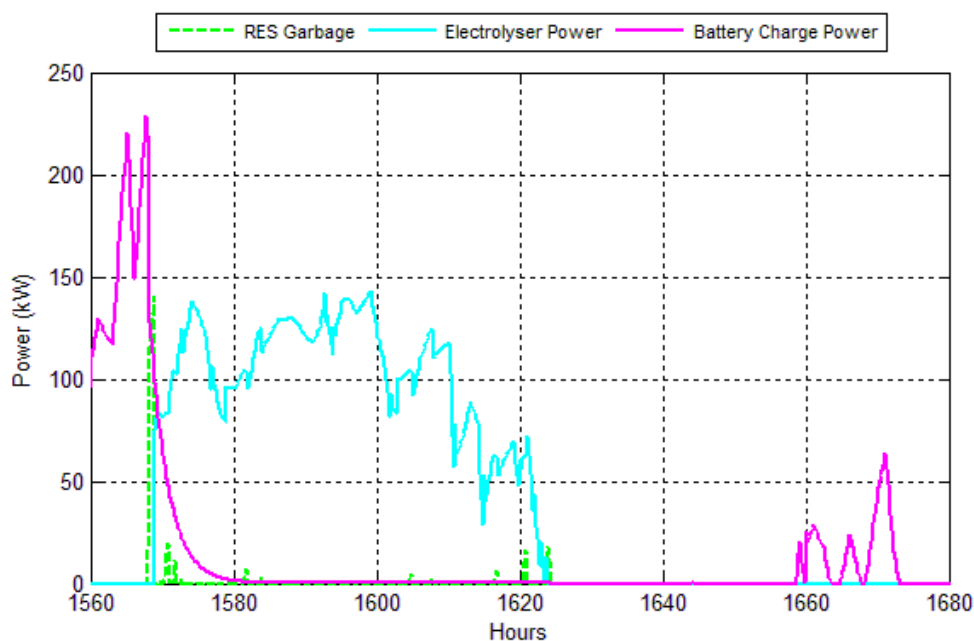
Σχ. 7.47 Συγκρότηση συστήματος με 8x26kW μονάδες ηλεκτρολύτών. Επάνω: Ετήσιο πλήθος ωρών λειτουργίας ανά μονάδα ηλεκτρολύτη. Κάτω: Ετήσιος αριθμός εκκινήσεων-στάσεων ανά μονάδα ηλεκτρολύτη.

Στη συνέχεια γίνεται λεπτομερής ανάλυση του τρόπου λειτουργίας του συστήματος κατά τη διάρκεια πέντε διαδοχικών ημερών του μήνα Μαρτίου, χρονικό διάστημα που κρίθηκε αντιπροσωπευτικό ώστε να παρουσιαστούν διαφορετικές πτυχές της προτεινόμενης στρατηγικής διαχείρισης. Το επιλεγμένο χρονικό διάστημα είναι μεταξύ της 1560^{ης} και της 1680^{ης} ώρας του έτους, που αντιστοιχεί στο πενταήμερο 6-10 Μαρτίου. Στο Σχ. 7.50 παρουσιάζεται ο τρόπος με τον οποίο καλύπτεται το φορτίο από τις μονάδες ΑΠΕ του σταθμού, τους συσσωρευτές, τις μονάδες υδρογόνου και τη συμβατική παραγωγή. Για την

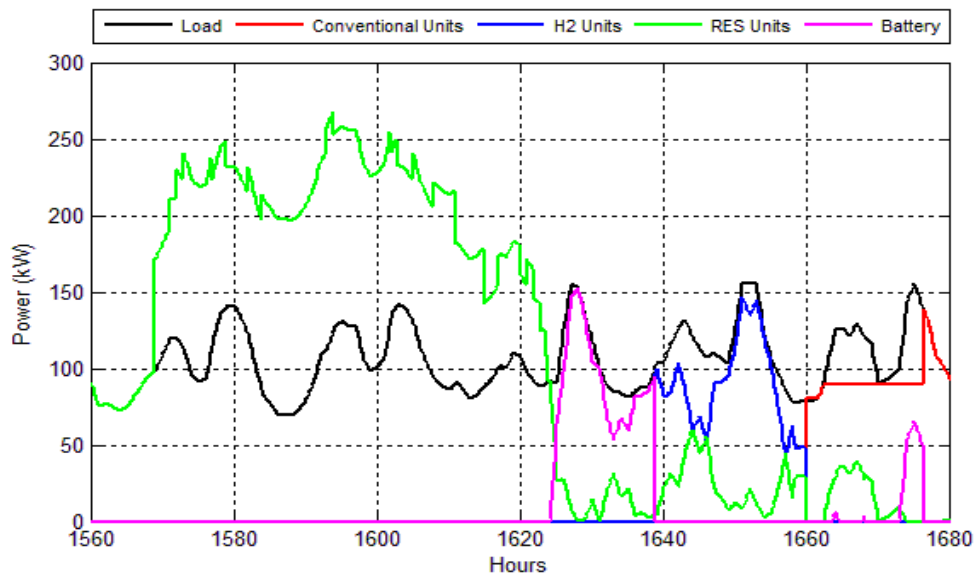
καλύτερη ευκρίνεια του διαγράμματος επιλέχθηκε να παρουσιαστεί από κοινού η παραγωγή ΑΠΕ και όχι οι επιμέρους ισχείς των Α/Γ και των Φ/Β. Στο Σχ. 7.48 παρουσιάζεται η κατάσταση φόρτισης των συσσωρευτών και της δεξαμενής υδρογόνου, ενώ στο Σχ. 7.49 η ισχύς φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης καθώς και η περίσσεια ισχύος που οφείλει να απορριπτείται. Από την μελέτη των διαγραμμάτων προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα και γίνονται οι επόμενες παρατηρήσεις.



Σχ. 7.48 Καμπύλη κατάστασης φόρτισης των συσσωρευτών και της δεξαμενής H₂ για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο (6-10 Μαρτίου).



Σχ. 7.49 Καμπύλες ισχύος φόρτισης των συσσωρευτών, ισχύος εισόδου του ηλεκτρολύτη και απορριπτόμενης ισχύος ΑΠΕ για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο (6-10 Μαρτίου).

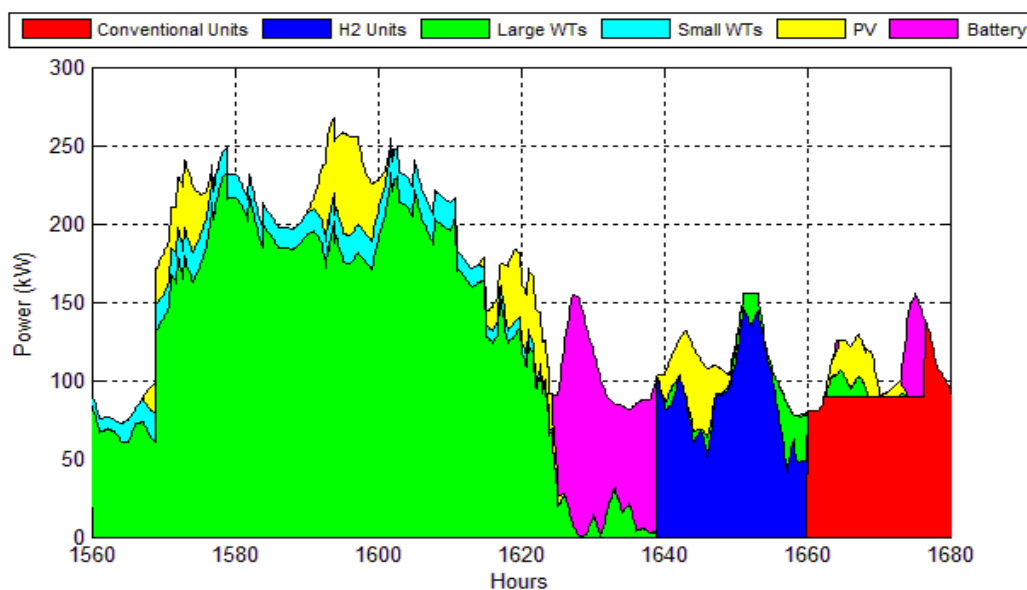


Σχ. 7.50 Κάλυψη του φορτίου από μονάδες ΑΠΕ, συμβατικές μονάδες, μονάδες H2 και συσσωρευτές για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο (6-10 Μαρτίου).

- ✚ Αρχικά από την αρχή της περιόδου και μέχρι την 1568^η ώρα η παραγωγή ΑΠΕ είναι αρκετή ώστε να καλύπτει μόνη της το φορτίο, ενώ η περίσσεια της οδηγείται στους συσσωρευτές προς φόρτιση. Έτσι, στην περίοδο αυτή παρατηρείται μία απότομη άνοδος του SOC και για σύντομο χρονικό διάστημα απόρριψη σημαντικής ισχύος ΑΠΕ. Η απόρριψη πραγματοποιείται γύρω στην 1568^η ώρα κατά την οποία οι συσσωρευτές είναι φορτισμένοι στο 95% περίπου και λαμβάνουν ενέργεια με μικρό ρυθμό, ενώ παράλληλα αυξάνεται η παραγωγή ΑΠΕ. Σε αυτό το διάστημα το σύστημα λειτουργεί στο πρώτο σενάριο με τους ηλεκτρολύτες εκτός.
- ✚ Αμέσως μετά εκτιμάται ότι η περίσσεια ΑΠΕ αρκεί τουλάχιστον για τη λειτουργία δύο ηλεκτρολυτών στα τεχνικά τους ελάχιστα, οπότε δίνεται σήμα ένταξης και αρχίζει η παραγωγή υδρογόνου. Η λειτουργία της ηλεκτρόλυσης συνεχίζεται μέχρι την 1624^η ώρα και ανάλογα με την αναμενόμενη περίσσεια λειτουργούν από 1 έως 4 μονάδες ηλεκτρόλυσης. Κατά το διάστημα αυτό η παραγωγή ΑΠΕ του Σχ. 7.50 εμφανίζεται μεγαλύτερη από το φορτίο του νησιού καθώς συνυπολογίζεται και η ισχύς για την κάλυψη των βοηθητικών της ηλεκτρόλυσης. Από την 1568^η έως την 1580^η ώρα ένα μέρος της περίσσειας ισχύος φορτίζει του συσσωρευτές μέχρι το ονομαστικό SOC αυτών. Στη συνέχεια όλη η διαθέσιμη ισχύς αξιοποιείται μόνο για παραγωγή υδρογόνου. Σε ελάχιστες περιπτώσεις στην περίοδο αυτή οι ενταγμένοι ηλεκτρολύτες λειτουργούν στα ονομαστικά τους με αποτέλεσμα να υπάρχει πολύ μικρό ποσό ισχύος ΑΠΕ που απορρίπτεται. Αποτέλεσμα της λειτουργίας στο διάστημα αυτό είναι το ότι ενώ κατά την έναρξη της υπό μελέτη περιόδου το επίπεδο φόρτισης της δεξαμενής υδρογόνου είναι μικρότερο του 5%, κατά την 1624^η ώρα έχει φτάσει στο 19%.
- ✚ Κατά την 1925^η ώρα παρατηρείται μία απότομη μείωση της παραγωγής ΑΠΕ με αποτέλεσμα να εκφορτίζονται οι συσσωρευτές και για ένα διάστημα πέντε περίπου ωρών να τροφοδοτούν το σύνολο σχεδόν της ζήτησης. Η απόδοση ισχύος από τις μπαταρίες συνεχίζεται μέχρι και την 1639^η ώρα επιφέροντας μία βουτιά του επιπέδου φόρτισης από το 100% στο 50% περίπου. Κατά τη διάρκεια της συγκεκριμένης περιόδου η ποσότητα αποθηκευμένου υδρογόνου, φυσικά, διατηρείται σταθερή αφού τα H₂/Z υδρογόνου είναι εκτός και το σύστημα λειτουργεί με βάση το πρώτο σενάριο.

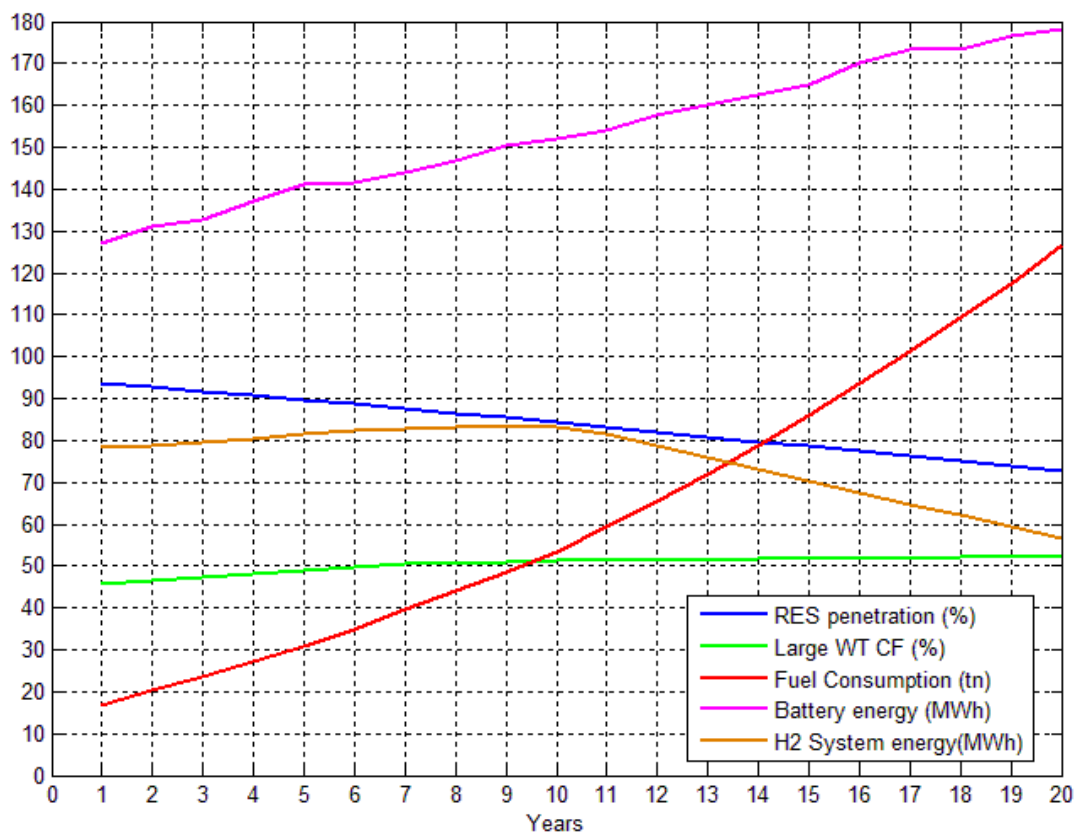
- Το χαμηλό επίπεδο φόρτισης κάτω του 50% κατά το τέλος της 1639^{ης} ώρας σε συνδυασμό με την αναμενόμενη καθαρή ζήτηση ισχύος απαιτούν τη λειτουργία στο τρίτο σενάριο από την αρχή της 1640^{ης} ώρας. Δίνεται σήμα ένταξης σε δύο H/Z H2 τα οποία λειτουργούν επιτρέποντας κατά προτεραιότητα την ένταξη των ΑΠΕ και αυξάνοντας τη φόρτισή τους όταν αυτό κρίνεται απαραίτητο. Η συνεχής λειτουργία των δύο μονάδων καύσης υδρογόνου για διάστημα είκοσι ωρών επιφέρει βουτιά της αποθηκευμένης ποσότητας στο ελάχιστο επιτρεπόμενο όριο αποθήκευσης. Κατά το ίδιο διάστημα το SOC των συσσωρευτών παραμένει σταθερό και ο κεντρικός μετατροπέας απλά παρακολουθεί χωρίς να ανταλλάσσει ισχύ με το δίκτυο.
- Η ανάγκη λειτουργίας με βάση το τρίτο σενάριο εξακολουθεί και μετά την 1659^η ώρα, ωστόσο τα μηδαμινά αποθέματα υδρογόνου δεν επιτρέπουν τη συνέχιση της λειτουργίας των H/Z H2. Επομένως, εντάσσονται δύο συμβατικές μονάδες για την υποστήριξη του φορτίου, οι οποίες αρχικά φορτίζονται λίγο κάτω από τα Τ.Ε. και έπειτα στα Τ.Ε. τους. Κατά το διάστημα αυτό εντάσσεται η ισχύς ΑΠΕ για την κάλυψη των αιχμών και η περίσσεια φορτίζει τους συσσωρευτές με πολύ μικρά ποσά ενέργειας.
- Κατά την 1674^η ώρα, και ενώ το σύστημα συνεχίζει να λειτουργεί με δύο συμβατικές μονάδες ενταγμένες, η καθαρή ζήτηση ισχύος γίνεται μεγαλύτερη από το συνολικό Τ.Ε. Παρατηρούμε ότι αυτό το έλλειμμα ισχύος καλύπτεται με εκφόρτιση των συσσωρευτών. Ο λόγος είναι ότι η βασική στρατηγική με την οποία πραγματοποιήθηκε η προσομοίωση ορίζει ότι κατά τη λειτουργία με βάση το δεύτερο σενάριο η προτεραιότητα στην κάλυψη του φορτίου είναι H/Z υδρογόνου, συσσωρευτές και τέλος συμβατικές μονάδες. Η προτεραιότητα αυτή ισχύει μόνο εάν το SOC των μπαταριών είναι μεγαλύτερο ή ίσο από το όριο του 50%. Διαφορετικά μετά τα H/Z H2 αναλαμβάνουν κατευθείαν οι μονάδες diesel. Για αυτόν το λόγο από την 1677^η ώρα και μέχρι το τέλος της εξεταζόμενης περιόδου το έλλειμμα ισχύος καλύπτεται με παραπάνω φόρτιση των συμβατικών μονάδων, καθώς όπως φαίνεται από το Σχ. 7.48 το επίπεδο φόρτισης των συσσωρευτών είναι οριακά κάτω από 50%.

Ολοκληρώνοντας την ανάλυση της λειτουργίας μέσω διαγραμμάτων, παρουσιάζεται το εμβαδοδιάγραμμα στο οποίο φαίνεται ξεχωριστά η παραγωγή κάθε μονάδας ΑΠΕ κατά τη διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου.



Σχ. 7.51 Κάλυψη του φορτίου από τις μεγάλες και τη μικρή Α/Γ, τα Φ/Β, τις συμβατικές μονάδες, τις μονάδες H2 και τους συσσωρευτές για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο (6-10 Μαρτίου).

Τέλος, στο Σχ. 7.52 παρουσιάζεται η εξέλιξη της διείσδυσης ΑΠΕ, του συντελεστή χρησιμοποίησης των μεγάλων Α/Γ, της κατανάλωσης καυσίμου, της παροχής ενέργειας στο σύστημα από τους συσσωρευτές και της αντίστοιχης ενέργειας για τις μηχανές καύσης H₂ σε βάθος εικοσαετίας. Όπως ήταν αναμενόμενο η διείσδυση ΑΠΕ ελαττώνεται, η κατανάλωση καυσίμου αυξάνεται και ο συντελεστής χρησιμοποίησης αυξάνεται. Παρατηρούμε επίσης ότι υπάρχει τάση συνεχούς αύξησης των ποσοτήτων ενέργειας που παρέχουν οι συσσωρευτές στο σύστημα, κάτι που δεν ισχύει για το σύστημα υδρογόνου. Εδώ η παρεχόμενη ενέργεια αυξάνεται αρχικά μέχρι το 10^ο έτος και στη συνέχεια μειώνεται σημαντικά και διαρκώς. Ο λόγος που συμβαίνει αυτό είναι ότι η αύξηση του φορτίου πάνω από ένα όριο περιορίζει σημαντικά την περίσσεια ΑΠΕ μετά και τη φόρτιση των συσσωρευτών, με αποτέλεσμα να είναι ολοένα και λιγότερες οι ώρες που λειτουργούν οι ηλεκτρολύτες.

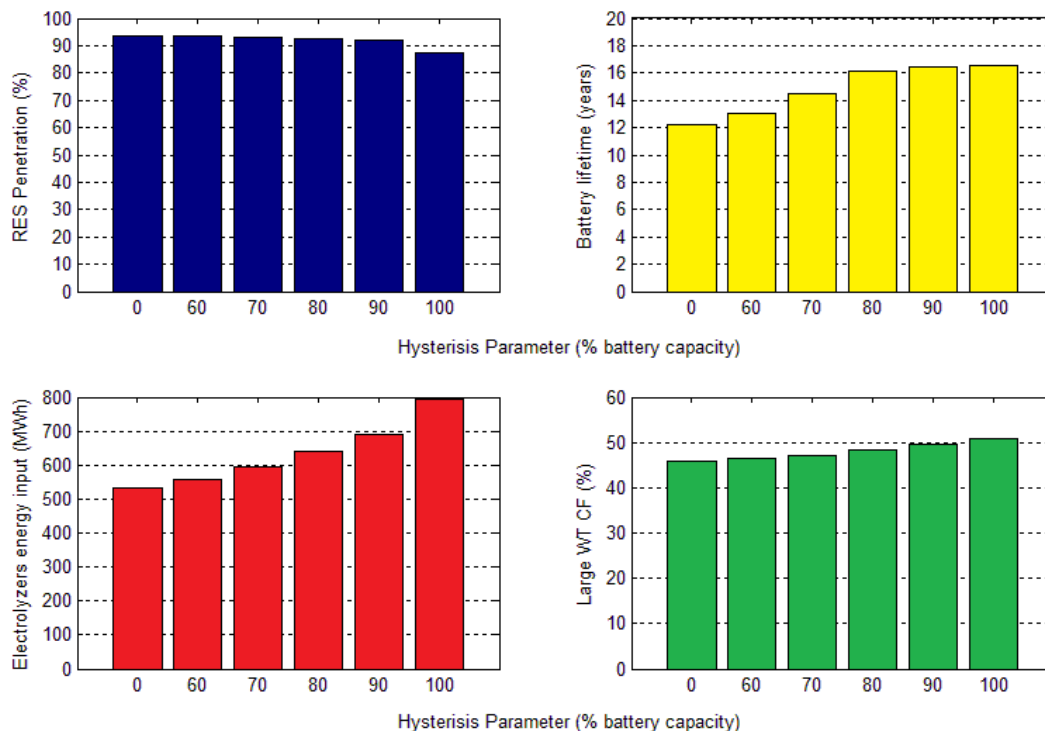


Σχ. 7.52 Μεταβολή της διείσδυσης ΑΠΕ, της κατανάλωσης καυσίμου, του CF των μεγάλων Α/Γ, της ενέργειας που δίνεται από τους συσσωρευτές και της ενέργειας που δίνεται από το σύστημα H₂ σε βάθος εικοσαετίας.

7.4.2.3 Ενσωμάτωση της Παραμέτρου Υστέρησης

Στο Κεφ. 6 εξηγήθηκε η έννοια και ο ρόλος της παραμέτρου υστέρησης στον αλγόριθμο διαχείρισης υβριδικών συστημάτων και στην παράγραφο αυτή θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα της ετήσιας προσομοίωσης για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου. Τα μεγέθη που μας ενδιαφέρει να μελετήσουμε πως μεταβάλλονται περιλαμβάνουν τη διείσδυση ΑΠΕ (χωρίς φορτίο ηλεκτρόλυσης), τη διάρκεια ζωής των συσσωρευτών, το CF των μεγάλων Α/Γ, καθώς και την ενέργεια που απορροφάται από τους ηλεκτρολύτες. Όπως είναι φανερό, η αύξηση της παραμέτρου από το 0% μέχρι και 90% δεν επηρεάζει πολύ σημαντικά τη διείσδυση ΑΠΕ (1.6% συνολική ελάττωση). Από εκεί και πέρα η μείωση τα διείσδυσης είναι σημαντικότερη. Παρατηρούμε ότι μεγαλύτερες τιμές της παραμέτρου έχουν ως αποτέλεσμα περισσότερη απορροφούμενη ενέργεια από τους ηλεκτρολύτες και όπως είναι λογικό αύξηση

του συντελεστή χρησιμοποίησης. Η σημαντική παρατήρηση που πρέπει να γίνει εδώ είναι ότι η διάρκεια ζωής αυξάνεται για μεγάλες τιμές της παραμέτρου αφού οι συσσωρευτές καταπονούνται λιγότερο. Πιο συγκεκριμένα, με παράμετρο 80% το KiBaM εκτιμά διάρκεια ζωής 16 έτη έναντι των 12 ετών του βασικού σεναρίου με μηδενική παράμετρο υστέρησης.



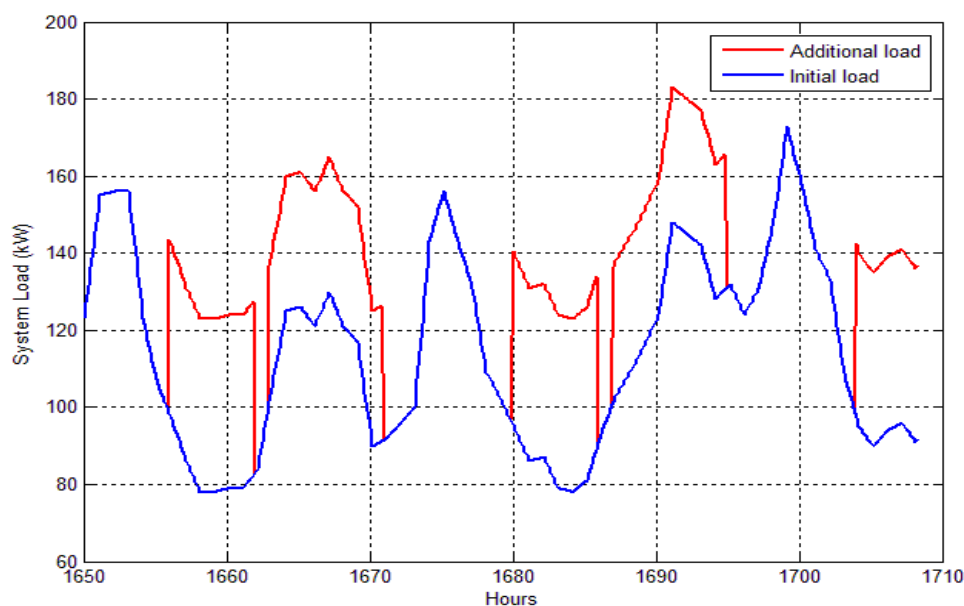
Σχ. 7.53 Ο τρόπος μεταβολής της διείσδυσης ΑΠΕ, της διάρκειας ζωής των μπαταριών, της ενέργειας εισόδου των ηλεκτρολυτών και του CF των μεγάλων Α/Γ με την αύξηση της παραμέτρου υστέρησης.

7.4.2.4 Πρόσθετα Φορτία

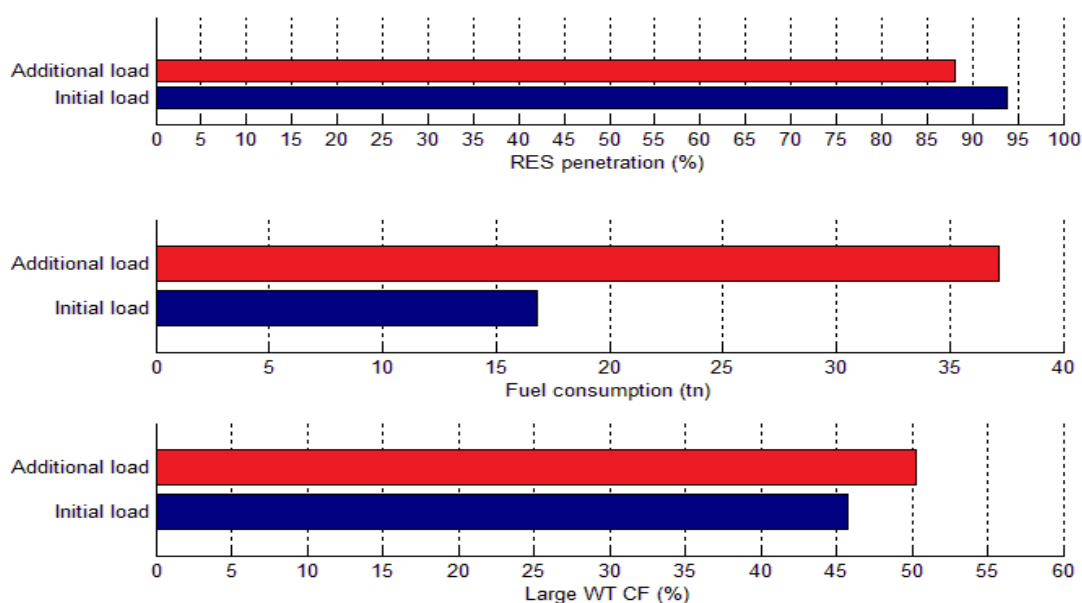
Στο σύστημα του Αγ. Ευστρατίου σχεδιάζονται εκτεταμένες ενεργειακές παρεμβάσεις που θα μπορούσαν να περιλαμβάνουν γεωθερμικές αντλίες θερμότητας και σταθμό φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων. Οι παρεμβάσεις αυτές θα επιφέρουν αύξηση του φορτίου του συστήματος, οπότε προκειμένου να διερευνηθεί ο βαθμός στον οποίο θα επηρεάσουν τη διείσδυση ΑΠΕ και άλλα βασικά χαρακτηριστικά πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις θεωρώντας το φορτίο του συστήματος προσανζημένο κατά τα πρόσθετα φορτία. Στον Πιν. 7-14 δίνονται τα χαρακτηριστικά των θεωρούμενων πρόσθετων φορτίων, ενώ στο Σχ. 7.54 δίνεται η μεταβολή της χρονοσειράς φορτίου. Από τα κόκκινα τμήματα αυτό που αντιστοιχεί στο σταθμό φόρτισης είναι αυτό που λαμβάνει χαμηλότερες τιμές, αφού ο σταθμός λειτουργεί κατά τις νυχτερινές ώρες. Η λειτουργία των γεωθερμικών αντλιών κατά τη διάρκεια της μεσημεριανής αιχμής έχει ως αποτέλεσμα τελικά αυτή να είναι υψηλότερη από την απογευματινή (η οποία κατά κανόνα είναι μεγαλύτερη).

Πιν. 7-14 Είδος και χαρακτηριστικά των πρόσθετων φορτίων που αναμένεται να εγκατασταθούν στο σύστημα του Αγ. Ευστρατίου..

Είδος Φορτίου	Ισχύς	Περιγραφή Χρονισμού
Γεωθερμικές αντλίες θερμότητας	35 kW	Οι Γεωθερμικές Αντλίες Θερμότητας θα λειτουργούν σε ονομαστική ισχύ τις εργάσιμες ημέρες και ώρες (07:00 - 15:00), σε όλη τη διάρκεια του έτους.
Σταθμός φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων	45 kW	Φόρτιση κατά την διάρκεια της νύχτας (6 ώρες).



Σχ. 7.54 Η μεταβολή της χρονοσειράς φορτίου για διάστημα λίγων ημερών με τη θεώρηση των πρόσθετων φορτίων.



Σχ. 7.55 Σύγκριση της διείσδυσης ΑΠΕ, της κατανάλωσης καυσίμου και του CF των μεγάλων Α/Γ για το βασικό φορτίο και το τελικό φορτίο συμπεριλαμβάνοντας και τα πρόσθετα φορτία.

Η προσθήκη των πρόσθετων φορτίων επιφέρει ελάττωση της διείσδυσης ΑΠΕ κατά 5.62% και υπερδιπλασιασμό της κατανάλωσης καυσίμου, ενώ από την άλλη μεριά, ο CF των μεγάλων Α/Γ αυξάνεται κατά 4.54%. Η αξιολόγηση της καταλληλότητας ή μη των πρόσθετων φορτίων είναι δυνατή ύστερα από ενεργειακή μελέτη της μείωσης της ποσότητας καυσίμου που καταναλώνεται στον τομέα της θέρμανσης και των μεταφορών.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΜΕ ΓΕΝΕΤΙΚΟΥΣ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥΣ

8.1 Εισαγωγή – Κλασικές Τεχνικές Βελτιστοποίησης

Η θεωρία της βελτιστοποίησης αποτελεί κλάδο των μαθηματικών και οι εφαρμογές της αναδεικνύονται σε πολύτιμα εργαλεία στα χέρια ερευνητών άλλων επιστημών για την επίλυση προβλημάτων. Η κλασική θεωρία βελτιστοποίησης χρονολογείται από πολύ παλιά και βασίζεται στην εύρεση των ελαχίστων ή των μεγίστων μίας μαθηματικής συνάρτησης. Η γενική μορφή των κλασικών προβλημάτων βελτιστοποίησης περιλαμβάνει μία πραγματική συνάρτηση κόστους f προς βελτιστοποίηση (αντικειμενική συνάρτηση), m μεταβλητών, καθώς επίσης και ανισοτικούς και ισοτικούς περιορισμούς. Χρησιμοποιώντας μαθηματικό φορμαλισμό το γενικό πρόβλημα βελτιστοποίησης διατυπώνεται ως εξής:

$$\left. \begin{aligned} \min_{x_1, x_2, \dots, x_m} f(\underline{x}) \\ h_i(\underline{x}) = 0, \forall i = 1, \dots, l \\ g_i(\underline{x}) \leq 0, \forall i = 1, \dots, n \\ \underline{x} = [x_1, x_2, \dots, x_m]^T \end{aligned} \right\} \quad (8.1)$$

Οι $n+l$ περιορισμοί της παραπάνω σχέσης καθορίζουν το σύνολο $X \subseteq \mathbb{R}^m$ όπου μπορούν να ανήκουν τα διανύσματα $\underline{x}$, δηλαδή πρακτικά το πεδίο ορισμού της συνάρτησης κόστους f . Η αναφορά στη θεωρία βελτιστοποίησης εδώ έχει καθαρά σημειακό χαρακτήρα και απλά παρουσιάζονται σύντομα συμπεράσματα χωρίς αυστηρό μαθηματικό φορμαλισμό και αποδείξεις. Περισσότερα στοιχεία για τη θεωρία της βελτιστοποίησης μπορούν να αναζητηθούν στη βιβλιογραφία [78].

Μια συνάρτηση $f: X \rightarrow \mathbb{R}, X \subseteq \mathbb{R}^m$ ορίζουμε ότι έχει τοπικό ελάχιστο στο σημείο $\underline{x}^*$, το $f(\underline{x}^*)$, όταν υπάρχει $\varepsilon > 0$ ώστε να ισχύει ότι $f(\underline{x}^*) < f(\underline{x}), \forall \underline{x}: \|\underline{x} - \underline{x}^*\| < \varepsilon$. Πρακτικά, ο ορισμός αυτός εκφράζει ότι υπάρχει μια περιοχή γύρω από το σημείο $\underline{x}^*$ όπου η ελάχιστη τιμή της συνάρτησης f είναι η $f(\underline{x}^*)$. Στην περίπτωση που ισχύει ότι $f(\underline{x}^*) < f(\underline{x}), \forall \underline{x} \in X$, τότε η f έχει ολικό ελάχιστο στο $\underline{x}^*$, η οποία είναι και η περίπτωση που ενδιαφέρει κυρίως στην πράξη. Στην ειδική περίπτωση που το σύνολο X και η συνάρτηση f είναι κυρτά, τότε κάθε τοπικό ελάχιστο της f είναι και ολικό ελάχιστο αυτής.

Ελαχιστοποίηση χωρίς περιορισμούς

Η πιο απλή περίπτωση ελαχιστοποίησης συνάρτησης είναι αυτή όπου οι ανεξάρτητες μεταβλητές της μπορούν να πάρουν οποιαδήποτε τιμή χωρίς κανέναν περιορισμό. Από μαθηματικής άποψης, το πρόβλημα στην περίπτωση αυτή διατυπώνεται ως

$$\left. \begin{array}{l} \min_{x_1, \dots, x_m} f(\underline{x}) \\ \underline{x} \in \mathbb{R}^m \end{array} \right\} \quad (8.2)$$

Έστω ότι η συνάρτηση $f: \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}$ είναι δυο φορές παραγωγίσιμη. Τότε το σημείο $\underline{x}^*$ θα είναι σημείο τοπικού ελαχίστου της f αν και μόνο αν $\nabla f(\underline{x}^*) = 0$ και ο πίνακας της δεύτερης παραγώγου της f στο σημείο αυτό, $\nabla^2 f(\underline{x}^*)$, είναι θετικά ημιορισμένος. Συμπεραίνουμε, λοιπόν, ότι για την εύρεση των σημείων ελαχίστου αρκεί η επίλυση της εξίσωσης $\nabla f(\underline{x}^*) = 0$ αναλυτικά ή αριθμητικά, και η αποδοχή των ριζών που ικανοποιούν τη δεύτερη συνθήκη. Εναλλακτικά, τα σημεία ελαχίστου μπορούν να βρεθούν χρησιμοποιώντας κατάλληλες επαναληπτικές μεθόδους που συγκλίνουν στο σημείο ελαχίστου.

