

ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ

Τομέας Επιχειρησιακή Έρευνα



Προσομοίωση και Αξιολόγηση Υβριδικών
Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας μικρής
κλίμακας που εμπεριέχουν τεχνολογίες
Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Διατριβή που υπεβλήθη για τη μερική ικανοποίηση των απαιτήσεων
για την απόκτηση Μεταπτυχιακού Διπλώματος Ειδίκευσης
υπό

Ηλιόπουλο Α. Θεόδωρο

Επιβλέποντες Καθηγητές:
Κατσίγιαννης Ιωάννης
Σταυρουλάκης Γεώργιος

Χανιά, 2014

© Copyright υπό Ηλιόπουλο Θεόδωρο
Έτος 2014

Περιεχόμενα

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	9
ABSTRACT.....	10
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Εισαγωγή	11
1.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	11
1.1.1 Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Ελλάδα.....	11
1.1.2 Η αιολική ενέργεια.....	13
1.2 Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας	16
1.3 Υβριδικά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας	17
1.4 Αντικείμενο της εργασίας	18
1.5 Δομή της διατριβής.....	18
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Μοντελοποίηση Υβριδικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας	20
2.1 Εισαγωγή	20
2.2 Μονάδες μη ελεγχόμενου ρυθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	21
2.2.1 Ανεμογεννήτριες	21
2.2.2 Φωτοβολταϊκά συστήματα.....	27
2.3 Γεννήτριες.....	40
2.3.1 Ντηζελογεννήτριες.....	41
2.3.2 Κυψέλες καυσίμου.....	43
2.3.2.1 Αρχή λειτουργίας	43
2.3.2.2 Τύποι κυψελών καυσίμου και σύγκρισή τους	44
2.3.2.3 Συνδυασμός κυψέλης καυσίμου και συστήματος ΑΠΕ σε ΥΣΗΕ ..	49
2.4 Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	51
2.4.1 Εισαγωγή	51
2.4.2 Παράμετροι των μέσων αποθήκευσης.....	52
2.4.3 Τεχνολογίες αποθήκευσης	53
2.4.4 Συσσωρευτές.....	53
2.4.4.1 Μπαταρίες Μολύβδου - Οξέος (Lead Acid).....	56
2.4.4.2 Μπαταρίες Νικελίου-Καδμίου (NiCd)	57
2.4.4.3 Μπαταρίες Νατρίου-Θείου (NaS).....	58
2.4.4.4 Μπαταρίες Ροής (Flow Batteries).....	58
2.4.5 Σφόνδυλοι (Flywheels)	59
2.4.6 Πυκνωτές και Υπερπυκνωτές	61
2.4.7 Σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου	62
2.4.7.1 Ιδιότητες υδρογόνου	63

2.4.7.2 Μέθοδοι Παραγωγής	63
2.4.7.3 Αποθήκευση.....	64
2.4.7.4 Μεταφορά	65
2.4.8 Οικονομική αποτίμηση αποθηκευτικών συστημάτων	65
2.5 Περιφερειακά συστήματα	66
2.5.1 Μετατροπείς.....	66
2.6 Προσομοίωση λειτουργίας ΥΣΗΕ	66
2.6.1 Λειτουργική εφεδρεία	67
2.6.2 Βέλτιστη επιλογή λειτουργίας γεννητριών και συσσωρευτών	67
2.6.3 Στρατηγικές συνεργασίας μεταξύ γεννητριών και συσσωρευτών.....	67
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Διεσπαρμένη Παραγωγή και Μικροδίκτυα	69
3.1 Διεσπαρμένη παραγωγή.....	69
3.1.1 Γενικά.....	69
3.1.2 Χαρακτηριστικά Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	70
3.1.3 Τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής	71
3.1.4 Πλεονεκτήματα διεσπαρμένης παραγωγής.....	73
3.1.5 Μειονεκτήματα διεσπαρμένης παραγωγής.....	73
3.2 Μικροδίκτυα	74
3.2.1 Πλεονεκτήματα μικροδικτύων.....	75
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Νομικό Πλαίσιο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.....	77
4.1 Εισαγωγή	77
4.2 Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)	77
4.3 Νόμοι και οδηγίες για ΑΠΕ	78
4.4 Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας	80
4.5 Διαδικασία αδειοδότησης	85
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Μεθοδολογία Οικονομικής Αποτίμησης ΥΣΗΕ	87
5.1 Εισαγωγή	87
5.2 Οικονομική Βιωσιμότητα Έργου.....	87
5.2.1 Επιτόκιο αναγωγής (Discount rate)	87
5.2.2 Πληθωρισμός (Inflation).....	87
5.2.3 Απλός χρόνος αποπληρωμής (Simple payback) ή Κριτήριο Επανεξίσπραξης	87
5.2.4 Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	88
5.2.5 Αναλογία Οφέλους - Κόστους (Benefit - Cost ratio) ή Δείκτης Αποδοτικότητας (ΔΑ).....	89
5.2.6 Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR)	89
5.2.7 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα μεθόδου IRR	90

5.3 Το λογισμικό HOMER	91
5.3.1 Γενικά.....	91
5.3.2 Δεδομένα Εισόδου	91
5.3.3 Δεδομένα Εξόδου.....	92
5.3.3.1 Προσομοίωση	92
5.3.3.2 Βελτιστοποίηση	92
5.3.3.3 Ανάλυση ευαισθησίας.....	92
5.3.4 Μεθοδολογία οικονομικής αποτίμησης ΥΣΗΕ	93
5.3.5 Συμπεράσματα	95
5.4 Το λογισμικό RETScreen	96
5.4.1 Γενικά.....	96
5.4.2 Δεδομένα Εισόδου	96
5.4.3 Δεδομένα Εξόδου.....	96
5.4.4 Μοντελοποίηση μαθηματικού υπόβαθρου	97
5.4.4.1 Φυσική μοντελοποίηση.....	97
5.4.4.2 Οικονομική μοντελοποίηση.....	97
5.4.5 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα RETScreen.....	97
5.5 Σύγκριση λογισμικών HOMER και RETScreen	98
5.6 Συμπεράσματα	98
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Ανάλυση σεναρίων με το λογισμικό HOMER	100
6.1 Παρουσίαση του προβλήματος.....	100
6.2 Δεδομένα συστήματος	100
6.2.1 Φορτία.....	100
6.2.2 Μετεωρολογικά δεδομένα	102
6.2.2.1 Χαρακτηριστικά αιολικού δυναμικού.....	102
6.2.2.2 Χαρακτηριστικά ηλιακού δυναμικού.....	103
6.3 Ανάλυση σεναρίων ΥΣΗΕ απομονωμένων από το κεντρικό δίκτυο	104
6.3.1 ΣΕΝΑΡΙΟ 1 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_1): ΑΓ, ΦΒ, Μπαταρίες, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια... ..	105
6.3.1.1 Συστατικά μέρη του συστήματος.....	105
6.3.1.2 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά στοιχείων συστήματος.....	106
6.3.1.3 Οικονομικά δεδομένα συστήματος.....	111
6.3.1.4 Περιορισμοί	111
6.3.1.5 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης	111
6.3.2 ΣΕΝΑΡΙΟ 2 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_2α): ΦΒ, Μπαταρίες, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια.....	116
6.3.2.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης	116

6.3.3 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_2β): ΦΒ, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια	119
6.3.4 ΣΕΝΑΡΙΟ 3 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_3α): ΑΓ, Μπαταρίες, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια	121
6.3.4.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης	121
6.3.5 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_3β): ΑΓ, Ντηζελογεννήτρια	124
6.3.6 ΣΕΝΑΡΙΟ 4 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_4): ΑΓ, ΦΒ, Μπαταρίες, Μετατροπέας, Γεννήτρια Κυψέλης Καυσίμου	126
6.3.6.1 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά κυψέλης καυσίμου.....	127
6.3.6.2 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης	128
6.3.7 ΣΕΝΑΡΙΟ 5 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_5): ΑΓ, ΦΒ, Σύστημα Υδρογόνου, Ντηζελογεννήτρια, Μετατροπέας	131
6.3.7.1 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά συστήματος υδρογόνου	131
6.3.7.2 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης	133
6.3.7.3 Ανάλυση ευαισθησίας.....	136
6.4 Ανάλυση σεναρίων ΥΣΗΕ διασυνδεδεμένων στο κεντρικό δίκτυο	138
6.4.1 ΣΕΝΑΡΙΟ 6 Διασυνδεδεμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6α): ΑΓ, ΦΒ, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια	139
6.4.1.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης	140
6.4.2 Διασυνδεδεμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6β): ΦΒ, Ντηζελογεννήτρια, Μετατροπέας	143
6.4.2.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης	144
6.4.3 Διασυνδεδεμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6γ): ΑΓ, Ντηζελογεννήτρια	146
6.4.3.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης	146
6.4.4 Διασυνδεδεμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6δ): ΑΓ, ΦΒ, Μετατροπέας, Γεννήτρια Κυψέλης Καυσίμου	148
6.4.4.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης	149
6.5 Συγκεντρωτικά - Συγκριτικά αποτελέσματα	149
6.5.1 Απομονωμένα Υβριδικά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας	149
6.5.2 Διασυνδεδεμένα Υβριδικά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	152
6.6 Συμπεράσματα	153
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: Ανάλυση σεναρίων με το λογισμικό RETScreen	155
7.1 Δεδομένα Έργου	155
7.2 Ανάλυση Σεναρίων	156
7.3 Τεχνικά χαρακτηριστικά επιμέρους συστατικών ΥΣΗΕ	156
7.3.1 Φωτοβολταϊκά	156

7.3.2	Ανεμογεννήτρια	157
7.3.3	Ντηζελογεννήτρια.....	157
7.3.4	Συσσωρευτές.....	158
7.3.5	Μετατροπέας.....	159
7.4	Οικονομικά χαρακτηριστικά συστατικών ΥΣΗΕ	159
7.5	Απομονωμένο Υβριδικό Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_2α): ΦΒ, Μπαταρίες, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια	160
7.5.1	Αποτελέσματα οικονομοτεχνικής ανάλυσης	160
7.5.2	Οικονομική βιωσιμότητα συστήματος (Σύγκριση εναλλακτικών κριτηρίων αξιολόγησης)	161
7.5.3	Ενεργειακή ανάλυση βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α	162
7.5.4	Ανάλυση Κόστους βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α.....	163
7.5.5	Οικονομική ανάλυση βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α.....	163
7.5.5.1	Ετήσια χρηματοροή	163
7.5.5.2	Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών	165
7.6	Απομονωμένο Υβριδικό Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_2β): ΦΒ, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια.....	165
7.6.1	Αποτελέσματα οικονομοτεχνικής ανάλυσης	165
7.6.2	Οικονομική βιωσιμότητα συστήματος (Σύγκριση εναλλακτικών κριτηρίων αξιολόγησης)	166
7.6.3	Ενεργειακή ανάλυση βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β	167
7.6.4	Ανάλυση Κόστους βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β.....	168
7.6.5	Οικονομική ανάλυση βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β.....	169
7.6.5.1	Ετήσια χρηματοροή	169
7.7	Συγκριτική ανάλυση ΥΣΗΕ_2α και 2β.....	170
7.8	Απομονωμένο Υβριδικό Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_3α): ΑΓ, Μπαταρίες, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια	171
7.8.1	Ενεργειακή ανάλυση ΥΣΗΕ_3α	172
7.8.2	Ανάλυση Κόστους ΥΣΗΕ_3α.....	173
7.8.3	Οικονομική ανάλυση ΥΣΗΕ_3α.....	174
7.8.3.1	Ετήσια χρηματοροή	174
7.8.3.2	Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών	174
7.9	Απομονωμένο Υβριδικό Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_3β): ΑΓ, Ντηζελογεννήτρια.....	175
7.9.1	Ενεργειακή ανάλυση ΥΣΗΕ_3β	175
7.9.2	Ανάλυση Κόστους ΥΣΗΕ_3β.....	176
7.9.3	Οικονομική ανάλυση ΥΣΗΕ_3β.....	176
7.9.3.1	Ετήσια χρηματοροή	176

7.9.3.2 Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών	177
7.10 Συγκριτική ανάλυση ΥΣΗΕ_3α και 3β.....	177
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8: Συμπεράσματα.....	179
8.1 Σύνοψη της εργασίας και των αποτελεσμάτων της	179
8.2 Επεκτάσεις της διατριβής	183
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	184

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παρούσα μεταπτυχιακή διατριβή πραγματεύεται τη μελέτη υβριδικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας, τα οποία μπορούν να περιλαμβάνουν συνδυασμό συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), προτείνοντας μεθοδολογίες που σχετίζονται με την οικονομική αξιολόγηση και τη βέλτιστη σχεδίαση της δομής τους. Επιπλέον, το υβριδικό σύστημα μπορεί να εμπεριέχει μονάδες αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας.

Κατά την ανάλυση των παραπάνω συστημάτων, αποσαφηνίζεται ο όρος διεσπαρμένη παραγωγή (distributed generation) που αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες μικρής ισχύος, και περιγράφονται οι μονάδες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν στη διεσπαρμένη παραγωγή, δίνοντας έμφαση στις τεχνολογίες ΑΠΕ. Παρουσιάζονται επίσης τα χαρακτηριστικά των αποθηκευτικών διατάξεων και αναλύεται η αξιοποίησή τους στα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, γίνεται εισαγωγή στην έννοια του μικροδικτύου (microgrid), το οποίο αποτελεί μια ειδικότερη μορφή δικτύου διανομής με μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, που περιλαμβάνει δικό του αποκεντρωμένο σύστημα ελέγχου και μπορεί να λειτουργήσει τόσο σε διασυνδεδεμένη λειτουργία με το ανάντη δίκτυο διανομής, όσο και απομονωμένο.