Ελαχιστοποίηση με περιορισμούς – Συνάρτηση Lagrange

Στην περίπτωση αυτή, που είναι και η πιο συνηθισμένη στα πρακτικά προβλήματα, τα στοιχεία του διανύσματος $\underline{x}$ υπόκεινται σε περιορισμούς, δηλαδή $\underline{x} \in X \subset \mathbb{R}^m$. Στην περίπτωση αυτή, ισχύει το παρακάτω γενικό θεώρημα:

Θεώρημα 1: (Συνθήκες ελαχίστου με περιορισμούς)

1. Έστω συνάρτηση $f: X \rightarrow \mathbb{R}$ και $\underline{x}^*$ σημείο τοπικού ελαχίστου αυτής. Τότε ισχύει:

$$\nabla f(\underline{x}^*)^T \cdot (\underline{x} - \underline{x}^*) \geq 0, \forall \underline{x} \in X$$

2. Εάν επιπλέον η f είναι κυρτή στο X , αν ισχύει η παραπάνω συνθήκη για κάποιο $\underline{x}^*$ τότε το σημείο αυτό είναι σημείο ελαχίστου της f .

Είναι προφανές ότι άμεση εφαρμογή του θεωρήματος είναι αρκετά δύσκολη αφού δε γνωρίζουμε προκαταβολικά το σημείο ελαχίστου. Η βασική μέθοδος στην περίπτωση αυτή είναι η διατύπωση ενός ισοδύναμου προβλήματος χωρίς περιορισμούς ή με πιο απλούς περιορισμούς. Για το σκοπό αυτό, σημαντικό ρόλο παίζει η συνάρτηση Lagrange, που για το γενικό πρόβλημα (8.1) και θέτοντας $\underline{\lambda} = [\lambda_1, \dots, \lambda_l]^T$ και $\underline{\mu} = [\mu_1, \dots, \mu_n]^T$ ορίζεται ως εξής:

$$L(\underline{x}, \underline{\lambda}, \underline{\mu}) = f(\underline{x}) + \sum_{i=1}^l \lambda_i \cdot h_i(\underline{x}) + \sum_{i=1}^n \mu_i \cdot g_i(\underline{x}) \quad (8.3)$$

Με βάση τη συνάρτηση Lagrange και το Θεώρημα 1, αποδεικνύεται το Θεώρημα 2, που δίνει τις ικανές και αναγκαίες συνθήκες ελαχίστου. Πριν όμως από την αναφορά του θεωρήματος θα αναφέρουμε τη χρήσιμη για τη συνέχεια έννοια του ενεργού συνόλου. Ως ενεργό σύνολο ορίζεται το σύνολο των ανισοτικών περιορισμών που ισχύουν ως ισότητες στο σημείο $\underline{x}$, οι οποίοι ονομάζονται και ενεργοί περιορισμοί. Σε πιο μαθηματική μορφή, για τους ανισοτικούς περιορισμούς του προβλήματος (8.1), το ενεργό σύνολο στο σημείο $\underline{x}$ είναι

$$A(\underline{x}) = \{j : g_j(\underline{x}) = 0\} \quad (8.4)$$

Αποδεικνύεται ότι αν το $\underline{x}^*$ είναι σημείο ελαχίστου για το γενικό πρόβλημα (8.1), τότε το σημείο αυτό είναι επίσης η λύση του προβλήματος στο οποίο λαμβάνονται υπ' όψιν μόνο οι ισοτικοί περιορισμοί και όσοι από τους ανισοτικούς περιορισμούς είναι ενεργοί στο $\underline{x}^*$.

Θεώρημα 2: (Συνθήκες Kuhn – Tacker)

Έστω το γενικό πρόβλημα βελτιστοποίησης (8.1), στο οποίο οι πραγματικές συναρτήσεις f , h_i και g_i μπορούν να οριστούν σε όλο το $\mathbb{R}^m$ και είναι δυο φορές συνεχώς παραγωγίσιμες, ενώ L είναι η συνάρτηση Lagrange, όπως ορίζεται στην (8.3). Τότε το σημείο $\underline{x}^*$ θα είναι σημείο (τοπικού γενικά) ελαχίστου της f υπό τους παραπάνω περιορισμούς αν και μόνο αν ισχύουν οι κάτωθι συνθήκες [84]:

1. Υπάρχουν διανύσματα $\underline{\lambda}^* = [\lambda_1^*, \dots, \lambda_l^*]^T$ και $\underline{\mu}^* = [\mu_1^*, \dots, \mu_n^*]^T$ τέτοια ώστε:

$$\left. \begin{aligned} \nabla_x L(\underline{x}^*, \underline{\lambda}^*, \underline{\mu}^*) &= 0 \\ \mu_i^* &= 0, \forall i \notin A(\underline{x}^*) \\ \mu_i^* &\geq 0, \forall i \in A(\underline{x}^*) \end{aligned} \right\}$$

2. Για κάθε $\underline{y} \in \mathbb{R}^m$ για το οποίο $\nabla h_i(\underline{x}^*)^T \cdot \underline{y} = 0, \forall i = 1, \dots, l$ και $\nabla g_i(\underline{x}^*)^T \cdot \underline{y} = 0, \forall i \in A(\underline{x}^*)$ ισχύει ότι η δεύτερη παράγωγος της L στο $(\underline{x}^*, \underline{\lambda}^*, \underline{\mu}^*)$ ως προς $\underline{x}$ είναι θετικά ημιορισμένος πίνακας, δηλαδή $\underline{y}^T \cdot \nabla_{xx}^2 L(\underline{x}^*, \underline{\lambda}^*, \underline{\mu}^*) \cdot \underline{y} \geq 0$.

Από το παραπάνω θεώρημα, γίνεται προφανές ότι η συνάρτηση Lagrange έχει τα ίδια σημεία ελαχίστου με την αρχική συνάρτηση κόστους με τα διανύσματα των επιπλέον μεταβλητές μ και λ να πληρούν τις προϋποθέσεις 1 και 2. Είναι προφανές ότι με τη μέθοδο της συνάρτησης Lagrange απαλλασσόμαστε από περιορισμούς αλλά αυξάνεται και η διάσταση του διανύσματος των μεταβλητών ως προς τις οποίες πρέπει να επιλυθεί το πρόβλημα ελαχιστοποίησης.

Οι παραπάνω αναφερθείσες μέθοδοι για την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης προϋποθέτουν την γνώση τόσο της αντικειμενικής συνάρτησης όσο και των περιορισμών σε κλειστή μορφή. Υπάρχουν, ωστόσο, πολύπλοκα προβλήματα στα οποία η αντικειμενική συνάρτηση ή οι περιορισμοί δεν είναι ορισμένοι με αυστηρή μαθηματική σχέση, καθώς η μορφή τους εξαρτάται από παραμέτρους που μεταβάλλονται συναρτήσει των μεταβλητών βελτιστοποίησης. Επιπρόσθετα, οι κλασικές μέθοδοι βελτιστοποίησης κινδυνεύουν να εγκλωβιστούν σε τοπικό ελάχιστο ή μέγιστο χάνοντας το ολικό ακρότατο. Για αυτούς τους λόγους υπάρχουν προβλήματα για τα οποία οι κλασικές μέθοδοι κρίνονται ανεπαρκείς ή ακόμα και αδυνατούν να τα επιλύσουν.

Έτσι, τα τελευταία τριάντα χρόνια, παρατηρείται ένα συνεχώς αυξανόμενο ενδιαφέρον για την ανάπτυξη συστημάτων επίλυσης προβλημάτων βασισμένων στις αρχές της Φυσικής Εξέλιξης. Τα συστήματα αυτού του είδους λειτουργούν διατηρώντας έναν πληθυσμό κωδικοποιημένων πιθανών λύσεων του προς επίλυση προβλήματος και εφαρμόζοντας σε αυτόν διάφορες διαδικασίες εμπνευσμένες από τη βιολογική εξέλιξη. Έτσι, περνώντας από γενιά σε γενιά, τα συστήματα αυτά δημιουργούν συνεχώς νέους πληθυσμούς πιθανών λύσεων εξελίσσοντας τους προηγούμενους πληθυσμούς. Οι *Γενετικοί Αλγόριθμοι* (Genetic Algorithms) είναι ένα παράδειγμα τέτοιου συστήματος που μαζί με τον *Εξελικτικό Προγραμματισμό* (Evolutionary Programming), τις *Στρατηγικές Εξέλιξης* (Evolution Strategies), τα *Συστήματα Ταξινόμησης* (Classifier Systems) και το *Γενετικό Προγραμματισμό* (Genetic Programming) αποτελούν μια κατηγορία συστημάτων επίλυσης προβλημάτων που είναι ευρύτερα γνωστή με τον όρο *Εξελικτικοί Αλγόριθμοι* (Evolutionary Algorithms) [76].

Οι γενετικοί αλγόριθμοι (ΓΑ) αποτελούν δυναμικές, στοχαστικές διαδικασίες αναζήτησης των οποίων ο βασικός μηχανισμός είναι εμπνευσμένος από τη Δαρβινική θεωρία της εξέλιξης της φύσης και εφευρέτης τους θεωρείται ο John Holland (1975). Οι ΓΑ εκτελούν μια αναζήτηση σε ένα σύνολο πληθυσμού (χώρος πιθανών λύσεων) με στόχο την εύρεση βέλτιστων σύμφωνα με κάποιο κριτήριο λύσεων. Μέσω μιας κατάλληλης διαδικασίας επιλογής καθορίζονται τα χαρακτηριστικά των γενεών που πρόκειται να διατηρηθούν, ώστε σταδιακά να οδηγηθούμε στην καλύτερη δυνατή λύση. Κάθε ΓΑ αποτελείται από έναν πληθυσμό ατόμων, που παριστάνονται με διανύσματα και έχουν μία γνωστή τιμή «καταλληλότητας» για το εκάστοτε πρόβλημα. Ο πληθυσμός εξελίσσεται διαμέσου επόμενων γενεών και η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι να αποφασίσουμε τον τερματισμό της. Σε περίπτωση που οι ΓΑ χρησιμοποιούνται για βελτιστοποίηση, κάθε άτομο αποτελεί ένα σημείο του πεδίου αναζήτησης και η καταλληλότητα του καθορίζεται από την τιμή της συνάρτησης κόστους. Νέα άτομα δημιουργούνται από τα καταλληλότερα άτομα της τρέχουσας γενιάς χρησιμοποιώντας κάποιους κατάλληλους γενετικούς τελεστές που θα αναπτυχθούν στη συνέχεια. Η βελτιστοποίηση με τη χρήση γενετικών αλγόριθμων αποτελεί μια στοχαστική μέθοδο συστηματικής τυχαίας αναζήτησης, η οποία είναι ιδιαίτερα αποτελεσματική όταν ο στόχος είναι η εύρεση ενός ολικού μέγιστου(η ελαχίστου), σε ένα πολυδιάστατο πεδίο τιμών. Η εφαρμογή των ΓΑ ενδείκνυται σε προβλήματα όπου η αντικειμενική συνάρτηση είναι ασυνεχής, μη διαφορίσιμη, στοχαστική ή πολύ μη γραμμική [77,79].

8.2 Βασικές Έννοιες και Ορισμοί ΓΑ [76,77,79]

1. Άτομα (Individuals)

Είναι κάθε πιθανή λύση του προβλήματος, δηλαδή κάθε σημείο του χώρου αναζήτησης (search space). Η παράσταση των ατόμων γίνεται με *χρωμοσώματα* (chromosomes), καθένα από τα οποία αποτελείται από *γονίδια* (genes). Στους ΓΑ τα άτομα, που ονομάζονται και *γενότυποι*, συνήθως αποτελούνται από ένα μόνο χρωμόσωμα. Τα γονίδια που επηρεάζουν συγκεκριμένα χαρακτηριστικά του ατόμου βρίσκονται και σε συγκεκριμένες θέσεις του χρωμοσώματος που ονομάζονται *loci*. Οι διαφορετικές καταστάσεις που μπορεί να πάρει ένα γονίδιο λέγονται *alleles*, ενώ το αποκωδικοποιημένο αποτέλεσμα ενός χρωμοσώματος λέγεται *φαινότυπος* (phenotype).

2. Πληθυσμοί και Γενεές (Population and Generations)

Ο *πληθυσμός* είναι το σύνολο των ατόμων σε κάθε βήμα της εξέλιξης του ΓΑ. Ο τρέχον πληθυσμός χρησιμοποιείται για την παραγωγή του επόμενου πληθυσμού που ονομάζεται *νέα γενιά*. Η αναπαραγωγή πραγματοποιείται με τη χρήση των γενετικών τελεστών και συνεχίζεται έως ότου να δημιουργηθεί μία νέα γενιά η οποία θα αντικαταστήσει την προηγούμενη. Τα χρωμοσώματα της εκάστοτε γενιάς με τα καλύτερα χαρακτηριστικά θα παράγουν περισσότερα αντίγραφα τους στην επόμενη γενιά με αποτέλεσμα μία γενική μετατόπιση του πληθυσμού προς την βέλτιστη λύση. Η διαδικασία ολοκληρώνεται είτε θέτοντας ένα όριο του καλύτερου ατόμου που παράγεται από τη διαδικασία ή καθορίζοντας ένα μέγιστο αριθμό γενεών.

3. Γονείς και Παιδιά (Parents and Children)

Γονείς ονομάζονται τα άτομα ενός πληθυσμού που θα συμμετέχουν στη δημιουργία της επόμενης γενιάς. Η διαδικασία *επιλογής* (selection) γονέων σχετίζεται με την απόδοση πιθανοτήτων επιλογής προς αναπαραγωγή στα μέλη ενός πληθυσμού υποψηφίων λύσεων. Κατά τη διαδικασία αυτή, κάποιοι γονείς με υψηλή τιμή στη συνάρτηση καταλληλότητας ενδέχεται να επιλεγούν προς αναπαραγωγή περισσότερες από μία φορές, ενώ κάποιοι γονείς με χαμηλή καταλληλότητα

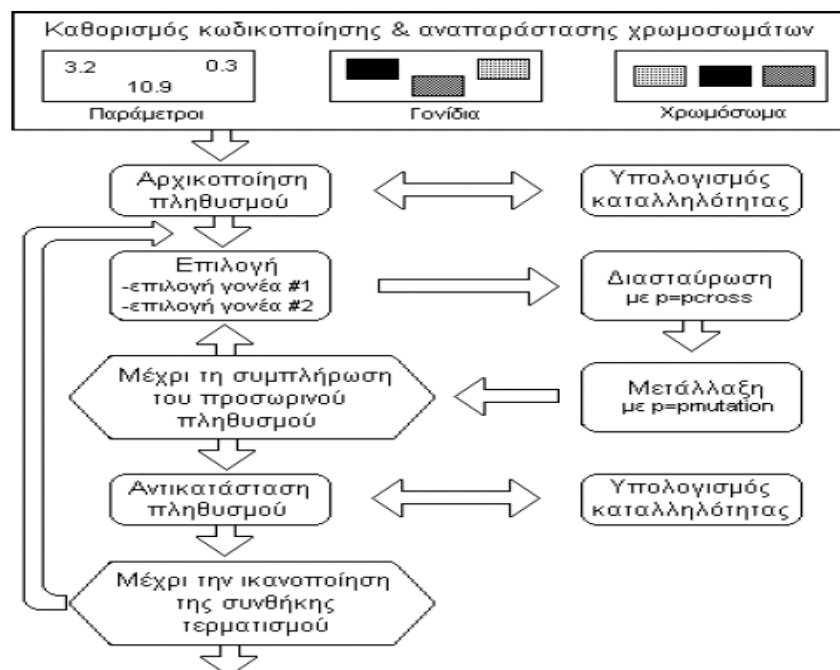
ενδέχεται να μην επιλεγούν καθόλου. Κατά τη διαδικασία επιλογής, αρχικά οι υποψήφιες λύσεις αντιγράφονται σε μια *δεξαμενή ζευγαρώματος* (mating pool). Η δεξαμενή αυτή έχει μέγεθος ίσο με τον αρχικό πληθυσμό, και σε αυτήν αντιγράφονται μέλη του αρχικού πληθυσμού, με πιθανότητα ανάλογη της καταλληλότητας τους. Οι *απόγονοι* (offspring) ή *παιδιά* δημιουργούνται από την εφαρμογή των στοχαστικών γενετικών τελεστών στο επιλεγμένο ζεύγος γονέων.

4. Γενετικοί Τελεστές (Genetic Operands)

Οι γενετικοί τελεστές καθορίζουν τον τρόπο με τον οποίο ο ΓΑ παράγει τα παιδιά σε κάθε γενιά μέσω της διαδικασίας της αναπαραγωγής. Οι γενετικοί τελεστές περιλαμβάνουν τον *επιχiasμό* (crossover) και τη *μετάλλαξη* (mutation). Ο επιχiasμός συνδυάζει δύο γονείς για τη δημιουργία ενός απογόνου με την τυχαία επιλογή ενός σημείου στο χρωμόσωμα, την ανταλλαγή και τη συνένωση γονιδίων. Αποτέλεσμα του επιχiasμού είναι τα δύο παιδιά να κληρονομήσουν χαρακτηριστικά και των δύο γονέων. Συνήθως, η πιθανότητα επιχiasμού ($p_{\text{crossover}}$) κυμαίνεται στο εύρος (0.6-0.8) και στην ουσία δηλώνει το ποσοστό των παιδιών που θα προκύψουν με τον συγκεκριμένο τελεστή. Η μετάλλαξη αλλάζει την τιμή ενός τυχαία επιλεγμένου γονιδίου ενός χρωμοσώματος και αποτελεί ένα μηχανισμό ο οποίος διασφαλίζει ότι η επιλογή δεν συγκλίνει πρόωγα σε ένα τοπικό μέγιστο. Επίσης, διευρύνει την περιοχή αναζήτησης καθώς εισάγει γενετικό υλικό το οποίο δεν υπάρχει στην προηγούμενη γενιά, ούτε είναι δυνατόν να προκύψει από τον τελεστή επιχiasμού. Η μετάλλαξη πραγματοποιείται με πολύ μικρότερη πιθανότητα (p_{mutation}) από τον επιχiasμό, της τάξης μεγέθους του 0.05.

5. Συνάρτηση Καταλληλότητας (Fitness Function)

Η *αντικειμενική συνάρτηση* αναθέτει μία τιμή (score) σε κάθε άτομο του πληθυσμού και καθορίζει πόσο ικανοποιητική είναι η αντίστοιχη λύση για το πρόβλημα βελτιστοποίησης. Η *συνάρτηση καταλληλότητας* μπορεί να είναι η ίδια η αντικειμενική συνάρτηση ή μία άλλη συνάρτηση που η τιμή της εξαρτάται από το *score* της αντικειμενικής συνάρτησης. Η *fitness function* χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση και την επιλογή των γονέων προς αναπαραγωγή, ενώ σε αντιστοιχία με τη Φυσική Επιλογή προσομοιώνει το ρόλο του περιβάλλοντος στην εξέλιξη.



Σχ. 8.1 Μπλοκ διάγραμμα απλού γενετικού αλγόριθμου.

8.3 Αναπαράσταση Λύσεων

Μία από τις πρώτες αποφάσεις που πρέπει να παρθούν κατά την επίλυση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης με ΓΑ αφορά στον τρόπο αναπαράστασης των λύσεων (solution encoding). Οι πρώτοι ΓΑ που αναπτύχθηκαν χρησιμοποιούσαν δυαδική αναπαράσταση (binary encoding), στην οποία κάθε άτομο του πληθυσμού αναπαρίσταται με ένα string από bits, όπου κάθε γονίδιο είναι ένα τμήμα του string. Με βάση τη δυαδική αναπαράσταση έγινε η θεωρητική θεμελίωση των ΓΑ. Το πρόβλημα που παρουσίαζε η αναπαράσταση αυτή είναι γνωστό ως πρόβλημα *πλεονάζουσων τιμών*. Όταν το πεδίο ορισμού μίας μεταβλητής είναι γνήσιο υποσύνολο του συνόλου των τιμών που αναπαριστώνται με έναν αριθμό bits, τότε ανακύπτει το ζήτημα πως θα χειριστούν αυτές οι πλεονάζουσες τιμές. Υπάρχει η επιλογή να απορριφθούν τα χρωμοσώματα που αντιστοιχούν σε πλεονάζουσες τιμές και να αντικατασταθούν με άλλα, ή να καταχωρηθεί στο χρωμόσωμα πολύ μικρή καταλληλότητα ώστε να μην είναι πιθανή η επιλογή του, ή να εφαρμοστεί η μέθοδος σταθερής αντιστοίχισης (fixed remapping) ή τυχαίας αντιστοίχισης (random remapping) που αντιστοιχεί το bit σε κάποιο άλλο που είναι αποδεκτό. Επιπρόσθετο μειονέκτημα αυτής της μεθόδου αναπαράστασης είναι το γεγονός ότι η αλλαγή κάποιων bits με την εφαρμογή των γενετικών τελεστών δεν εξασφαλίζει πάντα χωρική συσχέτιση στο search space των ατόμων της προηγούμενης και της επόμενης γενιάς. Σημειώνεται ότι στην δυαδική αναπαράσταση των λύσεων έχει χρησιμοποιηθεί και ο κώδικας Gray.

Εναλλακτική της δυαδικής αποτελεί η αναπαράσταση τιμής (value encoding). Σε αυτή το κάθε χρωμόσωμα αναπαρίσταται με την κανονική τιμή των λύσεων ανάλογα με τη φύση του προβλήματος. Τυπική εφαρμογή της αναπαράστασης τιμής είναι προβλήματα στα οποία οι μεταβλητές βελτιστοποίησης είναι πραγματικοί αριθμοί [76,79].

8.4 Αναπαραγωγή – Γενετικοί Τελεστές

8.4.1 Επιλογή

Η επιλογή των γονέων που θα αναπαραχθούν σχηματίζοντας την επόμενη γενιά πρέπει να λαμβάνει υπόψη της την τιμή της συνάρτησης κόστους του κάθε χρωμοσώματος, δίνοντας μεγαλύτερες πιθανότητες αναπαραγωγής στα άτομα με την υψηλότερη τιμή της fitness function. Ωστόσο, πρέπει να επιλέγονται και μη ικανοποιητικές λύσεις έτσι ώστε τα γονίδια τα οποία περιέχουν τα χρωμοσώματα αυτά να μην χαθούν πρώιμα από τον πληθυσμό. Σε πολλές περιπτώσεις η επιλογή περιλαμβάνει έναν μηχανισμό με τον οποίο συνδυάζεται η τιμή της συνάρτησης κόστους του κάθε χρωμοσώματος με την μέση τιμή της συνάρτησης κόστους του πληθυσμού. Για την βελτιστοποίηση με τη χρήση γενετικών αλγορίθμων έχει δημιουργηθεί ένα σύνολο μεθόδων επιλογής, οι οποίες είναι είτε στοχαστικές είτε ντετερμινιστικές. Στη συνέχεια θα κάνουμε μία σύντομη αναφορά στις πιο σημαντικές από αυτές. Παρακάτω αναφερόμαστε συχνά στην έννοια της *αναμενόμενης τιμής* (expectation) $ExpVal(i,t)$, η οποία εκφράζει πόσες φορές αναμένεται να επιλεγεί ένα άτομο για αναπαραγωγή [76].

8.4.1.1 Αποδεκατισμός Πληθυσμού

Μία πρώτη προσέγγιση στις μεθόδους επιλογής αποτελούν οι ντετερμινιστικές μέθοδοι, η απλούστερη από τις οποίες ονομάζεται μέθοδος αποδεκατισμού του πληθυσμού (population decimation). Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή επιβιώνουν τα χρωμοσώματα που χαρακτηρίζονται από τις καλύτερες τιμές της fitness function, ενώ παράλληλα απομακρύνονται τα άτομα με τις χειρότερες τιμές. Δηλαδή ο πληθυσμός «αποδεκατίζεται» και στη συνέχεια ξαναδημιουργείται μέσω της αναπαραγωγής. Πιο συγκεκριμένα, τα άτομα κατατάσσονται σύμφωνα με την τιμή της συνάρτησης κόστους από τη μεγαλύτερη στη μικρότερη. Έπειτα,

επιλέγεται μια αυθαίρετη τιμή σαν τιμή κατωφλίου και τα χρωμοσώματα με συνάρτηση κόστους χαμηλότερη από αυτή, απομακρύνονται από τον πληθυσμό. Τα υπόλοιπα άτομα χρησιμοποιούνται για τη δημιουργία της νέας γενιάς, με τυχαίο συνδυασμό και αναπαραγωγή, τα οποία συνεχίζονται μέχρι να συμπληρωθεί η γενιά. Σε μια παραλλαγή της μεθόδου αυτής, μπορούμε να δημιουργήσουμε πριν τον αποδεκατισμό έναν αριθμό ατόμων με τυχαίο ταίριασμα, να τα προσθέσουμε στον πληθυσμό και έπειτα να χρησιμοποιήσουμε τον αποδεκατισμό για να επαναφέρουμε τον πληθυσμό στο αρχικό του μέγεθος. Σε κάθε περίπτωση η επίδραση της συνάρτησης κόστους λαμβάνει μέρος μόνο κατά την διάρκεια της ντετερμινιστικής διαδικασίας αποδεκατισμού.

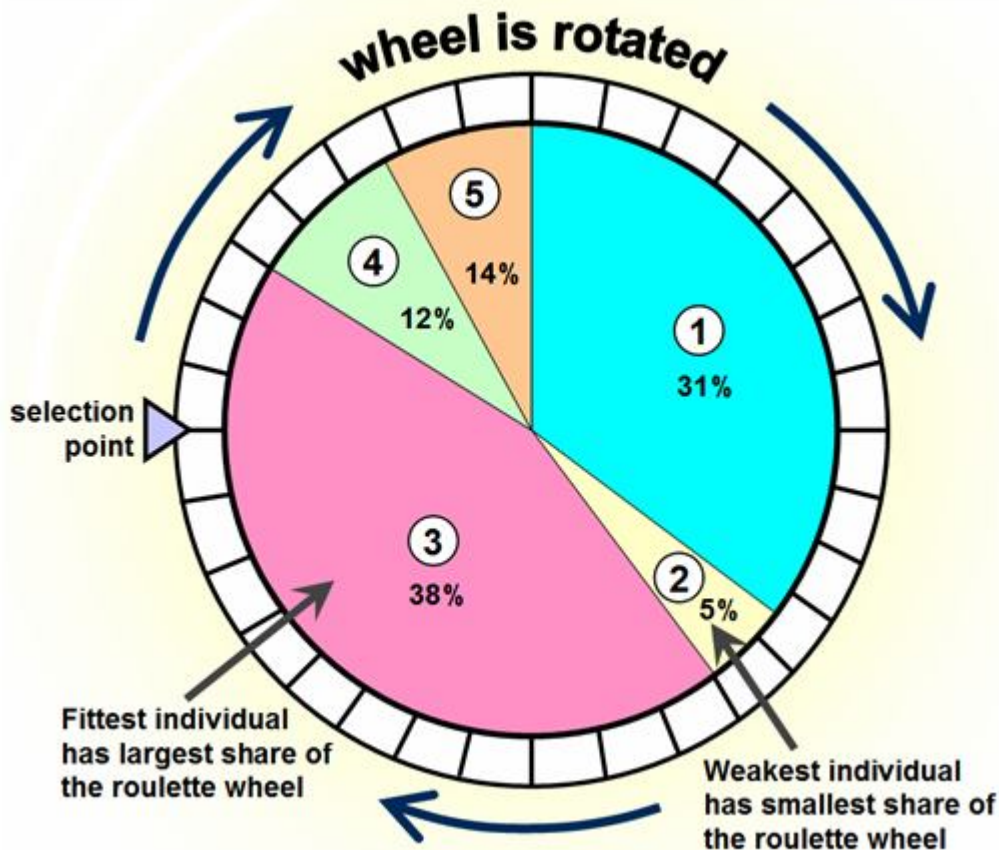
Το πλεονέκτημα της μεθόδου αποδεκατισμού είναι η απλότητα της, ενώ το μειονέκτημα της είναι ο κίνδυνος πρόωμης απώλειας γενετικής πληροφορίας, αφού εάν ένα χρωμόσωμα απομακρυνθεί από τον πληθυσμό, τα γενετικά χαρακτηριστικά που εμπεριείχε έχουν χαθεί για πάντα. Αυτό βέβαια συμβαίνει σε όλες τις μεθόδους επιλογής, απλά στην συγκεκριμένη συμβαίνει πολύ πριν η διαδικασία εξέλιξης αναγνωρίσει την χρησιμότητα κάποιου συγκεκριμένου χαρακτηριστικού ενός χρωμοσώματος που έχει χαθεί. Δυστυχώς τα καλά γενετικά χαρακτηριστικά μπορεί να μην συνδέονται άμεσα με την τιμή της συνάρτησης κόστους σε πρώιμα στάδια του αλγορίθμου. Όταν ένα χαρακτηριστικό απομακρυνθεί από τον πληθυσμό ο μόνος τρόπος για να επανέλθει σε αυτόν είναι μέσω της μετάλλαξης. Ακριβώς εξαιτίας των επιδράσεων της πρόωμης απώλειας των γενετικών χαρακτηριστικών που έχουν οι ντετερμινιστικές μέθοδοι, δημιουργήθηκαν οι στοχαστικές μέθοδοι επιλογής [76,79].

8.4.1.2 Επιλογή Ρουλέτας

Η επιλογή ρουλέτας (roulette selection) λέγεται αλλιώς και αναλογική επιλογή (proportional selection) και αποτελεί την πιο δημοφιλή στοχαστική μέθοδο. Οι γονείς επιλέγονται βάση μιας πιθανότητας επιλογής που δίνεται από τον παρακάτω τύπο ($f(\text{parent}_i)$ είναι η τιμή της συνάρτησης κόστους ή καταλληλότητας του i -του γονέα.):

$$P_{\text{selection}} = \frac{f(\text{parent}_i)}{\sum_i f(\text{parent}_i)} \quad (8.1)$$

Η πιθανότητα να επιλεγεί ένα άτομο από τον πληθυσμό είναι συνάρτηση της σχετικής τιμής της συνάρτησης καταλληλότητας του ατόμου. Χρωμοσώματα με μεγάλη τιμή συνάρτησης κόστους, έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συμμετέχουν στην δημιουργία του επόμενου πληθυσμού, ωστόσο υπάρχει μία μικρή πιθανότητα και για άτομα με μικρή καταλληλότητα να μετέχουν στην αναπαραγωγική διαδικασία. Αρχικά επιλέγεται ένας αριθμός μεταξύ του 0 και του 1 και υπολογίζεται η κανονικοποιημένη τιμή της συνάρτησης κόστους για καθένα από τα άτομα του πληθυσμού. Έπειτα, αθροίζουμε τις κανονικοποιημένες τιμές κόστους, αυξάνοντας παράλληλα έναν δείκτη σε κάθε άθροιση, εωσότου το άθροισμα να γίνει μεγαλύτερο ή ίσο από τον τυχαίο αριθμό που επιλέξαμε αρχικά. Η τελική τιμή του δείκτη μας δίνει τη θέση του χρωμοσώματος το οποίο επιλέχθηκε για αναπαραγωγή. Αυτή η αλγοριθμική διαδικασία μπορεί να προσομοιωθεί με μία ρουλέτα στην οποία το κάθε άτομο καταλαμβάνει χώρο ανάλογο με τη σχετική συνάρτηση κόστους του. Κάθε βήμα επιλογής γονέα αντιστοιχεί σε μία περιστροφή της ρουλέτας.



Σχ. 8.2 Σχηματική αναπαράσταση της μεθόδου επιλογής της ρουλέτας.

Η μέθοδος αυτή εμφανίζει σοβαρά στοχαστικά λάθη όταν ο πληθυσμός είναι μικρός. Επιπλέον, ήδη από τα πρώτα στάδια της βελτιστοποίησης κυριαρχούν τα πιο ισχυρά χρωμοσώματα, ενώ στα τελευταία στάδια παρουσιάζεται στασιμότητα στη διαδικασία εξαιτίας της αδυναμίας της να αναγνωρίσει τα καλύτερα χρωμοσώματα, όταν όλα τα άτομα έχουν σχεδόν την ίδια συνάρτηση κόστους. Για την αντιμετώπιση των φαινομένων αυτών έχουν δημιουργηθεί διάφορες παραλλαγές της μεθόδου [76,77].

8.4.1.3 Μέθοδος Stochastic Uniform

Και αυτή η μέθοδος βασίζεται στη λογική της επιλογής γονέων με τη βοήθεια ρουλέτας, ωστόσο εμφανίζει μία σημαντική διαφορά από την επιλογή ρουλέτας. Στην μέθοδο ρουλέτας για την επιλογή κάθε γονέα επιλέγεται ένας διαφορετικός κάθε φορά τυχαίος αριθμός, πράγμα που ισοδυναμεί με περιστροφή της ρουλέτας τόσες φορές όσο είναι το μέγεθος του ενδιάμεσου πληθυσμού της δεξαμενής ζευγαρώματος. Αντίθετα, στην μέθοδο stochastic uniform τα άτομα του τρέχοντος πληθυσμού τοποθετούνται με τυχαία σειρά σε ένα διάγραμμα πίτας στο οποίο ο χώρος που καταλαμβάνουν είναι ανάλογος της αναμενόμενης τιμής τους. Ο αλγόριθμος προχωράει κατά μήκος της πίτας με βήμα ίσου μεγέθους, το οποίο είναι ίσο με $1/N_{\text{parents}}$ έτσι ώστε να καλύπτεται όλη η ρουλέτα σε N_{parents} βήματα. Σε κάθε βήμα επιλέγεται ο γονέας στον οποίο «προσγειώνεται» ο αλγόριθμος. Αυτή η διαδικασία έχει ως αποτέλεσμα να επιλέγονται όλοι οι γονείς με μία μόνο περιστροφή της ρουλέτας, γεγονός το οποίο συνεπάγεται ταχύτερη, και παράλληλα ακριβή, διαδικασία επιλογής [79,80].

8.4.1.4 Μέθοδος Remainder Stochastic Uniform

Σε αυτή τη μέθοδο επιλογής γίνεται διάκριση μεταξύ του ακέραιου και του δεκαδικού μέρους της αναμενόμενης τιμής ενός ατόμου. Αρχικά, γίνεται ντετερμινιστική επιλογή γονέων με βάση το ακέραιο μέρος του expectation, για παράδειγμα εάν ένα άτομο έχει $\text{ExpVal} = 2.3$ τότε επιλέγεται δύο φορές ως γονέας. Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται για όλα τα άτομα με αποτέλεσμα να έχει συμπληρωθεί ένα μέρος του επιθυμητού πλήθους γονέων. Έπειτα οι υπόλοιποι γονείς επιλέγονται στοχαστικά με μέθοδο ρουλέτας, με την πιθανότητα επιλογής κάθε ατόμου να είναι ανάλογη του δεκαδικού μέρους του expectation. Για παράδειγμα, ένα άτομο με expectation 1.36 θα συμμετάσχει σίγουρα μία φορά στην αναπαραγωγή και θα έχει πιθανότητα 0.36 να συμμετάσχει και δεύτερη φορά. Ένα άτομο με expectation 0.54 έχει πιθανότητα 0.54 να συμμετάσχει μόνο μία φορά στην αναπαραγωγή [79,80].

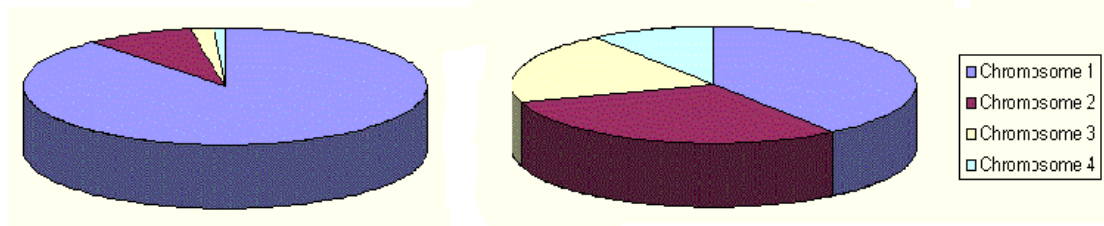
8.4.1.5 Επιλογή Τουρνουά

Η μέθοδος τουρνουά (tournament selection) αποτελεί τη δεύτερη πιο δημοφιλή στοχαστική μέθοδο επιλογής. Σε κάθε βήμα της επιλογής τουρνουά N άτομα επιλέγονται τυχαία από τον πληθυσμό διαλέγοντας έναν αριθμό από το ένα έως τον αριθμό των ατόμων του πληθυσμού. Ο αριθμός αυτός καθορίζει το χρωμόσωμα που θα πάρει μέρος στο τουρνουά και η διαδικασία συνεχίζει έως ότου να συμπληρώσουμε τα N άτομα της ομάδας. Εναλλακτικά μπορούμε να κάνουμε επιλογή ρουλέτας για να συμπληρώσουμε την ομάδα (Wetzel ranking). Έπειτα, για κάθε μέλος της ομάδας αυτής υπολογίζεται η τιμή της συνάρτησης κόστους και το χρωμόσωμα με τη μεγαλύτερη τιμή κερδίζει το τουρνουά και γίνεται ο επίλεκτος. Τα υπόλοιπα μέλη της ομάδας επιστρέφουν στον αρχικό πληθυσμό και η διαδικασία επαναλαμβάνεται εωσότου συμπληρώσουμε τον επιθυμητό αριθμό γονέων. Η πιο συνηθισμένη μορφή τουρνουά είναι αυτή όπου το $N=2$, δηλαδή η κάθε ομάδα αποτελείται από δύο χρωμοσώματα.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τόσο η μέθοδος τουρνουά, όσο και η αναλογική, χρησιμοποιούν επιλογή με αντικατάσταση ώστε τα άτομα να παίζουν περισσότερες από μία φορές το ρόλο του γονέα. Κάτι τέτοιο συμβαίνει πολύ συχνά όταν ο πληθυσμός συγκλίνει στη βέλτιστη λύση. Τα πλεονεκτήματα της μεθόδου τουρνουά έναντι της ρουλέτας είναι ότι παρουσιάζει καλύτερη σύγκλιση σε μία λύση στα πρώτα στάδια του αλγόριθμου και είναι γενικότερα πιο γρήγορη. Ενδεικτικά, η πολυπλοκότητα χρόνου για την αναλογική επιλογή είναι $O(n^2)$ ενώ για τη μέθοδο τουρνουά $O(n)$ [77].

8.4.1.6 Επιλογή Βαθμονόμησης

Η μέθοδος της επιλογής με γραμμική βαθμονόμηση (linear rank selection) προτάθηκε για την αντιμετώπιση του φαινομένου της πρόωμης σύγκλισης (premature convergence). Το πρόβλημα αυτό εμφανίζεται ιδιαίτερα στην επιλογή ρουλέτας όταν κατά τις πρώτες γενιές η καταλληλότητα του καλύτερου ατόμου είναι τόσο υψηλή ώστε να καλύπτει το μεγαλύτερο μέρος της ρουλέτας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να επιλέγεται το συγκεκριμένο άτομο για αναπαραγωγή πολλές φορές, έναντι λιγότερο κατάλληλων χρωμοσωμάτων, περιορίζοντας την ποικιλομορφία (diversity) του πληθυσμού.



Σχ. 8.3 Επίδραση της βαθμονόμησης στο expectation. Αριστερά: Η σειρά καταλληλότητας των ατόμων του πληθυσμού με βάση την αντικειμενική συνάρτηση και πριν τη βαθμονόμηση. Δεξιά: Η σειρά καταλληλότητας μετά τη βαθμονόμηση[6].

Εάν ο πληθυσμός αποτελείται από N άτομα, το λιγότερο κατάλληλο θα βαθμολογηθεί με 1 ενώ το καλύτερο με N (ή αντίστροφα εάν πρόκειται για πρόβλημα ελαχιστοποίησης). Συμβολίζουμε ως $rank(i, t)$ την συνάρτηση που πραγματοποιεί την βαθμονόμηση, η οποία αποδίδει την τιμή του ατόμου (i) την χρονική στιγμή (t). Ο χρήστης επιλέγει την μέγιστη αναμενόμενη τιμή του καλύτερου χρωμοσώματος της κάθε γενιάς. Εάν Max είναι η αναμενόμενη τιμή του καλύτερου ατόμου και Min αυτή του χειρότερου, η αναμενόμενη τιμή για κάθε άτομο δίνεται από τη σχέση:

$$ExpVal(i, t) = Min + (Max - Min) \cdot \frac{rank(i, t) - 1}{N - 1} \quad (8.2)$$

Καθώς το άθροισμα των αναμενόμενων τιμών είναι N , αφού ο πληθυσμός μένει σταθερός αριθμητικά από γενιά σε γενιά, ισχύει:

$$\sum_{i=1}^N \left[Min + (Max - Min) \cdot \frac{rank(i, t) - 1}{N - 1} \right] = N \quad (8.3)$$

Αναπτύσσοντας το άθροισμα της εξ. 8.3 και χρησιμοποιώντας απλές μαθηματικές σχέσεις αριθμητικής προόδου καταλήγουμε ότι πρέπει να ισχύει η σχέση:

$$Min = 2 - Max \quad \text{όπου} \quad 1 \leq Max \leq 2 \quad (8.4)$$

Ο Baker πρότεινε τη τιμή $Max=1,1$ ως την αναμενόμενη τιμή για το καλύτερο χρωμόσωμα μίας γενιάς. Από τα παραπάνω γίνεται σαφές ότι η επιλογή βαθμονόμησης μειώνει τον βαθμό της επιλογής όταν η διασπορά των τιμών της συνάρτησης κόστους βρίσκεται σε υψηλά επίπεδα, ενώ τον αυξάνει όταν δεν εμφανίζεται μεγάλη διασπορά. Μία τέτοια συμπεριφορά είναι επιθυμητή καθώς κατά τις πρώτες γενιές που είμαστε ακόμα μακριά από το βέλτιστο πολλά άτομα συμμετέχουν στο σχηματισμό απογόνων, ενώ σε προχωρημένες γενιές που έχουμε προσεγγίσει τη βέλτιστη λύση είναι καθοριστικότερη η συνεισφορά των καταλληλότερων ατόμων. Ωστόσο, μειονέκτημα της μεθόδου αποτελεί η πιο αργή διαδικασία βελτιστοποίησης. Τέλος, πρέπει να σημειωθεί ότι εκτός από τη γραμμική υπάρχουν και άλλες μέθοδοι βαθμονόμησης, όπως η εκθετική [77,79].

8.4.1.7 Διαβάθμιση Σίγμα

Μία άλλη μέθοδος που αναπτύχθηκε για την αντιμετώπιση του φαινομένου της πρώιμης σύγκλισης είναι η μέθοδος «διαβάθμιση σίγμα» (sigma scaling). Η μέθοδος αυτή κρατάει σε σταθερά επίπεδα σε όλη τη διάρκεια εξέλιξης του αλγόριθμου, το βαθμό στον οποίο κατάλληλα άτομα συμμετέχουν στη δημιουργία απογόνων, χωρίς να εξαρτάται από τη διασπορά των τιμών της συνάρτησης κόστους. Πιο συγκεκριμένα, η αναμενόμενη τιμή του

κάθε ατόμου εξαρτάται από τη τιμή της συνάρτησης κόστους, τη μέση τιμή της συνάρτησης κόστους του πληθυσμού και την τυπική απόκλιση του πληθυσμού σε χρόνο t .

$$ExpVal(i,t) = \begin{cases} 1 + \frac{f(i) - \overline{f(t)}}{2\sigma(t)} & , \sigma(t) \neq 0 \\ 1 & , \sigma(t) = 0 \end{cases} \quad (8.5)$$

Η μορφή της εξ. 8.5 ισχύει όταν στο πρόβλημα βελτιστοποίησης επιδιώκουμε τη μεγιστοποίηση της συνάρτησης κόστους, ενώ στην αντίθετη περίπτωση τα πρόσημα του αριθμητή είναι αντίθετα. Όταν η συνάρτηση κόστους του ατόμου ξεπερνά την μέση τιμή κατά την τυπική απόκλιση, δηλαδή όταν $f(i) = \overline{f(t)} + \sigma(t)$, η τιμή της $ExpVal(i,t)$ είναι 1.5. Όταν η $ExpVal(i,t)$ γίνει αρνητική, τη θέτουμε ίση με 0.1 ώστε και τα χειρότερα άτομα να έχουν κάποια πιθανότητα να μετέχουν στην αναπαραγωγή. Η διαβάθμιση σίγμα εξασφαλίζει ότι στην αρχή, που η τυπική απόκλιση των τιμών της συνάρτησης κόστους είναι υψηλή, τα καταλληλότερα διανύσματα δε θα ξεπερνούν κατά πολύ τη μέση τιμή ώστε να μονοπωλούν την αναπαραγωγική διαδικασία. Αντιθέτως, αργότερα που ο πληθυσμός γίνεται ομοιόμορφος και η τυπική απόκλιση των τιμών της συνάρτησης κόστους είναι χαμηλή, το καταλληλότερο άτομο θα ξεχωρίζει και η εξέλιξη θα συνεχίζεται [77].

8.4.1.8 Κανονικοποιημένη Γεωμετρική Βαθμονόμηση

Μία ακόμα πιο επιθετική μορφή επιλογής είναι η κανονικοποιημένη γεωμετρική βαθμονόμηση (normalized geometric rank). Τα άτομα του πληθυσμού βαθμολογούνται από το καλύτερο στο χειρότερο σύμφωνα με την τιμή της συνάρτησης κόστους. Η πιθανότητα επιλογής του κάθε χρωμοσώματος υπολογίζεται σύμφωνα με τη κανονικοποιημένη γεωμετρική κατανομή και δίνεται από την παρακάτω σχέση [77]:

$$p_{selection} = q' (1-q)^{rank(i,t)-1} \quad \text{με} \quad q' = \frac{q}{1-(1-q)^N} \quad (8.6)$$

, όπου q η πιθανότητα επιλογής του καλύτερου ατόμου,
 $rank(i,t)$ η βαθμολογία του κάθε χρωμοσώματος όπου 1 είναι η μέγιστη,
 N το μέγεθος του πληθυσμού

8.4.1.9 Ελιτισμός

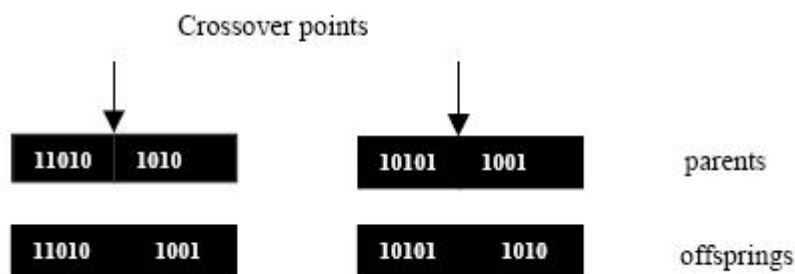
Τον ελιτισμό εισήγαγε πρώτος ο *Kenneth De Jong (1975)* και ανήκει στη κατηγορία των μεθόδων επιλογής που αναγκάζουν τον γενετικό αλγόριθμο να κρατάει έναν αριθμό των καλύτερων ατόμων της κάθε γενιάς. Τα άτομα αυτά μπορεί να καταστραφούν με τη μετάλλαξη και την διασταύρωση αν επιλεγούν για αναπαραγωγή ή να χαθούν αν δεν επιλεγούν καθόλου, για αυτό και ο αλγόριθμος τα μεταφέρει αυτούσια στην επόμενη γενιά. Ο ελιτισμός, λοιπόν, καθορίζει το πλήθος των γονέων με τα καλύτερα χαρακτηριστικά που θα περάσει απευθείας στην επόμενη γενιά χωρίς την εφαρμογή επιχιασμού ή μετάλλαξης [77,79].

8.4.2 Επιχιασμός

Ο τελεστής επιχιασμού (crossover) δέχεται σαν όρισμα τα χρωμοσώματα γονείς και παράγει τα χρωμοσώματα παιδιά. Η επίδραση του επιχιασμού είναι ότι διαμορφώνει εκ νέου τα γονίδια με στόχο την δημιουργία καλύτερων χρωμοσωμάτων. Ο επιχιασμός που αντιπροσωπεύει την επανασύνδεση, αποτελεί τον πιο σημαντικό από τους τελεστές των γενετικών αλγορίθμων. Έχει παρατηρηθεί ότι οι τιμές της πιθανότητας $p_{\text{crossover}}$ από 0.6 έως 0.8, έχουν τα καλύτερα αποτελέσματα. Παρακάτω παρουσιάζονται τα σημαντικότερα είδη επιχιασμού.

8.4.2.1 Επιχιασμός Ενός Σημείου

Η πιο απλή μέθοδος επιχιασμού είναι ο επιχιασμός ενός σημείου (simple crossover ή single point crossover). Σε αυτή τη μέθοδο δημιουργείται ένας τυχαίος αριθμός p και εάν $p > p_{\text{crossover}}$ επιλέγεται ένα τυχαίο σημείο του χρωμοσώματος πατέρα. Το τμήμα του ατόμου που προηγείται του σημείου, αντιγράφεται από τον γονέα 1, στο παιδί 1 και από τον γονέα 2 στο παιδί 2. Το τμήμα του χρωμοσώματος που ακολουθεί το σημείο αυτό, αντιγράφεται από τον γονέα 1 στο αντίστοιχο σημείο του παιδιού 2 και από τον γονέα 2 στο παιδί 1. Στο σχήμα που ακολουθεί φαίνεται ακριβώς αυτή η διαδικασία. Σημειώνεται ότι σε μερικές υλοποιήσεις σε κάθε διασταύρωση ενός ζεύγους γονέων δημιουργείται ένα μόνο παιδί. Στην περίπτωση τώρα που $p < p_{\text{crossover}}$ δε γίνεται διασταύρωση, αλλά όλο το χρωμόσωμα του γονέα 1 αντιγράφεται στο παιδί 1 και αντίστοιχα του γονέα 2 στο παιδί 2 [77,79].



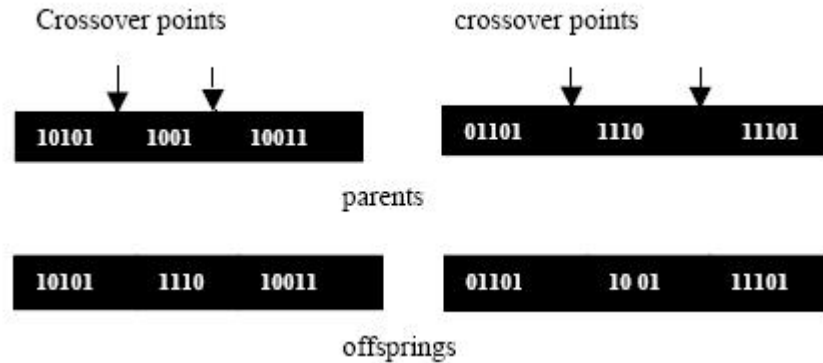
Σχ. 8.4 Αναπαράσταση του τρόπου λειτουργίας του επιχιασμού ενός σημείου. Το σημείο επιχιασμού βρίσκεται μετά τη θέση του 4^{ου} bit μετρώντας από το LSB.

8.4.2.2 Επιχιασμός Δύο Σημείων

Μία απλή επέκταση της προηγούμενης μεθόδου αποτελεί ο επιχιασμός δύο σημείων (two point crossover). Εδώ επιλέγονται τυχαία δύο ακέραιοι m και n μεταξύ του 1 και του πλήθους των μεταβλητών βελτιστοποίησης. Το παιδί 1 σχηματίζεται με συνένωση (concatenation) του τμήματος του πατέρα 1 μέχρι και τη θέση m , του τμήματος του πατέρα 2 από τη θέση $m+1$ έως και τη θέση n και τέλος του τμήματος μετά τη θέση n του πατέρα 1. Τα εναπομείναντα τμήματα σχηματίζουν το παιδί 2 [77].

8.4.2.3 Διάσπαρτος Επιχιασμός

Η μέθοδος αυτή αποτελεί γενίκευση των δύο προηγούμενων. Αρχικά, ο αλγόριθμος δημιουργεί ένα τυχαίο δυαδικό διάνυσμα (αλληλουχία από 0 και 1) και στη συνέχεια το διασχίζει. Όποτε συναντάει 1 επιλέγει για την αντίστοιχη θέση του παιδιού το γονίδιο του πατέρα 1, ενώ όποτε συναντάει 0 επιλέγει το γονίδιο του πατέρα 2.



Σχ. 8.5 Αναπαράσταση του τρόπου λειτουργίας του επιχιασμού δύο σημείων. Το πρώτο σημείο επιχιασμού βρίσκεται μετά τη θέση του 5^{ου} bit μετρώντας από το LSB, ενώ το δεύτερο σημείο μετά τη θέση του 9^{ου} bit.

8.4.2.4 Αριθμητικός Επιχιασμός

Οι πιο πάνω τελεστές διασταύρωσης εφαρμόζονται με τον ίδιο τρόπο είτε η αναπαράσταση των λύσεων είναι δυαδική είτε χρησιμοποιείται η value encoding. Ο τελεστής αριθμητικού επιχιασμού (arithmetic crossover), αντιθέτως, διαφέρει ανάλογα με την αναπαράσταση που επιλέγεται. Στην περίπτωση της δυαδικής αναπαράστασης ο τελεστής αυτός λαμβάνει σαν είσοδο τις ακολουθίες από bits των δύο γονέων και το παιδί προκύπτει από την εφαρμογή κάποιου τελεστή δυαδικών αριθμών, π.χ. του λογικού ΚΑΙ. Στην περίπτωση της αναπαράστασης πραγματικών αριθμών με value encoding ο τελεστής ορίζεται ως γραμμικός συνδυασμός των δύο διανυσμάτων των γονέων. Εάν x_1 και x_2 είναι οι δύο γονείς, τότε τα δύο παιδιά x_1^* και x_2^* δίνονται από τις σχέσεις:

$$x_1^* = x_1 + a \cdot (x_2 - x_1) \quad \text{και} \quad x_2^* = x_2 + a \cdot (x_1 - x_2) \quad (8.7)$$

Ο τελεστής χρησιμοποιεί μία τυχαία μεταβλητή a η οποία μπορεί να είναι βαθμωτή με $a \in [0, 1]$ ή διάνυσμα με $a_i \in [0, 1]$ για κάθε συνιστώσα του a_i και στην ουσία αποτελεί έναν σταθμισμένο μέσο. Στην ειδική περίπτωση που $a = 1/2$ ο αριθμητικός επιχιασμός ονομάζεται ενδιάμεσος επιχιασμός (intermediate crossover). Τα συστήματα που χρησιμοποιούν αριθμητικό επιχιασμό παρουσιάζουν γρηγορότερη σύγκλιση και είναι αρκετά σταθερά με χαμηλότερη τυπική απόκλιση [76,79].

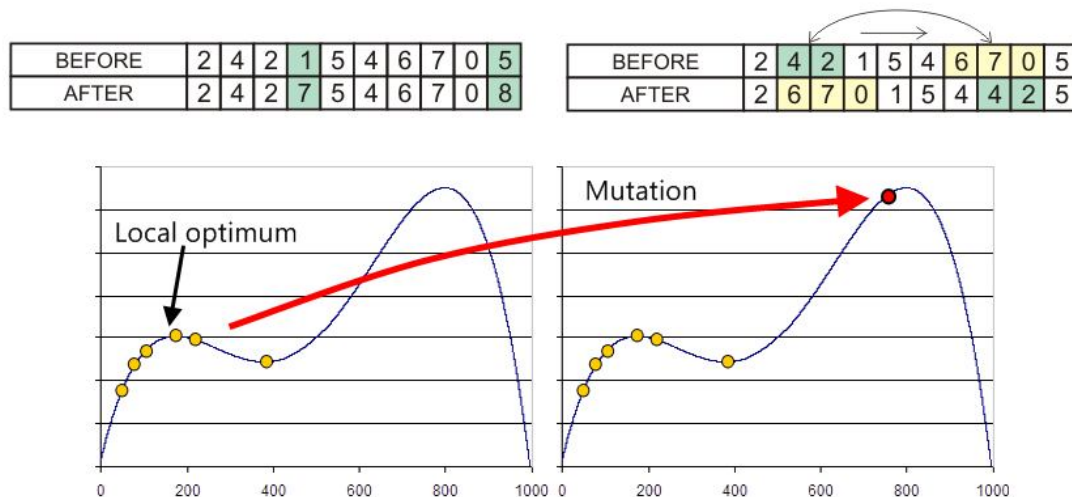
8.4.2.5 Ευριστικός Επιχιασμός

Ο τελεστής αυτός (heuristic crossover) εμφανίζει το ιδιαίτερο χαρακτηριστικό ότι χρησιμοποιεί τις τιμές της αντικειμενικής συνάρτησης για να καθορίσει την κατεύθυνση της αναζήτησης, ενώ μπορεί να παράγει έναν μόνο απόγονο ή κανένα. Ο τελεστής δημιουργεί έναν μόνο απόγονο $x_1^* = r \cdot (x_2 - x_1) + x_2$ από τους γονείς x_1 , x_2 ενώ $r \in [0, 1]$. Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης για τον γονέα x_2 είναι μεγαλύτερη ή ίση από την τιμή της συνάρτησης για τον γονέα x_1 , δηλαδή $f(x_2) \geq f(x_1)$ για προβλήματα μεγιστοποίησης, ενώ είναι μικρότερη από τη τιμή της συνάρτησης για τον γονέα x_1 , δηλαδή $f(x_2) \leq f(x_1)$ για προβλήματα ελαχιστοποίησης. Στην ουσία, δηλαδή, ο απόγονος βρίσκεται πάνω στην ευθεία που ενώνει τους δύο γονείς σε μικρή απόσταση από τον γονέα με την υψηλότερη καταλληλότητα, απόσταση που καθορίζεται από το χρήστη θέτοντας την τιμή της

παραμέτρου r . Είναι πιθανό ο τελεστής αυτός να δημιουργήσει ένα χρωμόσωμα που δεν είναι πραγματοποιήσιμο. Σε μία τέτοια περίπτωση επιλέγεται νέο r και δημιουργείται ένας νέος απόγονος. Εάν μετά από μερικές προσπάθειες δεν έχει βρεθεί μία λύση που να ικανοποιεί τους περιορισμούς, ο τελεστής σταματά και δεν παράγει απόγονο. Το κυριότερο προτέρημα του τελεστή αυτού συνεπώς είναι ότι οδηγεί στη καλύτερη κατεύθυνση αναζήτησης, ενώ συμβάλλει και στην ακρίβεια της λύσης που βρίσκει ο αλγόριθμος [76].

8.4.3 Μετάλλαξη

Η μετάλλαξη χρησιμοποιείται στους γενετικούς αλγόριθμους σαν ένας τρόπος εξερεύνησης των τμημάτων του πεδίου λύσεων τα οποία δεν αντιπροσωπεύονται στο γενετικό υλικό της τρέχουσας γενιάς. Από την άλλη μεριά, η μετάλλαξη συχνά διακόπτει την διαδικασία προς έναν συγκλίνων πληθυσμό και ενδείκνυται η πιθανότητα μετάλλαξης να είναι χαμηλή, δηλαδή της τάξης, $p_{mutation} \in [0.01, 0.1]$. Η βασικότερη μορφή μετάλλαξης είναι η επιλογή ενός στοιχείου του χρωμοσώματος τυχαία με κάποια πιθανότητα και η αλλαγή του. Στην περίπτωση δυαδικής κωδικοποίησης αυτό σημαίνει επιλογή ενός bit και μετατροπή του από 0 σε 1 και αντίστροφα. Μία άλλη μορφή μετάλλαξης, που ονομάζεται swap mutation, περιλαμβάνει την αμοιβαία αντιμετάθεση δύο τμημάτων γονιδίων ενός χρωμοσώματος. Οι δύο αναφερθείσες μορφές μετάλλαξης καθώς και η συνεισφορά της μετάλλαξης στους ΓΑ παρουσιάζονται διαγραμματικά στο επόμενο σχήμα [76].



Σχ. 8.6 Επάνω: Εφαρμογή του τελεστή της μετάλλαξης σε χρωμόσωμα ακεραίων. Αριστερά: Αλλαγή δύο γονιδίων. Δεξιά: Swap mutation μεταξύ δύο τμημάτων γονιδίων. Κάτω: Η συμβολή της μετάλλαξης στον εντοπισμό του ολικού βέλτιστου από τον ΓΑ.

8.4.3.1 Ομοιόμορφη Μετάλλαξη

Η ομοιόμορφη μετάλλαξη είναι μία διαδικασία δύο σταδίων. Αρχικά, ο αλγόριθμος επιλέγει ένα τμήμα του χρωμοσώματος του πατέρα που προορίζεται για μετάλλαξη, όπου κάθε τμήμα έχει την ίδια πιθανότητα μετάλλαξης, ίση με το ρυθμό μετάλλαξης. Στο δεύτερο στάδιο ο αλγόριθμος αντικαθιστά κάθε επιλεγμένο τμήμα με έναν τυχαίο αριθμό που επιλέγεται ομοιόμορφα από το επιτρεπτό εύρος (πεδίο ορισμού) του αντίστοιχου τμήματος. Η επίδραση του τελεστή αυτού είναι πολύ σημαντική στα πρώτα στάδια της εξελικτικής διαδικασίας, όταν τα άτομα-λύσεις κινούνται ακόμα ελεύθερα στο πεδίο αναζήτησης. Ο τελεστής αυτός είναι ιδιαίτερα χρήσιμος όταν ο αρχικός πληθυσμός είναι αρκετά ομοιόμορφος, περιέχει

δηλαδή πολλαπλά αντίγραφα του ίδιου χρωμοσώματος. Για παράδειγμα όταν σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης ο χρήστης επιλέγει σημείο εκκίνησης της διαδικασίας, έτσι ώστε η κάθε επανάληψη του αλγόριθμου να ξεκινά από την καλύτερη λύση της προηγούμενης επανάληψης, ο τελεστής αυτός εισάγει τη διαφοροποίηση που επιθυμούμε στα άτομα της γενιάς. Επίσης στα τελευταία στάδια της διαδικασίας ο τελεστής βοηθάει τον αλγόριθμο να απομακρύνεται από τοπικά μέγιστα και να μην παγιδεύεται σε αυτά [76,77,79].

8.4.3.2 Ανομοιόμορφη Μετάλλαξη

Ο Michalewicz πρότεινε ένα δυναμικό non-uniform τελεστή [82,81] ώστε να μειωθεί το μειονέκτημα της τυχαίας μετάλλαξης. Εάν ένα άτομο $x_i^t = \{x_1, \dots, x_k, \dots, x_m\}$ ανήκει σε ένα πληθυσμό t γενιάς και το στοιχείο (γονίδιο) x_k επιλέγεται για μετάλλαξη, τότε το αποτέλεσμα είναι ένα διάνυσμα $x_i^{t+1} = \{x_1, \dots, x_k^*, \dots, x_m\}$, όπου:

$$x_k^* = \begin{cases} x_k + \Delta(t, UB - x_k) & \text{if a random } \xi \text{ is } 0 \\ x_k - \Delta(t, x_k - LB) & \text{if a random } \xi \text{ is } 1 \end{cases} \quad (8.8)$$

Στην εξ. 8.7 UB, LB είναι το άνω και το κάτω όριο του πεδίου ορισμού της μεταβλητής x_k αντίστοιχα, ενώ η συνάρτηση $\Delta(t, y)$ ορίζεται έτσι ώστε να επιστρέφει μία τιμή στο διάστημα $[0, y]$ που προσεγγίζει το μηδέν όσο το t αυξάνεται. Η ιδιότητα αυτή επιτρέπει στον τελεστή να εξερευνά τον χώρο αναζήτησης ομοιόμορφα στα πρώτα στάδια του ΓΑ (όταν το t είναι μικρό) και πολύ τοπικά σε μεταγενέστερα στάδια. Η συνάρτηση Δ ορίζεται από τη σχέση:

$$\Delta(t, y) = y \cdot \left(1 - r^{\left(1 - \frac{t}{T}\right)^b} \right) \quad (8.9)$$

όπου r είναι μία ομοιόμορφα τυχαία τιμή στο διάστημα $[0,1]$, T είναι ο μέγιστος αριθμός γενιών και b είναι μία παράμετρος που καθορίζει το βαθμό της μη ομοιομορφίας.

8.4.3.3 Οριακή Μετάλλαξη

Ο τελεστής οριακής μετάλλαξης (boundary mutation) επιλέγει και αυτός ένα τμήμα του χρωμοσώματος στο οποίο με πιθανότητα ίση με το ρυθμό μετάλλαξης αλλάζει τα γονίδια. Εδώ, τα γονίδια δεν αντικαθίσταται με έναν ομοιόμορφα τυχαίο αριθμό, αλλά αντικαθίστανται ισοπίθανα με το αριστερό ή το δεξί όριο του πεδίου ορισμού της μεταβλητής. Ο τελεστής αυτός χρησιμοποιείται για προβλήματα βελτιστοποίησης όπου η βέλτιστη λύση βρίσκεται κοντά στα όρια του πεδίου αναζήτησης. Συνεπώς, η χρήση του τελεστή αυτού δεν έχει θετικά αποτελέσματα αν δεν υπάρχουν περιορισμοί (σχέσεις εξάρτησης μεταξύ των γονιδίων π.χ. για $-3 \leq x_1 \leq 3$ και $0 \leq x_2 \leq 8$, $x_1^2 \leq 2 \leq x_1 + 4$) και τα όρια των παραμέτρων είναι ευρεία [77].

8.4.3.4 Μετάλλαξη Gaussian

Η σημαντικότερη διαφορά της μετάλλαξης Gaussian από τις προηγούμενες έγκειται στο ότι εδώ δεν επιλέγεται κάποιο τμήμα του ατόμου προς μετάλλαξη, αλλά αντιθέτως όλα τα

γονιδια του μεταλλάσσονται ελαφρώς. Μετάλλαξη ενός γονιδίου σημαίνει διαταραχή της αρχικής τιμής του με έναν τυχαίο αριθμό που παίρνεται από γκαουσιανή κατανομή. Συνήθως, η γκαουσιανή κατανομή έχει κεντρική τιμή το μηδέν, μπορεί να είναι διαφορετική για κάθε μεταβλητή βελτιστοποίησης και μπορεί να αλλάζει δυναμικά σε κάθε βήμα του ΓΑ. Έστω ένα γονίδιο x_i ενός ατόμου με την αντίστοιχη γκαουσιανή κατανομή $N(0, \sigma_i)$, τότε η τελική τιμή του γονιδίου μετά την μετάλλαξη μπορεί να περιγραφεί από την εξίσωση:

$$x_i^* = x_i + \sigma_i \cdot N(0,1) \quad (8.10)$$

, όπου σ_i είναι η τυπική απόκλιση της γκαουσιανής κατανομής της μεταβλητής και $N(0,1)$ είναι η τυπική κανονική κατανομή. Η τυπική απόκλιση σ_i μπορεί να ελεγχθεί με τη χρήση δύο παραμέτρων. Η πρώτη ονομάζεται παράμετρος κλίμακας (scale parameter) και καθορίζει το μέγεθος της τυπικής απόκλισης κατά την πρώτη γενιά του ΓΑ. Η δεύτερη ονομάζεται παράμετρος συρρίκνωσης (shrink parameter) και καθορίζει το βαθμό ελάττωσης της τυπικής απόκλισης με την πάροδο των γενεών. Για παράδειγμα, εάν η παράμετρος συρρίκνωσης είναι 0 τότε η τυπική απόκλιση είναι σταθερή, ενώ εάν είναι 1 συρρικνώνεται γραμμικά καθώς η εξέλιξη προσεγγίζει την τελευταία γενιά. Ο τρόπος λειτουργίας της Gaussian μετάλλαξης σε πραγματική αναπαράσταση είναι προφανής, όχι όμως και για τη δυαδική αναπαράσταση. Στην περίπτωση αυτή, οι δυαδικές μεταβλητές μετά την εφαρμογή του επιχιασμού αποκωδικοποιούνται στις πραγματικές τους τιμές με τις οποίες εφαρμόζεται η Gaussian μετάλλαξη [83,79,81].

8.5 Είδη Γενετικών Αλγορίθμων

Οι ΓΑ διακρίνονται σε δύο κύριες κατηγορίες ανάλογα με τον τρόπο με τον οποίο τα άτομα μίας γενιάς αντικαθιστούν αυτά της προηγούμενης [77,7].

 **Generational GA:** Πρόκειται για τους παραδοσιακούς ΓΑ στους οποίους η εξέλιξη επιτυγχάνεται με μη επικαλυπτόμενες γενιές. Δηλαδή σε κάθε βήμα επιλέγονται οι γονείς προς αναπαραγωγή και τα παιδιά που προκύπτουν αντικαθιστούν πλήρως τον πληθυσμό της προηγούμενης γενιάς. Με άλλα λόγια ένα συγκεκριμένο άτομο υπάρχει σε μία μόνο γενιά, με εξαίρεση την περίπτωση που χρησιμοποιείται ο ελιτισμός ως τελεστής επιλογής.

 **Steady State GA:** Πρόκειται για τους λεγόμενους ΓΑ σταθερής κατάστασης. Σε αυτούς μόνο ένα ποσοστό της τρέχουσας γενιάς αντικαθίσταται από παιδιά του αναπαραγωγικού κύκλου, ποσοστό που καθορίζεται από το χρήστη. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη δημιουργία μιας γενιάς η οποία προσωρινά έχει μεγαλύτερο μέγεθος, οπότε επιλέγονται και απομακρύνονται άτομα από τον προσωρινό αυτό πληθυσμό μέχρις ότου να μειωθεί στα κανονικά επίπεδα. Πιο συγκεκριμένα, επιλέγεται ένα άτομο ανάλογα με την συνάρτηση καταλληλότητας και υφίσταται μετάλλαξη με κάποια πιθανότητα ή επιλέγονται δύο άτομα και με την εφαρμογή του επιχιασμού παράγεται ένας απόγονος. Η επιλογή των ατόμων μπορεί να γίνει με οποιονδήποτε από τους μηχανισμούς επιλογής αναφέρθηκαν προηγουμένως. Μετά τη δημιουργία των παιδιών πρέπει να επιλεχθούν τα άτομα της προηγούμενης γενιάς που θα αντικατασταθούν. Η *στρατηγική αντικατάστασης* μπορεί να υπαγορεύει την αντικατάσταση του χειρότερου ατόμου (έτσι ίσως παρουσιάζεται πρόβλημα πρώιμης σύγκλισης), την τυχαία αντικατάσταση ενός χρωμοσώματος ή την αντικατάσταση με κριτήριο την fitness function. Η βασικότερη διαφορά μεταξύ των δύο τύπων ΓΑ είναι ότι στους generational για κάθε N νέα μέλη του πληθυσμού πραγματοποιούνται $2N$ επιλογές, πράγμα το οποίο δε συμβαίνει στους steady state. Κατά συνέπεια, οι steady state GA παρουσιάζουν δύο φορές πιο γρήγορη σύγκλιση από τους generational και γι' αυτό το λόγο είναι πολύ δημοφιλείς σε πολλές εφαρμογές. Μειονέκτημά τους,

ωστόσο, αποτελεί το γεγονός ότι δεν εξερευνούν το ίδιο αποτελεσματικά με τους generational το χώρο αναζήτησης.

8.6 Θεωρητική Θεμελίωση Γενετικών Αλγορίθμων [75]

Η θεωρητική θεμελίωση των ΓΑ βασίζεται στην αναπαράσταση των δυνατών λύσεων σαν δυαδικές συμβολοσειρές καθώς και στην έννοια του *σχήματος* (schema), δηλαδή μίας φόρμας (template) ου επιτρέπει τον προσδιορισμό της ομοιότητας μεταξύ των χρωμοσωμάτων. Για τον ορισμό του σχήματος απαιτείται ο προσδιορισμός του αλφαβήτου των γονιδίων, που στην ουσία είναι $\Sigma = \{0,1\}$, και η εισαγωγή του λεγόμενου *αδιάφορου συμβόλου* (don't care symbol) * στο αλφάβητο. Ένα σχήμα αναπαριστά όλες τις συμβολοσειρές οι οποίες ταιριάζουν σε όλες τις θέσεις πλην αυτών που έχουν το αδιάφορο σύμβολο *. Για παράδειγμα, αν θεωρήσουμε συμβολοσειρές μήκους 10, το σχήμα (*1*1100100) αναπαριστά (ή αλλιώς στο σχήμα αυτό ταιριάζουν) τις ακόλουθες τέσσερις συμβολοσειρές:

$$\{01001100100, 01101100100, 11001100100, 11101100100\}$$

Συνεχίζοντας το παράδειγμα των συμβολοσειρών μήκους 10, ένα σχήμα χωρίς κανένα αδιάφορο σύμβολο, προφανώς, αναπαριστά μόνο μία συμβολοσειρά, ενώ ένα σχήμα που περιέχει μόνο αδιάφορα σύμβολα αναπαριστά όλες τις συμβολοσειρές μήκους 10. Γενικεύοντας, κάθε σχήμα αναπαριστά 2^r συμβολοσειρές, όπου r είναι ο αριθμός των αδιάφορων συμβόλων στο σχήμα. Από την άλλη μεριά, κάθε συμβολοσειρά μήκους m ταιριάζει σε 2^m διαφορετικά σχήματα.