Επίσης, παρουσιάζεται η μεθοδολογία ανάλυσης και αξιολόγησης των υβριδικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας, που βασίζεται στην ετήσια προσομοίωση της λειτουργίας τους ανά καθορισμένα χρονικά βήματα. Η διαδικασία της ανάλυσης περιλαμβάνει τη μοντελοποίηση των εξαρτημάτων που περιέχονται στο σύστημα, καθώς και του τρόπου συνεργασίας τους. Για την αξιολόγηση των συστημάτων αυτών χρησιμοποιούνται συνήθως οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια.

Η μοντελοποίηση, η προσομοίωση καθώς και ο βέλτιστος σχεδιασμός των υβριδικών συστημάτων γίνεται με χρήση των λογισμικών HOMER και RETScreen 4. Κατόπιν, πραγματοποιείται συγκριτική αξιολόγηση των παραπάνω λογισμικών.

ABSTRACT

This thesis deals with the study of small scale hybrid power systems, which may include a combination of conventional power plant technologies and technologies based on renewable energy sources (RES), by suggesting methodologies related to economic evaluation and optimal sizing. Moreover, the hybrid power system can include electricity storage units.

During the analysis of these systems, the term of distributed generation is clarified, which is related to the production of electricity from small power plants. Moreover, the units which can be used in distributed generation are described, focusing on renewable energy technologies. The characteristics of electricity storage devices are also presented, and their utilization in electricity distribution networks is analyzed. In addition, the concept of microgrid is introduced, which is a particular form of distribution network with dispersed production units, that includes its own decentralized control system and can operate both isolated and interconnected with upstream distribution network.

In this thesis, the methodology of analysis and evaluation of small scale hybrid power systems is also presented, based on annual simulation of their operation at defined time steps. The analysis process involves modelling the components contained in the system, as well as their cooperation. For the evaluation of these systems, the criteria that are commonly used are environmental and financial.

Modelling, simulation and optimal sizing of hybrid systems is implemented using the HOMER and RETScreen 4 software. Following, a comparative evaluation of these softwares is performed.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

Εισαγωγή

1.1 ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποτελούνται από την ηλιακή ενέργεια, την αιολική ενέργεια, την υδροηλεκτρική ενέργεια, τη βιομάζα, και τη γεωθερμία. Υπάρχει η δυνατότητα να χρησιμοποιηθούν ως πρωτεύουσα πηγή ενέργειας σε ένα απομονωμένο σύστημα, καθώς οι ανανεώσιμες πηγές είναι συνήθως παρούσες (και πολλές φορές σε αφθονία) σε γεωγραφικά απομονωμένες και αραιοκατοικημένες περιοχές.

Επιπλέον, ένα άλλο σημαντικό πλεονέκτημά τους σχετίζεται με τις επιδράσεις που έχουν στην ατμοσφαιρική ρύπανση και στο φαινόμενο του θερμοκηπίου οι συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζονται σε ορυκτά καύσιμα. Σε πολλές χώρες η υιοθέτηση νέων ενεργειακών πολιτικών σχετίζεται με την επιβολή ποινών σε συστήματα παραγωγής ενέργειας που βασίζονται σε ορυκτά καύσιμα τα οποία συνεισφέρουν στην εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου (κυρίως CO₂), προωθώντας με αυτό τον τρόπο τις «καθαρές» τεχνολογίες που βασίζονται σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (π.χ., ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, μικρά υδροηλεκτρικά έργα). Από την άλλη πλευρά, το γεγονός ότι οι τεχνολογίες των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι εξαρτώμενες από μια πηγή η οποία δεν είναι ελεγχόμενη έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της αξιοπιστίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος μπορεί να γίνει, πέραν της εγκατάστασης συμβατικών ενεργειακών τεχνολογιών, με τη χρήση τεχνολογιών αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας, που λειτουργούν ως ένα μέσο εξισορρόπησης της ενέργειας του συστήματος.

1.1.1 Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Ελλάδα

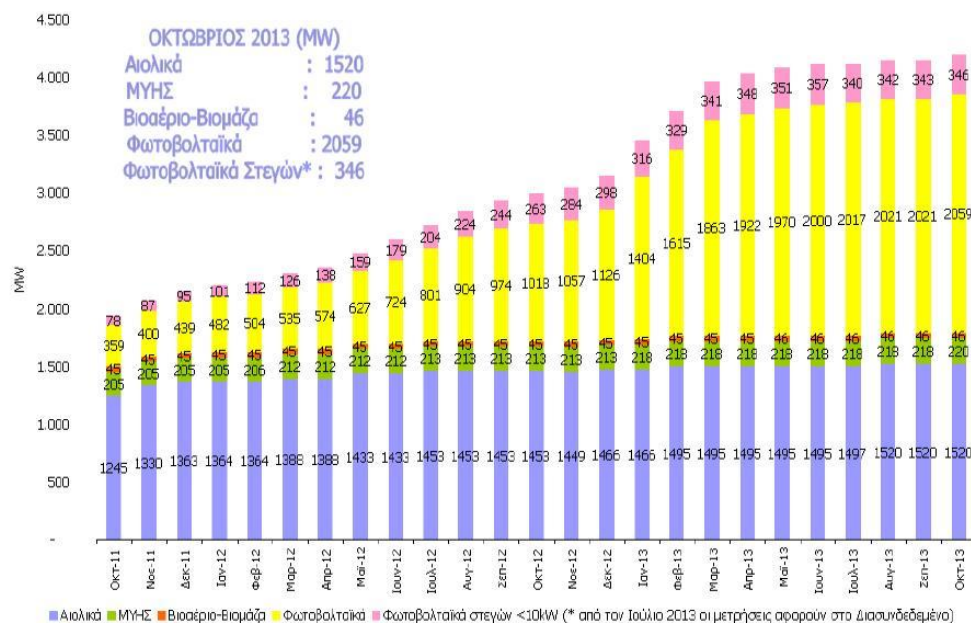
Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ που παρουσιάστηκε το καλοκαίρι του 2010 και έχει ως στόχο την επίτευξη συγκεκριμένων στόχων για τη διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση, θέτει συνολικά και τις βάσεις και την πορεία εξέλιξης του ενεργειακού τομέα μέχρι το 2020. Το αποτέλεσμα της ανάλυσης του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος μέχρι το 2020 οδηγεί στο συμπέρασμα ότι η επίτευξη του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, θα επιτευχθεί μόνο με τη συνδυαστική εφαρμογή θεσμικών, κανονιστικών, οικονομικών και τεχνολογικών μέτρων που έχουν ως βασικό στόχο την αξιοποίηση του οικονομικού δυναμικού ανάπτυξης μεγάλων έργων ΑΠΕ, την ολοκλήρωση των αναγκαίων εργασιών επέκτασης και αναβάθμισης του ηλεκτρικού δικτύου και τη σταδιακή ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο πλαίσιο αυτό, σύμφωνα και με τις κατευθυντήριες οδηγίες από την ΕΕ, για την περίοδο μετά το 2020 θα συνεχιστεί η περαιτέρω διείσδυση και συμμετοχή των ΑΠΕ

στην ηλεκτροπαραγωγή, στη θέρμανση και ψύξη καθώς και στις μεταφορές και θα συνεπικουρείται και από την ενδυνάμωση των μηχανισμών και των αντίστοιχων κυρώσεων σχετικά με τις εκπομπές αέριων ρύπων του θερμοκηπίου. Παράλληλα, η εφαρμογή θεσμικών μέτρων κυρίως στον κτιριακό τομέα και τις μεταφορές, καθώς και η ταχεία εξέλιξη τεχνολογικών εφαρμογών που οδηγούν σε βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης, αναμένεται να επιτύχουν σημαντικά μεγέθη εξοικονόμησης ενέργειας που στις επόμενες δεκαετίες θα οδηγήσουν σε σταδιακή μείωση του ρυθμού αύξησης της ζήτησης και τελικά και της απόλυτης μείωσης της τελικής κατανάλωσης ενέργειας.

Η Ελληνική κυβέρνηση στο πλαίσιο υιοθέτησης συγκεκριμένων αναπτυξιακών και περιβαλλοντικών πολιτικών, με το Ν. 3851/2010 προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%. Συγκεκριμένα ο στόχος αυτός εξειδικεύεται σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε θέρμανση και ψύξη και 10% στις μεταφορές.

Η εξέλιξη της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στην Ελλάδα ανά τεχνολογία ΑΠΕ από τον Οκτώβριο του 2011 έως τον Οκτώβριο του 2013 σύμφωνα με τη Λειτουργό Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ) απεικονίζεται στο Σχήμα 1.1



Σχήμα 1.1 Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW) στην Ελλάδα ανά τεχνολογία ΑΠΕ
[Αναφορά ΛΑΓΗΕ – Οκτώβριος 2013]

Παρατηρούμε ότι τον Οκτώβριο του 2013 η ισχύς των Φ/Β ανήλθε σε 2058.79 MW και αυτή των Φ/Β σε στέγες στα 345.83 MW. Τα αιολικά συστήματα παρέμειναν στα 1519.82 MW, τα μικρά υδροηλεκτρικά στα 219,84 MW και οι μονάδες βιομάζας στα

45,81 MW. Τέλος, στον Πίνακα 1.1 παρουσιάζονται οι προβλέψεις για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ το 2014.

Πίνακας 1.1 Εκτίμηση παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ το 2014

ΠΡΟΒΛΕΨΕΙΣ 2014 (MW)												
	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μάι	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ
Αιολικά	1.558	1.575	1.593	1.610	1.628	1.645	1.663	1.680	1.698	1.715	1.733	1.700
Φ/Β	2.115	2.118	2.121	2.124	2.127	2.130	2.133	2.136	2.138	2.141	2.143	2.145
Φ/Β Στέγες	402	403	405	406	408	409	411	412	414	415	417	418
ΜΥΗΣ	222	223	225	227	228	230	232	233	235	237	238	240
Βιομάζα-Βιοαέριο	57	63	69	74	80	86	91	97	103	109	114	120
ΣΗΘΥΑ	94	94	95	95	96	97	97	98	98	99	99	100
Καταναεμόμενες ΣΗΘΥΑ	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
ΣΥΝΟΛΟ	4.576	4.606	4.636	4.666	4.696	4.726	4.756	4.786	4.815	4.845	4.874	4.853

1.1.2 Η αιολική ενέργεια

Η αιολική ενέργεια ανήκει στις ήπιες ή ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δεδομένου ότι αφενός δε ρυπαίνει το περιβάλλον και αφετέρου είναι θεωρητικά ανεξάντλητη. Αποτελεί, σήμερα, τη σημαντικότερη συνιστώσα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μεγάλης ισχύος. Έχει την προέλευσή της στην ηλιακή ακτινοβολία, η απορρόφηση της οποίας, από τη γη και την ατμόσφαιρά της, προκαλεί διαφορές πίεσης στον αέρα, που τον θέτουν σε κίνηση, δηλαδή, δημιουργούν τον άνεμο. Οι πλέον ευνοημένες περιοχές του πλανήτη μας από πλευράς αιολικού δυναμικού είναι οι χώρες της πολιτικής και εύκρατης ζώνης, ιδιαίτερα κοντά στις ακτές.

Βέβαια, η αξιοποίηση της «δωρεάν» ενέργειας που προσφέρει η φύση στον άνθρωπο προϋποθέτει την ύπαρξη των κατάλληλων μηχανών για τη δέσμευση της αιολικής ενέργειας και τη μετατροπή της στην επιθυμητή μορφή. Το 1930, η αιολική ενέργεια άρχισε να αξιοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με τις ανεμογεννήτριες. Τα βελτιωμένα τεχνικά χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών και το χαμηλό, πλέον, κόστος της παραγόμενης kWh, σε σύγκριση με το αντίστοιχο μέγεθος για τα συμβατικά καύσιμα, καθιστούν τα αιολικά συστήματα εξαιρετική οικολογική πηγή ηλεκτρικής ενέργειας, με υψηλό βαθμό συμμετοχής στο κεντρικό δίκτυο κάθε χώρας.