Υπάρχουν δύο σημαντικά μεγέθη που χαρακτηρίζουν τα σχήματα, η *τάξη* (order) και το *ορίζον μήκος* (defining length). Η τάξη ενός σχήματος S , που συμβολίζεται ως $o(S)$, είναι ο αριθμός των σταθερών θέσεων του σχήματος, δηλαδή των θέσεων που δεν περιλαμβάνουν το αδιάφορο σύμβολο. Η τάξη προσδιορίζει την *ειδικότητα* (specialty) ενός σχήματος, δηλαδή πόσο συγκεκριμένο είναι το σχήμα. Το ορίζον μήκος ενός σχήματος S , που συμβολίζεται ως $\delta(S)$, είναι η απόσταση μεταξύ της πρώτης και της τελευταίας σταθερής θέσης του σχήματος. Το μέγεθος $\delta(S)$ στην ουσία προσδιορίζει την *πυκνότητα* (compactness) πληροφορίας που περιέχεται στο σχήμα. Ένα σχήμα με μοναδική σταθερή θέση έχει ορίζον μήκος ίσο με μηδέν. Αν για παράδειγμα θεωρήσουμε το σχήμα $S_1 = (**001*110)$, τότε η τάξη του είναι $o(S_1) = 6$ και το ορίζον μήκος του $\delta(S_1) = 10 - 4 = 6$. Όπως θα εξηγηθεί στη συνέχεια, η έννοια της τάξης είναι χρήσιμη για τον υπολογισμό της πιθανότητας της επιβίωσης ενός σχήματος κατά τη διαδικασία της μετάλλαξης, ενώ η έννοια του ορίζοντος μήκος είναι χρήσιμη στον υπολογισμό της πιθανότητας επιβίωσης του σχήματος κατά τη διαδικασία του επιχιασμού.

Η επίδραση της αναπαραγωγής στον αναμενόμενο αριθμό σχημάτων στον πληθυσμό σε κάθε γενιά είναι εύκολο να ποσοτικοποιηθεί. Ας υποθέσουμε ότι σε μία γενιά t στον πληθυσμό του ΓΑ υπάρχουν ξ συμβολοσειρές που ταιριάζουν σε ένα συγκεκριμένο σχήμα S και ας συμβολίσουμε με $\xi(S,t)$ τον αριθμό των συμβολοσειρών. Ορίζουμε ως απόδοση ή καταλληλότητα (fitness) του σχήματος τη στιγμή t τη μέση απόδοση όλων των συμβολοσειρών που ταιριάζουν με το σχήμα S . Έστω ότι υπάρχουν p συμβολοσειρές $\{v_1^t, v_2^t, \dots, v_p^t\}$ στον πληθυσμό που ταιριάζουν με το S κατά τη γενιά t . Τότε η απόδοση του σχήματος S δίνεται από τη σχέση:

$$eval(S,t) = \frac{\sum_{j=1}^p eval(v_j^t)}{p} \quad (8.10)$$

Θεωρώντας απλή αναλογική επιλογή, σε κάθε γενιά του ΓΑ τα άτομα επιλέγονται για αναπαραγωγή με βάση τη σχετική τιμή της καταλληλότητας τους, δηλαδή η συμβολοσειρά v_j^t

επιλέγεται με πιθανότητα $p_j = eval(v_j^t) / \sum_{i=1}^N eval(v_i^t)$, όπου N είναι το σύνολο των ατόμων

στον πληθυσμό. Εάν συμβολίσουμε με $\xi(S, t+1)$ τον αριθμό των συμβολοσειρών που ταιριάζουν με το σχήμα S κατά την γενιά $t+1$ και θεωρήσουμε ότι έχουμε μη επικαλυπτόμενους πληθυσμούς τότε ισχύει η ακόλουθη εξίσωση:

$$\xi(S, t+1) = \xi(S, t) \cdot N \cdot \frac{eval(S, t)}{\sum_{i=1}^N eval(v_i^t)} \quad (8.11)$$

Εάν λάβουμε υπόψη ότι η μέση απόδοση του πληθυσμού δίνεται από την εξ. 8.12, τότε η εξ. 8.11 μπορεί να γραφεί ισοδύναμα με τη μορφή της εξ. 8.13.

$$\overline{eval} = \frac{\sum_{i=1}^N eval(v_i^t)}{N} \quad (8.12)$$

$$\xi(S, t+1) = \xi(S, t) \cdot \frac{eval(S, t)}{\overline{eval}} \quad (8.13)$$

Από την εξ. 8.13 προκύπτει ότι η εξέλιξη του αριθμού των συμβολοσειρών ενός σχήματος στον πληθυσμό εξαρτάται από το λόγο της απόδοσης του σχήματος προς τη μέση απόδοση του πληθυσμού. Με άλλα λόγια, ένα σχήμα που έχει απόδοση υψηλότερη από το μέσο όρο αποκτά μεγαλύτερο αριθμό συμβολοσειρών που ταιριάζουν με αυτό στην επόμενη γενιά, ενώ αντίθετα ένα σχήμα με χαμηλότερο μέσο όρο αποκτά λιγότερες συμβολοσειρές. Για να γίνει κατανοητή η μακροχρόνια επίδραση της παραπάνω διαπίστωσης ας θεωρήσουμε ένα σχήμα S που σε μία γενιά t βρίσκεται πάνω από τον μέσο όρο του πληθυσμού κατά $\varepsilon\%$, δηλαδή ισχύει:

$$eval(S, t) = \overline{eval} + \varepsilon \cdot \overline{eval} \quad (8.14)$$

Συνδυάζοντας τις εξ. 8.13 και 8.14 παίρνουμε:

$$\xi(S, t+1) = \xi(S, t) \cdot (1 + \varepsilon) \quad (8.15)$$

, ενώ εάν θεωρήσουμε ότι η αρίθμηση των γενιών ξεκινάει από $t=0$ και ότι ο αριθμός ε διατηρείται σταθερός σε όλη τη διάρκεια της εξέλιξης παίρνουμε τη σχέση:

$$\xi(S, t+1) = \xi(S, 0) \cdot (1 + \varepsilon)^t \quad (8.16)$$

Η εξ. 8.16 είναι εξίσωση γεωμετρικής προόδου με λόγο ε και εάν $\varepsilon > 0$ έχουμε γεωμετρική αύξηση, ενώ εάν $\varepsilon < 0$ έχουμε γεωμετρική ελάττωση. Το συμπέρασμα που προκύπτει είναι ότι τα σχήματα που είναι πάνω από το μέσο όρο όχι μόνο ταιριάζουν με περισσότερες συμβολοσειρές στην επόμενη γενιά αλλά και ο αριθμός των συμβολοσειρών αυξάνει εκθετικά.

Ας θεωρήσουμε δύο σχήματα με διαφορετικό ορίζον μήκος ώστε να εξετάσουμε την επίδραση του στην επιβίωση των σχημάτων κατά τον επιχιασμό. Έστω τα σχήματα $S_1 = (****111*****)$ και $S_2 = (011*****10)$, που και με τα δύο ταιριάζει η συμβολοσειρά $v_1 = (011011100100111010)$. Ας υποθέσουμε ότι η v_1 επιλέγεται για crossover και ότι το σημείο διασταύρωσης είναι $pos=10$. Είναι προφανές ότι το σχήμα S_1 επιβιώνει ανεξαρτήτως του ποια είναι η συμβολοσειρά με την οποία διασταυρώνει η v_1 , ενώ

το S_2 καταστρέφεται αφού η ακολουθία 011 της αρχής και η ακολουθία 10 του τέλους τοποθετούνται σε διαφορετικούς απογόνους. Η μόνη πιθανότητα να επιβιώσει το S_2 είναι η συμβολοσειρά με την οποία διασταυρώνει η v_1 να ταιριάζει και αυτή στο S_2 . Από το παράδειγμα αυτό διαπιστώνουμε ότι η πιθανότητα επιβίωσης ενός σχήματος εξαρτάται από το ορίζον μήκος. Στο παράδειγμα το ορίζον μήκος του S_1 είναι $\delta(S_1)=2$, ενώ του S_2 είναι $\delta(S_2)=17$.

Δεδομένου ότι το σημείο διασταύρωσης επιλέγεται ομοιόμορφα από $m-1$ σημεία, όπου m είναι το μέγεθος κάθε συμβολοσειράς, και ότι η πιθανότητα να επιλεγεί ένα χρωμόσωμα για διασταύρωση είναι $p_{crossover}$, η πιθανότητα καταστροφής ενός σχήματος είναι:

$$p_d(S) = p_{crossover} \cdot \frac{\delta(S)}{m-1} \quad (8.17)$$

Ενώ η πιθανότητα επιβίωσής του είναι:

$$p_s(S) = 1 - p_{crossover} \cdot \frac{\delta(S)}{m-1} \quad (8.18)$$

Ωστόσο, θα πρέπει να αναλογιστούμε και την πιθανότητα το σχήμα να επιβιώσει τελικά λόγω του ότι και οι δύο διασταυρωθέντες συμβολοσειρές ταιριάζουν στο συγκεκριμένο σχήμα. Για το λόγο αυτό τελικά ισχύει:

$$p_s(S) \geq 1 - p_{crossover} \cdot \frac{\delta(S)}{m-1} \quad (8.19)$$

Συνεπώς, η επίδραση της επιλογής και της διασταύρωσης στην επιβίωση ενός σχήματος περιγράφεται μαθηματικά από το συνδυασμό των εξ. 8.13 και 8.19:

$$\xi(S, t+1) \geq \xi(S, t) \cdot \frac{eval(S, t)}{eval \cdot \left[1 - p_{crossover} \cdot \frac{\delta(S)}{m-1} \right]} \quad (8.20)$$

Η εξ. 8.20 δίνει τον αναμενόμενο αριθμό των συμβολοσειρών που θα ταιριάζουν με ένα σχήμα την επόμενη γενιά συναρτήσει του αντίστοιχου αριθμού στην τρέχουσα γενιά, της απόδοσης του σχήματος, της μέσης απόδοσης του πληθυσμού, του ορίζοντος μήκους του σχήματος, καθώς και του συντελεστή επιχiasμού. Από την εξίσωση αυτή είναι φανερό ότι σχήματα με απόδοση άνω του μέσου όρου και μικρού ορίζοντος μήκους θα επιλέγονται με εκθετικά αυξανόμενο ρυθμό στις επόμενες γενιές.

Προχωρώντας τώρα στην επίδραση της μετάλλαξης στην επιβίωση ενός σχήματος, θεωρούμε ότι κάθε bit έχει την ίδια πιθανότητα να μεταλλαχτεί, ίση με $p_{mutation}$. Επομένως η πιθανότητα να μην αλλαχτεί ένα bit είναι, προφανώς, $1 - p_{mutation}$. Ένα σχήμα επιβιώνει εάν παραμείνουν αμετάβλητες οι σταθερές θέσεις του μετά την μετάλλαξη, υπενθυμίζεται δε ότι το πλήθος των σταθερών θέσεων ορίζεται από το μέγεθος της τάξης. Δεδομένου ότι οι μεταλλάξεις είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους η πιθανότητα επιβίωσης ενός σχήματος καθ' όλη τη διαδικασία της μετάλλαξης είναι (η προσέγγιση ισχύει γιατί $p_{mutation} \ll 1$):

$$p_s(S) = (1 - p_{mutation})^{o(S)} \approx 1 - p_{mutation} \cdot o(S) \quad (8.21)$$

Ενσωματώνοντας τώρα στην εξ. 8.20 και την επίδραση της μετάλλαξης έχουμε:

$$\xi(S, t+1) \geq \xi(S, t) \cdot \frac{eval(S, t)}{\overline{eval} \cdot \left[1 - p_{crossover} \cdot \frac{\delta(S)}{m-1} - p_{mutation} \cdot o(S) \right]} \quad (8.22)$$

Η παραπάνω ανάλυση που περιγράφεται από την εξ. 8.22 μπορεί να διατυπωθεί με το ακόλουθο θεώρημα:

Θεώρημα Σχημάτων (Schema Theorem):

Σχήματα που εμφανίζουν απόδοση άνω του μέσου όρου, έχουν μικρό ορίζον μήκος και μικρή τάξη λαμβάνουν εκθετικά αυξανόμενες συμβολοσειρές σε διαδοχικές γενιές ενός Γενετικού Αλγορίθμου.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΓΙΟΥ ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΥ

9.1 Εισαγωγή

Στο Κεφ. 6 αναπτύχθηκαν οι στρατηγικές διαχείρισης που εξετάστηκαν στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, ενώ στο Κεφ. 7 παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα των εφαρμογών τους στο υβριδικό σύστημα του Αγ. Ευστρατίου. Επιπρόσθετα, στο Κεφ. 7 παρουσιάστηκε και μία μέθοδος προδιαστασιολόγησης που αναπτύχθηκε, σύμφωνα με την οποία η επιλογή του μεγέθους των μονάδων ΑΠΕ και αποθήκευσης πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη τη στατιστική ανάλυση των χρονοσειρών και τον επιδιωκόμενο βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ. Στο κεφάλαιο αυτό θα εξεταστεί πιο λεπτομερώς το ζήτημα της διαστασιολόγησης των υβριδικών σταθμών και της επίδρασης της στην οικονομικότητα του συστήματος. Για το σκοπό αυτό θα προταθεί μία μέθοδος οικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων υβριδικών συστημάτων, ενώ θα αναπτυχθεί και μέθοδος βέλτιστης διαστασιολόγησης που λαμβάνει υπόψη διαφορετικά κριτήρια βελτιστοποίησης. Η βέλτιστη διαστασιολόγηση υβριδικών σταθμών θα πραγματοποιηθεί με την εφαρμογή μίας ευριστικής μεθόδου βελτιστοποίησης, των γενετικών αλγορίθμων.

Σημείωση: Σημειώνεται εξ αρχής ότι στο κεφάλαιο αυτό αγνοείται η μικρή Α/Γ του ΚΑΠΕ που είναι εγκατεστημένη στον Αγ. Ευστράτιο ώστε να εξεταστεί το ζήτημα της βέλτιστης διαστασιολόγησης γενικότερα. Επιπλέον, γίνεται η παραδοχή ότι στη θέση των παλιών μονάδων 90 kW έχουν εγκατασταθεί νέες, ίδιας ονομαστικής ισχύος, με ειδική κατανάλωση καυσίμου παραπλήσια των νέων μονάδων ισχύος 220 kW. Ο λόγος είναι και πάλι η γενικότητα του ζητήματος και η ανεξάρτηση από τα ιδιαίτερα τεχνικά χαρακτηριστικά του ΤΣΠ του νησιού.

9.2 Στοιχεία Οικονομικής Θεωρίας

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν κάποια βασικά συμπεράσματα της οικονομικής θεωρίας για την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων [85]. Αρχικά, γίνεται εκτίμηση του κόστους επένδυσης και της ροής των εισόδων και των δαπανών που συνοδεύουν το έργο, δηλαδή των Καθαρών Ταμειακών Ροών (ΚΤΡ). Η ΚΤΡ κάθε έτους είναι η διαφορά μεταξύ των εσόδων από τις πωλήσεις ή την εξοικονόμηση κόστους (ταμειακές εισροές) και των πληρωμών για τους διάφορους συντελεστές παραγωγής και τη διάθεση των προϊόντων, καθώς επίσης για την πληρωμή του φόρου εισοδήματος που καταβάλλει η επιχείρηση (ταμειακές εκροές). Δηλαδή, η ΚΤΡ ενός επενδυτικού σχεδίου για κάποιο έτος, είναι το

άθροισμα του κέρδους μετά την φορολογία και των κρατήσεων για αποσβέσεις, ενώ όταν δεν υπάρχει φορολογία τότε η KTP είναι ίση με το ακαθάριστο λειτουργικό κέρδος της παραγωγικής μονάδας. Ας συμβολίσουμε με:

E	Τα έσοδα από τις πωλήσεις
$\Lambda\Delta$	Τις πληρωμές για τους συντελεστές παραγωγής και τη διάθεση των προϊόντων, δηλαδή τις λειτουργικές δαπάνες
A	Τις προβλεπόμενες αποσβέσεις για την επένδυση
$\Phi\Sigma$	Ο φορολογικός συντελεστής για τον υπολογισμό του φόρου εισοδήματος
T	Ο τόκος σε περίπτωση δανεισμού

Η KTP του επενδυτικού σχεδίου υπολογίζεται με βάση την εξίσωση:

$$KTP = (E - \Lambda\Delta - A - T) \cdot (1 - \Phi\Sigma) + A + T \quad (9.1)$$

Πρέπει να σημειωθεί ότι αν και οι τόκοι αποτελούν πραγματικές ταμειακές εκροές, σε αντίθεση με τις αποσβέσεις, εν τούτοις οι τόκοι υπολογίζονται στις καθαρές ταμειακές ροές γιατί το δανειακό κεφάλαιο έχει συνεκτιμηθεί στο κόστος της επένδυσης. Εάν το δανειακό κεφάλαιο δεν έχει συνεκτιμηθεί, τότε και οι τόκοι δε θα πρέπει να συνυπολογιστούν στις KTP και επιπλέον θα πρέπει από τις KTP να αφαιρεθούν τα χρεολύσια για την εξόφληση του δανείου. Τέλος, στην περίπτωση που η επένδυση πραγματοποιείται εξολοκλήρου με ίδια κεφάλαια και δεν υπάρχει δανεισμός, τότε από την εξ. 9.1 απουσιάζει ο όρος T .

Συνήθως, υπάρχουν παραπάνω από ένα επενδυτικά σχέδια προς επιλογή, για την αξιολόγηση των οποίων χρησιμοποιούνται ορθολογικά κριτήρια που λαμβάνουν υπόψη τη χρονική αξία του χρήματος. Το πιο συνηθισμένο κριτήριο είναι αυτό της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ), το οποίο υπαγορεύει αναγωγή των KTP σε παρούσα αξία, δηλαδή στη χρονική στιγμή έναρξης της εμπορικής λειτουργίας. Η εξίσωση υπολογισμού της ΚΠΑ είναι:

$$ΚΠΑ = -K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k)^t} + \frac{YA_N}{(1+k)^N} \quad (9.2)$$

, όπου:	K_0	το κόστος της επένδυσης
	KTP_t	οι καθαρές ταμειακές ροές του έτους t εκφρασμένες σε τιμές συγκεκριμένης περιόδου, δηλαδή χωρίς πληθωρισμό
	k	το επιτόκιο αναγωγής, που ισούται με την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται, χωρίς πληθωρισμό και σε περιβάλλον χωρίς κίνδυνο
	N	η διάρκεια ζωής της επένδυσης
	YA_N	η υπολειπόμενη αξία της επένδυσης στο τέλος της διάρκειας ζωής της

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση που έχουμε πληθωρισμό είναι δυνατόν να χρησιμοποιήσουμε τις KTP σε τρέχουσες τιμές, δηλαδή όχι αποπληθωρισμένες, αλλά συγχρόνως να προσαρμόσουμε το επιτόκιο αναγωγής k κατά το ρυθμό του πληθωρισμού με βάση τη σχέση [\[86\]](#):

$$k = \frac{k_{nominal} - fr}{1 + fr} \quad (9.3)$$

, όπου:	$k_{nominal}$	είναι το ονομαστικό επιτόκιο αναγωγής της οικονομίας
	k	είναι το πραγματικό επιτόκιο αναγωγής

f_r είναι ο ετήσιος ρυθμός πληθωρισμού της οικονομίας

Ανάλογα με την τιμή της ΚΠΑ που προκύπτει από την εφαρμογή της εξ. 9.2 αξιολογείται το επενδυτικό σχέδιο. Εάν εξετάζονται σε συνδυασμό περισσότερα του ενός εναλλακτικά επενδυτικά σχέδια επιλέγεται εκείνο που έχει την μεγαλύτερη ΚΠΑ, με την προϋπόθεση η διάρκεια ζωής όλων των σχεδίων να είναι η ίδια. Πιο συγκεκριμένα για ένα σχέδιο:

- Εάν $KPA > 0$ έχουμε επιλογή του επενδυτικού σχεδίου.
- Εάν $KPA < 0$ έχουμε απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου.
- Εάν $KPA = 0$ υπάρχει αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή την απόρριψη (οριακή κατάσταση).

Δύο άλλα κριτήρια που χρησιμοποιούνται διεθνώς για την αξιολόγηση επενδύσεων, ιδιαίτερα αιολικών εγκαταστάσεων, είναι η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPB - Discounted Payback Period) και ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR – Internal Rate of Return) [87]. Η DPB είναι η περίοδος που απαιτείται για την αποπληρωμή της αρχικής επένδυσης, καθώς και των τόκων που θα μπορούσαν να ληφθούν από μία εναλλακτική τοποθέτηση του αρχικού κεφαλαίου. Η έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι η διάρκεια ζωής της επένδυσης που μηδενίζει την ΚΠΑ της και υπολογίζεται από τη λύση της εξίσωσης:

$$KPA = 0 \quad \text{ως προς } N \quad (9.4)$$

Ο IRR είναι η τιμή του επιτοκίου αναγωγής σε παρούσα αξία που κάνει την ΚΠΑ της επένδυσης για τη διάρκεια οικονομικής ζωής της ίση με το μηδέν. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης εκφράζει την απόδοση κεφαλαίου της αρχικής επένδυσης κατά τη διάρκεια του οικονομικού κύκλου ζωής της. Όπως και προηγουμένως, ο IRR της επένδυσης προσδιορίζεται από τη λύση της εξίσωσης:

$$KPA = 0 \quad \text{ως προς } k \quad (9.5)$$

9.3 Αντικειμενική Συνάρτηση Κόστους

Η θεώρηση που έγινε είναι ότι ο κύριος του υβριδικού συστήματος του Αγ. Ευστρατίου είναι η ΔΕΗ Α.Ε. Επιπλέον, θεωρήθηκε ότι η ΔΕΗ Α.Ε. δεν έχει έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί, δεδομένου ότι έχει την πλήρη ευθύνη της διαχείρισης και της λειτουργίας των ΤΣΠ των ΜΔΝ. Αντίθετα, ως όφελος της επιχείρησης από την πραγματοποίηση της επένδυσης του υβριδικού σταθμού λογίζονται τα απευκταία κόστη για την αγορά και τη μεταφορά καυσίμου και για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Με άλλα λόγια, κατά τον προσδιορισμό της αντικειμενικής συνάρτησης θεωρήσαμε ότι η επιχείρηση έχει μόνο κόστος για την παραγωγή ενέργειας στο νησί και το ζητούμενο είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους αυτού. Επιπρόσθετα, έγινε η παραδοχή ότι το 100% της επένδυσης χρηματοδοτείται από ίδια κεφάλαια της ΔΕΗ Α.Ε. και ότι δεν λαμβάνεται υπόψη φορολογικός συντελεστής για την επένδυση. Με βάση τις παραπάνω παραδοχές η μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης κόστους (OF_{cost} – Objective Function) είναι:

$$OF_{cost} = CC + OMC + RC_{battery} + FC + EC_{CO_2} \quad (9.6)$$

, όπου: CC είναι το συνολικό κόστος επένδυσης (Capital Cost)
 OMC είναι το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Operation & Maintenance Cost) του υβριδικού σταθμού

$RC_{battery}$ είναι το κόστος για την αντικατάσταση των συσσωρευτών κατά την περίοδο της οικονομικής ζωής της επένδυσης.

Κόστος Επένδυσης (Capital Cost):

Το κόστος επένδυσης περιλαμβάνει το κόστος εγκατάστασης, μηχανημάτων και εξοπλισμού, καθώς και το κόστος των μελετών και των εργατικών. Στην παρούσα μελέτη έγινε εκτίμηση του ανά kW επιμέρους κόστους επένδυσης για κάθε συνιστώσα του υβριδικού σταθμού ξεχωριστά και οι τιμές που θεωρήθηκαν παρουσιάζονται στον Πιν. 9-1 [91,92].

Το κόστος επένδυσης σε παρούσα αξία, δηλαδή τη στιγμή έναρξης της λειτουργίας του συστήματος, δίνεται από τη γενική εξίσωση:

$$CC = P_{Wind} \cdot WC_{€/kW} + P_{PV} \cdot PVC_{€/kW} + Q_{battery} \cdot QC_{€/kWh} + P_{conv} \cdot CONC_{€/kW} + VC \quad (9.7)$$

Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (O&M Cost):

Το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης περιλαμβάνει δαπάνες πληρωμών προσωπικού, δαπάνες συντήρησης και επισκευών συσσωρευτών, κεντρικού μετατροπέα, Α/Γ και Φ/Β, καθώς και τα ετήσια ασφάλιστρα για τις εγκαταστάσεις. Το σταθερό κόστος του ΤΣΠ δε λαμβάνεται υπόψη στην οικονομική ανάλυση δεδομένου ότι δεν προβλέπεται αποξήλωση των συμβατικών μονάδων, οπότε σε κάθε περίπτωση διαστασιολόγησης το κόστος αυτό θα είναι το ίδιο. Στους υπολογισμούς θεωρήθηκε ότι τα ετήσια κόστη O&M είναι γενικά σταθερά και ίσα με ένα ποσοστό του κόστους επένδυσης (βλ. Πιν. 9-1) και αυξάνονται μόνο ακολουθώντας το ρυθμό του πληθωρισμού. Η εξίσωση υπολογισμού της παρούσας αξίας του O&M κόστους για ένα έτος t της ζωής της επένδυσης είναι:

$$OMC = OMC_{(\%CC)} \cdot CC \cdot \left(\frac{1+fr}{1+ir} \right)^t \quad (9.8)$$

Κόστος Αντικατάστασης Μπαταριών (Battery Replacement Cost):

Πρόκειται για το κόστος κτήσης νέων συσσωρευτών, για την αντικατάσταση των παλιών, κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης, δεδομένου ότι η τυπική διάρκεια ζωής των συσσωρευτών είναι μικρότερη της εικοσαετίας. Η διάρκεια ζωής εκτιμάται με την εφαρμογή του μοντέλου KiBaM, ενώ στην περίπτωση που το μοντέλο δίνει διάρκεια ζωής μεγαλύτερη των είκοσι ετών, λαμβάνεται η ονομαστική διάρκεια ζωής του κατασκευαστή, που είναι είκοσι έτη. Για το μελλοντικό κόστος αγοράς των συσσωρευτών θεωρούμε ότι, δεδομένης της τεχνολογικής ωριμότητας της τεχνολογίας, η ετήσια ελάττωση του κόστους δε θα είναι σημαντική και ότι θα κινείται στα όρια του πληθωρισμού. Έτσι, λοιπόν, κάνουμε την παραδοχή ότι η αξία των συσσωρευτών σε τρέχουσες τιμές διατηρείται σταθερή καθ' όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης. Με αυτές τις παραδοχές η παρούσα αξία του κόστους αντικατάστασης σε ένα έτος t^* υπολογίζεται από την εξ. 9.9, όπου πρέπει να τονιστεί ότι ο υπολογισμός γίνεται μόνο για τα έτη t^* κατά τα οποία κρίνεται απαραίτητη η αντικατάσταση των μπαταριών.

$$RC_{battery} = (Q_{battery} \cdot QC_{€/kWh}) \cdot \frac{1}{(1+ir)^{t^*}} \quad (9.9)$$

Κόστος Καυσίμων (Fuel Cost):

Για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους καυσίμου πρέπει να γίνει προσομοίωση για όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης ($N=20$ έτη), όπου θα λαμβάνεται υπόψη ένας ετήσιος συντελεστής αύξησης του φορτίου. Ωστόσο, για τον περιορισμό της χρονικής πολυπλοκότητας του κώδικα προσομοίωσης η εικοσαετία της επένδυσης χωρίστηκε σε 4 πενταετίες και κάθε πενταετία αντιπροσωπεύεται από το έτος αρχής της. Δηλαδή, πραγματοποιούνται 4 ετήσιες προσομοιώσεις με καθεμία να είναι αντιπροσωπευτική για 5 χρόνια. Για πιο αξιόπιστα αποτελέσματα θεωρήθηκε ότι και κατά τη διάρκεια της κάθε πενταετίας, τόσο το φορτίο όσο και η κατανάλωση καυσίμου, αυξάνονται κατά τον σταθερό ετήσιο συντελεστή αύξησης του φορτίου. Κατά τη διαδικασία βελτιστοποίησης, σε κάθε βήμα ο ΓΑ τρέχει την προσομοίωση 4 φορές, μία για κάθε πενταετία και το συνολικό κόστος καυσίμου είναι το άθροισμα του κόστους κάθε πενταετίας. Το κόστος καυσίμου κάθε πενταετίας είναι το άθροισμα του κόστους κάθε έτους και αυτό εξαρτάται από την ετήσια κατανάλωση και το ετήσιο κόστος καυσίμου, καθώς και από το ρυθμό του πληθωρισμού των τιμών καυσίμου. Κατόπιν των παραπάνω, η εξίσωση υπολογισμού του κόστους καυσίμου κατά τη διάρκεια της i πενταετίας ($i \in \{1,2,3,4\}$) με έτος αρχής (start year) το έτος $sy = 5 \cdot (i-1)$ ($sy \in \{0,5,10,15\}$), είναι:

$$FC_i = \sum_{j=sy}^{5i-1} \left[fuel_consumption_{sy} \cdot (1 + LIF)^{j-sy} \cdot fuel_cost_{2010} \cdot \left(\frac{1 + fr_{fuel_cost}}{1 + ir} \right)^j \right] \quad (9.10)$$

Κόστος Δικαιωμάτων Εκπομπών (CO₂C):

Για τον υπολογισμό του κόστους για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ γίνεται η ίδια θεώρηση με τις τέσσερις πενταετίες. Επιπλέον, έγινε η παραδοχή ότι το κόστος δικαιωμάτων ανά εκπεμπόμενο τόνο CO₂ διατηρείται σταθερό για όλη την εικοσαετία.

$$CO_2C_i = \sum_{j=sy}^{5i-1} \left[fuel_consumption_{sy} \cdot (1 + LIF)^{j-sy} \cdot \frac{EF}{d_{diesel}} \cdot emissions_cost_{2010} \cdot \frac{1}{(1 + ir)^j} \right] \quad (9.11)$$

9.4 Παραμετρικές Αναλύσεις Ευαισθησίας

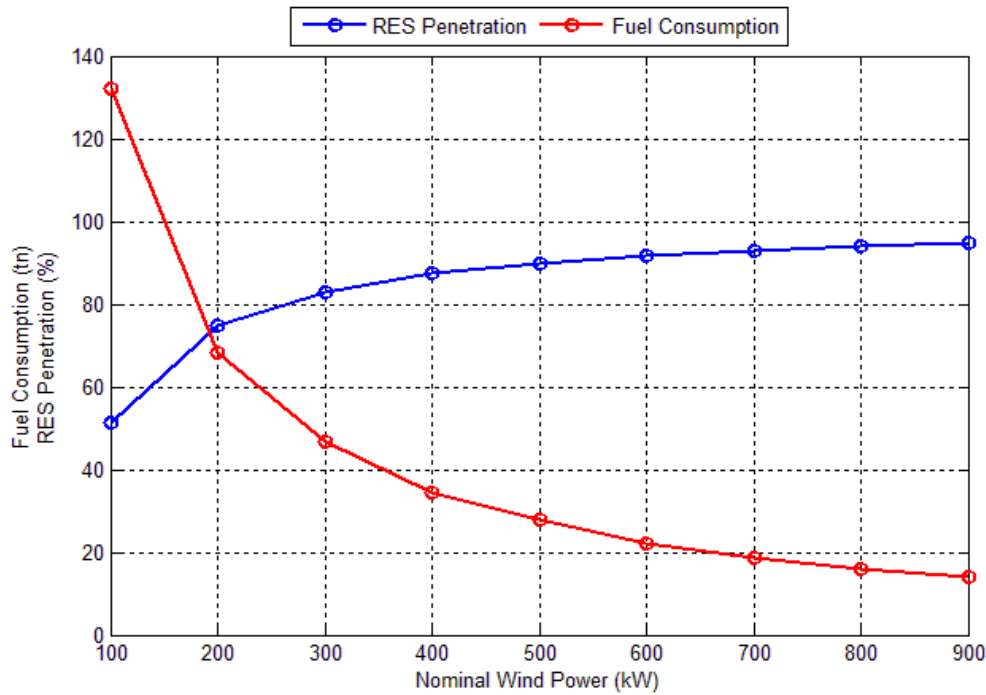
Πριν την εφαρμογή του ευριστικού αλγόριθμου βελτιστοποίησης για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος του Αγ. Ευστρατίου, θα πραγματοποιηθούν αναλύσεις ευαισθησίας ώστε να φανεί η επίδραση του μεγέθους κάθε συνιστώσας στον τρόπο λειτουργίας και στην οικονομικότητα του συστήματος. Για καθεμία συνιστώσα εξετάζουμε αρχικά την επίδραση της στη λειτουργία του συστήματος για ένα μόνο έτος, θεωρώντας ότι οι υπόλοιπες παραμένουν σταθερές. Στη συνέχεια πραγματοποιείται προσομοίωση εικοσαετίας έτσι ώστε να διερευνηθεί η επίδραση στο συνολικό κόστος παραγωγής για όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Υπενθυμίζεται ότι το βασικό σενάριο περιλαμβάνει Α/Γ ισχύος 330 kW, Φ/Β ισχύος 100 kW, συσσωρευτές χωρητικότητας 3000 kWh και αντιστροφέα ικανότητας 600 kVA.

Πιν. 9-1 Οικονομικά στοιχεία που θεωρήθηκαν στην ανάλυση.

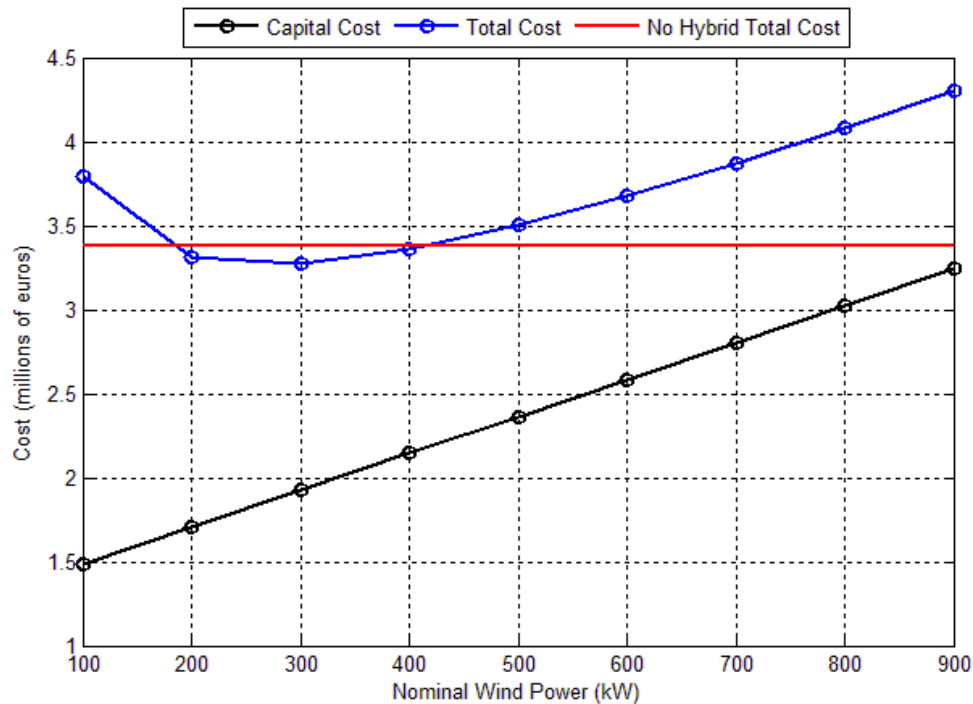
Σύμβολο	Παράμετρος	Τιμή	Μονάδες
$WC_{€/kW}$	Μοναδιαίο επενδυτικό κόστος Α/Γ	2000	€/kW
$PVC_{€/kW}$	Μοναδιαίο επενδυτικό κόστος Φ/Β	4000	€/kW
$QC_{€/kWh}$	Μοναδιαίο επενδυτικό κόστος συσσωρευτών	150	€/kWh
$CONC_{€/kW}$	Μοναδιαίο επενδυτικό κόστος μετατροπέα	500	€/kW
$OMC_{(\%CC)}$	Ο&Μ κόστος ως ποσοστό του CC	2	%
ir	Επιτόκιο αναγωγής	6	%
N	Διάρκεια ζωής επένδυσης	20	Έτη
fr	Γενικός δείκτης πληθωρισμού	2	%
fr_{fuel_cost}	Πληθωρισμός τιμών καυσίμου	3	%
LIF	Ετήσιος συντελεστής αύξησης φορτίου	3	%
$fuel_cost_{2010}$	Κόστος καυσίμου diesel το 2010	0.655	€/kg
$emissions_cost_{2010}$	Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών το 2010	25	€/tn
EF	Συντελεστής εκπομπών CO ₂ ανά λίτρο diesel	2.772	Kg/lt
d_{diesel}	Πυκνότητα του diesel	0.85	Kg/lt
VC	Διάφορα κόστη (% επενδυτικού κόστους)	10	%
$OMC_{generator}$	Ο&Μ κόστος των Η/Ζ	0.016	€/kWh

9.4.1 Επίδραση Μεγέθους Α/Γ

Πρέπει να σημειωθεί ότι σε ένα υβριδικό σύστημα οι Α/Γ είναι η λιγότερο ελαστική παράμετρος σχεδιασμού δεδομένου ότι τα μεγέθη τους είναι έντονα κβαντισμένα. Ωστόσο, εδώ θα γίνει μία θεωρητική ανάλυση της επίδρασης του μεγέθους των Α/Γ παραβλέποντας αυτήν την πραγματικότητα. Στο Σχ. 9.1 παρουσιάζεται η μεταβολή της κατανάλωσης καυσίμου και της διείσδυσης ΑΠΕ ως συνάρτηση της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών, ενώ στο Σχ. 9.2 η μεταβολή του επενδυτικού κόστους και του συνολικού κόστους παραγωγής για όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης.



Σχ. 9.1 Επίδραση της εγκατεστημένης ισχύος των Α/Γ στην κατανάλωση καυσίμου και στη διείσδυση ΑΠΕ. Πρώτο έτος λειτουργίας.



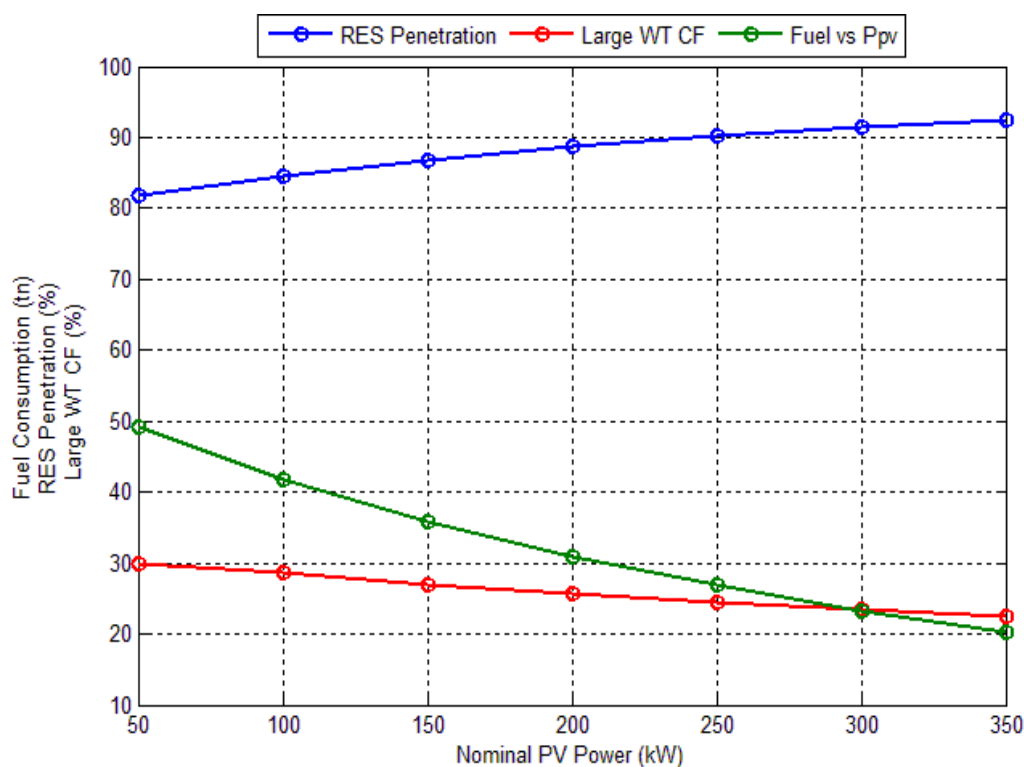
Σχ. 9.2 Επίδραση της εγκατεστημένης ισχύος των Α/Γ στο επενδυτικό κόστος και το ολικό κόστος παραγωγής της εικοσαετίας. Αντιπαραβολή με το ολικό κόστος παραγωγής του συστήματος χωρίς την παρουσία του υβριδικού σταθμού.

Η αύξηση της ισχύος της Α/Γ από τα 100 kW στα 200 kW επιφέρει πολύ σημαντική μείωση της κατανάλωσης καυσίμου και αντίστοιχα σημαντική αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ. Η κατανάλωση καυσίμου ελαττώνεται αξιοσημείωτα καθώς η ονομαστική ισχύς πλησιάζει τα 600 kW αλλά στη συνέχεια η ελάττωση τείνει στον κορεσμό. Για όλα τα εξεταζόμενα μεγέθη

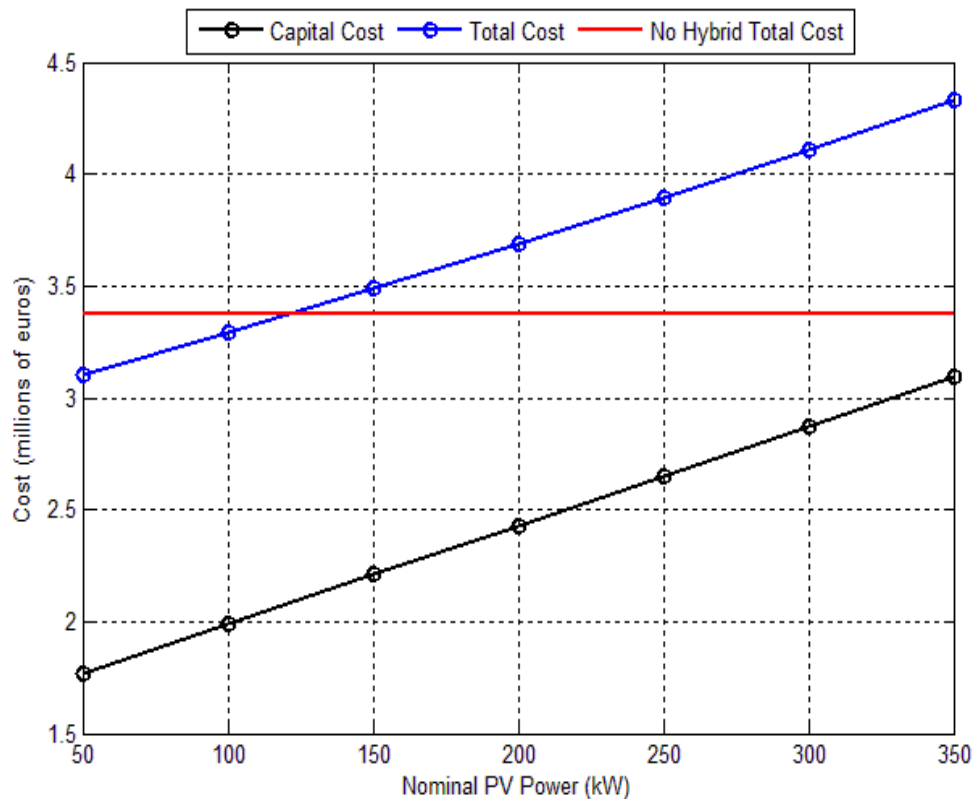
το επενδυτικό κόστος είναι μικρότερο από το ολικό κόστος χωρίς την παρουσία υβριδικού σταθμού, ωστόσο μόνο για Α/Γ στο εύρος 200-400 kW η επένδυση προκύπτει τελικά οικονομικά συμφέρουσα. Τέτοιες διαστασιολογήσεις εξασφαλίζουν μέση διείσδυση ΑΠΕ στην εικοσαετία μεταξύ 79% και 84%.

9.4.2 Επίδραση Μεγέθους Φ/Β

Παρατηρούμε ότι η κατανάλωση καυσίμου και η διείσδυση ΑΠΕ είναι περισσότερο ανελαστικές με την αύξηση της ισχύος Φ/Β σε σύγκριση με τις Α/Γ, κάτι που συνδέεται άμεσα με το χαμηλό βαθμό χρησιμοποίησής τους. Πρέπει ακόμα να σημειωθεί το γεγονός ότι η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β επιφέρει σταδιακή μείωση του CF των Α/Γ καθώς λόγω της προτεραιότητας που έχουν στην κάλυψη της ζήτησης είναι αναγκαία η απόρριψη μέρους της ισχύος των Α/Γ. Επιπλέον, το υψηλό μοναδιαίο κόστος των Φ/Β επηρεάζει έντονα το κόστος επένδυσης καθιστώντας το σύστημα οικονομικά βιώσιμο μόνο για μεγέθη μικρότερα από 120 kW περίπου.



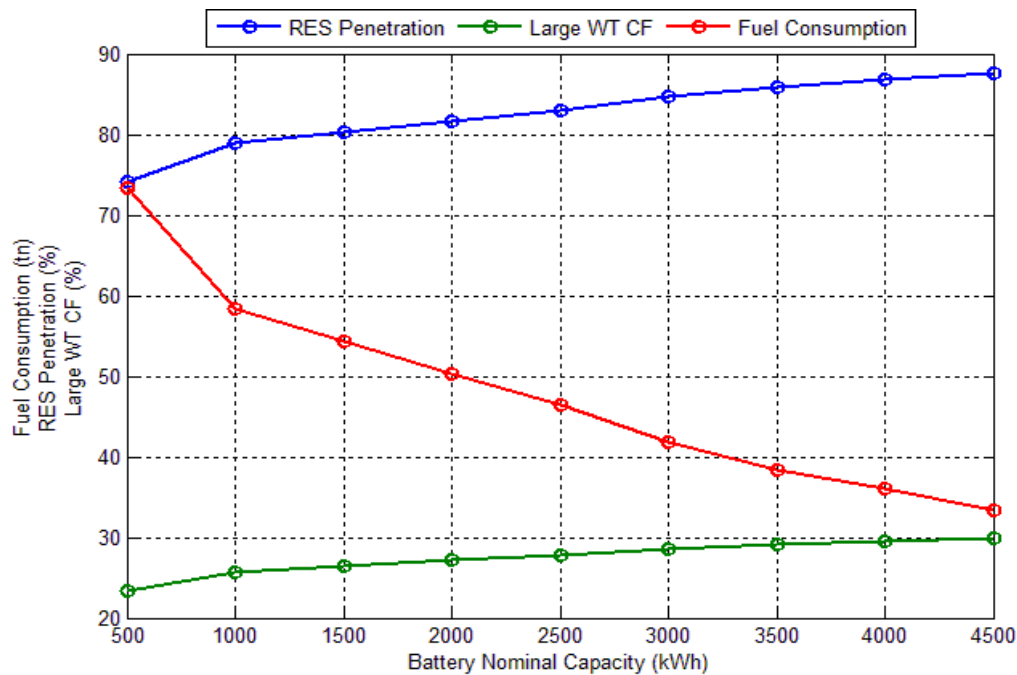
Σχ. 9.3 Επίδραση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β στην κατανάλωση καυσίμου, τη διείσδυση ΑΠΕ και το συντελεστή χρησιμοποίησης των μεγάλων Α/Γ. Πρώτο έτος λειτουργίας.



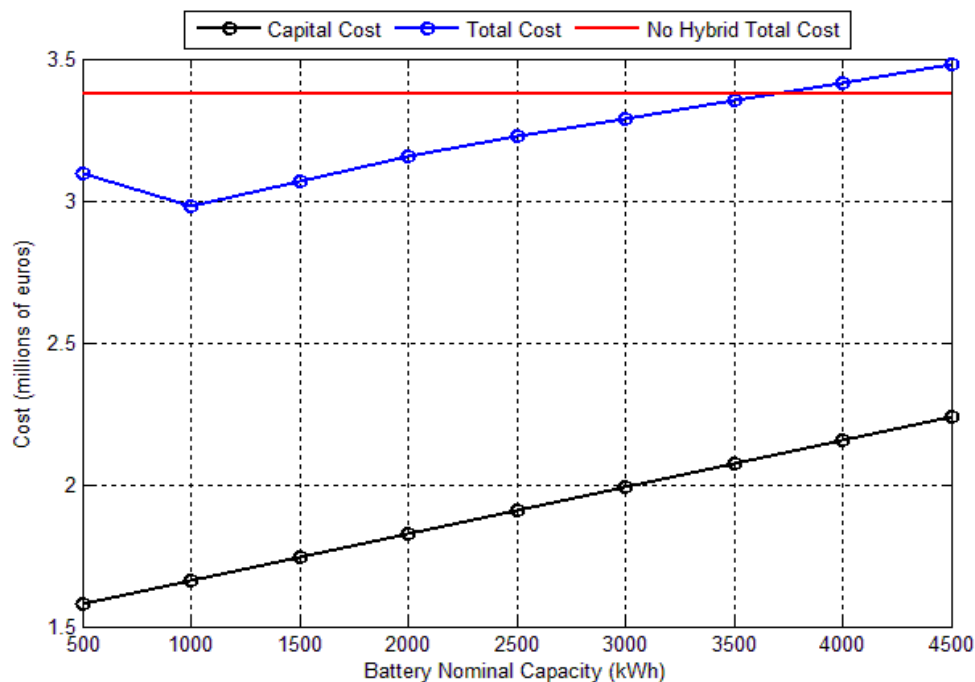
Σχ. 9.4 Επίδραση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β στο επενδυτικό κόστος και το ολικό κόστος παραγωγής της εικοσαετίας. Αντιπαραβολή με το ολικό κόστος παραγωγής του συστήματος χωρίς την παρουσία του υβριδικού σταθμού.

9.4.3 Επίδραση Μεγέθους Συσσωρευτών

Όπως είναι αναμενόμενο η αύξηση της ονομαστικής χωρητικότητας των συσσωρευτών αυξάνει τη διείσδυση ΑΠΕ και μειώνει την κατανάλωση καυσίμου εντονότερα για μικρά μεγέθη αποθήκευσης, ενώ όσο τα μεγέθη αυξάνονται το σύστημα οδηγείται σε κορεσμό. Είναι αξιοσημείωτο ότι η αύξηση των Φ/Β από την τιμή 100 kW του βασικού σεναρίου σε 200 kW έχει το ίδιο ενεργειακό αποτέλεσμα (περίπου 90% διείσδυση) με την αύξηση της χωρητικότητας από 3000 kWh σε 5000 kWh, μέγεθος που κρίνεται μάλλον ακραίο. Συνεπώς, στο βαθμό που πρωταρχικός στόχος είναι η μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ και δευτερεύων η ελαχιστοποίηση του κόστους, αύξηση της ισχύος των Φ/Β είναι αποδεκτή και προτιμητέα έναντι της περεταίρω αύξησης της ήδη μεγάλης χωρητικότητας των μπαταριών. Για το βασικό σενάριο συσσωρευτές χωρητικότητας 1000 kWh χαρακτηρίζονται από την καλύτερη οικονομική συμπεριφορά.



Σχ. 9.5 Επίδραση της ονομαστικής χωρητικότητας των συσσωρευτών στην κατανάλωση καυσίμου, τη διείσδυση ΑΠΕ και το συντελεστή χρησιμοποίησης των μεγάλων Α/Γ. Πρώτο έτος λειτουργίας.

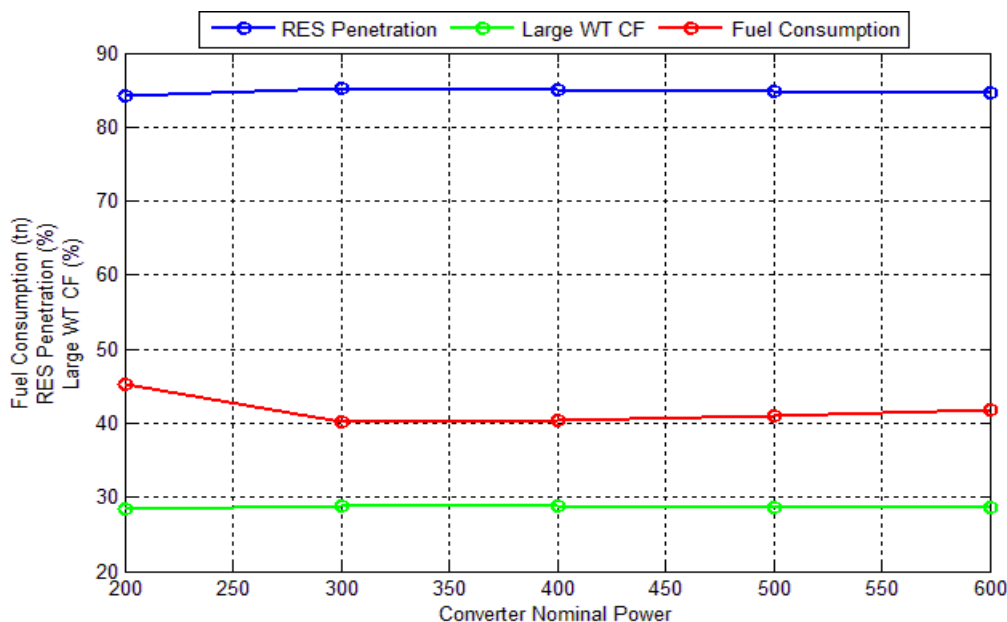


Σχ. 9.6 Επίδραση της ονομαστικής χωρητικότητας των συσσωρευτών στο επενδυτικό κόστος και το ολικό κόστος παραγωγής της εικοσαετίας. Αντιπαραβολή με το ολικό κόστος παραγωγής του συστήματος χωρίς την παρουσία του υβριδικού σταθμού.

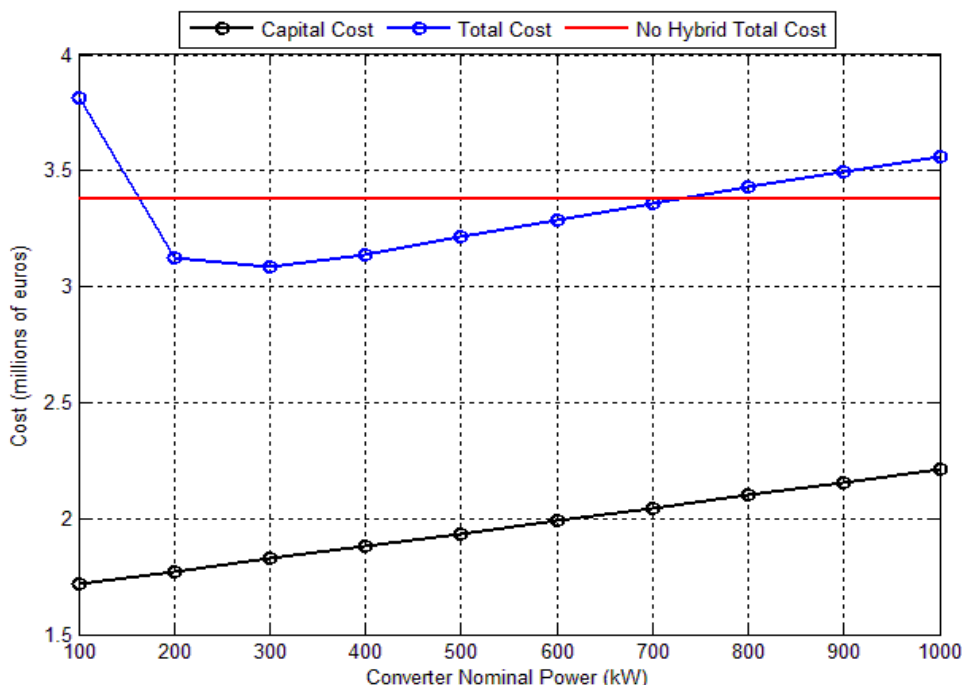
9.4.4 Επίδραση Μεγέθους Αντιστροφεία

Από το Σχ. 9.7 προκύπτει ότι το μέγεθος του αντιστροφεία (αν αυτός είναι πάνω από 300 kVA) δεν επηρεάζει την κατανάλωση καυσίμου, τη διείσδυση ΑΠΕ και τον CF των Α/Γ. Επιπλέον, μικρές μεταβολές παρατηρούνται κατά την αύξηση της ικανότητας από τα 200 kVA στα 300 kVA. Από το Σχ. 9.8 προκύπτει ότι για το βασικό σενάριο αντιστροφείας

ικανότητας 300 kVA εξασφαλίζει το μικρότερο συνολικό κόστος. Πρέπει, όμως, στο σημείο αυτό να σημειωθεί ότι σύμφωνα με τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων η αύξηση του αντιστροφέα πάνω από τα 300 kVA, παρόλο που δε μεταβάλλει ενεργειακά το αποτέλεσμα, οδηγεί σε λιγότερες εκκινήσεις συμβατικών μονάδων κατ' έτος. Ο λόγος είναι η εφεδρεία 20% που τηρείται κατά την απόφαση για την ένταξη συμβατικών μονάδων. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι με την επιλογή αντιστροφέα 300 kVA γίνονται 170 εκκινήσεις κατά το πρώτο έτος λειτουργίας, ενώ το αντίστοιχο μέγεθος για αντιστροφέα 600 kVA ανεβαίνει σε 300.



Σχ. 9.7 Επίδραση της ονομαστικής ικανότητας του αντιστροφέα στην κατανάλωση καυσίμου, τη διείσδυση ΑΠΕ και το συντελεστή χρησιμοποίησης των μεγάλων Α/Γ. Πρώτο έτος λειτουργίας.



Σχ. 9.8 Επίδραση της ονομαστικής ικανότητας του αντιστροφέα στο επενδυτικό κόστος και το ολικό κόστος παραγωγής της εικοσαετίας. Αντιπαραβολή με το ολικό κόστος παραγωγής του συστήματος χωρίς την παρουσία του υβριδικού σταθμού.

9.4.5 Συνολική Ανάλυση Ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας της προηγούμενης ενότητας έχει ήδη δώσει μία εικόνα της επίδρασης κάθε συνιστώσας ξεχωριστά στον τρόπο λειτουργίας και στην οικονομικότητα του όλου συστήματος. Εδώ θα γίνει ανάλυση ευαισθησίας ταυτόχρονα για όλες τις συνιστώσες ώστε να διερευνηθεί το πώς διαφορετικοί συνδυασμοί μπορούν να δώσουν παρόμοιες διεισδύσεις και παρόμοια κόστη. Πιο συγκεκριμένα, θεωρήθηκαν κάποιες περιπτώσεις διαστασιολογήσεων για κάθε συνιστώσα (βλ. Πιν. 9-2) και εξετάστηκαν όλοι οι δυνατοί συνδυασμοί. Για κάθε συνδυασμό πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις σε βάθος εικοσαετίας και σημειώθηκαν η μέση τιμή του ετήσιου βαθμού διείσδυσης καθώς και το ολικό κόστος παραγωγής. Για να είναι δυνατή η παρουσίαση των αποτελεσμάτων με μορφή διαγράμματος χρησιμοποιήθηκαν οι συμβολισμοί που εξηγούνται στον Πιν. 9-2. Στο ίδιο διάγραμμα με οριζόντια κόκκινη γραμμή σημειώνεται το ολικό κόστος παραγωγής του συστήματος χωρίς την παρουσία του υβριδικού σταθμού.

Πιν. 9-2 Οι συμβολισμοί του Σχήματος 9.8.

Ανεμογεννήτριες		Φωτοβολταϊκά		Συσσωρευτές		Αντιστροφείας	
Μέγεθος	Χρώμα περιγράμματος	Μέγεθος	Χρώμα Επιφάνειας	Μέγεθος	Σχήμα σημείου	Μέγεθος	Μέγεθος σημείου
200	Μπλέ	50	Μαύρο	500	Δ	200	Μικρό
400	Κόκκινο	100	Λευκό	1000	□	400	Μεσαίο
600	Πράσινο	200	Κίτρινο	2000	⊗	600	Μεγάλο
800	Μωβ			3000	○		
				4000	◇		

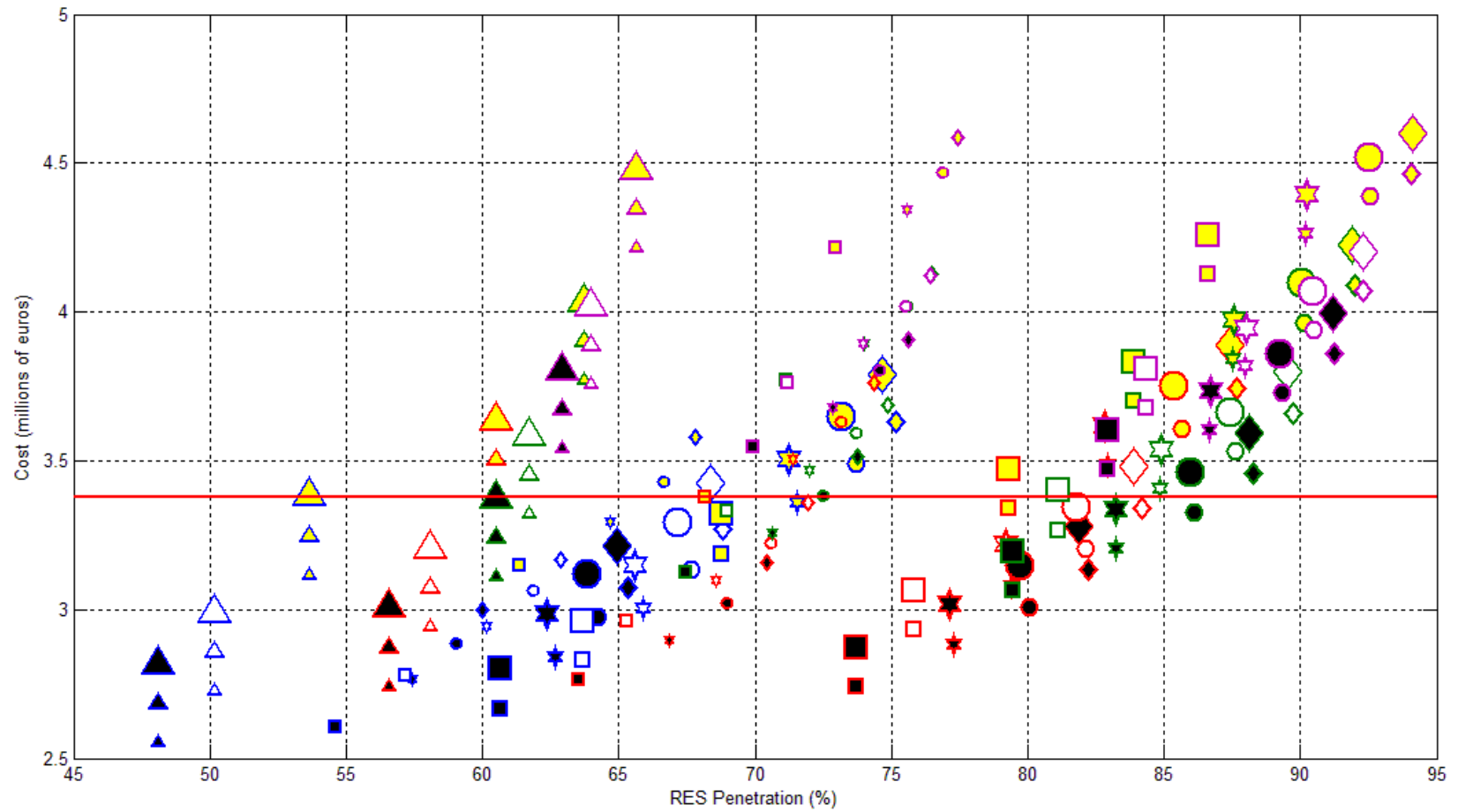
Παρατηρώντας το Σχ. 9..9 συμπεραίνουμε ότι αρκετοί από τους εξεταζόμενους συνδυασμούς δίνουν συνολικό κόστος παραγωγής μικρότερο από την περίπτωση χωρίς την παρουσία υβριδικού σταθμού. Αρχικά, προκύπτει το συμπέρασμα ότι διαστασιολογήσεις των Φ/Β πάνω από τα 200 kW κρίνονται ασύμφορες οικονομικά, κάτι που φυσικά οφείλεται στο υψηλό μοναδιαίο κόστος τους. Επιπλέον, η επιλογή Α/Γ της τάξης των 800 kW και άνω δεν είναι ενδεδειγμένη καθώς όπως φαίνεται από το διάγραμμα κανένας συνδυασμός με τέτοιο μέγεθος Α/Γ δεν εξασφαλίζει κόστος κάτω από την κόκκινη γραμμή. Αντίθετα, για Α/Γ 200-400 kW σχεδόν όλοι οι αντίστοιχοι συνδυασμοί βρίσκονται κάτω από την κόκκινη γραμμή, άρα αποκτάται μία εικόνα της βέλτιστης διαστασιολόγησης των Α/Γ. Συνεχίζοντας την ανάλυση παρατηρούμε ότι για συσσωρευτές χωρητικότητας 500 kWh κανένας συνδυασμός δε δίνει διείσδυση ΑΠΕ πάνω από 66%. Η αύξηση της χωρητικότητας στις 1000 kWh εξασφαλίζει διείσδυση περίπου 87% στην καλύτερη περίπτωση και μάλιστα ο αντίστοιχος συνδυασμός είναι πιο οικονομικός από το συνδυασμό μέγιστης διείσδυσης για χωρητικότητα 500 kWh. Από εκεί και πέρα εάν η αύξηση της χωρητικότητας συνδυαστεί με σημαντική αύξηση των μονάδων ΑΠΕ οι συγκροτήσεις που προκύπτουν είναι αντιοικονομικές, ενώ οικονομικές λύσεις προκύπτουν μόνο με μετριοπαθείς διαστασιολογήσεις Α/Γ και Φ/Β. Η επιλογή αντιστροφείας 200 kVA δίνει σε κάθε περίπτωση σημαντικά μικρότερες διεισδύσεις από διαστασιολογήσεις της τάξης των 400 ή 600 kVA. Γενικά, αντιστροφείς 400 και 600 kVA δίνουν ίδια επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ με τους πρώτους να είναι οικονομικότεροι, άρα και προτιμητέοι.

Το διάγραμμα αυτό μπορεί να χρησιμοποιηθεί με τρεις διαφορετικούς τρόπους. Αρχικά, δίνει μία πρώτη εικόνα της συγκρότησης του υβριδικού συστήματος με το μικρότερο ολικό κόστος παραγωγής. Από τους συγκεκριμένους συνδυασμούς, και με βάση οικονομικά κριτήρια και μόνο, ο βέλτιστος αντιστοιχεί σε Α/Γ 200 kW, συσσωρευτές 500 kWh, Φ/Β 50 kW και αντιστροφή ικανότητας 200 kVA. Το προκύπτει ολικό κόστος παραγωγής είναι περίπου 2.55 εκατ. ευρώ, δηλαδή επιτυγχάνεται μία μείωση του κόστους παραγωγής κατά 0.83 εκατ.

ευρώ περίπου ή κατά 25%. Ο συνδυασμός αυτός εξασφαλίζει μάλλον χαμηλή διείσδυση ΑΠΕ της τάξης του 48% περίπου. Ωστόσο, με μία σχετικά μικρή αύξηση του κόστους στα 2.74 εκατ. ευρώ περίπου φτάνουμε σε διείσδυση 73.5%, τιμή που κρίνεται πολύ ικανοποιητική. Το ίδιο διάγραμμα μπορεί να δώσει μία εκτίμηση της συγκρότησης που δίνει τη μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ διατηρώντας το κόστος κάτω από την κόκκινη γραμμή. Από τους επιλεγμένους συνδυασμούς ο ζητούμενος περιλαμβάνει Α/Γ 600 kW, Φ/Β 50 kW, συσσωρευτές 3000 kWh και αντιστροφέα 400 kVA και επιτυγχάνει διείσδυση 86%. Εναλλακτικά, δεδομένης της επιθυμητής διείσδυσης ΑΠΕ, το διάγραμμα μπορεί να χρησιμεύσει για την εκτίμηση του συνδυασμού που εξασφαλίζει τη συγκεκριμένη διείσδυση και ελαχιστοποιεί το κόστος. Για παράδειγμα, διείσδυση περί το 80% εξασφαλίζουν επτά συνδυασμοί από τους οποίους ο πιο συμφέρον περιλαμβάνει Α/Γ 400 kW, Φ/Β 50 kW, συσσωρευτές 3000 kWh και αντιστροφέα 400 kVA.

Οι εικοσαετείς προσομοιώσεις της παραγράφου αυτής πραγματοποιήθηκαν τόσο με την εφαρμογή της προκαθορισμένης, όσο και με την εφαρμογή της δυναμικής σειράς και σε κάθε περίπτωση σημειώθηκε η στρατηγική που ελαχιστοποιούσε το ολικό κόστος. Από τους 180 εξεταζόμενους συνδυασμούς στους 109 πλεονεκτεί η δυναμική σειρά ενώ στους υπόλοιπους 71 η προκαθορισμένη. Υπενθυμίζεται ότι τα αποτελέσματα αυτά έχουν ληφθεί θεωρώντας ότι οι μονάδες 90 kW έχουν την ίδια ειδική κατανάλωση με αυτές των 220 kW. Στην ουσία η διαφορά των δύο μεθόδων σε οικονομικά μεγέθη, και αγνοώντας την επίδραση που μπορεί να έχει το πλήθος των εκκινήσεων στη διάρκεια ζωής των μονάδων, έγκειται σε δύο σημεία. Η δυναμική σειρά μειονεκτεί καθώς περισσότερες εκκινήσεις σημαίνει περισσότερη κατανάλωση startup καυσίμου, ενώ η προκαθορισμένη σειρά μειονεκτεί γιατί περιορίζει τη διείσδυση ΑΠΕ λόγω υψηλών τεχνικών ελαχίστων.

Συνοψίζοντας, από το Σχ. 9.9 προκύπτει το συμπέρασμα ότι η βέλτιστη διαστασιολόγηση με βάση απόλυτα οικονομικά μεγέθη πρέπει να αναζητηθεί σε εύρος Α/Γ 0-400 kW, Φ/Β 0-100 kW, συσσωρευτές 0-2000 kWh και αντιστροφέα 0-600 kW. Το συμπέρασμα αυτό είναι ιδιαίτερα χρήσιμο καθώς επιτρέπει στον Γενετικό Αλγόριθμο να μικρύνει το χώρο αναζήτησής του και συνεπώς να εντοπίσει το ελάχιστο και να συγκλίνει ταχύτερα.



Σχ. 9.9 Συνολική ανάλυση ευαισθησίας εξετάζοντας διάφορους συνδυασμούς A/G , Φ/B , συσσωρευτών, και αντιστροφέα.

9.5 Βελτιστοποίηση με Γενετικούς Αλγόριθμους

9.5.1 Καθορισμός Παραμέτρων

Η βελτιστοποίηση του σχεδιασμού του υβριδικού συστήματος πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του «Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox» της MATLAB. Όπως έχει αναφερθεί, σε πρώτη προσέγγιση μεταβλητές βελτιστοποίησης αποτελούν μόνο τα μεγέθη σχεδιασμού του υβριδικού σταθμού, δηλαδή η εγκατεστημένη ισχύς των Α/Γ, Φ/Β, η ονομαστική χωρητικότητα των συσσωρευτών και η ικανότητα του αντιστροφέα. Όλες οι παράμετροι διαχείρισης και ελέγχου, όπως τα όρια του επιπέδου φόρτισης των μπαταριών και τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων, διατηρούνται στις τιμές που έχουν χρησιμοποιηθεί μέχρι στιγμής στις προσομοιώσεις.

Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης κόστους για κάθε συνδυασμό διαστασιολογήσεων προκύπτει μετά από την προσομοίωση του συστήματος σε βάθος εικοσαετίας. Όπως έχει αναφερθεί, για λόγους περιορισμού της χρονικής απόκρισης του ΓΑ εκτελούνται προσομοιώσεις για το εναρκτήριο έτος κάθε πενταετίας, με αποτέλεσμα ο αριθμός των ετήσιων προσομοιώσεων ανά εικοσαετία να μειώνεται στις τέσσερις. Επιπρόσθετα, για κάθε διαστασιολόγηση πραγματοποιείται προσομοίωση τόσο για τη δυναμική όσο και για την προκαθορισμένη σειρά και από τις δύο προκύπτουσες τιμές της συνάρτησης κόστους κρατείται η μικρότερη. Για την διατήρηση υψηλής ποικιλομορφίας (diversity) κατά τη διαδικασία εύρεσης της βέλτιστης λύσης επιλέχτηκε πληθυσμός μεγέθους 30 ατόμων, αντί για την default επιλογή των 20 ατόμων. Η επιλογή αυτή αυξάνει την πιθανότητα ο ΓΑ να μην εγκλωβιστεί σε κάποιο τοπικό ελάχιστο, αλλά αντίθετα να συγκλίνει στο ολικό ελάχιστο, όμως το μειονέκτημα είναι ο πιο αργός χρόνος σύγκλισης. Η αναπαράσταση που χρησιμοποιείται είναι η αναπαράσταση τιμής με πραγματικούς αριθμούς (double vector) ώστε να εξασφαλιστεί ότι η μετάλλαξη δίνει λύσεις στη γειτονιά των ήδη εξετασμένων λύσεων και να υπάρχει συνεκτικότητα, στοιχείο που δεν υπάρχει πάντα στην δυαδική κωδικοποίηση.

Το πεδίο αναζήτησης για τις Α/Γ, τα Φ/Β και τον μετατροπέα βρίσκεται στην κλίμακα των εκατοντάδων kW (ίσως και πάνω από 1 MW), ενώ για τους συσσωρευτές στην κλίμακα των χιλιάδων kWh (έως και πάνω από 10 MWh). Ωστόσο, ως πεδίο ορισμού για τις μεταβλητές δε χρησιμοποιήθηκαν μεγέθη kW και kWh αλλά MW και MWh, έτσι ώστε να ευνοείται αποτελεσματικά η διαδικασία της μετάλλαξης, η οποία σε αναπαράσταση double vector επενεργεί αλλάζοντας κυρίως τα δεκαδικά ψηφία των μεταβλητών. Με αυτόν τον τρόπο εξερευνείται καλύτερα ο χώρος αναζήτησης και αποφεύγεται ο κίνδυνος εγκλωβισμού σε τοπικό ελάχιστο. Δεν επιλέγεται αρχικός πληθυσμός, αντιθέτως χρησιμοποιείται η default συνάρτηση της MATLAB για τη δημιουργία του. Συμβολίζοντας με $[P_{wind} \ P_{pv} \ Q_{battery} \ P_{conv}]$ το διάνυσμα βελτιστοποίησης (σε MW και MWh), το εύρος για τη δημιουργία του αρχικού πληθυσμού είναι $[0:0.4 \ 0:0.1 \ 0:2 \ 0:0.6]$. Παρόλα αυτά το πεδίο ορισμού του διανύσματος που χρησιμοποιήθηκε είναι το $[0:2 \ 0:2 \ 0:20 \ 0:2]$, ώστε να μην χαθεί κάποια καλή λύση που μπορεί να προκύψει από μετάλλαξη ή διασταύρωση, ειδικά στην περίπτωση που έχει γίνει λανθασμένη εκτίμηση του αρχικού πληθυσμού.

Ο ανισωτικός περιορισμός που συνοδεύει το πρόβλημα βελτιστοποίησης ενσωματώνει την απαίτηση το επενδυτικό κόστος του εξεταζόμενου συνδυασμού μεγεθών να μην υπερβαίνει το ολικό κόστος παραγωγής του νησιού για είκοσι έτη χωρίς την παρουσία υβριδικού σταθμού. Με μορφή εξίσωσης η απαίτηση αυτή γράφεται:

$$[WC_{€/MW} \ PVC_{€/MWh} \ QC_{€/MWh} \ CONC_{€/MW}] \cdot [P_{wind} \ P_{pv} \ Q_{battery} \ P_{conv}]^T \leq C_{total_no_hybrid} \quad (9.12)$$

Η μέθοδος διαβάθμισης που εφαρμόζεται είναι η γραμμική διαβάθμιση (rank fitness scaling), η οποία αποτελεί και την default επιλογή του Toolbox. Η μέθοδος επιλογής που επιλέχθηκε είναι η stochastic uniform selection, που επίσης αποτελεί την default επιλογή και που, όπως έχει αναφερθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο, βασίζεται στην μέθοδο επιλογής της ρουλέτας με τη διαφορά ότι τα άτομα του ενδιαμέσου πληθυσμού επιλέγονται σε μία μόνο πλήρη περιστροφή της ρουλέτας. Σε ότι αφορά την αναπαραγωγή επιλέγεται η διατήρηση ελιτίστικων απογόνων, που αποτελούν δύο από τα άτομα κάθε νέου πληθυσμού. Χρησιμοποιείται η μέθοδος του διάσπαρτου επιχιασμού (scattered crossover) και το ποσοστό των απογόνων που προέρχονται από επιχιασμό καθορίστηκε στο 70%. Λόγω της ύπαρξης περιορισμών στο πρόβλημα βελτιστοποίησης δεν επιλέγεται η default μέθοδος μετάλλαξης Gaussian mutation, αλλά η μέθοδος adaptive feasible, η οποία χρησιμοποιεί μία προσαρμοστική μέθοδο μετάλλαξης εξασφαλίζοντας ότι οι απόγονοι που προκύπτουν ικανοποιούν τους περιορισμούς. Σε ότι αφορά τα κριτήρια τερματισμού του ΓΑ χρησιμοποιούνται οι default επιλογές, με το μέγιστο αριθμό γενεών ίσο με 100 και το πλήθος των γενιών καθυστέρησης ή στολαρίσματος (stall generations) ίσο με 50. Οι παράμετροι του ΓΑ που αναπτύχθηκαν παραπάνω συνοψίζονται στον Πιν. 9-3.

Πιν. 9-3 Οι παράμετροι του ΓΑ που χρησιμοποιήθηκε για τη βελτιστοποίηση.

Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή
Μέγεθος πληθυσμού κάθε γενιάς	30	Μέθοδος επιλογής	Stochastic uniform
Κάτω όριο Πεδίου Ορισμού (MW-MWh)	[0 0 0 0]	Βαθμός ελιτισμού	2
Άνω όριο Πεδίου Ορισμού (MW-MWh)	[2 2 20 2]	Μέθοδος επιχιασμού	Scatter
Πίνακας γραμ. ανισωτικού περιορισμού (€)	$[2 \cdot 10^6 \ 4 \cdot 10^6 \ 1.5 \cdot 10^5 \ 5 \cdot 10^5]$	Ποσοστό επιχιασμού	70%
Σταθερός όρος γραμ. ανισωτικού περιορισμού (€)	3377900	Μέθοδος μετάλλαξης	Adaptive feasible
Εύρος αρχικού πληθυσμού (MW-MWh)	[0:0.4 0:0.1 0:2 0:0.6]	Μέγιστος αριθμός γενεών	100
Μέθοδος διαβάθμισης	Rank fitness scaling	Πλήθος γενιών καθυστέρησης	50
Όριο μεταβολής fitness function	10^{-6}		

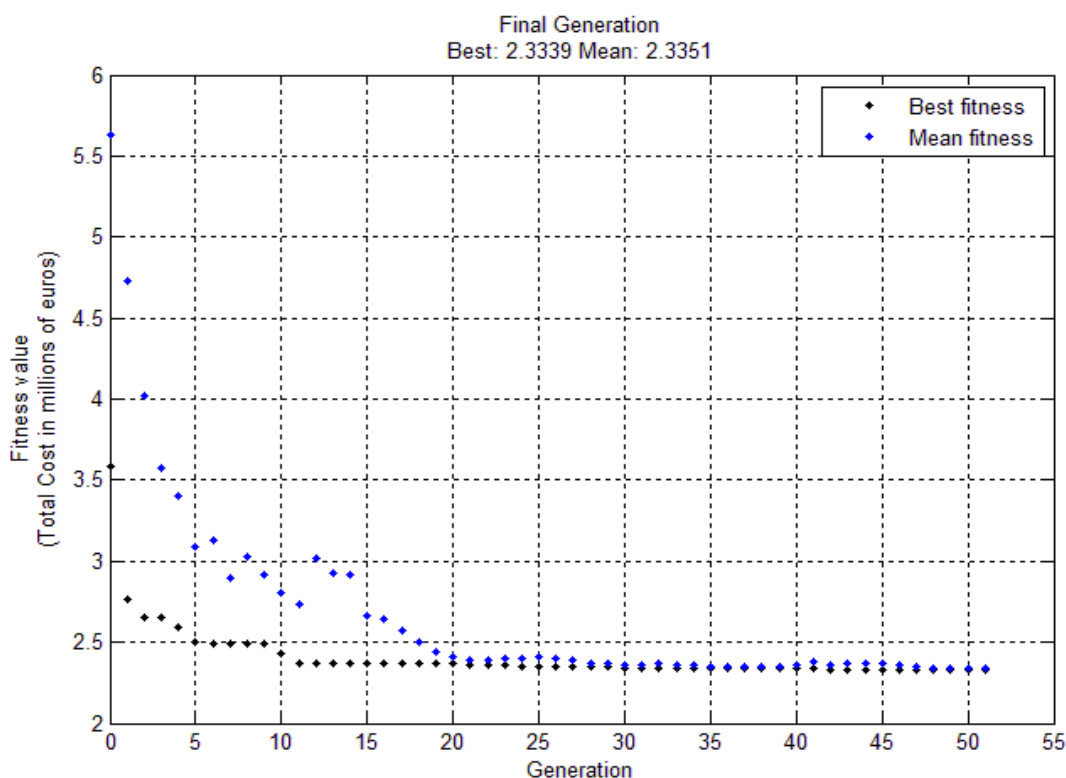
9.5.2 Αποτελέσματα Βελτιστοποίησης

9.5.2.1 Ελαχιστοποίηση Ολικού Κόστους Παραγωγής

Στο Σχ. 9.10 παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη του ΓΑ δίνοντας την μέση και την ελάχιστη τιμή της fitness function σε κάθε γενιά. Όπως αναμενόταν ο ΓΑ εξελίσσεται με ταχείς ρυθμούς κατά τις πρώτες γενιές παρουσιάζοντας σημαντική βελτίωση σε ότι αφορά τόσο τη μέση όσο και την ελάχιστη τιμή της fitness function. Η τιμή της fitness function είναι στην ουσία το ολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα. Από την 11^η γενιά παρατηρείται μείωση του ρυθμού βελτίωσης της ελάχιστης τιμής αντικειμενικής συνάρτησης, ο οποίος διατηρείται σταθερός μέχρι τον τερματισμό της εκτέλεσης. Αντίθετα, η βελτίωση της μέσης τιμής της fitness function συνεχίζεται μέχρι και την 20^η γενιά, στοιχείο που είναι θετικό καθώς εγγυάται τη διατήρηση της απαιτούμενης ποικιλομορφία στον πληθυσμό κατά τα πρώτα στάδια του ΓΑ. Μετά την 20^η γενιά η ποικιλομορφία στον πληθυσμό είναι μικρή, ο

ΓΑ έχει προσεγγίσει το ελάχιστο και η μετάλλαξη εξασφαλίζει την ικανοποιητική εξερεύνηση της περιοχής του ελαχίστου ώστε να επιτευχθεί σύγκλιση στο ολικό ελάχιστο. Παρατηρούμε ότι στην τελευταία γενιά (51^η) η μέση και η ελάχιστη τιμή της fitness function σχεδόν ταυτίζονται, γεγονός που σημαίνει ότι τα χαρακτηριστικά του βέλτιστου χρωμοσώματος έχουν κυριαρχήσει σε ολόκληρο τον πληθυσμό.

Ο οικονομικά βέλτιστος συνδυασμός διαστασιολογήσεων που δίνει ο ΓΑ παρουσιάζεται στον Πιν. 9-4. Αξίζει να σημειωθεί ότι η ενσωμάτωση του ανισωτικού περιορισμού και η επιλογή στενότερου αρχικού εύρους για τον πληθυσμό συμβάλουν στην ταχύτερη σύγκλιση, καθώς δεν εξετάζονται συνδυασμοί που εξ αρχής είναι οικονομικά απορριπτέοι. Ως αποτέλεσμα παρατηρούμε ότι ήδη από τη δεύτερη γενιά η προσωρινή βέλτιστη λύση είναι αρκετά κάτω από το ολικό κόστος παραγωγής χωρίς την παρουσία υβριδικού σταθμού. Η μέση τιμή της συνάρτησης κόστους γίνεται μικρότερη από το ολικό κόστος χωρίς υβριδικό σταθμό μόνο κατά την 6^η γενιά. Ο λόγος είναι ότι κατά τη δημιουργία του αρχικού πληθυσμού ο ΓΑ δημιουργεί και άτομα εκτός του αρχικού εύρους επειδή δεν μπορεί πάντα να εντοπίσει χρωμοσώματα από το αρχικό εύρος που να ικανοποιούν τον περιορισμό.



Σχ. 9.10 Η χρονική εξέλιξη της ελάχιστης και της μέσης τιμής της συνάρτησης κόστους σε κάθε γενιά του ΓΑ.

Πιν. 9-4 Τα αποτελέσματα της διαδικασίας βελτιστοποίησης κόστους.

Αποτελέσματα Βελτιστοποίησης	
Εγκατεστημένη ισχύς Α/Γ	243 kW
Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β	0 kW
Χωρητικότητα συσσωρευτών	647 kWh
Ικανότητα μετατροπέα	242 kW
Ελάχιστο ολικό κόστος παραγωγής	2,333,947 €
Μέση Διείσδυση ΑΠΕ	60.95 %
Μέθοδος ένταξης συμβατικών μονάδων	Δυναμική ένταξη

Ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης εκτελέστηκε με τη χρήση προσωπικού υπολογιστή με διπύρηνο επεξεργαστή στα 2.4 GHz και μνήμη RAM 4 GB. Ο συνολικός χρόνος εκτέλεσης διαμορφώθηκε στις 23.5 ώρες περίπου, συνεπώς απαιτούνται 27.65 λεπτά περίπου για τον

υπολογισμό κάθε γενιάς. Το κριτήριο τερματισμού που εφαρμόστηκε τελικά ήταν ότι η μέση μεταβολή της τιμής της fitness function προέκυψε μικρότερη από το τιθέμενο όριο του 10^{-6} . Ο χρόνος εκτέλεσης κρίνεται υψηλός αλλά μάλλον χαρακτηριστικός του είδους του προβλήματος βελτιστοποίησης [88-90]. Ωστόσο, το καλύτερο χρωμόσωμα κατά την 11^η γενιά περιλαμβάνει Α/Γ 290 kW, Φ/Β 0 kW, συσσωρευτές 819 kW και αντιστροφέα 290 kW και χαρακτηρίζεται από ολικό κόστος 2,371,900 € και διείσδυση 65.90%. Η τιμή κόστους αυτή είναι αρκετά κοντά στη βέλτιστη και ο χρόνος που απαιτείται για τον εντοπισμό της λύσης είναι μόνο $11 \cdot 27.65 = 5.07$ ώρες.

Επιπρόσθετα, από την παραπάνω αντιπαραβολή αποτελεσμάτων διαπιστώνουμε ότι η βέλτιστη οικονομικά λύση δεν είναι κατά ανάγκη και η πλέον ορθολογική. Η αύξηση του ολικού κόστους κατά μόλις 40,000 € περίπου συνεισφέρει σε σημαντική αύξηση της μέσης διείσδυσης κατά 5%. Για το λόγο αυτό παρουσιάζει ενδιαφέρον η ενσωμάτωση και του παράγοντα της διείσδυσης ΑΠΕ στη διαδικασία βελτιστοποίησης. Η προσέγγιση αυτή εξετάζεται σε επόμενη παράγραφο.

9.5.2.2 Ελαχιστοποίηση Κόστους υπό Περιορισμό Κβάντισης Α/Γ

Τα αποτελέσματα του Πιν. 9-4 προέκυψαν με την παραδοχή ότι το μέγεθος των Α/Γ είναι ελεύθερη σχεδιαστική παράμετρος, γεγονός που δεν αντικατοπτρίζει την πραγματικότητα, δεδομένου ότι τα μεγέθη τους είναι έντονα κβαντισμένα. Από τις εμπορικά διαθέσιμες Α/Γ των σημαντικών παικτών της αγοράς η καταλληλότερη είναι η Α/Γ E-33 της εταιρίας Enecon ονομαστικής ισχύος 330 kW. Για να διερευνηθεί η μεταβολή των υπόλοιπων σχεδιαστικών παραμέτρων επαναλήφθηκε η διαδικασία της βελτιστοποίησης θεωρώντας ότι το μέγεθος των Α/Γ διατηρείται σταθερό στα 330 kW. Τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης παρουσιάζονται στον Πιν. 9-5.

Πιν. 9-5 Τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης κόστους υπό περιορισμό κβάντισης Α/Γ.

Αποτελέσματα Βελτιστοποίησης	
Εγκατεστημένη ισχύς Α/Γ	330 kW
Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β	0 kW
Χωρητικότητα συσσωρευτών	690 kWh
Ικανότητα μετατροπέα	260 kW
Ελάχιστο ολικό κόστος παραγωγής	2,382,967 €
Μέση Διείσδυση ΑΠΕ	67 %
Μέθοδος ένταξης συμβατικών μονάδων	Δυναμική ένταξη

9.5.2.3 Ελαχιστοποίηση Κόστους με Δεδομένα Μεγέθη Αντιστροφέα και Φ/Β

Σύμφωνα με τον Πιν. 9-4 ο βέλτιστος συνδυασμός δεν περιλαμβάνει καθόλου Φ/Β, λόγω του υψηλού μοναδιαίου κόστους κτήσης τους. Είναι δηλαδή οικονομικά προτιμότερη η αύξηση του μεγέθους των Α/Γ ή των συσσωρευτών παρά των Φ/Β για την επίτευξη αντίστοιχων βαθμών διείσδυσης. Ωστόσο, εφόσον το σύστημα του Αγ. Ευστρατίου έχει και επιδεικτικό χαρακτήρα, είναι σκόπιμο να διερευνηθεί η μεταβολή των αποτελεσμάτων θεωρώντας ότι υπάρχει εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β 100 kW. Επιπρόσθετα, πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι ο κεντρικός μετατροπέας πρέπει να μπορεί να δώσει ένα ελάχιστο ρεύμα σφάλματος ώστε να είναι δυνατή η λειτουργία των προστασιών του δικτύου. Παρουσιάζει, λοιπόν, ενδιαφέρον η μελέτη της μεταβολής των αποτελεσμάτων στην περίπτωση που και η ικανότητα του μετατροπέα είναι δεδομένη και δεν αποτελεί παράμετρο σχεδιασμού. Το μέγεθος που επιλέχτηκε για τον αντιστροφέα είναι 600 kVA. Συνοψίζοντας, εδώ οι μόνες μεταβλητές

βελτιστοποίησης είναι το μέγεθος των Α/Γ και των συσσωρευτών. Τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης παρουσιάζονται στον Πιν. 9-6.

Πιν. 9-6 Τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης κόστους με δεδομένα μεγέθη αντιστροφεία και Φ/Β.

Αποτελέσματα Βελτιστοποίησης	
Εγκατεστημένη ισχύς Α/Γ	231 kW
Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β	100 kW
Χωρητικότητα συσσωρευτών	742 kWh
Ικανότητα μετατροπεία	600 kW
Ελάχιστο ολικό κόστος παραγωγής	2,897,130 €
Μέση Διείσδυση ΑΠΕ	66.53 %
Μέθοδος ένταξης συμβατικών μονάδων	Δυναμική ένταξη

9.5.2.4 Συνδυασμένη Βελτιστοποίηση Κόστους και Διείσδυσης ΑΠΕ

Στις εργασίες [89,90] ταυτόχρονα με την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής επιδιώκεται η ελαχιστοποίηση και δύο ακόμα μεγεθών: των εκπομπών CO₂ και της μη διαθέσιμης ενέργειας. Η προσέγγιση που χρησιμοποιείται είναι αυτή της πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης (multiobjective optimization) με τη χρήση της θεωρίας των κυρίαρχων συνόλων του Pareto (Pareto dominance). Στην παρούσα εργασία επιδιώκεται η συνδυασμένη ελαχιστοποίηση του κόστους και μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ. Η προσέγγιση που ακολουθείται δεν είναι αυτή της πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης (π.χ. Multiobjective Optimization Toolbox της MATLAB), αλλά η ενσωμάτωση του ολικού κόστους παραγωγής και της διείσδυσης ΑΠΕ στην αντικειμενική συνάρτηση με τη χρήση βαθμών βαρύτητας.

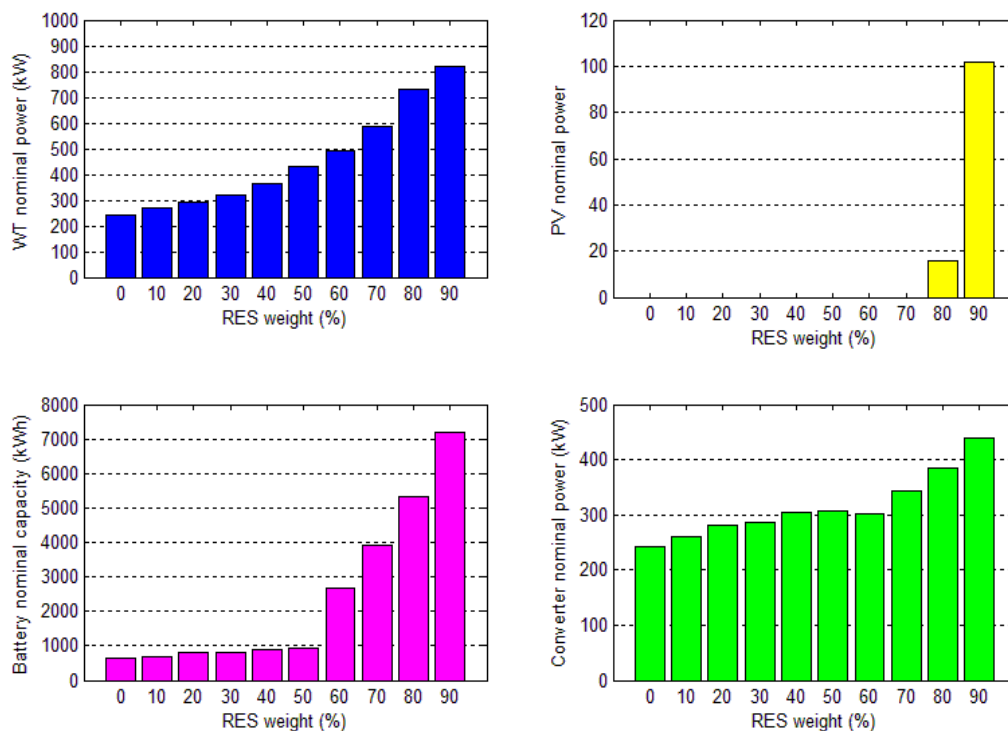
Για το σκοπό αυτό πρέπει να κανονικοποιηθεί το κόστος παραγωγής ώστε να παίρνει τιμές κοντά στη μονάδα, όπως και η διείσδυση ΑΠΕ. Η κανονικοποίηση επιτυγχάνεται διαιρώντας το κόστος παραγωγής με το ολικό κόστος χωρίς την παρουσία υβριδικού σταθμού. Επίσης, για να διατηρήσουμε το πρόβλημα ως πρόβλημα ελαχιστοποίησης, αντί για τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ επιδιώκεται η ελαχιστοποίηση της ποσότητας 1-RES_penetration. Με βάση τα παραπάνω η νέα μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης είναι:

$$OF_{cost\&RES} = Weight_{cost} \cdot \frac{Total\ Cost}{Total\ Cost\ No\ Hybrid} + Weight_{RES} \cdot (1 - RES_{penetration}) \quad (9.13)$$

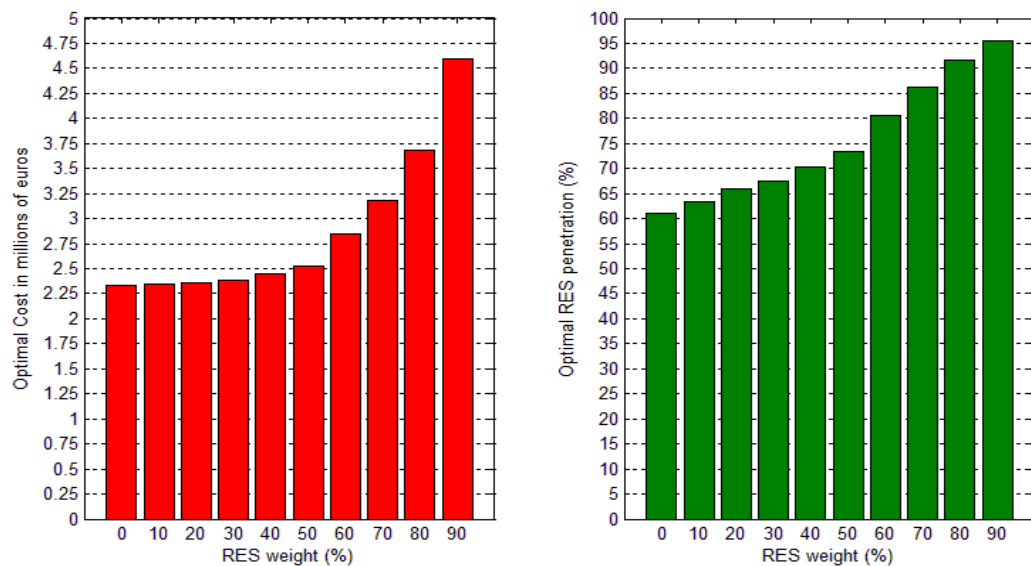
, όπου: $Weight_{cost}$ είναι ο συντελεστής βαρύτητας του ολικού κόστους

$Weight_{RES}$ είναι ο συντελεστής βαρύτητας της διείσδυσης ΑΠΕ

Οι συντελεστές βαρύτητας πρέπει να έχουν άθροισμα μονάδα και κυμαίνονται στο εύρος [0,1], ώστε η αύξηση του $Weight_{cost}$ να συνεπάγεται μείωση του $Weight_{RES}$ και αντίστροφα. Σχετικά με τις παραμέτρους του ΓΑ η μόνη διαφορά είναι ότι εδώ το εύρος του αρχικού πληθυσμού δεν περιορίζεται, αλλά είναι το ίδιο με το πεδίο ορισμού του διανύσματος βελτιστοποίησης. Πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις για διάφορες τιμές συντελεστών βαρύτητας και ο βέλτιστος συνδυασμός σε κάθε περίπτωση παρουσιάζεται στο Σχ. 9.11. Βαρύτητα $Weight_{RES}=0$ σημαίνει βελτιστοποίηση με αποκλειστικό κριτήριο το κόστος, ενώ βαρύτητα $Weight_{RES}=1$ σημαίνει αδιαφορία ως προς το κόστος και μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ.



Σχ. 9.11 Οι βέλτιστες διαστασιολογήσεις του υβριδικού σταθμού για διάφορους συντελεστές βαρύτητας του βαθμού διείσδυσης ΑΠΕ.



Σχ. 9.12 Το προκύπτον ολικό κόστος παραγωγής και η προκύπτουσα διείσδυση ΑΠΕ για κάθε συντελεστή βαρύτητας της διείσδυσης ΑΠΕ.

Από τα διαγράμματα αυτά εξάγονται τα ακόλουθα συμπεράσματα:

1. Οι βέλτιστες διαστασιολογήσεις για συντελεστή βαρύτητας μέχρι και 70% δεν περιλαμβάνουν καθόλου ισχύ Φ/Β. Αντίθετα, εάν η διείσδυση ΑΠΕ αποτελεί υψηλή προτεραιότητα του σχεδιαστή, η εγκατάσταση Φ/Β ισχύος 100 kW περίπου δίνει το μέγιστο οικονομικό όφελος.

2. Για μικρές τιμές του συντελεστή βαρύτητας (μέχρι και 50%) που εξασφαλίζουν διείσδυση ΑΠΕ από 60% έως 74% περίπου ο βέλτιστος συνδυασμός περιλαμβάνει συσσωρευτές χωρητικότητας μικρότερης των 1000 kWh. Η περεταίρω αύξηση του συντελεστή βαρύτητας δίνει σημαντικά μεγαλύτερα μεγέθη χωρητικότητας και αντίστοιχα υψηλότερες διεισδύσεις.
3. Για συντελεστές βαρύτητας έως και 60% τα βέλτιστα μεγέθη του αντιστροφέα είναι κάτω από 300 kVA, ενώ για μεγαλύτερους συντελεστές η εγκατάσταση περισσότερης ισχύος ΑΠΕ επιβάλλει την αύξηση του μεγέθους του αντιστροφέα ώστε να μην απορρίπτεται σημαντικό μέρος της περίσσεια ισχύος ΑΠΕ.
4. Είναι φανερό ότι υπάρχουν συνδυασμοί διαστασιολογήσεων που εξασφαλίζουν ολικό κόστος παραγωγής μικρότερο από αυτό χωρίς την παρουσία υβριδικού σταθμού και που εγγυώνται βαθμούς διείσδυσης ΑΠΕ άνω του 85%.

9.5.2.5 Βελτιστοποίηση Στρατηγικής Λειτουργίας

Κατά την ταυτόχρονη λειτουργία των συσσωρευτών και των συμβατικών μονάδων στο δεύτερο σενάριο ανακύπτει το ζήτημα της προτεραιότητας με την οποία οι μονάδες αυτές αναλαμβάνουν φορτίο. Στο βασικό σενάριο που λήφθηκε υπόψη στις προσομοιώσεις που παρουσιάστηκαν στο Κεφ. 7 θεωρήθηκε ότι μετά την ένταξη των μονάδων ΑΠΕ και τη φόρτιση των συμβατικών μονάδων στα Τ.Ε., προτεραιότητα έχει η περεταίρω αύξηση της ισχύος εξόδου τους και κατόπιν, εάν αυτό απαιτηθεί, η εκφόρτιση των μπαταριών. Στο σημείο αυτό θα γίνει μία λεπτομερέστερη διερεύνηση του τρόπου με τον οποίο επηρεάζει η προτεραιότητα την οικονομικότητα του συστήματος.

Σύμφωνα με την αναφορά [88] το μέσο κόστος παροχής ισχύος P (σε kW) για διάστημα μίας ώρας από τους συσσωρευτές δίνεται από την εξίσωση:

$$C_{battery} = \frac{1.02 \cdot CC_{battery} \cdot P}{Q_{battery} \cdot N_{cycles_eq} \cdot n_{inv} \cdot \sqrt{n_{bat,rt}}} = \frac{1.02 \cdot Q_{battery} \cdot QC_{€/kWh} \cdot P}{Q_{battery} \cdot N_{cycles_eq} \cdot n_{inv} \cdot \sqrt{n_{bat,rt}}} = \frac{1.02 \cdot QC_{€/kWh} \cdot P}{N_{cycles_eq} \cdot n_{inv} \cdot \sqrt{n_{bat,rt}}} \quad (9.14)$$

, όπου:	$CC_{battery}$	είναι το κόστος κτήσης των συσσωρευτών,
	N_{cycles_eq}	είναι μία εκτίμηση του πλήθους των ισοδυνάμων πλήρων κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης στη διάρκεια ζωής των μπαταριών,
	$n_{bat,rt}$	είναι η τιμή του roundtrip efficiency των συσσωρευτών
	n_{inv}	είναι ο συντελεστής απόδοσης του αντιστροφέα στην εκφόρτιση
	1.02	συντελεστής με τον οποίο συμπεριλαμβάνεται και το κόστος O&M

Με βάση στοιχεία από το HOMER για τους συσσωρευτές Hoppecke 24 OPzS 3000, προκύπτει η τιμή $n_{bat,rt}=0.86$, ενώ κάθε unit ονομαστικής χωρητικότητας 6 kWh μπορεί να αποδώσει ενέργεια $Lifetime_throughput=10196$ kWh στη διάρκεια ζωής του. Επομένως, ο αριθμός των ισοδυνάμων κύκλων φόρτισης εκφόρτισης εκτιμάται σε 1700 με βάση τη σχέση:

$$N_{cycles_eq} = \frac{Lifetime_throughput}{Q_{battery}} \quad (9.15)$$

Σχετικά με το μέσο κόστος παροχής ισχύος P (σε kW) για διάστημα μίας ώρας από τις συμβατικές μονάδες πρέπει να συνυπολογιστούν το κόστος καυσίμου, το κόστος για δικαιώματα εκπομπών και το κόστος O&M. Θεωρούμε ότι οι συμβατικές μονάδες έχουν ήδη

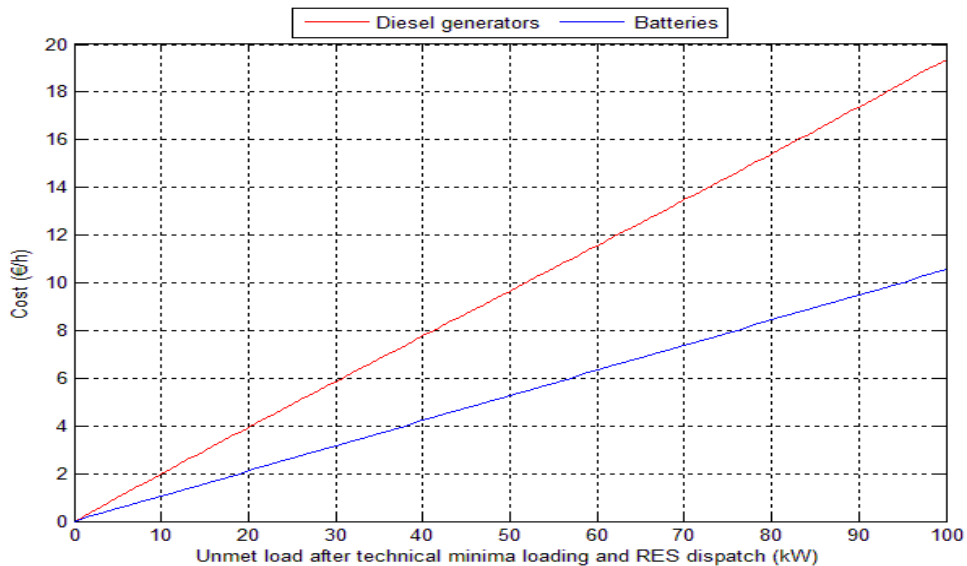
φορτιστεί στα Τ.Ε. τους και ότι P είναι η επιπλέον ισχύς που ζητείται από αυτές. Εδώ πρέπει να σημειωθεί ότι στη διαδικασία βελτιστοποίησης έγινε η παραδοχή ότι και οι πέντε μονάδες του ΤΣΠ έχουν την ίδια συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου, έστω SFC .

$$C_{generator} = OMC_{generator} \cdot P + SFC \cdot P \cdot \left(fuel_cost_{2010} + \frac{EF}{d_{diesel}} \cdot emissions_cost_{2010} \right) \quad (9.16)$$

Στην εξ. 9.16 χρησιμοποιήθηκε ως ειδική κατανάλωση καυσίμου αυτή της μονάδας 220 kW, οπότε η SFC για αποδιδόμενη ισχύ P δίνεται από την εξ. 9.17. Στην εξίσωση αυτή θεωρούμε ότι η συμβατική μονάδα είναι ήδη φορτισμένη στο Τ.Ε. της και φορτίζεται περαιτέρω κατά ισχύ P kW.

$$SFC = 0.1032 \cdot \left(\frac{P_{min} + P}{P_{nom}} \right)^2 - 0.1706 \cdot \left(\frac{P_{min} + P}{P_{nom}} \right) + 0.3102 \quad (9.17)$$

Με βάση τις παραδοχές του Πιν. 9-1 και τις εξ. 9.14 και 9.17 προκύπτουν οι γραφικές παραστάσεις του Σχ. 9.13, από τις οποίες φαίνεται ότι είναι πάντοτε οικονομικότερο να παρέχεται η επιπλέον ισχύς για την κάλυψη του φορτίου από τους συσσωρευτές παρά με περεταίρω φόρτιση των νηζελογεννητριών. Αυτό έρχεται σε αντίθεση με τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων σύμφωνα με τα οποία η προτεραιότητα στις συμβατικές μονάδες εξασφαλίζει τόσο λιγότερες εκκινήσεις όσο λιγότερη συνολική κατανάλωση καυσίμου. Αυτό που δε λαμβάνει υπόψη το Σχ. 9.13 είναι η τιμή του SOC των συσσωρευτών τη στιγμή της εκφόρτισης. Πιο συγκεκριμένα, εάν το SOC των μπαταριών είναι κοντά στο 50% υπάρχει περίπτωση η εκφόρτιση να οδηγήσει σε τελική τιμή κατάστασης φόρτισης που να μην επιτρέπει τη λειτουργία με βάση το δεύτερο σενάριο κατά την επόμενη ώρα. Ενδεχόμενη μελλοντική λειτουργία με βάση το τρίτο σενάριο θα επιφέρει τελικά μεγαλύτερη κατανάλωση καυσίμου καθώς σε αυτό το σενάριο η διείσδυση ΑΠΕ περιορίζεται επιπλέον και από το δυναμικό περιορισμό. Η παρατήρηση αυτή επιβεβαιώθηκε πραγματοποιώντας βελτιστοποίηση ως προς την προτεραιότητα στην κάλυψη του φορτίου.