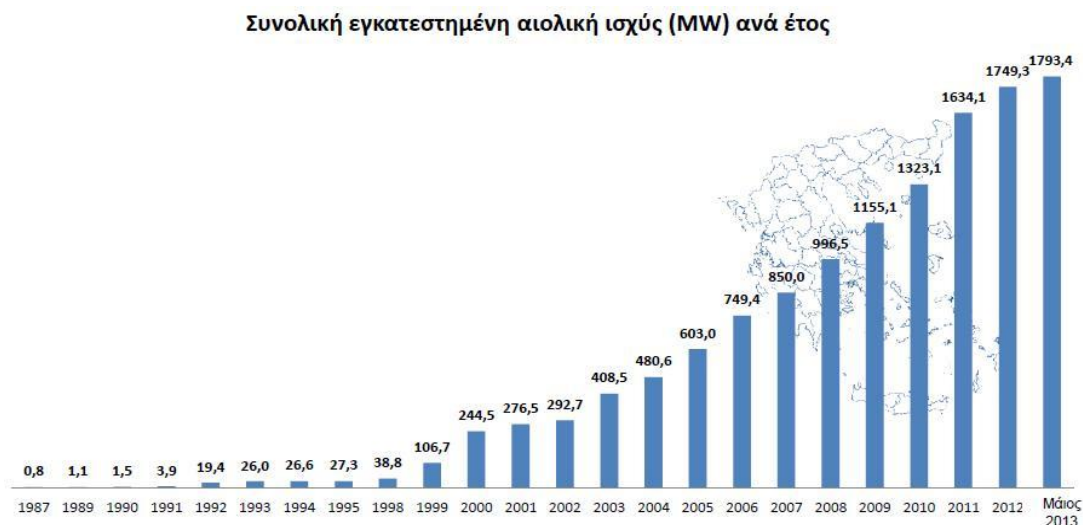
Από την άλλη πλευρά, αντιπαρατίθεται το γεγονός ότι η αιολική ενέργεια δεν είναι ακριβώς προβλέψιμη ούτε και συνεχής, ενώ παράλληλα είναι μια μορφή ενέργειας χαμηλής πυκνότητας («αραιή» μορφή ενέργειας), γεγονός που μας υποχρεώνει σε μεγάλες κατασκευές. Πρέπει να επισημανθεί ότι αρκετοί επιστήμονες, κυρίως οικονομολόγοι, έχουν υποστηρίξει ότι η κατάλληλη αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας μπορεί να λύσει το παγκόσμιο ενεργειακό πρόβλημα. Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα που χρησιμοποιείται αρκετά συχνά είναι το γεγονός ότι οι ενεργειακές ανάγκες των Η.Π.Α. αποτελούν μόλις το ένα δέκατο του αντίστοιχου αιολικού δυναμικού της χώρας αυτής.

Οπωσδήποτε οι παραπάνω ισχυρισμοί, ότι η αιολική ενέργεια μπορεί να επιλύσει τα ενεργειακά προβλήματα μιας χώρας, είναι υπερβολικοί, τουλάχιστον με τις σημερινές τεχνολογικές δυνατότητες, δεδομένου ότι πολύ μικρό τμήμα του αιολικού δυναμικού

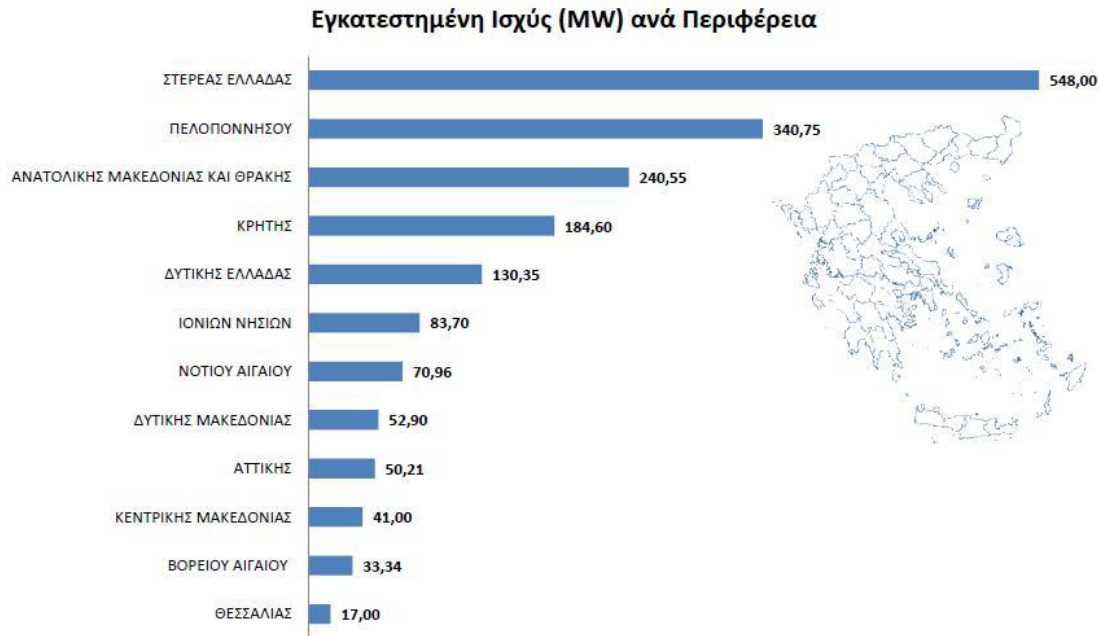
μιας περιοχής είναι δυνατόν να αξιοποιηθεί τελικά. Είναι όμως τελείως ρεαλιστική η εκτίμηση ότι η σωστή αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας θα βελτιώσει την παγκόσμια ενεργειακή ισορροπία, ενώ στην περίπτωση της χώρας μας θα ανακουφίσει σημαντικά το πλήρως εξαρτώμενο από εισαγόμενα καύσιμα ενεργειακό ισοζύγιο της, χωρίς ταυτόχρονα να επιβαρύνει με πρόσθετους ρύπους το ήδη βεβαρημένο περιβάλλον μας.

Τέλος, αν και είναι ευρύτερα αποδεκτό ότι η αιολική ενέργεια μπορεί να αποτελέσει μια καθαρή και οικονομικά ενδιαφέρουσα πηγή ενέργειας, ιδιαίτερα για τη χώρα μας, προτού διατυπωθούν τελικά συμπεράσματα, πρέπει να λάβουμε υπόψιν μας τα βασικά θετικά και αρνητικά στοιχεία, που συνοδεύουν την εγκατάσταση ανεμογεννητριών και την αξιοποίηση τον διαθέσιμου αιολικού δυναμικού μιας περιοχής [1].

Η εγκατάσταση αιολικών συστημάτων για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο, με χρήση ανεμογεννητριών οριζόντιου ή κατακόρυφου άξονα πτερυγίων, βρίσκεται σήμερα σε εντυπωσιακή εξέλιξη. Στη χώρα μας λειτουργούν αρκετά αιολικά πάρκα, με ισχύ από μερικές εκατοντάδες kW έως μερικές χιλιάδες MW, κυρίως διασυνδεδεμένα με το δίκτυο της ΔΕΗ. Η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς βρίσκεται στα 1793,4 MW (2013), όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 1.2, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς ανά περιφέρεια απεικονίζεται στο Σχήμα 1.3 [2].



Σχήμα 1.2 Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά έτος στην Ελλάδα
[ΕΛΕΑΤΑΝ_2013]



Σχήμα 1.3 Εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά περιφέρεια στην Ελλάδα
[ΕΛΕΑΤΑΝ_2013]

Η ΔΕΗ έχει εγκαταστήσει στον Ελλαδικό χώρο, 24 MW κι απ' αυτά αρκετά στα νησιά (Κύθνος 5x20 kW, Μύκονος 100 kW, Κάρπαθος 175 kW κ.α.). Τα υπόλοιπα έχουν εγκατασταθεί από άλλους φορείς, κυρίως από την Τοπική Αυτοδιοίκηση και ιδιώτες. Στην Κρήτη, όπου η ικανότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των μονάδων της ΔΕΗ, φθάνει τα 700 MW, λειτουργούν, ήδη, σε αρκετές περιοχές του νησιού μερικά μεγάλα αιολικά πάρκα, συνολικής ισχύος 185 MW περίπου.

Το αιολικό δυναμικό, δηλαδή η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου, σε πολλά σημεία της χώρας μας βρίσκεται σε εξαιρετικά υψηλά επίπεδα για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στα νησιά του Αιγαίου το αιολικό δυναμικό παρουσιάζει μια μέση ετησίως τιμή, από 7 έως 11 m/s, το οποίο υπερκαλύπτει την αποδοτική για τις ανεμογεννήτριες, περιοχή ταχυτήτων ανέμου και κατ' επέκταση τις απαιτήσεις σε ηλεκτρική ενέργεια των νησιών αυτών. Συνεπώς, ο νησιωτικός χώρος αποτελεί ιδανικό πεδίο εφαρμογής της τεχνολογίας των αιολικών συστημάτων.

Οι περιοχές εγκατάστασης των αιολικών πάρκων επιλέγονται μετά από μελέτη και καταγραφή του ετήσιου αιολικού δυναμικού, ανεμόμετρα συνδεδεμένα σε καταγραφικά συστήματα, σε σχετικά πυκνή διάταξη σημείων μέτρησης, κυρίως σε τοποθεσίες του γεωγραφικού ανάγλυφου, που σχετίζονται με θέσεις πύκνωσης των γραμμών ροής του ανέμου, με περιορισμένη τύρβη. Αποφεύγεται η τοποθέτηση ΑΓ κοντά σε εμπόδια που επηρεάζουν τη ροή του ανέμου δημιουργώντας έντονη τύρβη (δένδρα, κατοικίες κ.λπ.). Η απαγορευμένη περιοχή (περιοχή «σκιάς» ανέμου), εκτείνεται σε απόσταση μέχρι και 20 φορές στο ύψος του εμποδίου.

Οι αιολικοί χάρτες δείχνουν με συνεχείς γραμμές, σε γεωγραφικό χάρτη ευρύτερης θέσεις ίδιας μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου (*Ισοταχείς καμπύλες*). Αιολικά συστήματα εγκαθίστανται επίσης, σε θαλάσσιες περιοχές μικρού βάθους, πλησίον του αιγιαλού. Τα θαλάσσια αυτά αιολικά πάρκα έχουν το πλεονέκτημα του πεδίου ροής με εξαιρετικά μειωμένη τύρβη [3].

1.2 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ως σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) ορίζεται το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται με σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στις περιοχές κατανάλωσης, τις οποίες εξυπηρετεί το ΣΗΕ. Ένα ΣΗΕ χρειάζεται να ικανοποιεί τις ακόλουθες απαιτήσεις [4]:

1. Παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλες τις περιοχές κατανάλωσης που εξυπηρετούνται από αυτό.
2. Ικανοποίηση της διαρκώς μεταβαλλόμενης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.
3. Παροχή ποιοτικής ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε να διασφαλίζεται σταθερή συχνότητα, σταθερή τάση και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης.
4. Παροχή ηλεκτρικής ενέργειας με το ελάχιστο δυνατό οικονομικό κόστος και τις ελάχιστες επιπτώσεις στο περιβάλλον.

Ένα ΣΗΕ αποτελείται από τα ακόλουθα τέσσερα κύρια μέρη:

1. Το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που μετατρέπει μια μορφή πρωτογενούς ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται από συμβατικές μονάδες και από μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ).
2. Το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, που μεταφέρει την ισχύ από τις μονάδες παραγωγής προς τα σημεία όπου γίνεται η κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας. Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με υψηλή τάση, επειδή έχει σαν αποτέλεσμα μικρότερες ηλεκτρικές απώλειες και κατά συνέπεια οικονομικότερη λειτουργία. Από το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας τροφοδοτούνται απευθείας οι καταναλωτές υψηλής τάσης.
3. Το σύστημα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι υπεύθυνο για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές μέσης και χαμηλής τάσης.
4. Τα φορτία, που αποτελούν τις συνολικές απαιτήσεις σε ισχύ των καταναλωτών που είναι συνδεδεμένοι στο ΣΗΕ, και εκφράζονται σε kW ή MW. Η μεταβαλλόμενη ζήτηση ισχύος από τους καταναλωτές συναρτήσει του χρόνου, μπορεί να αναπαρασταθεί γραφικά μέσω της καμπύλης φορτίου. Η μέγιστη τιμή του φορτίου στη διάρκεια μιας δεδομένης χρονικής περιόδου ονομάζεται αιχμή φορτίου της περιόδου αυτής.

Τα ΣΗΕ διαχωρίζονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες, ανάλογα με το αν είναι διασυνδεδεμένα ή όχι με το τοπικό κεντρικό δίκτυο. Στα διασυνδεδεμένα ΣΗΕ, μεγάλες κεντρικές μονάδες παραγωγής εξυπηρετούν ένα ευρύ γεωγραφικό και ποσοτικό φάσμα ηλεκτρικών φορτίων. Αντίθετα, τα απομονωμένα ΣΗΕ βρίσκονται εγκατεστημένα σε απομονωμένες γεωγραφικά περιοχές, οι οποίες δεν έχουν τη δυνατότητα διασύνδεσης με ένα ευρύτερο σύνολο συστημάτων. Το μέγεθος των απομονωμένων ΣΗΕ μπορεί να ποικίλλει από πολλά MW (για μεγάλα νησιωτικά δίκτυα), έως την τάξη του 1 kW (για μια απομονωμένη αγροικία). Στα απομονωμένα ΣΗΕ χρησιμοποιείται συνήθως ένας συνδυασμός από δύο ή περισσότερες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε η συνεργασία μεταξύ τους να αντιμετωπίζει τους εγγενείς περιορισμούς της καθεμιάς από αυτές. Τα συστήματα αυτού του τύπου χαρακτηρίζονται ως υβριδικά (ΥΣΗΕ), και τις περισσότερες φορές

χρησιμοποιούν ως πηγές ηλεκτρικής ενέργειας και τις ΑΠΕ, καθώς αυτές είναι παρούσες σε ικανοποιητικά μεγέθη σε απομονωμένες γεωγραφικά περιοχές.

1.3 ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ο συνδυασμός ΦΒ συστοιχίας με άλλες ΑΠΕ (κυρίως ανεμογεννήτρια), με αποθήκευση μέρους ή του συνόλου της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνεργασία ή όχι με συμβατική πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ντηζελογεννήτρια), χαρακτηρίζεται ως Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (*Hybrid system*). Συνήθως, ο προσδιορισμός του μεγέθους εκάστης συνιστώσας του ΥΣΗΕ γίνεται με κριτήριο τη βέλτιστη, από τεχνοοικονομικής πλευράς, κάλυψη των ηλεκτρικών ενεργειακών απαιτήσεων μιας εφαρμογής. Έχουν προταθεί διάφοροι μέθοδοι υπολογισμού των συνιστωσών ενός υβριδικού συστήματος, οι διαφορές των οποίων εντοπίζονται σε εξειδικευμένα οικονομοτεχνικά και λειτουργικά κριτήρια βελτιστοποίησης της αποδιδόμενης από το σύστημα, ηλεκτρικής ενέργειας. Οι μεθοδολογίες αυτές οδήγησαν στη δημιουργία λογισμικών για τον προσδιορισμό των συνιστωσών των υβριδικών συστημάτων. Στη παρούσα εργασία παρουσιάζονται οι κύριες ιδέες στις οποίες βασίζονται αυτές οι μεθοδολογίες, αναλύοντας τη σημασία των οικονομοτεχνικών κριτηρίων που χρησιμοποιούνται. Επικεντρώνουμε το ενδιαφέρον μας στις επόμενες περιπτώσεις υβριδικών συστημάτων:

- ΦΒ συστοιχία, συσσωρευτής και ντηζελογεννήτρια
- ΦΒ συστοιχία, ανεμογεννήτρια, συσσωρευτής και ντηζελογεννήτρια.
- ΦΒ συστοιχία, ανεμογεννήτρια, ντηζελογεννήτρια και σύστημα υδρογόνου.

Η εγκατάσταση συσσωρευτών βοηθά στη βέλτιστη διαχείριση της ενέργειας των παραπάνω υβριδικών συστημάτων [5]-[6]. Μια εναλλακτική και πολλά υποσχόμενη λύση για την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί η χρήση συστήματος που περιλαμβάνει δεξαμενή υδρογόνου, μονάδα ηλεκτρόλυσης και κυψέλες καυσίμου [7]-[8]. Γενικά, οι ενεργειακοί υπολογισμοί σ' ένα ΥΣΗΕ αποσκοπούν στον προσδιορισμό των υποσυστημάτων του, με βάση την απαίτηση για ολική ή μερική κάλυψη των μέσων ημερήσιων ενεργειακών απαιτήσεων των καταναλώσεων της εφαρμογής, ανά μήνα ή ετησίως. Λαμβάνονται υπ' όψη οι απώλειες κατά τις ενεργειακές μετατροπές και τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, από το χώρο παραγωγής στο χώρο εκμετάλλευσης.

Αναλυτικότερα, ενδιαφερόμαστε για τον προσδιορισμό:

- του τύπου του συστήματος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) που θα περιλαμβάνεται (ανεμογεννήτρια, φωτοβολταϊκά, υδροηλεκτρική ενέργεια),
- του μεγέθους των επιμέρους ανανεώσιμων ενεργειακών πηγών (ΦΒ συστοιχίας και ανεμογεννήτριας),
- της χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, αν απαιτείται
- των χαρακτηριστικών των ηλεκτρονικών διατάξεων προσαρμογής και μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας (converter, inverter και ελεγκτή της φόρτισης του συσσωρευτή), όσων η παρουσία κρίνεται επιβεβλημένη, καθώς και

- των τεχνικών χαρακτηριστικών της εφεδρικής συμβατικής πηγής (ντηζελογεννήτριας), σύμφωνα με το βαθμό συμμετοχής της στην κάλυψη των ενεργειακών καταναλώσεων της εφαρμογής.

Τα ΥΣΗΕ διαχωρίζονται σε τρεις κατηγορίες, ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ που διαθέτουν [9]:

1. Στα μεγάλα ΥΣΗΕ, τα οποία διαθέτουν εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 50 MW.
2. Στα ΥΣΗΕ μεσαίας κλίμακας, που η εγκατεστημένη ισχύς κυμαίνεται ανάμεσα στα 7 και τα 50 MW.
3. Στα ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας, που διαθέτουν ονομαστική ισχύ μικρότερη των 7 MW. Η μελέτη των ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας αποτελεί το αντικείμενο της παρούσας διατριβής.

1.4 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται ολοένα και μεγαλύτερο ενδιαφέρον για τα υβριδικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας που βασίζονται σε ΑΠΕ. Τα συστήματα αυτά είναι είτε απομονωμένα είτε διασυνδεδεμένα στο εθνικό ή τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο. Περιλαμβάνουν κυρίως μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που μετατρέπουν ορισμένες μορφές ανανεώσιμης ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια συνεχούς ή εναλλασσόμενου ρεύματος. Τα απομονωμένα συστήματα παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια σε γεωγραφικά απομονωμένες ή μικρού πληθυσμού περιοχές (π.χ., μικρά νησιά, ορεινοί ή ημιορεινοί οικισμοί) όπου η ηλεκτροδότηση, παράγοντας που σχετίζεται άμεσα με την ευμάρεια και τη βελτίωση των συνθηκών ζωής των ανθρώπων που ζουν στις περιοχές αυτές, δεν είναι εφικτή.

Η παρούσα μεταπτυχιακή διατριβή πραγματεύεται τη μελέτη υβριδικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας, τα οποία μπορούν να περιλαμβάνουν συνδυασμό συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), προτείνοντας μεθοδολογίες που σχετίζονται με την οικονομική αξιολόγηση και τη βέλτιστη σχεδίαση της δομής τους, την προσομοίωση και ανάλυση αξιοπιστίας τους, καθώς και το συνυπολογισμό του περιβαλλοντικού κόστους στην οικονομική τους αποτίμηση.

Η μοντελοποίηση, η προσομοίωση καθώς και ο βέλτιστος σχεδιασμός των υβριδικών συστημάτων γίνεται με τη χρήση των λογισμικών HOMER και RET Screen 4. Επίσης, πραγματοποιείται μια συγκριτική αξιολόγηση των παραπάνω λογισμικών.

1.5 ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Η δομή της εργασίας παρουσιάζεται ακολούθως:

Στο **1^ο Κεφάλαιο** γίνεται μια σύντομη εισαγωγή σχετικά με τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και την υπάρχουσα κατάσταση στην Ελλάδα. Επίσης περιγράφονται τα

βασικά χαρακτηριστικά των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας και ειδικότερα των Υβριδικών, που θα μας απασχολήσουν στη διατριβή αυτή.

Στο **2^ο Κεφάλαιο** παρουσιάζεται η μεθοδολογία ανάλυσης των υβριδικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ΥΣΗΕ) μικρής κλίμακας, η οποία βασίζεται στην ετήσια προσομοίωση της λειτουργίας τους ανά σταθερά χρονικά βήματα μικρής διάρκειας. Η ανάλυση αυτή περιλαμβάνει τη μοντελοποίηση των εξαρτημάτων που περιέχονται στο σύστημα, καθώς και τον τρόπο συνεργασίας τους. Επιπλέον, παρουσιάζεται η μεθοδολογία οικονομικής αποτίμησης που χρησιμοποιείται, καθώς η επιλογή του βέλτιστου συστήματος βασίζεται στο κριτήριο της ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους, που είναι το άθροισμα του κόστους επένδυσης και του κόστους λειτουργίας του συστήματος.

Στο **3^ο Κεφάλαιο** αποφασφηνίζεται ο όρος διεσπαρμένη παραγωγή (distributed generation) που αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες μικρής ισχύος. Επίσης περιγράφονται οι μονάδες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν στη διεσπαρμένη παραγωγή, δίνοντας έμφαση στις τεχνολογίες ΑΠΕ. Επίσης, αναλύεται η έννοια του μικροδικτύου (microgrid) και τονίζονται τα πλεονεκτήματα χρησιμοποίησής του.

Στο **4^ο Κεφάλαιο** παρουσιάζεται το νομοθετικό πλαίσιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Υβριδικούς Σταθμούς ΑΠΕ, καθώς και η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας από τους σταθμούς αυτούς, όπως περιγράφονται από τους νόμους Ν.3468 του 2006, Ν.3734 του 2009, Ν.3851 του 2010 και Ν.4254 του 2014.

Στο **5^ο Κεφάλαιο** παρουσιάζονται οι χρηματοοικονομικοί παράμετροι που χρησιμοποιούνται κατά την οικονομική μοντελοποίηση και αξιολόγηση των υβριδικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας. Κατόπιν, περιγράφονται και συγκρίνονται τα λογισμικά HOMER και RETScreen που χρησιμοποιήθηκαν στη διατριβή αυτή.

Στο **6^ο Κεφάλαιο** παρουσιάζεται η οικονομοτεχνική μελέτη διαφόρων παραλλαγών υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ΥΣΗΕ) μικρής κλίμακας, που εμπεριέχουν τεχνολογίες ΑΠΕ και συμβατικές μονάδες παραγωγής, για τη κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ενός οικισμού στη περιοχή των Χανίων. Τα ΥΣΗΕ αρχικά εξετάστηκαν ως απομονωμένα και στη συνέχεια ως διασυνδεδεμένα στο κεντρικό δίκτυο. Η μελέτη αυτή πραγματοποιήθηκε με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER.

Στο **7^ο Κεφάλαιο** παρουσιάζεται η οικονομοτεχνική ανάλυση και αξιολόγηση των απομονωμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας του προηγούμενου κεφαλαίου με τη βοήθεια του λογισμικού RETScreen. Ακολουθεί σύγκριση με τα αποτελέσματα του προηγούμενου κεφαλαίου.

Στο **8^ο Κεφάλαιο** παρουσιάζονται τα γενικά συμπεράσματα και η συμβολή της διατριβής. Επίσης, προτείνονται νέα πεδία έρευνας και μελέτης σαν συνέχεια της παρούσας διατριβής.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Μοντελοποίηση Υβριδικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η βέλτιστη σχεδίαση και η μοντελοποίηση ενός υβριδικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας που περιλαμβάνει τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας εμπεριέχει σημαντικές δυσκολίες, λόγω του μεγάλου αριθμού των διαθέσιμων επιλογών σχεδίασης, της αβεβαιότητας και μεταβλητότητας σημαντικών παραμέτρων όπως η ζήτηση φορτίου, και της αδυναμίας ελέγχου του ρυθμού παροχής της πρωτογενούς ενέργειας σε ορισμένες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως ο άνεμος και η ηλιακή ακτινοβολία.

Στο παρόν κεφάλαιο της διατριβής παρουσιάζεται η μεθοδολογία ανάλυσης συστημάτων αυτού του τύπου, η οποία βασίζεται στην ετήσια προσομοίωση της λειτουργίας τους ανά σταθερά χρονικά βήματα μικρής διάρκειας. Η ανάλυση αυτή περιλαμβάνει τη μοντελοποίηση των εξαρτημάτων που περιέχονται σε ένα υβριδικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και του τρόπου συνεργασίας τους. Επιπλέον, παρουσιάζεται η μεθοδολογία οικονομικής αποτίμησης που χρησιμοποιείται, καθώς η επιλογή του βέλτιστου συστήματος βασίζεται στο κριτήριο της ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους, που είναι το άθροισμα του κόστους επένδυσης και του κόστους λειτουργίας του συστήματος.

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η προσομοίωση της λειτουργίας ενός ΥΣΗΕ, ανά σταθερά χρονικά βήματα, που περιλαμβάνει τεχνολογίες ΑΠΕ μπορεί να γίνει με τη χρησιμοποίηση των παρακάτω τριών κατηγοριών μοντέλων [10], [11]:

1. Των **λογιστικών μοντέλων**, τα οποία χρησιμοποιούνται για την πρόβλεψη της μακροπρόθεσμης επίδοσης των προς μελέτη συστημάτων, τη διαστασιολόγηση και την οικονομική τους αποτίμηση. Η είσοδος των μοντέλων αυτών περιλαμβάνει, εκτός από τα στοιχεία των εξαρτημάτων του συστήματος (π.χ., ισχείς, χαρακτηριστικά λειτουργίας, κλπ), κατάλληλα επιλεγμένες χρονοσειρές φορτίου και δεδομένων που σχετίζονται με τις τεχνολογίες ΑΠΕ. Ως έξοδος δίνεται η παραγόμενη ενέργεια (συνολική και ανά μονάδα), το κόστος λειτουργίας, κλπ. Τα λογιστικά μοντέλα διαιρούνται σε δύο μεγάλες κατηγορίες:
 - a. Τα **στατιστικά μοντέλα**, τα οποία χρησιμοποιούν μεγάλα χρονικά βήματα (μηνιαία ή ετήσια), και βασίζονται σε στατιστικές τεχνικές για να προβλέψουν τη βραχυπρόθεσμη μεταβλητότητα που υπάρχει μέσα σε αυτά. Τα πλεονεκτήματά τους είναι η απλότητα και η ταχύτητά τους, ενώ τα μειονεκτήματά τους είναι η περιορισμένη ακρίβεια και η μικρή τους ευελιξία στους συνδυασμούς εξαρτημάτων που μπορούν να μοντελοποιήσουν. Παραδείγματα στατιστικών μοντέλων είναι το RETScreen [12], το PVSYST [13], και το NSol!.
 - b. Τα **μοντέλα χρονοσειρών**, τα οποία χρησιμοποιούν χρονικά βήματα που κυμαίνονται συνήθως από 10 λεπτά έως μία ώρα, και υποθέτουν ότι οι χρονικά εξαρτημένες μεταβλητές τους (π.χ. ηλεκτρικό φορτίο, δεδομένα

ΑΠΕ) παραμένουν σταθερές σε όλη τη διάρκεια του χρονικού βήματος. Εάν τα μοντέλα αυτά συνδυαστούν με στατιστικά μοντέλα, έτσι ώστε να μοντελοποιούν τις διακυμάνσεις των χρονικά εξαρτημένων μεταβλητών τους κατά τη διάρκεια ενός χρονικού βήματος, το εύρος των χρονικών βημάτων μπορεί να μειωθεί μέχρι και το ένα λεπτό. Τα μοντέλα χρονοσειρών παρέχουν σημαντικά μεγαλύτερες δυνατότητες μοντελοποίησης και πιο ακριβή αποτελέσματα σε σχέση με τα στατιστικά μοντέλα, έχοντας ως μειονέκτημα τις αυξημένες υπολογιστικές απαιτήσεις. Παραδείγματα μοντέλων χρονοσειρών είναι το HOMER [14], το HYBRI2 [15], το PV-DesignPro [16], και το PV*SOL [17].