Σχ. 9.13 Σύγκριση του κόστους των συσσωρευτών και των Η/Ζ για την εξυπηρέτηση του φορτίου μετά τη φόρτιση των Η/Ζ στα Τ.Ε.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΕΙΣ

10.1 Σύνοψη και Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετήθηκε το ζήτημα της αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, γεγονός που θα συμβάλει προς την κατεύθυνση της δημιουργίας «πράσινων νησιών». Είναι γνωστό ότι η εγκατάσταση απλά και μόνο μονάδων ΑΠΕ στα νησιά δεν αποδεικνύεται ιδιαίτερα αποτελεσματική λόγω των περιορισμών διείσδυσης που οφείλονται αφενός στο στοχαστικό χαρακτήρα των ΑΠΕ και αφετέρου στους περιορισμούς που εισάγουν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής. Η λύση που έχει προταθεί για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος είναι η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας για την εξομάλυνση της ζήτησης και την επέκταση της ικανότητας έγχυσης ισχύος ΑΠΕ στο δίκτυο.

Στα πλαίσια της εργασίας διαμορφώθηκε σε περιβάλλον MATLAB κατάλληλο λογιστικό μοντέλο προσομοίωσης υβριδικών συστημάτων ΑΠΕ και διατάξεων αποθήκευσης που επικεντρώνεται στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος χωρίς να λαμβάνει υπόψη τα μεταβατικά και δυναμικά φαινόμενα (steady-state προσέγγιση). Οι διατάξεις αποθήκευσης που ενσωματώθηκαν στον αλγόριθμο προσομοίωσης περιλαμβάνουν συσσωρευτές συμβατικής τεχνολογίας μολύβδου-οξέως και σύστημα υδρογόνου αποτελούμενο από μονάδες ηλεκτρόλυσης, δεξαμενές και μηχανές εσωτερικής καύσης υδρογόνου. Η μοντελοποίηση όλων των συνιστωσών έγινε με τη χρήση κατάλληλων μαθηματικών μοντέλων που έχουν προταθεί στη διεθνή βιβλιογραφία. Το μοντέλο δοκιμάστηκε στο νησιωτικό σύστημα του Αγ. Ευστρατίου που αποτελεί ένα από τα πολυάριθμα νησιά μικρής κλίμακας ισχύος του Ελληνικού χώρου.

Προκειμένου να μειωθεί ο απαιτούμενος αριθμός των παραμέτρων του μαθηματικού μοντέλου συσσωρευτών KiBaM, αναπτύχθηκε μία παραλλαγή του η οποία και προτείνεται για αντίστοιχες steady-state ενεργειακές προσομοιώσεις. Στην παραλλαγή αυτή δε χρησιμοποιείται το μοντέλο τάση, ενώ οι υπολογισμοί του μοντέλου χωρητικότητας εμπλέκουν τα μεγέθη της ισχύος και της ενέργειας και όχι αυτά του ρεύματος και του φορτίου. Η παραλλαγή αυτή είναι κατάλληλη καθώς δίνει τη δυνατότητα υπολογισμού των ποσοτήτων ενέργειας που διακινείται μεταξύ των συσσωρευτών και του δικτύου χωρίς να λαμβάνει υπόψη τη μεταβολή της τερματικής τάσης.

Ιδιαίτερη έμφαση δόθηκε στην εξέταση εναλλακτικών στρατηγικών διαχείρισης του συστήματος οι οποίες αξιολογήθηκαν με βάση τη συμβολή τους στη διείσδυση ΑΠΕ και την εύρυθμη λειτουργία. Σε παρόμοιες εργασίες στη βιβλιογραφία όπου θεωρούνται ταυτόχρονα ως αποθηκευτικά μέσα συσσωρευτές και σύστημα υδρογόνου, το δεύτερο αποτελεί την

πρωτογενή αποθήκευση ενώ οι συσσωρευτές αναλαμβάνουν την αντιμετώπιση των short-term μεταβολών ή χρησιμοποιούνται για power bridging. Στην προσέγγιση που παρουσιάζεται εδώ οι συσσωρευτές αποτελούν την πρωτεύουσα αποθήκευση λόγω υψηλότερου βαθμού απόδοσης, ενώ το σύστημα υδρογόνου χρησιμοποιείται για την αξιοποίηση του μέρους της περίσσειας ισχύος ΑΠΕ που δεν δύναται να αποθηκευτεί στις μπαταρίες.

Η στρατηγική διαχείρισης περιγράφεται με τη βοήθεια σεναρίων λειτουργίας (modes of operation) και επιδιώκει την όσο το δυνατόν μεγαλύτερη υποκατάσταση της συμβατικής παραγωγής. Προς την κατεύθυνση αυτή έγινε σύγκριση της προκαθορισμένης σειράς ένταξης συμβατικών μονάδων με κριτήριο την οικονομικότητα, η οποία κατά κανόνα εφαρμόζεται στα νησιωτικά συστήματα, με μία δυναμική σειρά η οποία εγγυάται την ένταξη μονάδων χαμηλού τεχνικού ελαχίστου. Οι προσομοιώσεις έδειξαν ότι η δυναμική σειρά ένταξης σε μεγάλες διαστασιολογήσεις συσσωρευτών πλεονεκτεί σε μεγέθη εκκινήσεων συμβατικών μονάδων, ενώ σε μικρές διαστασιολογήσεις πλεονεκτεί σημαντικά σε διείσδυση ΑΠΕ. Επιπλέον, προκύπτει το συμπέρασμα ότι οι ΤΣΠ των νησιών είναι σκόπιμο να διαθέτουν εκτός από μονάδες μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος και μονάδες μικρότερης ισχύος ή χαμηλών τεχνικών ελαχίστων, ώστε να μην περιορίζεται η ισχύς των ΑΠΕ. Συνεπώς, η αναβάθμιση των ΤΣΠ και η χρήση αυτοματισμών μπορεί να συμβάλει στην αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ.

Οι προσομοιώσεις έδειξαν ότι κατά την ταυτόχρονη λειτουργία μονάδων ΑΠΕ, συσσωρευτών και H/Z, μετά τη φόρτιση των H/Z στα τεχνικά ελάχιστα και την ένταξη των μονάδων ΑΠΕ είναι προτιμητέα η περαιτέρω αύξηση της φόρτισης των H/Z έναντι της εκφόρτισης των συσσωρευτών. Η στρατηγική αυτή, που εφαρμόστηκε τελικά στον αλγόριθμο προσομοίωσης, πλεονεκτεί καθώς δίνει μικρότερο αριθμό εκκινήσεων-στάσεων των H/Z στο έτος, μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ, μικρότερη κατανάλωση καυσίμου και περισσότερες ώρες λειτουργίας με σβηστές τις συμβατικές μονάδες. Προκύπτει λοιπόν το χρήσιμο συμπέρασμα ότι αυξάνοντας τη φόρτιση των συμβατικών μονάδων προσωρινά επιτυγχάνεται ταχύτερη σβέση τους και συνολικά μικρότερη κατανάλωση καυσίμου.

Σημαντικό ρόλο στην σωστή λειτουργία του συστήματος διαδραματίζει η βραχυχρόνια πρόβλεψη της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ σε ορίζοντα 1-2 ωρών ώστε να εξασφαλίζεται η αξιοπιστία της τροφοδότησης και η εύρυθμη λειτουργία. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιείται η απλή μέθοδος persistence η οποία δίνει αποδεκτά αποτελέσματα για τους χρονικούς ορίζοντες που εξετάζονται. Η απόφαση του σεναρίου λειτουργίας που θα τεθεί σε εφαρμογή κατά το επόμενο διάστημα κατανομής λαμβάνεται έπειτα από τη διενέργεια ένθετης προσομοίωσης για το επόμενο διάστημα χρησιμοποιώντας persistence. Επιπρόσθετα, ενσωματώθηκε και παρόμοιος έλεγχος για μεγαλύτερο ορίζοντα των δύο ωρών και οι προσομοιώσεις έδειξαν ότι έτσι το σύστημα λειτουργεί αποτελεσματικότερα και περιορίζονται οι συνεχείς εντάξεις και απεντάξεις συμβατικών μονάδων.

Σε δεύτερη φάση αναπτύχθηκε μοντέλο διαστασιολόγησης υβριδικών σταθμών μέσω στατιστικής ανάλυσης των χρονοσειρών φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ του συστήματος. Εισάγεται η έννοια των ενεργειακών αποκλίσεων και χρησιμοποιείται για μία πρώτη εκτίμηση του μεγέθους της χωρητικότητας των συστημάτων αποθήκευσης και της ικανότητας του κεντρικού μετατροπέα ώστε να επιτυγχάνεται ο επιθυμητός βαθμός αυτονομίας. Στην προσέγγιση αυτή τα μεγέθη των μονάδων ΑΠΕ θεωρούνται δεδομένα και η διαστασιολόγηση γίνεται με κριτήρια διείσδυσης ΑΠΕ, χωρίς οικονομικούς περιορισμούς.

Στη συνέχεια, εξετάστηκε λεπτομερέστερα το ζήτημα της βέλτιστης διαστασιολόγησης των υβριδικών σταθμών. Διαμορφώθηκε αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση η οποία υπολογίζει το ολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα σε όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Το γεγονός ότι ο ακριβής προσδιορισμός της αντικειμενικής συνάρτησης είναι δυνατός μόνο έπειτα από εικοσαετή προσομοίωση καθιστά ακατάλληλες

τις κλασικές μεθόδους βελτιστοποίησης. Για το λόγο αυτό εφαρμόστηκε η ευριστική μέθοδος των Γενετικών Αλγορίθμων χρησιμοποιώντας το “Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox» της MATLAB. Πραγματοποιήθηκαν συγκριτικές βελτιστοποιήσεις υπό διαφορετικές παραμέτρους του Γενετικού Αλγόριθμου που παρέχονται από το Toolbox και επιλέχθηκε ο καταλληλότερος συνδυασμός για το συγκεκριμένο πρόβλημα. Η διαδικασία βελτιστοποίησης έδειξε ότι ο Γενετικός Αλγόριθμος εντοπίζει το ολικό βέλτιστο χωρίς να εγκλωβίζεται σε τοπικά ελάχιστα με την προϋπόθεση να διατηρείται υψηλός βαθμός ποικιλομορφίας στον πληθυσμό. Το αρνητικό της μεθόδου είναι η μεγάλη χρονική διάρκεια της βελτιστοποίησης.

Τέλος, προκειμένου να ενσωματωθεί και η διείσδυση ΑΠΕ στη βελτιστοποίηση διαμορφώθηκε μία δεύτερη αντικειμενική συνάρτηση που περιλαμβάνει τόσο το κόστος παραγωγής όσο και τη διείσδυση με βαθμούς βαρύτητας. Η διαδικασία βελτιστοποίησης επαναλήφθηκε για διαφορετικές τιμές βάρους και σύμφωνα με τα αποτελέσματα είναι δυνατή η επίτευξη βαθμού διείσδυσης ΑΠΕ άνω του 85%, με συγκρότηση υβριδικού σταθμού που εγγυάται ολικό κόστος παραγωγής μικρότερο από την περίπτωση χωρίς την παρουσία του.

10.2 Μελλοντικές Κατευθύνσεις

Με βάση τα αποτελέσματα και τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την παρούσα εργασία, πιστεύουμε ότι προκύπτει ένας σημαντικός αριθμός πιθανών κατευθύνσεων για μελλοντική έρευνα. Αρχικά, θα παρουσίαζε ενδιαφέρον η ενσωμάτωση πιο εκλεπτυσμένων τεχνικών πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ καθώς και η σύγκριση τους με την μέθοδο persistence. Η χρήση τέτοιων τεχνικών, όπως για παράδειγμα τα νευρωνικά δίκτυα, θα μπορούσε να δώσει τη δυνατότητα αξιόπιστων προβλέψεων για μεγαλύτερους χρονικούς ορίζοντες εξασφαλίζοντας έτσι πιο αρμονική λειτουργία του συστήματος.

Επιπρόσθετα, στην παρούσα προσέγγιση χρησιμοποιείται η μέθοδος «Rainflow cycle counting method» του μοντέλου KiBaM, που δε λαμβάνει υπόψη της το μέσο βάθος εκφόρτισης σε κάθε κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης. Έχει προταθεί μία βελτίωση της μεθόδου από τους ίδιους τους δημιουργούς του μοντέλου (Manwell et al - 2005) που λαμβάνει υπόψη της και το μέσο βάθος εκφόρτισης, η οποία όμως δεν ενσωματώθηκε στο μοντέλο προσομοίωσης καθώς δεν κατέστη δυνατός ο προσδιορισμός της τιμής μίας παραμέτρου. Η ενσωμάτωση της τροποποιημένης μεθόδου θα μπορούσε να επιτρέψει τη διενέργεια βελτιστοποιήσεων και ως προς το μέγιστο επιτρεπόμενο βάθος εκφόρτισης.

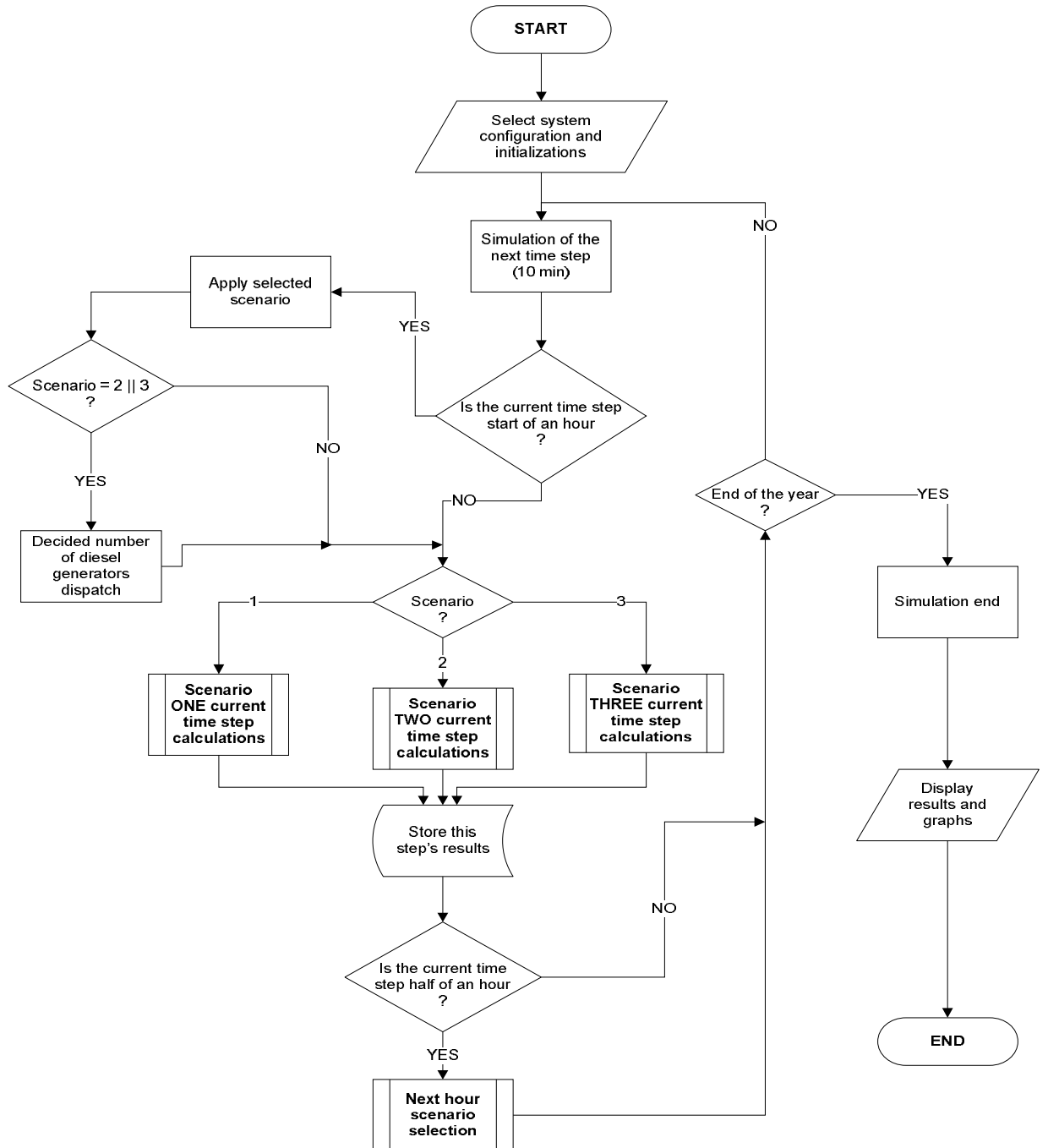
Στην παρούσα εργασία η βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης πραγματοποιείται μόνο για τη συγκρότηση του συστήματος χωρίς τη διάταξη υδρογόνου. Ενδιαφέρον, φυσικά, παρουσιάζει και ανάλογη εργασία για το πλήρες σύστημα. Μάλιστα, παρουσία του συστήματος υδρογόνου αποκτά μεγαλύτερη σημασία η βελτιστοποίηση της στρατηγικής λειτουργίας του υβριδικού σταθμού. Για παράδειγμα, θα μπορούσε να αναζητηθεί ο βέλτιστος από οικονομική άποψη τρόπος επιμερισμού του φορτίου μεταξύ των συσσωρευτών και των μηχανών καύσης υδρογόνου.

Ακόμα, θα παρουσίαζε ενδεχομένως ενδιαφέρον η ταυτόχρονη βελτιστοποίηση και άλλων παραμέτρων της λειτουργίας του σταθμού, όπως για παράδειγμα το πλήθος των εκκινήσεων-στάσεων των συμβατικών μονάδων. Τέλος, θα είχε αξία η εφαρμογή τεχνικών πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης (multiobjective optimization), έναντι της βελτιστοποίησης με βάρη, και η σύγκριση των αποτελεσμάτων ή ακόμα και η εξέταση εναλλακτικών ευριστικών τεχνικών βελτιστοποίησης.

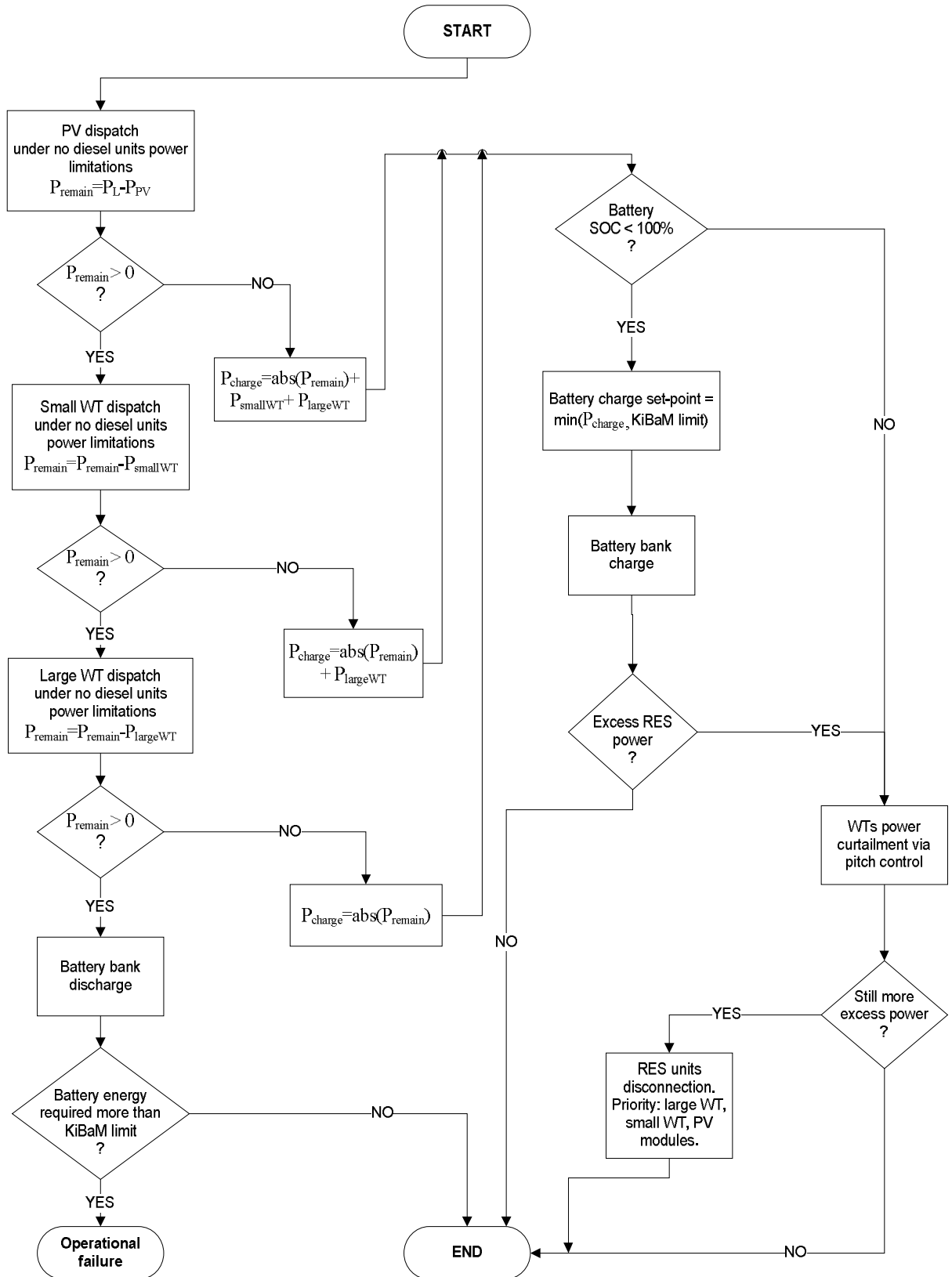
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Εδώ παρουσιάζονται τα διαγράμματα ροής που περιγράφουν εποπτικά τον αλγόριθμο προσομοίωσης που υλοποιήθηκε σε περιβάλλον MATLAB. Στο τέλος δίνεται και το διάγραμμα ροής που απεικονίζει τη διαδικασία βελτιστοποίησης με Γενετικούς Αλγορίθμους.

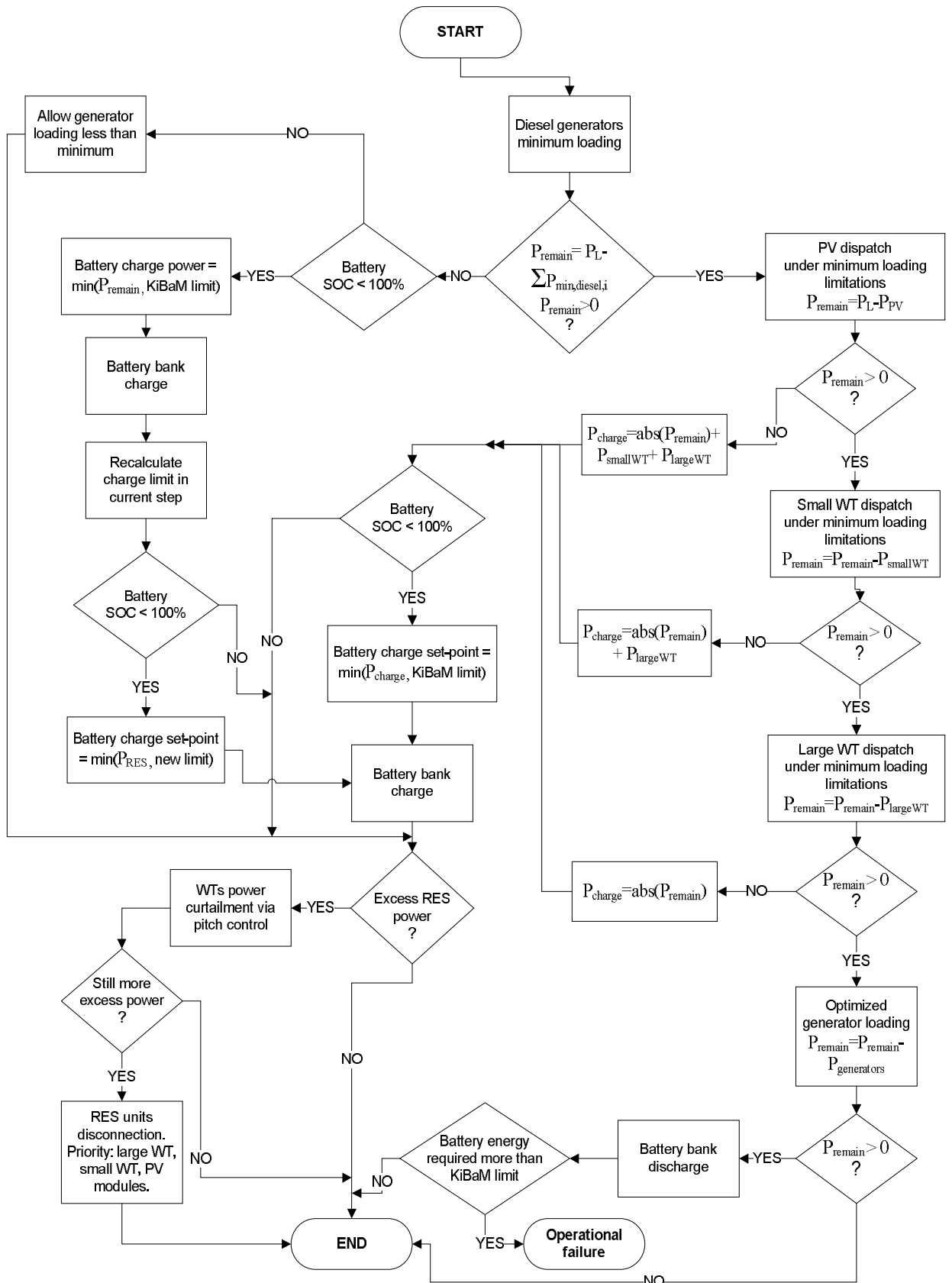
Title: **General simulation outline**



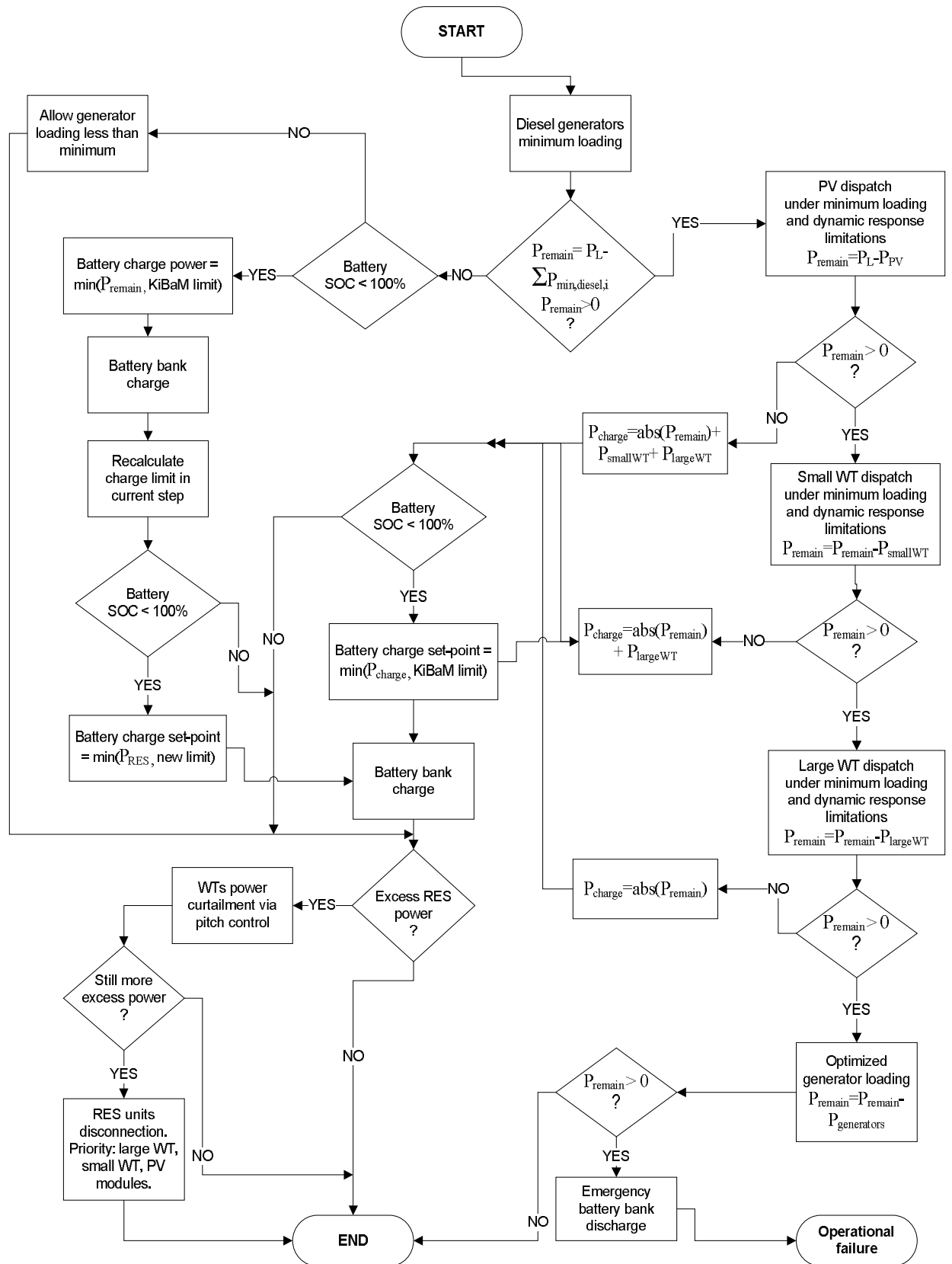
Title: **Scenario ONE** current time step calculations



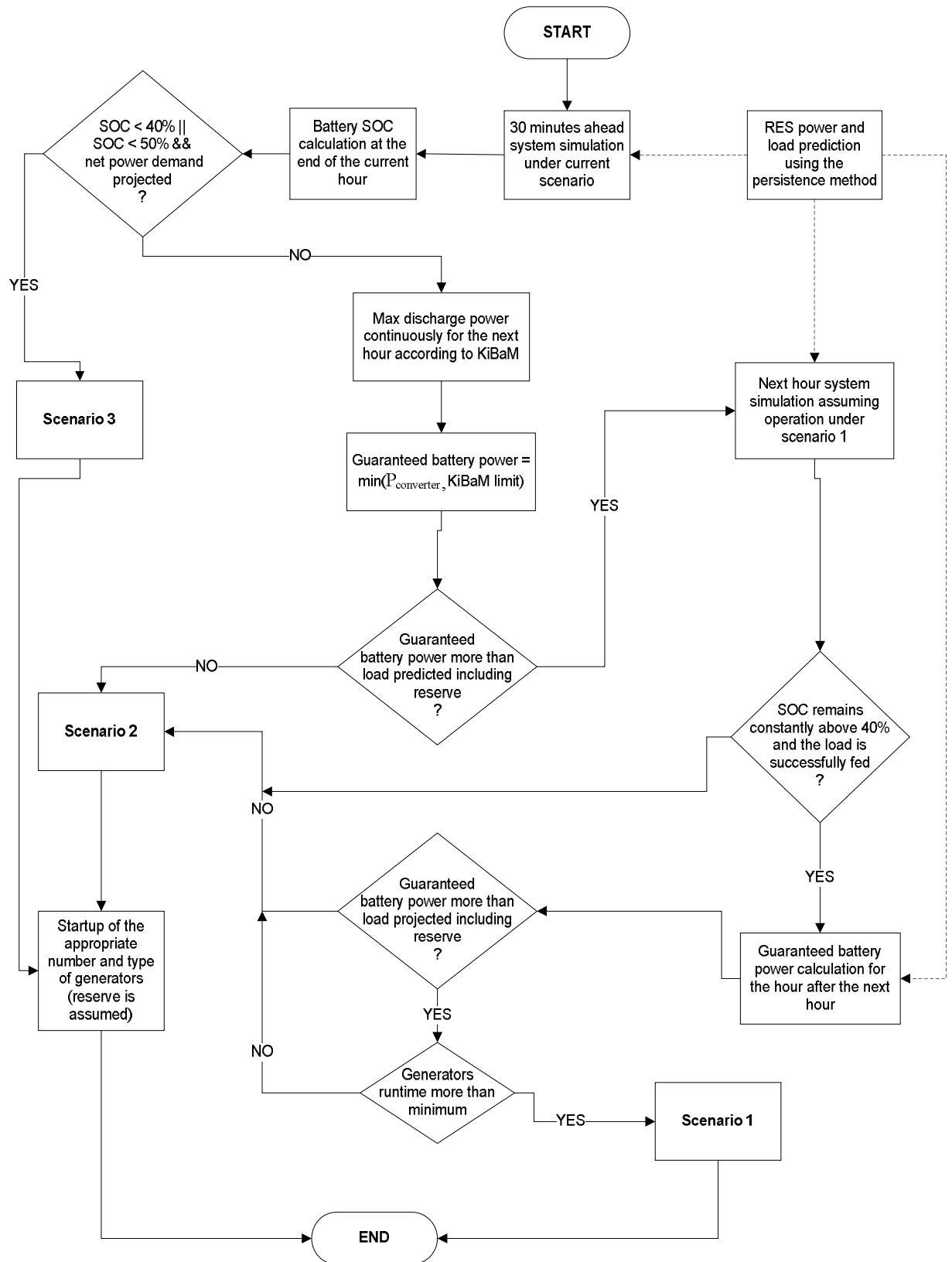
Title: **Scenario TWO** current time step calculations