2. Των **μοντέλων μόνιμης κατάστασης λειτουργίας**, με τα οποία υπολογίζονται οι επιπτώσεις της λειτουργίας του συστήματος στην τάση και τη συχνότητα του δικτύου.
3. Των **μοντέλων δυναμικής ανάλυσης**, με τα οποία εξετάζεται η συμπεριφορά του ΥΣΗΕ κατά τις έκτακτες καταστάσεις (π.χ., βραχυκυκλώματα, ζεύξη και απόζευξη γεννητριών, κλπ), καθώς και η ευστάθειά του, λαμβανομένης υπόψη και της λειτουργίας των μηχανισμών προστασίας, οι οποίοι επίσης προσομοιώνονται.

Η κατηγορία που χρησιμοποιείται στην παρούσα διατριβή είναι αυτή των λογιστικών μοντέλων. Αρχικά χρησιμοποιείται ένα λογιστικό μοντέλο χρονοσειρών (HOMER), καθώς στόχος ήταν η διαστασιολόγηση των ΥΣΗΕ που μπορεί να περιέχουν ένα μεγάλο συνδυασμό εξαρτημάτων, καθώς και η οικονομική τους αποτίμηση. Κατόπιν χρησιμοποιείται ένα στατιστικό μοντέλο (RETScreen) και ακολουθεί σύγκριση των αποτελεσμάτων τους. Στη συνέχεια του κεφαλαίου αυτού παρουσιάζεται ο τρόπος μοντελοποίησης των εξαρτημάτων ενός ΥΣΗΕ, ο τρόπος συνεργασίας μεταξύ τους, και η μεθοδολογία οικονομικής αποτίμησης που χρησιμοποιείται.

2.2 ΜΟΝΑΔΕΣ ΜΗ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΟΥ ΡΥΘΜΟΥ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στις μονάδες μη ελεγχόμενου ρυθμού παραγωγής περιλαμβάνονται οι τεχνολογίες ΑΠΕ που παρουσιάζουν αδυναμία ελέγχου της παραγόμενης ενέργειας, λόγω της αστάθειας που παρουσιάζεται στην παροχή της πρωτογενούς ενέργειας που χρησιμοποιούν. Οι πιο διαδεδομένες τεχνολογίες που ανήκουν σε αυτή την κατηγορία και χρησιμοποιούνται σε ένα ΥΣΗΕ είναι οι ανεμογεννήτριες (ΑΓ), τα φωτοβολταϊκά (ΦΒ) συστήματα και τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα (ΥΗΕ).

2.2.1 Ανεμογεννήτριες

Οι ΑΓ μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Οι ΑΓ, σύγχρονης τεχνολογίας, μικρού ή μεγάλου μεγέθους, αποδεικνύονται πλέον, αξιόπιστες και αποδοτικές διατάξεις. Η ονομαστική τους ισχύς έχει φτάσει στο επίπεδο αρκετών MW, με μήκος πτερυγίων και ύψος άξονα μεγαλύτερα των 100 m. Χρησιμοποιούνται είτε ως μεμονωμένες είτε με τη μορφή αιολικών πάρκων.

Ακολούθως παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά μιας ανεμογεννήτριας (Σχήμα 2.1) και εξετάζεται η μεθοδολογία υπολογισμού της ισχύος της, με βάση τις ενεργειακές απαιτήσεις της εφαρμογής. Κάθε ΑΓ αποτελείται από μια ηλεκτρογεννήτρια, στον άξονα της οποίας είναι στερεωμένη πτερωτή, ενός, δύο ή περισσοτέρων συμμετρικώς διατεταγμένων πτερυγίων. Συνήθως είναι η χρήση

δίπτερων και τρίπτερων ανεμογεννητριών.

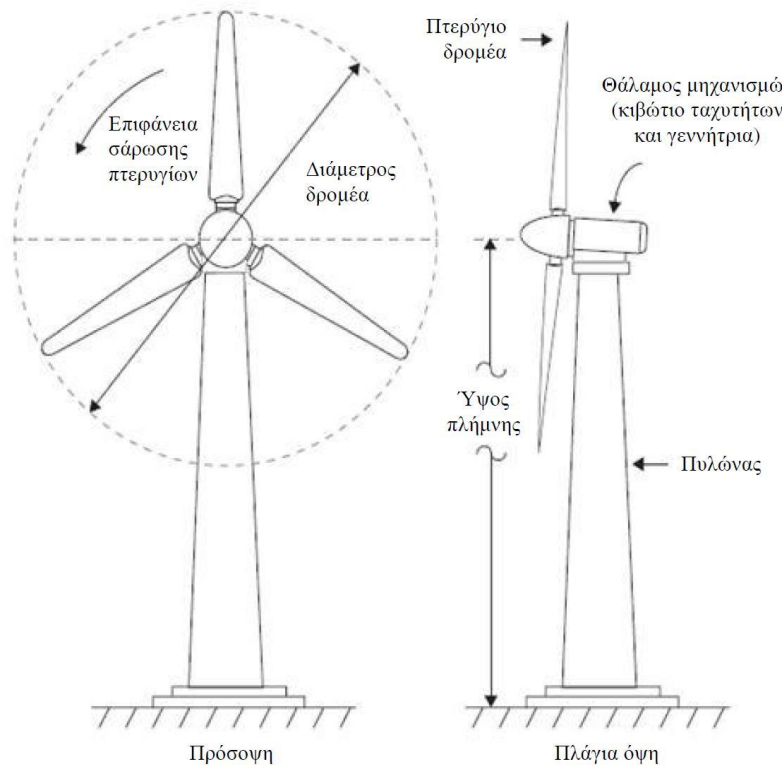
Η περιστροφική ενέργεια της πτερωτής μεταφέρεται στην ηλεκτρογεννήτρια, μέσω συστήματος γραναζιών. Διακρίνονται σε ανεμογεννήτριες **οριζόντιου** και **κατακόρυφου άξονα**. Οι ΑΓ οριζόντιου άξονα παρουσιάζουν τα περισσότερα πλεονεκτήματα και έχουν κυριαρχήσει στην πράξη. Στις μικρές ανεμογεννήτριες είναι δυνατή η κάθοδος και ανύψωση τους, για λόγους συντήρησης, με περιστροφή του ιστού, ως προς άξονα στο κατώτερο τμήμα του.

Στον Πίνακα 2.1 που ακολουθεί παρουσιάζεται η ταξινόμηση των ΑΓ σύμφωνα με το μέγεθός τους.

Πινάκας 2.1 Ταξινόμηση μεγεθών ΑΓ

Μέγεθος Α/Γ	Ισχύς εξόδου (kW)	Ύψος πύργου (m)	Διάμετρος ρότορα (m)	Επιφάνεια σάρωσης (m ²)
micro	Μικρότερη από 1	–	Μικρότερη από 2.1	Μικρότερη από 3.5
Μικρό	1 με 50	5 με 30	2.1 με 16	3.5 με 200
Μεσαίο	50 με 1000	30 με 70	16 με 55	200 με 2400
Μεγάλο	Πάνω από 1000	Πάνω από 45	Πάνω από 55	Πάνω από 2400

Οι ΑΓ παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια είτε συνεχούς είτε εναλλασσόμενης τάσεως. Όπως και στα ΦΒ συστήματα, χρησιμοποιούνται και εδώ, ηλεκτρονικές διατάξεις ισχύος, ανόρθωσης, προσαρμογής ή μετατροπής της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος, ανάλογα με την περίπτωση και τις απαιτήσεις της συγκεκριμένης εφαρμογής. Επίσης, χρησιμοποιούνται ηλεκτρονικά ελέγχου των στροφών ΑΓ, προκειμένου να υπάρχει προστασία στην περίπτωση που η ταχύτητα ανέμου αυξηθεί υπερβολικά (π.χ. όταν η ταχύτητα ανέμου υπερβεί 25m/s).



Σχήμα 2.1 Βασικά μέρη ΑΓ οριζόντιου άξονα

Η ισχύς της αέριας δέσμης P_{air} (σε W), εξαρτάται από την πυκνότητα του αέρα ρ_{air} (σε kg/m^3), το εμβαδόν της εγκάρσιας διατομής μέσα από την οποία διέρχεται η αέρια δέσμη A (σε m^2), και την ταχύτητα του ανέμου V_{air} (σε m/s), σύμφωνα με την εξίσωση:

$$P_{air} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{air} \cdot A \cdot V_{air}^3$$

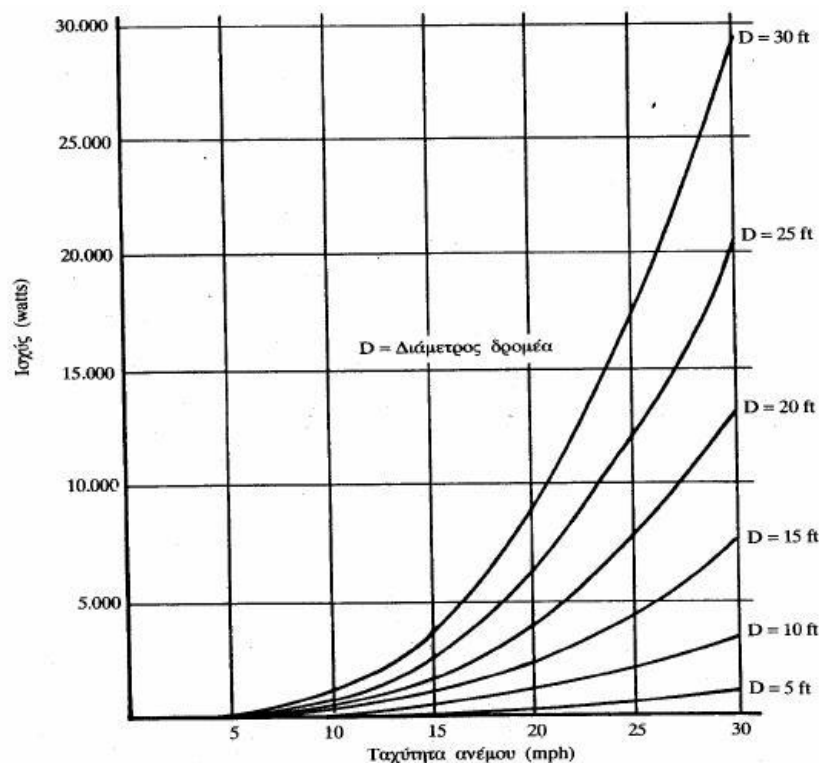
Για ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα με διάμετρο πτερυγίου D (σε m), το εμβαδόν της εγκάρσιας διατομής μέσα από την οποία περνά η κινούμενη μάζα του ανέμου είναι:

$$A = \pi \cdot R^2 = \frac{\pi \cdot D^2}{4}$$

οπότε η ισχύς του ανέμου είναι:

$$P_{air} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{air} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot V_{air}^3$$

Στη παραπάνω σχέση παρατηρούμε ότι αν διπλασιαστεί η διάμετρος του πτερυγίου (ενώ οι υπόλοιπες παράμετροι διατηρηθούν σταθερές), τότε τετραπλασιάζεται η ισχύς του ανέμου, όπως φαίνεται και στο ακόλουθο Σχήμα 2.2. Αυτή η απλή παρατήρηση βοηθάει στην ερμηνεία των οικονομιών κλίμακας με βάση τις οποίες η τάση είναι για κατασκευή ανεμογεννητριών με μεγαλύτερη διάμετρο πτερυγίου. Το κόστος της ΑΓ αυξάνει περίπου ανάλογα με τη διάμετρο του πτερυγίου, ενώ η ισχύς του ανέμου είναι ανάλογη με το τετράγωνο της διαμέτρου του πτερυγίου, για το λόγο αυτό οι μεγαλύτερες ΑΓ είναι οικονομικά αποδοτικότερες.



Σχήμα 2.2 Σχέση ισχύος ΑΓ και ταχύτητας ανέμου

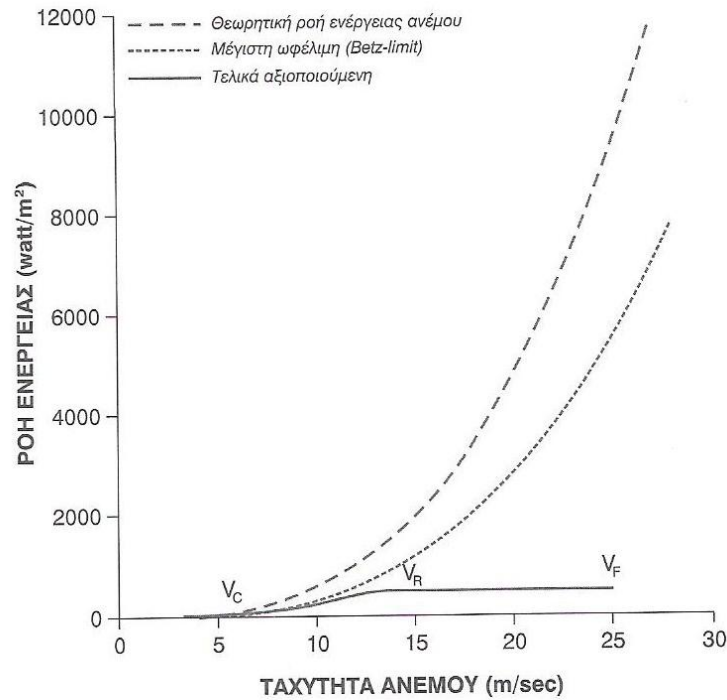
Η θεωρητική ισχύς που παράγει μια ΑΓ P_{max} (σε kW) περιγράφεται από την εξίσωση:

$$P_{max} = C_p \cdot P_{air} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho_{air} \cdot A \cdot V_{air}^3$$

όπου C_p είναι ο συντελεστής ισχύος της ΑΓ, που περιγράφει το κλάσμα της ισχύος αέριας δέσμης P_{air} που θα μετατραπεί σε μηχανικό έργο από την ΑΓ. Ο συντελεστής ισχύος C_p περιλαμβάνει όλες τις αεροδυναμικές απώλειες της ΑΓ και έχει ως θεωρητική μέγιστη τιμή την $C_{pmax} = 16/27 = 0.593$, που καλείται και **όριο Betz**, ενώ στην πράξη δεν υπερβαίνει την τιμή $C_p = 0.5$.

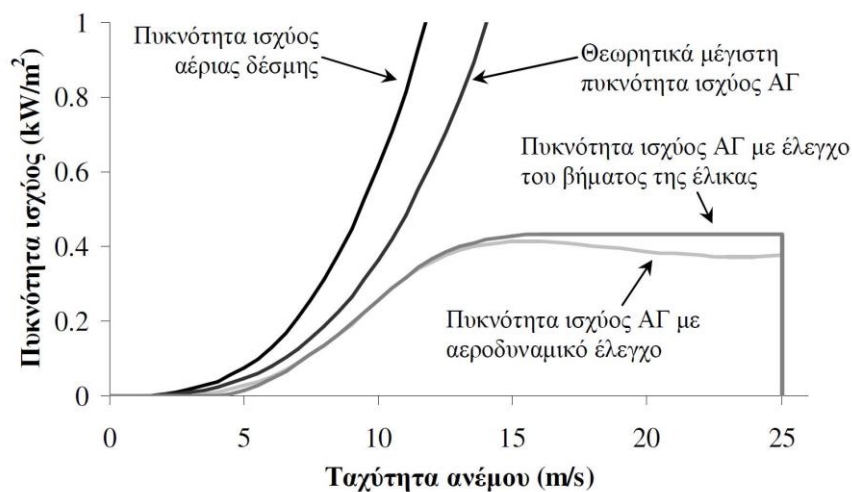
Εκτός από τις αεροδυναμικές απώλειες που περιγράφηκαν παραπάνω, υπάρχουν και άλλοι περιορισμοί που μειώνουν ακόμα περισσότερο την πραγματικά παραγόμενη ισχύ της ΑΓ P_{WT} . Οι σημαντικότεροι από αυτούς είναι [1]:

1. Για μικρές ταχύτητες ανέμου η ΑΓ δεν περιστρέφεται, επειδή οι απώλειες κενού φορτίου (τριβές στον άξονα, μειωτήρα, κλπ) είναι μεγαλύτερες από την παραγόμενη ισχύ της μηχανής. Η ταχύτητα στην οποία αρχίζει η λειτουργία της ΑΓ ονομάζεται **ταχύτητα έναρξης λειτουργίας** V_C , με τυπικές τιμές από 2.5 m/s έως 5 m/s.
2. Από μια τιμή της ταχύτητας του ανέμου και μετά, η ωφέλιμη ισχύς της ΑΓ παραμένει για λειτουργικούς λόγους περίπου σταθερή, με αποτέλεσμα να χάνεται ένα σημαντικό μέρος της ενέργειας του ανέμου, ιδιαίτερα σε υψηλές ταχύτητες (π.χ., $V_{air} \geq 12$ m/s). Η μέγιστη παραγόμενη ισχύς από την ΑΓ ονομάζεται **ονομαστική ισχύς** P_R , ενώ η μικρότερη ταχύτητα του ανέμου στην οποία παράγεται η ονομαστική ισχύς της ΑΓ ονομάζεται **ονομαστική ταχύτητα λειτουργίας** V_R . Η μη υπέρβαση της ονομαστικής ισχύος P_R όταν η ταχύτητα του ανέμου υπερβεί ορισμένη τιμή, μπορεί να επιτευχθεί με δύο διαφορετικές αρχές ελέγχου: τον **αεροδυναμικό έλεγχο** και τον **έλεγχο του βήματος της έλικας** [10]. Στον αεροδυναμικό έλεγχο, η παραγωγή ισχύος καθορίζεται από τις εγγενείς αεροδυναμικές ιδιότητες του πτερυγίου, και δεν υπάρχει κανένα κινούμενο μέρος που να ρυθμίζεται. Στον έλεγχο βήματος της έλικας, η γωνία των πτερυγίων του δρομέα μπορεί να ρυθμίζεται ενεργά από το σύστημα ελέγχου της μηχανής. Ο αεροδυναμικός έλεγχος εφαρμόζεται κυρίως στις μικρού μεγέθους ΑΓ λόγω της απλότητάς του, ενώ ο έλεγχος βήματος της έλικας εφαρμόζεται κυρίως στις μεσαίου και μεγάλου μεγέθους ΑΓ λόγω της καλύτερης ποιότητας ισχύος που προσφέρει, η οποία συνδυάζεται με μικρότερες μηχανικές καταπονήσεις των πτερυγίων [18].
3. Για λόγους ασφάλειας της εγκατάστασης, επιβάλλεται η διακοπή λειτουργίας της ΑΓ σε πολύ υψηλές ταχύτητες ανέμου. Η **ταχύτητα διακοπής λειτουργίας** V_F κυμαίνεται μεταξύ 20 m/s για μικρές μηχανές έως και 30 m/s για ιδιαίτερα στιβαρές κατασκευές.
4. Κατά τη λειτουργία της ΑΓ χρειάζεται να αφαιρεθούν οι μηχανικές απώλειες στον άξονα και το μειωτήρα, καθώς και οι ηλεκτρικές απώλειες της γεννήτριας, πριν τον υπολογισμό της παραγόμενης ισχύος P_{WT} . Οι ηλεκτρομηχανολογικές απώλειες είναι σχετικά περιορισμένες, και κυμαίνονται ανάμεσα στο 3% και το 10% της ισχύος αέριας δέσμης P_{air} .



Σχήμα 2.3 Ροή ενέργειας ανέμου - ωφέλιμη ενέργεια

Η συσχέτιση μεταξύ της ταχύτητας του ανέμου V_{air} και της πραγματικά παραγόμενης ισχύος P_{WT} από μια ΑΓ δίνεται από την **καμπύλη ισχύος** της ΑΓ. Στο Σχήμα 2.4 συγκρίνεται η πυκνότητα ισχύος (σε kW/m^2) της αέριας δέσμης σε σχέση με τη θεωρητικά μέγιστη πυκνότητα ισχύος μιας ΑΓ (για $C_P = C_{Pmax}$), καθώς και με την πυκνότητα ισχύος που προκύπτει από πραγματικές καμπύλες ισχύος ΑΓ με αεροδυναμικό έλεγχο και με έλεγχο βήματος.



Σχήμα 2.4 Σύγκριση πυκνότητας ισχύος αέριας δέσμης και ΑΓ

Επειδή η ισχύς του ανέμου είναι ανάλογη του κύβου της ταχύτητας του ανέμου, η οικονομική επίδραση ακόμα και μέτριων αυξήσεων της ταχύτητας του ανέμου μπορεί να είναι σημαντική. Η μέτρηση της ταχύτητας του ανέμου V_{air} πραγματοποιείται με συσκευές που ονομάζονται **ανεμόμετρα**. Ένα ανεμόμετρο τοποθετείται συνήθως σε ύψος $H_{0,anem} = 10 \text{ m}$ από το έδαφος, ώστε να επιτυγχάνεται μια αντιπροσωπευτική

καταγραφή του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής. Η ταχύτητα του ανέμου όμως αυξάνει σημαντικά με το ύψος από το έδαφος στο οποίο αναφέρονται οι μετρήσεις. Επειδή το ύψος πλήμνης της ΑΓ H_{hub} είναι συνήθως αρκετά μεγαλύτερο του ύψους ανεμομέτρου η ταχύτητα του ανέμου χρειάζεται να τροποποιηθεί κατάλληλα.

Στις πρώτες μερικές εκατοντάδες μέτρα πάνω από την επιφάνεια του εδάφους, η ταχύτητα του ανέμου επηρεάζεται σημαντικά από την τριβή του ανέμου καθώς αυτός περνάει από την επιφάνεια του εδάφους. Λείες επιφάνειες, όπως μία ήρεμη θάλασσα, έχουν πολύ μικρή αντίσταση, και η μεταβολή του ανέμου με την αύξηση του ύψους είναι μέτρια. Στο άλλο άκρο, οι επιφανειακοί άνεμοι επιβραδύνονται σημαντικά από υψηλά εμπόδια όπως δάση και κτίρια. Η επίδραση της τραχύτητας της επιφάνειας του εδάφους στην ταχύτητα του ανέμου περιγράφεται από τη σχέση:

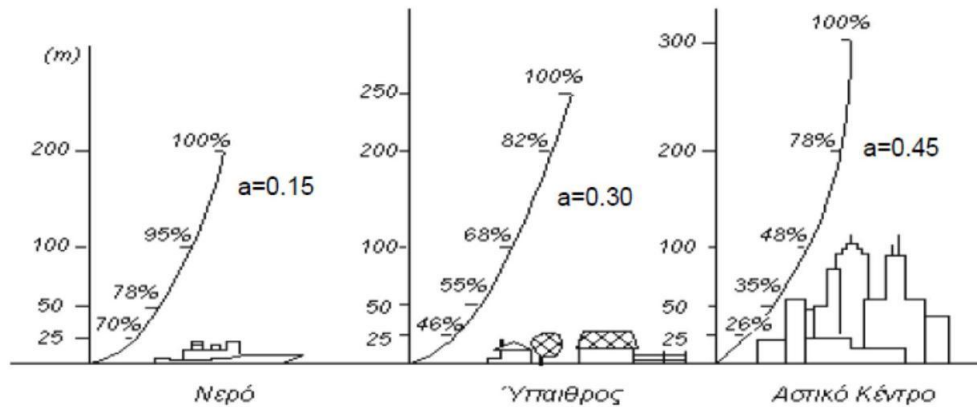
$$\frac{V_{air(hub)}}{V_{0(anem)}} = \left(\frac{H_{hub}}{H_0} \right)^a$$

όπου $V_{air(hub)}$ η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης της ΑΓ H_{hub} , $V_{0(anem)}$ η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος αναφοράς H_0 (συνήθως χρησιμοποιείται ως ύψος αναφοράς αυτό του ανεμομέτρου, 10 m), και a είναι ο συντελεστής τριβής ή εκθέτης παραμόρφωσης ανέμου. Το ύψος πλήμνης της ΑΓ, που λαμβάνεται στη παρούσα διατριβή, είναι $H_{hub} = 42.7$ m.

Ο συντελεστής τριβής a είναι συνάρτηση της τραχύτητας του εδάφους πάνω από το οποίο πνέει ο άνεμος. Οι τιμές του κυμαίνονται μεταξύ του 0.10 για λείες επιφάνειες (πάγος, θάλασσα) και του 0.40 για αστικές περιοχές. Ο Πίνακας 2.2 δίνει μερικές χαρακτηριστικές τιμές για διάφορους τύπους εδαφών, ενώ στο Σχήμα 2.5 παρουσιάζεται η επίδραση της τραχύτητας του εδάφους στην ταχύτητα του ανέμου. Συνήθως, για χονδρικές εκτιμήσεις σε σχετικά ελεύθερα εμποδίων εδάφη, όπως στη παρούσα διατριβή, χρησιμοποιείται η τιμή 0.14 για το συντελεστή τριβής [19].