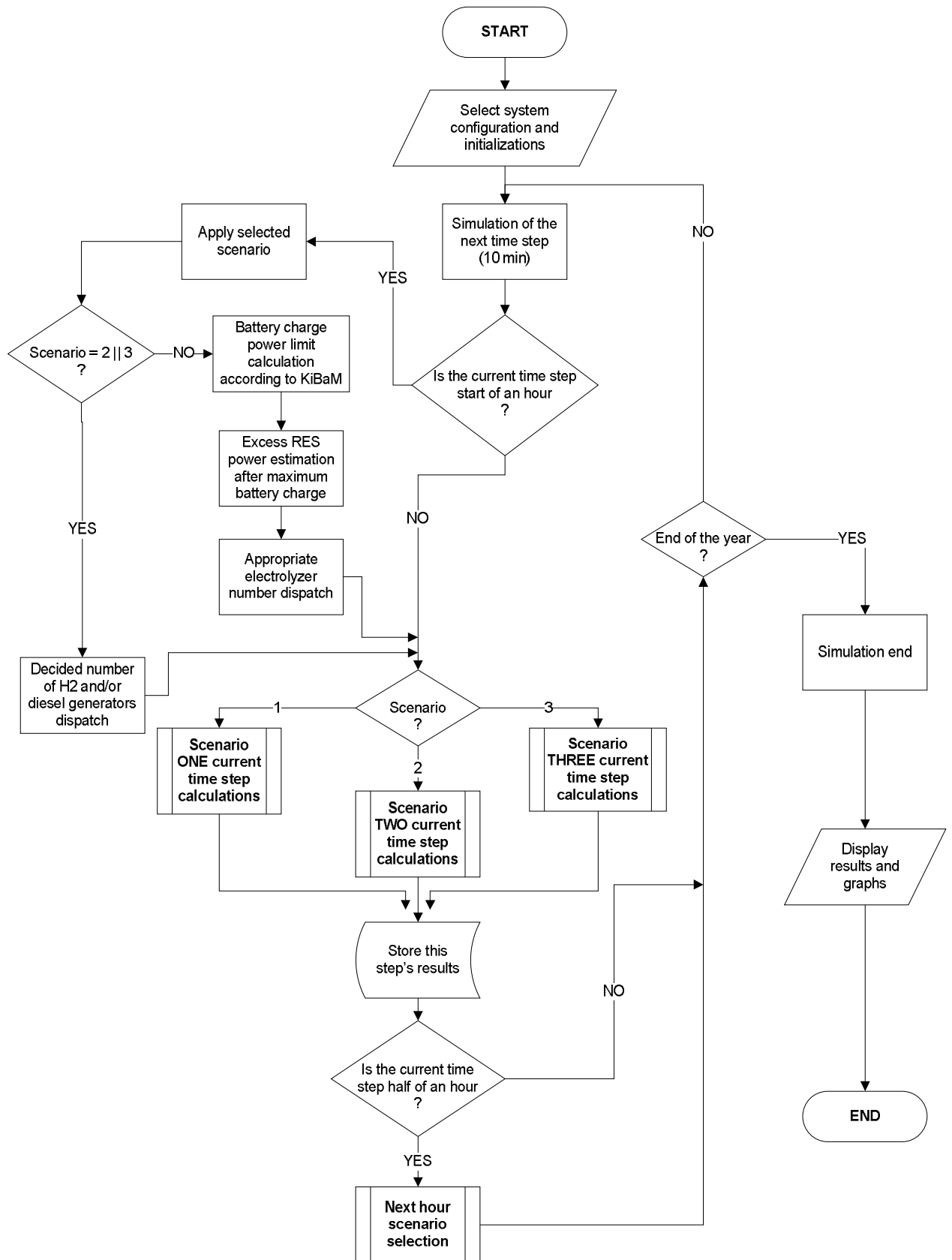
Title: **Scenario THREE** current time step calculations



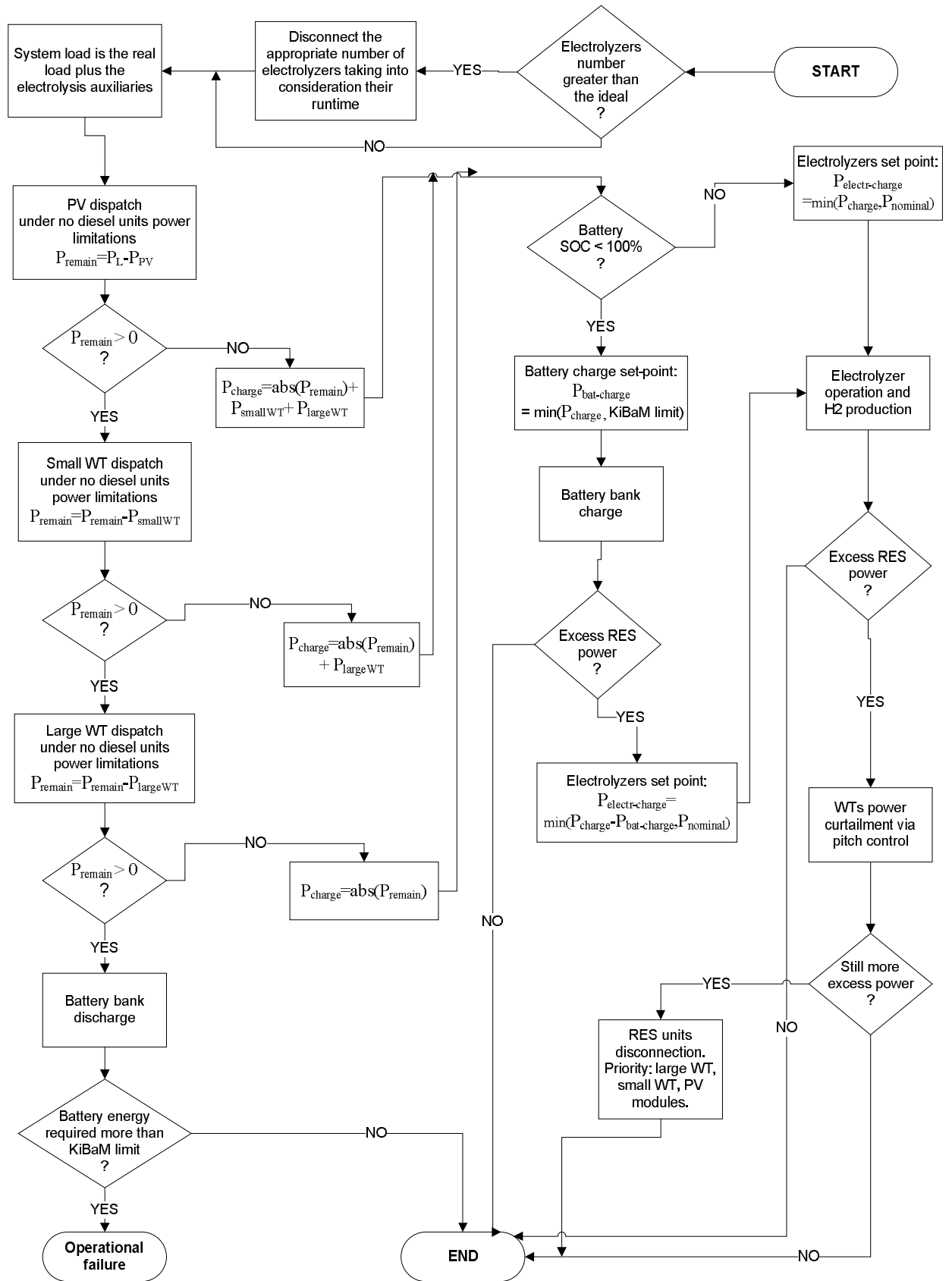
Title: Next hour scenario selection



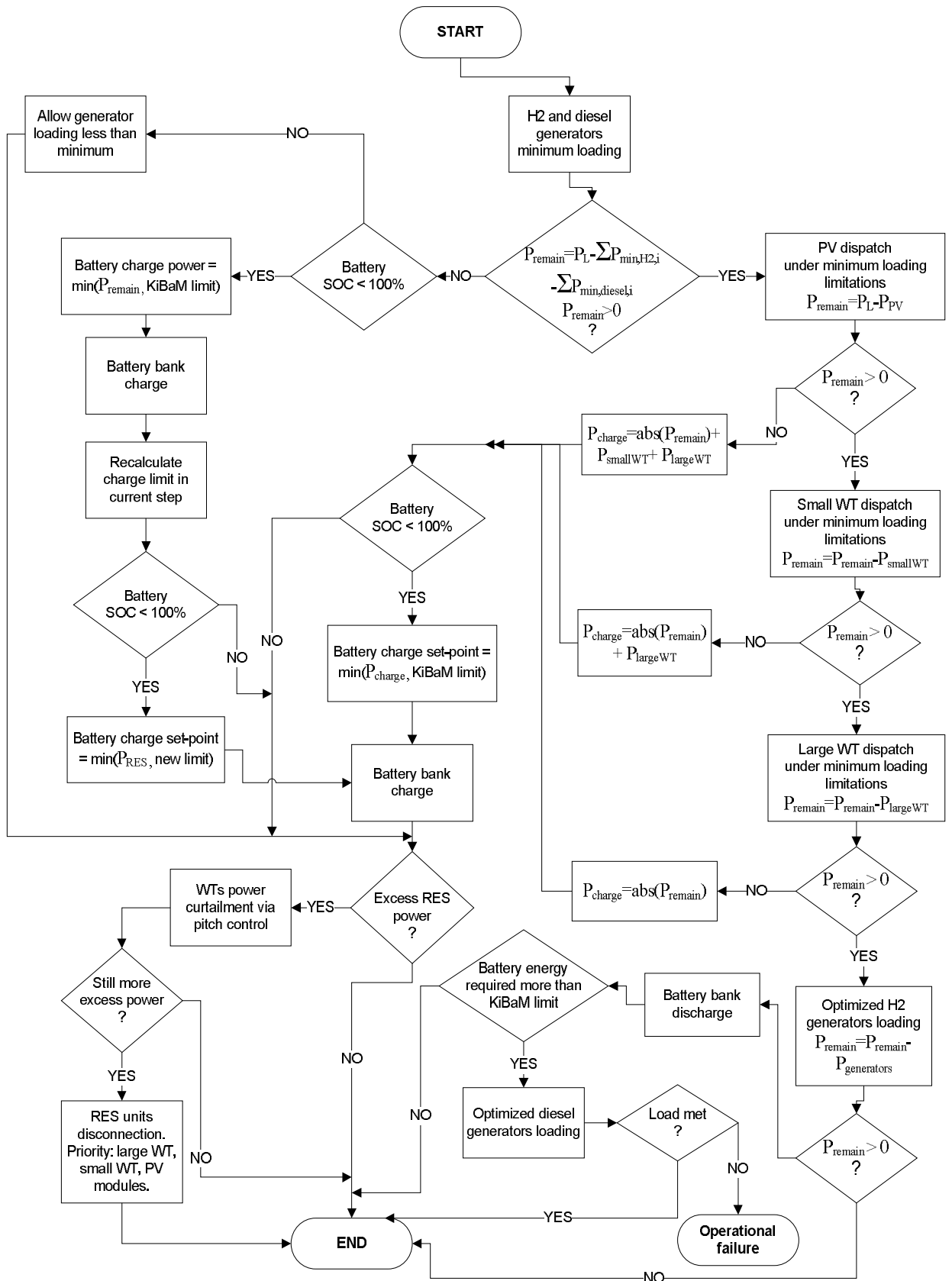
Title: General simulation outline (System with H2)



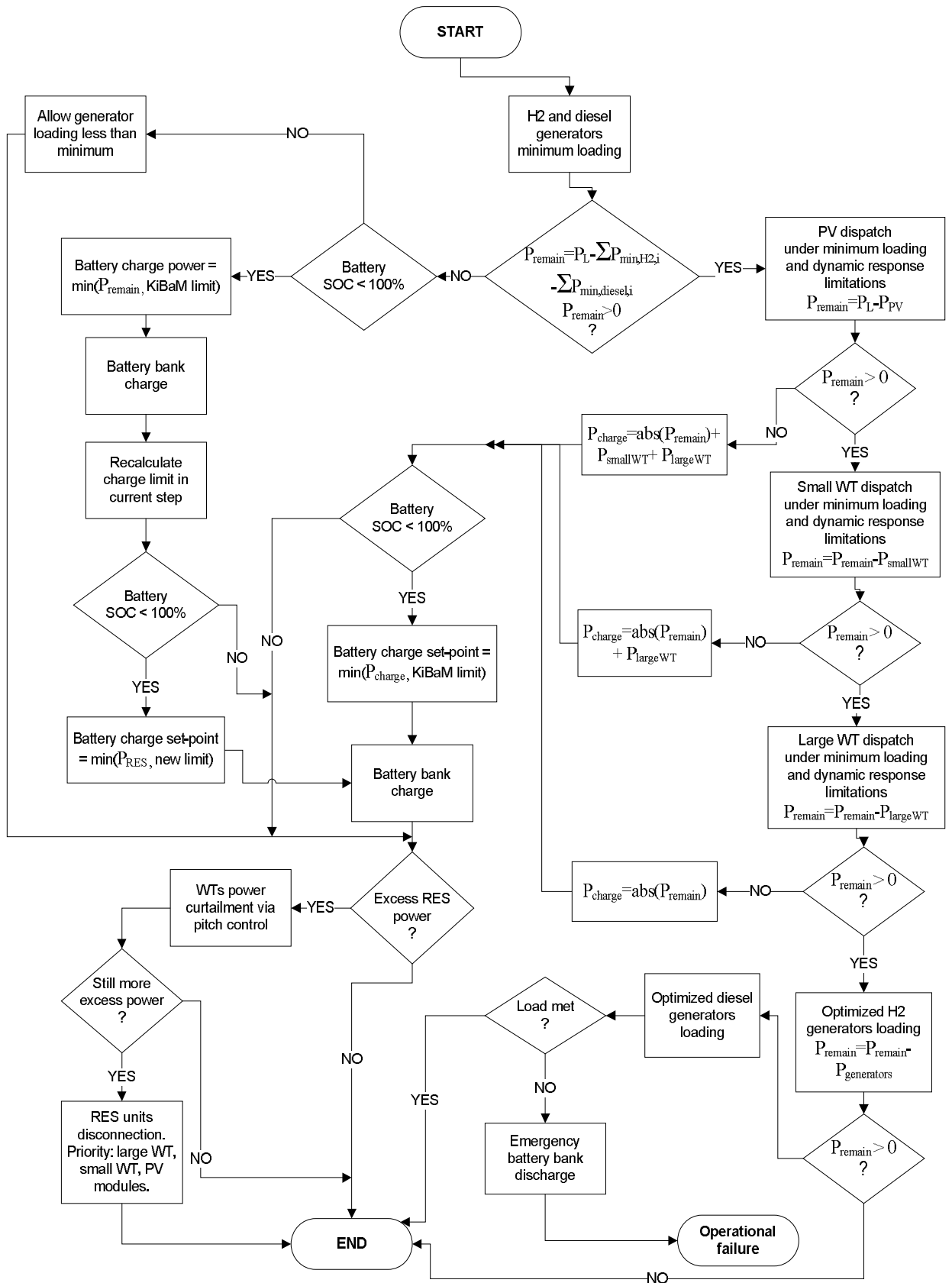
Title: **Scenario ONE current time step calculations (System with H2)**



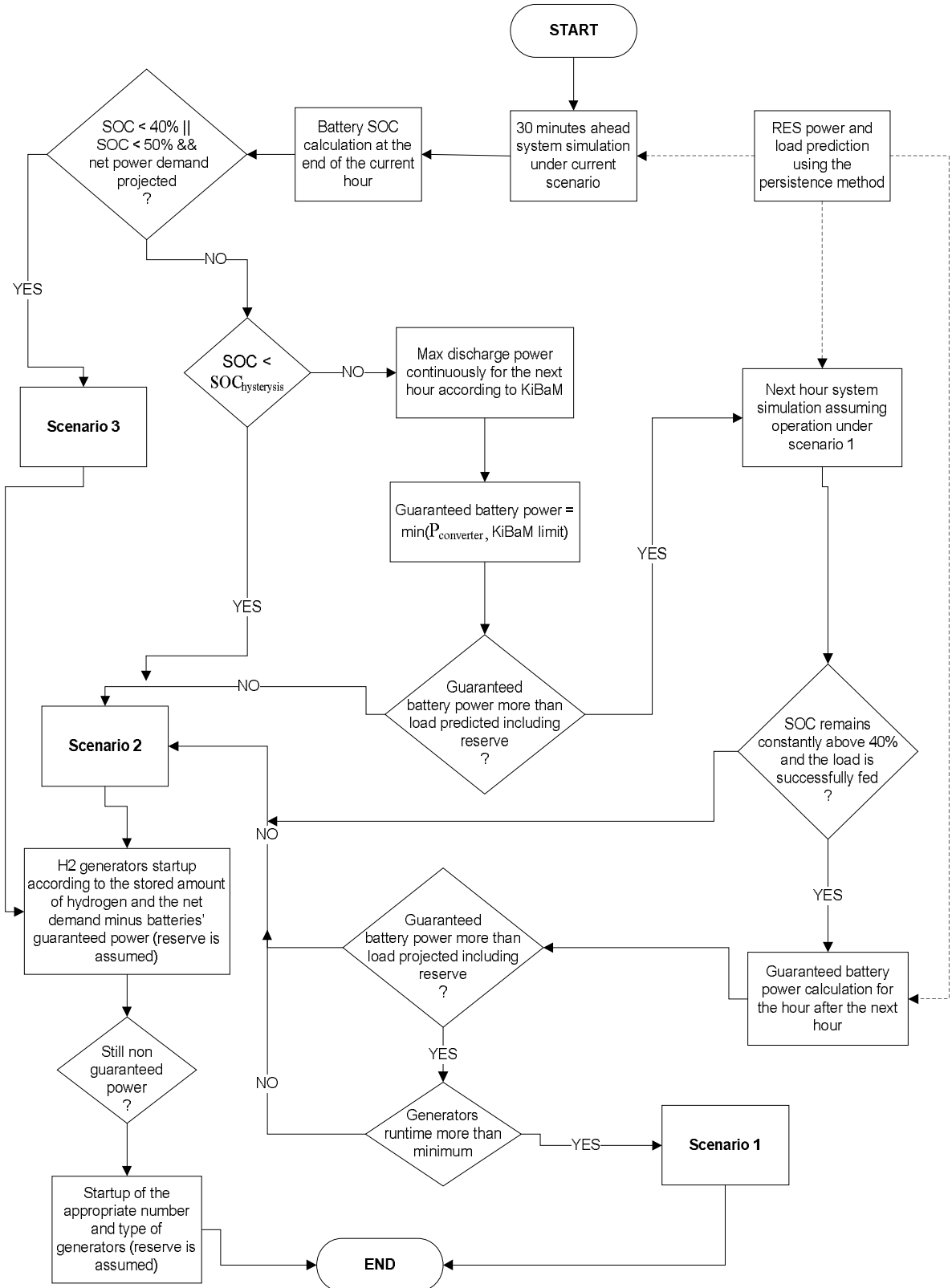
Title: **Scenario TWO current time step calculations (System with H2)**



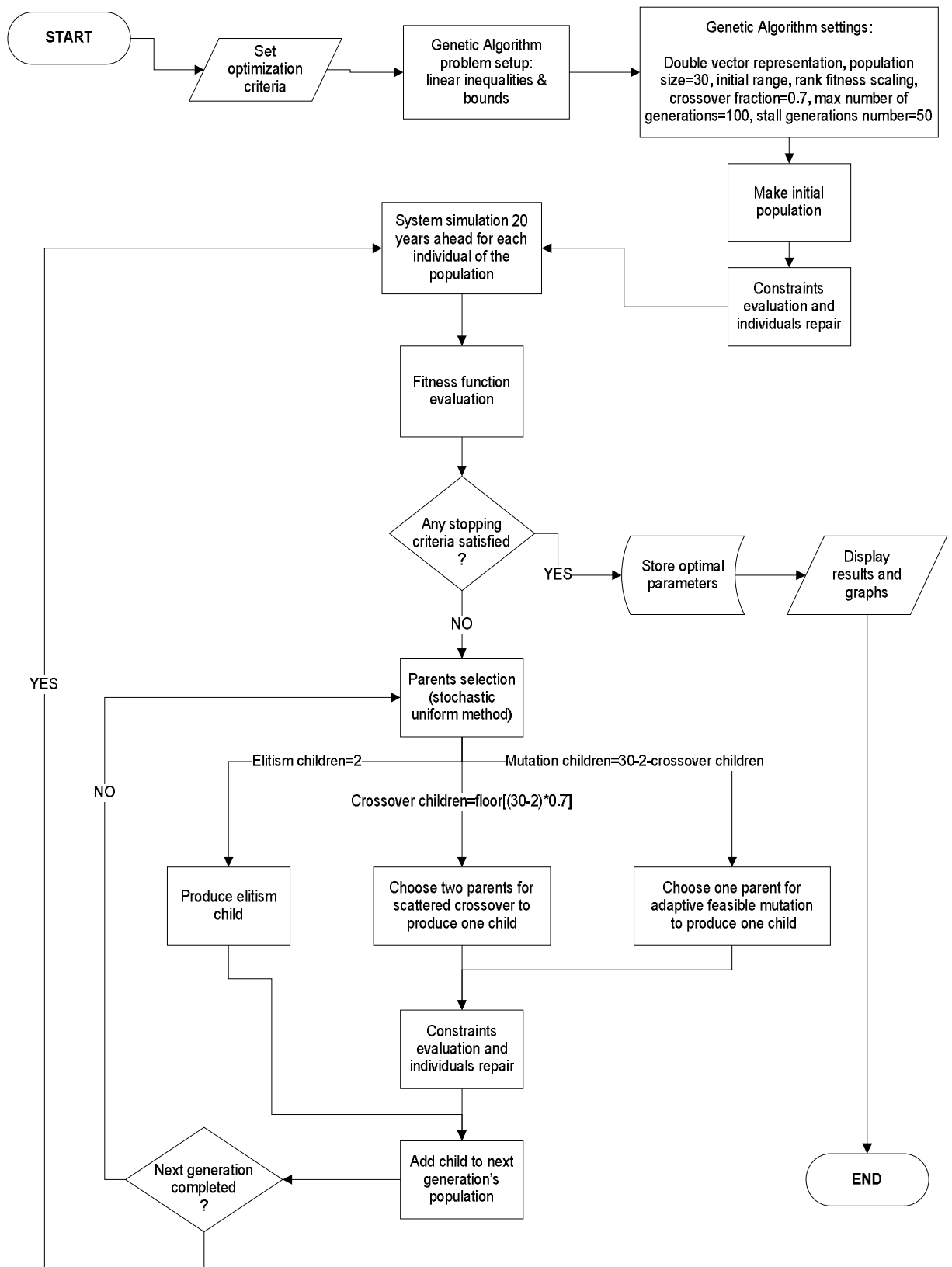
Title: Scenario TRHEE current time step calculations (System with H2)



Title: Next hour scenario selection (System with H2)



Title: The GA optimization process flowchart





ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] J.F. MANWELL, Hybrid energy systems, Encyclopedia of Energy, Vol. 3 (2004): 215-219.
- [2] Νόμος 3468/2006, Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης και λοιπές διατάξεις, Εφημερίς της κυβερνήσεως της Ελληνικής Δημοκρατίας, Τεύχος πρώτο, Αρ. Φύλλου 129, 27 Ιουνίου 2006.
- [3] HAISHENG CHEN et al, Progress in electrical energy storage system: A critical review, Progress in Natural Science, Vol. 19 (2009): 291-312.
- [4] ΚΑΠΕ (2001), Οδηγός τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.
- [5] MARCO SEMADENI, Storage of energy, Overview, Encyclopedia of Energy, Vol. 5 (2004):719-738.
- [6] ΤΑΣΣΙΟΥ ΙΩΑΝΝΑ, Ο ρόλος των αποθηκευτικών διατάξεων σε συστήματα με Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Διπλωματική εργασία, Ε.Μ.Π. (2005), επιβλέπων Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου.
- [7] J.K. KALDELLIS, D. ZAFIRAKIS, K.KAVADIAS, Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 13 (2009): 378-392.
- [8] S.PAPAEFTHIMIOU, E. KARAMANOU, S. PAPATHANASSIOU, M. PAPADOPOULOS, Operating policies for wind-pumped storage hybrid power stations in island grids, IET Renewable Power Generation, Vol. 3, No. 3 (2009): 293-307.
- [9] K. PROTOPAPAS, S. PAPATHANASSIOU, Application of pumped storage to increase wind penetration in isolated island grids. In Proceedings of European wind Energy Conference – EWEC, 2006, Athens, Greece.
- [10] C. BUENO, J.A. CARTA, Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 10, No. 4 (2006): 312-340.
- [11] DIMITRIS AL. KATSAPRAKAKIS et al, Pumped storage systems introduction in isolated power production systems, Renewable Energy, Vol. 33 (2008): 467-490.
- [12] BJORN BOLUND, HANS BERNHOFF, MATS LEIJON, Flywheel energy and power storage systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 11 (2007): 235-258.
- [13] FREMERY JK, Axially stabilized magnetic bearing having a permanently magnetized radial bearing, US patent nr 5,126,610 (1992).
- [14] JOHN R. HULL, Flywheels, Encyclopedia of Energy, Vol. 2 (2004): 695-704.

- [15] ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΣ ΠΑΠΑΣΤΑΜΟΥΛΟΣ, Στρατηγικές διαχείρισης υβριδικού σταθμού με ανεμογεννήτριες και συσσωρευτές σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, Ε.Μ.Π. (2008), επιβλέπων Επίκουρος Καθ. Σ. Παπαθανασίου.
- [16] D. BERNDT, Valve-regulated lead-acid batteries, Journal of Power Sources, Vol. 100 (2001): 29-46.
- [17] K.C. DIVYA, JACOB OSTERGAARD, Battery energy storage technology for power systems – An overview, Electric Power Systems Research, Vol. 79 (2009):511-520.
- [18] http://en.wikipedia.org/wiki/Nickel_cadmium_battery
- [19] <http://www.gpina.com/pdf/NiCd.pdf> (Nickel Cadmium Technical book)
- [20] S. DROUILHET, M. SHIRAZI, Wales, Alaska high-penetration wind-diesel hybrid power system – Theory of operation, Technical Report, National Renewable Energy Laboratory (2002).
- [21] I. BARING-GOULD, M. DABO, Technology, performance, and market report of wind-diesel applications for remote and island communities, In Proceedings of European wind Energy Conference – EWEC, Marseille, France, 2009.
- [22] J. McDowall, Integrating energy storage with wind power in weak electricity grids. Journal of Power Sources. Vol. 64 (2006): 162-959.
- [23] J. McDowall, High power batteries for utilities – the world’s most powerful battery and other developments, In Proceedings of Power Engineering Society General Meeting – IEEE, Denver, USA, 2004: 2034-2037.
- [24] JOHN J.C. KOPERA, Inside the nickel metal hydride battery, Cobasys, 25 June 2004.
- [25] I. HADJIPASCHALIS, A. POULIKKAS, V. EFTHIMIOU, Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 13 (2009): 1513-1522.
- [26] ZHAOYIN WEN et al, Research on sodium sulfur battery for energy storage, Solid State Ionics, Vol. 179 (2008): 1697-1701.
- [27] T. TAKAKOSHI, Recent sodium sulfur applications in Japan, ESA Annual Meeting, Tennessee, USA, 2001.
- [28] <http://www.electricitystorage.org/site/technologies/>
- [29] http://en.wikipedia.org/wiki/Lithium_polymer_battery
- [30] SUMITOMO ELECTRIC INDUSTRIES, Vanadium Redox-Flow Battery (VRB) for a Variety of Applications.
- [31] V-FUEL PTY, Company and Technology Information Sheet.
- [32] PRITAM SINGH, BJORN JONSHAGEN, Zinc-bromine battery for energy storage, Journal of Power Sources, Vol. 35 (1991): 405-410.

- [33] ANDREAS JOSSEN, DIRK UWE SAUER, Advances in redox-flow batteries, First International Renewable Energy Storage Conference, Gelsenkirchen, Germany, October 2006.
- [34] HYDRO TASMANIA, King Island – Towards a sustainable renewable energy future.
- [35] BRADSHAW DT, Pumped hydroelectric storage (PHS) and compressed air energy storage (CAES), In proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000.
- [36] P. DENHOLM, GL. KULCINSKI, Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems, Energy Conversion Management, Vol. 45 (2004): 2153-2172.
- [37] YSH NAJJAR, MS. ZAAMOUT, Performance analysis of compressed air energy storage (CAES) plant for dry regions, Energy Conversion Management. Vol. 39 (1998): 1503-1511.
- [38] I. BARING-GOULD, D. CORBUS, Status of wind-diesel applications in arctic climates, In Proceedings of the Arctic Energy Summit Technology Conference, Anchorage, France, 2007.
- [39] STATOIL HYDRO, Experiences from the wind-hydrogen plant at Utsira.
- [40] T. NAKKEN et al, The Utsira wind-hydrogen system – operational experience, In the Proceedings of the European Wind Energy Conference – EWEC, Athens, Greece, 2006.
- [41] STATOIL HYDRO, Utsira wind power and hydrogen plant, Inauguration 1 July 2004.
- [42] HYDRO TASMANIA, King Island - Towards a sustainable renewable energy future.
- [43] V. KARRI, W. K. YAP, J. TITCHEN, Simulation and configuration of hydrogen assisted renewable energy power system, In Proceedings of the World Academy of Science, Engineering and Technology, Vol. 30 (2008).
- [44] S. DROUILHET, Preparing an existing diesel power plant for a wind hybrid retrofit: lessons learned in the Wales, Alaska, wind-diesel hybrid power project, In Proceedings of the Windpower Conference, Washington D.C., USA, 2001.
- [45] S. DROUILHET, Overview of the high penetration wind-diesel system in Wales, Alaska.
- [46] JUSTIN DAWE, Flow battery storage applications with wind power, IEEE PES GM (2005).
- [47] P. J. JORGENSEN et al, Samso – a renewable energy island - 10 years of development and evaluation, 2007.
- [48] J.F. MANWELL et al, HYBRID2 – A hybrid system simulation model – Theory manual, submitted to National Renewable Energy Laboratory, June 30, 2006.
- [49] M.R. JONGERDEN, B.R. HAVERKORT, Battery modeling, Technical Report (2008).

- [50] J.F. MANWELL et al, Improvements to the HYBRID2 battery model, In the Proceedings of the Windpower Conference (2005).
- [51] HOMER – The hybrid optimization model for electric renewables, <<http://www.nrel.gov/international/homer>>.
- [52] N. LYMPEROPOULOS, Hydrogen production from renewables, Project Technical Assistant Framework Contract, 2005.
- [53] T. Kraus, Hydrogen fuel and economically viable future for the transportation industry, Duke J. Economics Spring (2007).
- [54] Mohan SV, Bhaskar YV, Sarma PN, Biohydrogen production from chemical wastewater treatment in biofilm configured reactor operated in periodic discontinuous batch mode by selectively enriched anaerobic mixed consortia. Water Res, Vol. 41 (2007).
- [55] Mustafa Balat, Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 33 (2008): 4013-4029.
- [56] OYSTEIN ULLEBERG, Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 28 (2003): 21-33.
- [57] H. WENDT, H. PLZAK, Hydrogen production by water electrolysis, Kerntechnik, Vol. 56 (1991).
- [58] J DIVISEK, Water electrolysis in low - and medium - temperature regime, Electrochemical hydrogen technologies-electrochemical production and combustion of hydrogen, Oxford: Elsevier, 1990.
- [59] NI. MENG et al, Electrochemistry modeling of Proton Exchange Membrane (PEM) water electrolysis for hydrogen production, In the Proceedings of WHEC, Lyon, France, 2006.
- [60] FRANO BARBIR, PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources, Solar Energy, Vol. 78 (2005): 661-669.
- [61] TAO ZHOU, BRUNO FRANCOIS, Modeling and control design of hydrogen production process for an active hydrogen/wind hybrid power system, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 34 (2009): 21-30.
- [62] M.J. KHAN, M.T. IQBAL, Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system, Applied Energy, Vol. 86 (2009): 2429-2442.
- [63] S. KELOUWANI, K. AGBOSSOU, R. CHAHINE, Model for energy conversion in renewable energy system with hydrogen storage, Journal of Power Sources, Vol. 140 (2005): 392–399.
- [64] K. AGBOSSOU, M. KOLHE, J. HAMELIN, TK. BOSE, Performance of a stand-alone renewable energy system based on energy storage as hydrogen, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19 (2004): 633–640.

- [65] M. SANTARELLI, D. PELLEGRINO, Mathematical optimization of a RES-H₂ plant using a black box algorithm, *Renewable Energy*, Vol. 30 (2005): 493–510.
- [66] DJ. PICKETT, *Electrochemical reactor design*, 2nd ed. New York: Elsevier, 1979.
- [67] W. HUG, J. DIVISEK, J. MERGEL, W. SEEGER, H. STEEB, Highly efficient advanced alkaline electrolyzer for solar operation, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 17 (1992): 699–705.
- [68] O.C. ONAR, M. UZUNOGLU, M.S. ALAM, Modeling, control and simulation of an autonomous wind turbine/photovoltaic/fuel cell/ultra-capacitor hybrid power system, *Journal of Power Sources*, Vol. 185 (2008): 1273-1283.
- [69] MARIA SAXE, PER ALVFORS, Advantages of integration with industry for electrolytic hydrogen production, *Energy*, Vol. 32 (2007): 42-50.
- [70] AMITAVA ROY, SIMON WATSON, DAVID INFELD, Comparison of electrical energy efficiency of atmospheric and high-pressure electrolyzers, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 31 (2006): 1964–1979.
- [71] Ε. ΒΑΡΚΑΡΑΚΗ, Ε. ΖΟΥΛΙΑΣ, Ν. ΛΥΜΠΕΡΟΠΟΥΛΟΣ, Γ. ΚΑΡΑΓΙΩΡΓΗΣ, Χ. ΧΡΙΣΤΟΔΟΥΛΟΥ, Ε. ΚΑΛΥΒΑΣ, Υλοποίηση και πρώτα αποτελέσματα από μμονάδα παραγωγής υδρογόνου από αιολική ενέργεια.
- [72] S. PAPATHANASSIOU, N. BOULAXIS, Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems, *Renewable Energy*, Vol. 31 (2006): 457-479.
- [73] Database of Photovoltaic Module Performance Parameters Photovoltaic Systems Research & Development of Sandia National Laboratories <http://photovoltaics.sandia.gov/docs/Database.htm>
- [74] J. A. DUFFIE, W. A. BECKMAN, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd edition, John Wiley & Sons, New York, 1991.
- [75] D. GOLDBERG, *Genetic algorithms in search, optimization and machine learning*, 1989.
- [76] ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ ΓΕΩΡΓΟΠΟΥΛΟΣ, ΣΠΥΡΙΔΩΝ ΛΥΚΟΘΑΝΑΣΗΣ, Εισαγωγή στους Γενετικούς Αλγόριθμους, Πάτρα, 1999.
- [77] ΦΑΣΟΥΛΑΚΗΣ ΠΑΝΤΕΛΗΣ, Σχεδίαση βροχοκεραιών Yagi-Uda με χρήση του λογισμικού πακέτου SuperNEC και βελτιστοποίηση τους με τη βοήθεια των γενετικών αλγορίθμων, Ε.Μ.Π. (2009), επιβλέπων Καθ. Καψάλης.
- [78] Μαράτος, Τεχνικές Βελτιστοποιήσεως (σημειώσεις), Ε.Μ.Π. , 1990.
- [79] *Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox™ 2 User's Guide*, MATLAB, the Mathworks.
- [80] DARREL WHITLEY, A genetic algorithm tutorial, *Statistics and Computing*, Vol. 4 (1994): 65-85.
- [81] XINCHAO ZHAO et al, Evolutionary programming based on non-uniform mutation, *Applied Mathematics and Computation*, Vol. 192 (2007): 1-11.

- [82] Z. MICHALEWICZ, Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs, third ed., Springer, New York, 1996.
- [83] A.E. EIBEN, C.A. SCHIPPERS, On evolutionary exploration and exploitation, Fundamenta Informaticae, Vol. 35 (1998): 1-16.
- [84] ΔΕΣΤΟΥΝΗΣ ΑΠΟΣΤΟΛΟΣ, Βέλτιστος έλεγχος δορυφορικών κεραιών πολλαπλών δεσμών για δορυφορικά δίκτυα επικοινωνιών στη ζώνη Ka (20/30 GHz), Ε.Μ.Π. (2009), επιβλέπων Λέκτορας Α. Παναγόπουλος.
- [85] Π. ΚΑΠΡΟΣ, Κ. ΝΤΕΛΚΗΣ, Οικονομική ανάλυση επιχειρήσεων, Ε.Μ.Π. (2001).
- [86] A. KASHEFI KAVIANI, G.H. RIAHY, SH. M. KOUHSARI, Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages, Renewable Energy, Vol. 34 (2009): 2380-2390.
- [87] Ν. ΧΑΤΖΗΡΓΥΡΙΟΥ, Αξιολόγηση επενδύσεων αιολικών πάρκων.
- [88] RODOLFO DUFO LOPEZ, JOSE L. BERNAL AGUSTIN, Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms, Solar Energy, Vol. 79 (2005): 33-46.
- [89] RODOLFO DUFO LOPEZ, JOSE L. BERNAL AGUSTIN, Multi-objective design and control of hybrid systems minimizing costs and unmet load, Electric Power Systems Research, Vol. 79 (2009): 170-180.
- [90] RODOLFO DUFO LOPEZ, JOSE L. BERNAL AGUSTIN, Multi-objective design of PV- wind- diesel- hydrogen- battery systems, Renewable Energy, Vol. 33 (2008): 2559-2572.
- [91] RIAD CHEDID, SAIFUR RAHMAN, Unit sizing and control of hybrid wind – solar power systems, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 12 (1997).
- [92] J.K. KALDELLIS, D. ZAFIRAKIS, E. KONDILI, Optimum sizing of photovoltaic-energy storage systems for autonomous small islands, Electrical Power and Energy Systems, 2009.