Πίνακας 2.2 Συντελεστής τριβής για διάφορους τύπου εδαφών

Χαρακτηριστικά εδάφους	Συντελεστής τριβής a
Λείο σκληρό έδαφος, ήρεμη θάλασσα	0.10
Ψηλό χορτάρι στην επιφάνεια του εδάφους	0.15
Ψηλοί σωροί, εμπόδια και θάμνοι	0.20
Δασώδης ύπαιθρος, πολλά δένδρα	0.25
Μικρή πόλη με δένδρα και θάμνους	0.30
Μεγάλη πόλη με ψηλά κτίρια	0.40



Σχήμα 2.5 Επίδραση τραχύτητας εδάφους στην ταχύτητα του ανέμου

Η πραγματική αποδοτικότητα μιας ΑΓ υπολογίζεται μέσω του **συντελεστή χρησιμοποίησης** (ΣX). Ο ετήσιος ΣX διαιρεί την ενέργεια που παράγει η ΑΓ σε ένα χρόνο $E_{W\text{Year}}$ (σε kWh) με την ενέργεια που θα παρήγαγε θεωρητικά η ΑΓ εάν λειτουργούσε στην ονομαστική της ισχύ P_R (σε kW) και για τις 8760 ώρες του έτους:

$$\Sigma X = \frac{E_{W\text{Year}}}{P_R \cdot 8760 \text{ h}}$$

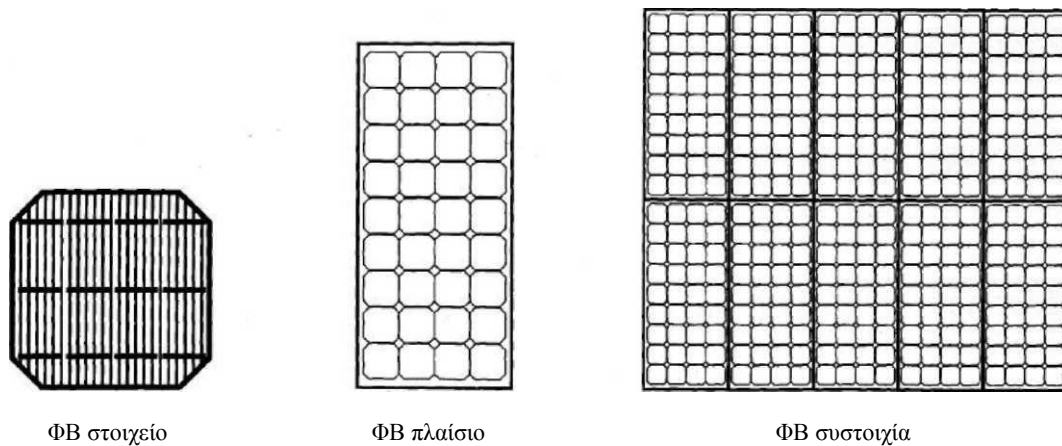
Ο ΣX είναι αδιάστατος αριθμός και εξαρτάται από το αιολικό δυναμικό της τοποθεσίας και από τον τύπο της ΑΓ. Οι τιμές του συνήθως κυμαίνονται ανάμεσα στο 0.25 (για περιοχές με χαμηλό αιολικό δυναμικό) και στο 0.40 (για περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό) [20]. Για τη μοντελοποίηση της συμπεριφοράς μιας ΑΓ, είναι απαραίτητη η κατάλληλη μοντελοποίηση της καμπύλης ισχύος της.

2.2.2 Φωτοβολταϊκά συστήματα

Τα φωτοβολταϊκά (ΦΒ) συστήματα μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική ενέργεια. Αποτελούνται από διόδους ημιαγωγών (συνήθως πυριτίου), οι οποίες καθώς δέχονται στην επιφάνειά τους την ηλιακή ακτινοβολία, εκδηλώνουν διαφορά δυναμικού ανάμεσα στην εμπρός και την πίσω όψη τους. Η διαδικασία αυτή βασίζεται στο **φωτοβολταϊκό φαινόμενο**, και το ρεύμα που παράγεται είναι συνεχές.

Σε ένα ΦΒ σύστημα, η θεμελιώδης μονάδα μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική ονομάζεται **φωτοβολταϊκό στοιχείο**. Όταν το ΦΒ στοιχείο φωτίζεται προκαλείται στο εσωτερικό του ηλεκτρικό ρεύμα, ανάλογο της πυκνότητας ισχύος του ηλιακού φωτός, που προσπίπτει στην επιφάνειά του. Η μέγιστη αναπτυσσόμενη συνεχής ηλεκτρική τάση, σε ένα τυπικό ΦΒ στοιχείο, βρίσκεται στην περιοχή μεταξύ 0.5 και 0.7 V, ενώ το αντίστοιχο ηλεκτρικό ρεύμα στη περιοχή μεταξύ 10 και 40 mA/cm², για πυκνότητα ισχύος ηλιακού φωτός 1 kW/m². Λόγω του ότι υπάρχουν πολύ λίγες συσκευές που μπορούν να λειτουργήσουν σε τόσο χαμηλές τάσεις, τα ΦΒ στοιχεία συνδέονται σε σειρά και σχηματίζουν το **φωτοβολταϊκό πλαίσιο**. Τα ΦΒ πλαίσια αποτελούν τις βασικές δομικές μονάδες ενός ΦΒ συστήματος, και αποτελούνται συνήθως από 36 ΦΒ στοιχεία συνδεδεμένα σε σειρά, ώστε, όταν στη διάταξη αυτή προσπίπτει ηλιακή ακτινοβολία, να προκύπτει συνολική 17÷22 V. Το πλήθος των ΦΒ στοιχείων επιλέγεται έτσι ώστε να ταιριάζει με την απαιτούμενη τάση φόρτισης ενός κοινού ηλεκτρικού συσσωρευτή μολύβδου-θεικού οξέως (Pb/ H₂SO₄), ονομαστικής τάσης 12V. Ο συνδυασμός πολλών ΦΒ πλαισίων, σε σειρά ή παράλληλα, συνήθως σε μια επίπεδη επιφάνεια, αποτελεί τη **φωτοβολταϊκή**

συστοιχία. Στο Σχήμα 2.6, που ακολουθεί, απεικονίζεται η ιεραρχία των ΦΒ συστημάτων.



Σχήμα 2.6 Η ιεραρχία των ΦΒ συστημάτων

Η ταξινόμηση των ΦΒ πλαισίων γίνεται ανάλογα με την ισχύ που αυτά αποδίδουν κάτω από τις **Πρότυπες Συνθήκες Ελέγχου** (ΠΣΕ), οι οποίες αναφέρονται σε κάθετη πρόσπτωση ηλιακής ακτινοβολίας στην όψη του ΦΒ στοιχείου, πυκνότητας ισχύος 1 kW/m^2 , θερμοκρασίας ΦΒ στοιχείου $25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$, και τιμή μάζας αέρα AM 1.5, που σχετίζεται με το μήκος διαδρομής της ηλιακής ακτινοβολίας μέσα στη γήινη ατμόσφαιρα. Η μέγιστη ηλεκτρική ισχύς που μπορεί να αποδώσει ένα ΦΒ στοιχείο υπό ΠΣΕ, αποτελεί ένα από τα βασικά χαρακτηριστικά του και ονομάζεται **ισχύς αιχμής**. Η μονάδα της στο SI εκφράζεται σε "Watt αιχμής" ή W_p . Στο εμπόριο διατίθενται ΦΒ πλαίσια κρυσταλλικού Πυριτίου σε ευρεία περιοχή τιμών ισχύος αιχμής. Μικρές κατασκευές ΦΒ στοιχείων, μερικών W_p , χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές που δεν απαιτούν υψηλή ηλεκτρική ισχύ. Σε εφαρμογές αυτόνομων ή συνδεδεμένων στο δίκτυο της ΔΕΗ, ΦΒ συστημάτων, χρησιμοποιούνται, συνήθως, ΦΒ πλαίσια ισχύος αιχμής από 30 έως $250 W_p$.

Σήμερα οι αποδόσεις των φωτοβολταϊκών στοιχείων από κρυσταλλικό Πυρίτιο, βρίσκονται περίπου στο 22%, για ΦΒ πλαίσια διαστημικών κατασκευών και μεταξύ 14-18% για βιομηχανική-οικιακή χρήση, το δε κόστος των τελευταίων κυμαίνεται περί τα 4-5 €/ W_p , για εγκαταστάσεις μικρών συστημάτων, μεγέθους μέχρι μερικά kW_p . Στις εγκαταστάσεις σχετικά μεγάλης ισχύος αιχμής, το κόστος αγοράς ΦΒ πλαισίων, ανά W_p , μειώνεται σε συνάρτηση με το μέγεθος του συστήματος. Σε μεγάλα δε συστήματα, άνω του MW_p , το κόστος αυτό μειώνεται σχεδόν στο ήμισυ του αντίστοιχου των εγκαταστάσεων μικρής ισχύος.

Κατά τη δεκαετία του 1980, η τάση μείωσης του κόστους βιομηχανικής παραγωγής των ΦΒ στοιχείων, οδήγησε στη χρησιμοποίηση οικονομικότερων μεθόδων παρασκευής του βασικού φωτοαγωγίμου υλικού. Οι μέθοδοι αυτές χαρακτηρίζονται από τη δημιουργία πολύ λεπτών στρωμάτων υλικού (thin films), κυρίως πυριτίου, σε επιμελημένα καθαρισμένη επιφάνεια, που επιτρέπει την πρόσφυση του αποτιθέμενου υλικού (άμορφο Πυρίτιο, a-Si).

Οι προσπάθειες μείωσης του κόστους κατασκευής ενός ΦΒ στοιχείου οδήγησαν σε νέες διαφορετικές μεθόδους εναπόθεσης, με πολύ καλά αποτελέσματα. Για παράδειγμα παρασκευάστηκαν ΦΒ στοιχεία, με εργαστηριακή απόδοση ~ 15%. Η επιφάνεια τους εμφανίζει μονοκρυσταλλικότητα κατά περιοχές, το δε υλικό ονομάζεται πολυκρυσταλλικό. Το πολυκρυσταλλικό Πυρίτιο (mc-Si), χρησιμοποιείται για την παρασκευή ΦΒ στοιχείων, που μπορούν να καλύψουν μεγάλη επιφάνεια, με βιομηχανική απόδοση (ΦΒ πλαίσιο) 12-13% πολύ κοντά στη βιομηχανική απόδοση των ΦΒ στοιχείων κρυσταλλικού Πυριτίου. Οι προηγούμενες τιμές απόδοσης είναι ενδεικτικές, εξαρτώμενες από το βασικό υλικό και τις κατασκευαστικές λεπτομέρειες της διάταξης.

Άμεσες συγκρίσεις έχουν δείξει ανάλογα με τον τύπο των φωτοβολταϊκών μονάδων ανάλογες διαφορές. Τα μονοκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά είναι σχετικά ακριβά, αλλά πολύ αποτελεσματικά, ενώ μια πολυκρυσταλλική μονάδα, σε αντίθεση είναι λιγότερο δαπανηρή, αλλά έχει χαμηλότερη αποδοτικότητα. Ωστόσο δεν υπάρχει μόνο η μια επιλογή μονοκρυσταλλικά ή πολυκρυσταλλικά, πρόσφατα, τα φωτοβολταϊκά πλαίσια με την τεχνολογία CIGS είναι διαθέσιμα στην αγορά. Τα ΦΒ πλαίσια τύπου CIS ή με προσθήκη γαλλίου CIGS $[\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2]$ είναι κρυσταλλικού τύπου και η απορρόφηση της ακτινοβολίας γίνεται σε στρώμα χαλκού, ινδίου, γαλλίου και σεληνίου. Οι CIGS ενότητες με την νέα τεχνολογία λεπτών στρωμάτων υλικού δεν είναι πολύ καιρό την αγορά, έτσι δεν υπάρχουν μακροχρόνιες μελέτες και τα φωτοβολταϊκά πάνελ εξακολουθούν να είναι σχετικά ακριβά σε σύγκριση με τα μονοκρυσταλλικά ή πολυκρυσταλλικά. Έχουν μια μέση απόδοση από 13%-15%, αλλά επίσης χρησιμοποιούν το χαμηλό φως πολύ καλά. Ειδικά το χειμώνα, μπορούν, σε αντίθεση με ένα μονοκρυσταλλικό, πολυκρυσταλλικό να εκμεταλλεύονται την ηλιακή ακτινοβολία πολύ αποτελεσματικά.

Μια άλλη τεχνολογία που χρησιμοποιείται είναι αυτή των ΦΒ πλαισίων τελλουριούχου καδμίου (CdTe) τα οποία έχουν τη δυνατότητα να απορροφούν το 99% της προσπίπτουσας ακτινοβολίας. Οι σύγχρονες τεχνικές προσφέρουν αποδόσεις πλαισίου τελλουριούχου καδμίου γύρω στο 6-8% ενώ εργαστηριακά, η απόδοση στα φωτοβολταϊκά στοιχεία έχει φτάσει το 16%. Μελλοντικά, αναμένεται το κόστος τους να μειωθεί αρκετά. Σημαντικότερος κατασκευαστής για φωτοβολταϊκά στοιχεία CdTe είναι η First Solar. Τροχοπέδη αποτελεί το γεγονός ότι το κάδμιο σύμφωνα με κάποιες έρευνες είναι καρκινογόνο με αποτέλεσμα να προβληματίζει το ενδεχόμενο της εκτεταμένης χρήσης του. Ήδη η Greenpeace, έχει εναντιωθεί στη χρήση του. Επίσης πρόβλημα αποτελεί και η έλλειψη του τελλουρίου. Σημαντικότερη χρήση του είναι η ενθυλάκωση του στο γυαλί ως δομικό υλικό με την εφαρμογή του σε κτίρια (Building Integrated Photovoltaic, BIPV). [21]

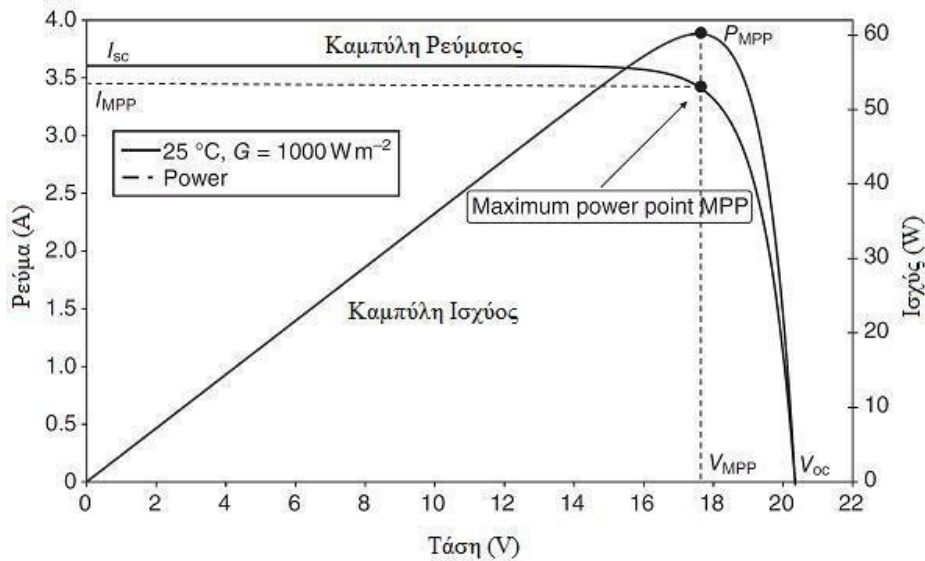
Ο Πίνακας 2.3 που ακολουθεί αποτελεί ένα αρχικό σημείο αναφοράς κατά την επιλογή μεταξύ μονοκρυσταλλικού, πολυκρυσταλλικού ή CIGS τύπου ΦΒ μονάδας.

Πίνακας 2.3 Ιδιότητες τριών συνήθων τύπων ΦΒ πλαισίων

	Μονοκρυσταλλικά	Πολυκρυσταλλικά	CIGS
Απόδοση	14-20 %	12-16 %	13-15%
Με χαμηλή ακτινοβολία	Σημαντική μείωση της απόδοσης	Σημαντική μείωση της απόδοσης	Πολύ μικρή μείωση της απόδοσης
Με υψηλή θερμοκρασία	Μείωση της απόδοσης	Μείωση της απόδοσης	Πολύ μικρή μείωση της απόδοσης
Κόστος	Ακριβότερα από πολυκρυσταλλικά	Φτηνότερα από μονοκρυσταλλικά και CIGS	Ακριβά
Διάρκεια ζωής	Μικρές απώλειες της απόδοσης με την πάροδο του χρόνου, υψηλή διάρκεια ζωής	Απώλειες της απόδοσης με την πάροδο του χρόνου, υψηλή διάρκεια ζωής	Νέα τεχνολογία, χωρίς πληροφορίες για διάρκεια ζωής
Βάρος	Υψηλό	Υψηλό	Χαμηλό

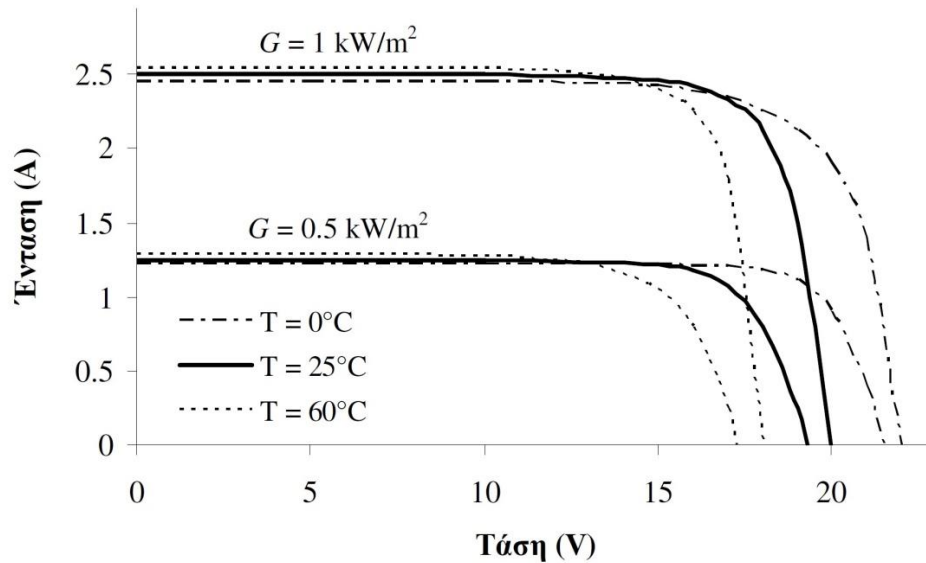
Το ΦΒ στοιχείο έχει μια αρκετά ασυνήθιστη συμπεριφορά ως πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αντίθεση με τις περισσότερες ηλεκτρικές πηγές, οι οποίες διατηρούν σταθερή περίπου τάση στην περιοχή της κανονικής τους λειτουργίας, η τάση των ΦΒ στοιχείων μεταβάλλεται ριζικά (και μη γραμμικά) σε συνάρτηση με την ένταση του ρεύματος που δίνουν στο κύκλωμα, ακόμα και εάν η ακτινοβολία που δέχονται παραμένει σταθερή. Η μεταβολή της τάσης V σε συνάρτηση με την ένταση I ενός ΦΒ στοιχείου ορίζει την **καμπύλη I - V** . Στο Σχήμα 2.7 απεικονίζεται μια τυπική καμπύλη I - V για ένα ΦΒ στοιχείο πυριτίου, καθώς και η αντίστοιχη **καμπύλη P - V** του ΦΒ στοιχείου που προκύπτει, όπου P είναι η ισχύς που αποδίδεται.

Σε κατάσταση βραχυκύκλωσης του ΦΒ στοιχείου, η ένταση του ρεύματος παίρνει τη μέγιστή της τιμή I_{sc} , ενώ η τάση μηδενίζεται. Σε κατάσταση ανοιχτοκύκλωσης του ΦΒ στοιχείου, η ένταση του ρεύματος μηδενίζεται, αλλά η τάση παίρνει τη μέγιστή της τιμή V_{oc} . Επομένως, στις ακραίες τιμές τάσης, 0 (βραχυκύκλωση) και V_{oc} (ανοιχτοκύκλωση) η παρεχόμενη ισχύς P του ΦΒ στοιχείου μηδενίζεται. Στο υπόλοιπο τμήμα της καμπύλης $P=f(V)$, η ισχύς είναι μεγαλύτερη του μηδενός (αφού $I > 0$ και $V > 0$), συνεπώς η καμπύλη εμφανίζει μέγιστο. Άρα υπάρχει ένα σημείο στη λειτουργία ενός ΦΒ στοιχείου στο οποίο η αποδιδόμενη ισχύς P μεγιστοποιείται και αυτό παρουσιάζεται κοντά στο σημείο όπου αρχίζει η έντονη πτώση του ρεύματος. Η μέγιστη παραγόμενη ισχύς συμβολίζεται με P_{MPP} και αντιστοιχεί σε ένα ορισμένο ζεύγος τιμών τάσης V_{MPP} και έντασης I_{MPP} (Σχήμα 2.7). Είναι πολύ σημαντικό η λειτουργία ενός ΦΒ συστήματος να βρίσκεται όσο το δυνατόν πλησιέστερα στο **Σημείο Μέγιστης Ισχύος (MPP)**, έτσι ώστε να μεγιστοποιείται η απόδοσή του.



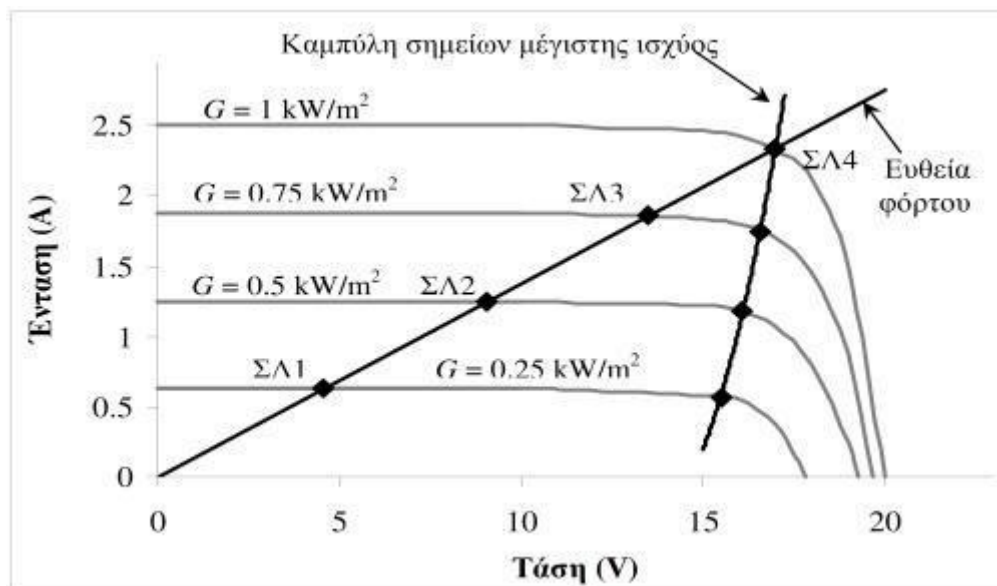
Σχήμα 2.7 Καμπύλες I - V και P - V ενός ΦΒ στοιχείου πυριτίου.

Οι καμπύλες I - V και P - V ενός ΦΒ πλαισίου έχουν αντίστοιχη μορφή με αυτές που παρουσιάστηκαν στο Σχήμα 2.7 και αφορούν τα ΦΒ στοιχεία. Είναι προφανές ότι ένα ΦΒ πλαίσιο, τμήμα μια ΦΒ συστοιχίας εγκατεστημένης στο ύπαιθρο, κατά τη διάρκεια της ημέρας, καθ' όλο το έτος βρίσκεται διαρκώς σε συνθήκες διαφορετικές απ' αυτές που αντιστοιχούν στον ορισμό της ισχύος αιχμής του. Κατά τη λειτουργία του ΦΒ πλαισίου σε πραγματικές συνθήκες, η θερμοκρασία του ΦΒ πλαισίου είναι διαφορετική των 25°C και η πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας μεταβάλλεται μεταξύ 0 έως 1200 W/m^2 (ηλιακή σταθερά 1367 W/m^2). Η μέγιστη παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς, κάθε στιγμή, είναι διαφορετική και μάλιστα κατά κανόνα μικρότερη της ισχύος αιχμής του. Στο Σχήμα 2.8 απεικονίζεται η εξάρτηση της καμπύλης I - V ενός ΦΒ πλαισίου από την πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας G και τη θερμοκρασία T . Η ένταση βραχυκύκλωσης I_{sc} είναι σχεδόν ανάλογη της πυκνότητας ισχύος ηλιακής ακτινοβολίας G , ενώ και η τάση ανοιχτοκύκλωσης V_{oc} επηρεάζεται αυξητικά, αλλά σε πολύ μικρότερο βαθμό. Από την άλλη πλευρά, αύξηση της θερμοκρασίας T μειώνει την τάση ανοιχτοκύκλωσης V_{oc} , ενώ η αύξηση της έντασης βραχυκύκλωσης I_{sc} που παρατηρείται με την αύξηση της θερμοκρασίας T είναι πολύ μικρότερης τάξης μεγέθους.



Σχήμα 2.8 Εξάρτηση της καμπύλης I-V ενός ΦΒ πλαισίου από την ηλιακή ακτινοβολία και τη θερμοκρασία

Όταν αλλάζει η ένταση ακτινοβολίας που προσπίπτει σ' ένα ΦΒ στοιχείο, που τροφοδοτεί σταθερή ωμική αντίσταση, το σημείο λειτουργίας μετατοπίζεται. Η μέγιστη ηλεκτρική ισχύς αποδίδεται στην αντίσταση μόνο για ορισμένο επίπεδο ακτινοβολίας. Σε διαφορετικές τιμές αποδίδεται ισχύς μικρότερη από την αντίστοιχη μέγιστη ισχύ. Στο Σχήμα 2.9 απεικονίζονται οι καμπύλες I-V ενός ΦΒ πλαισίου για διαφορετικές πυκνότητες ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας G , καθώς επίσης και τα διαφορετικά σημεία λειτουργίας (ΣΛ) του ΦΒ πλαισίου, που τροφοδοτεί μια σταθερή ωμική αντίσταση. Μόνο το ΣΛ4 συμπίπτει με το Σημείο Μέγιστης Ισχύος της I-V, που αντιστοιχεί σε πυκνότητα ισχύος ηλιακής ακτινοβολίας $G = 1 \text{ kW/m}^2$. Σχεδιάστηκε επίσης η ευθεία φόρτου για ένα ωμικό καταναλωτή με αντίσταση R αντίστοιχη του ΣΜΙ ($R = V_{MPP} / I_{MPP}$).



Σχήμα 2.9 Εξάρτηση της καμπύλης I-V ενός ΦΒ πλαισίου από την ηλιακή ακτινοβολία και το σημείο λειτουργίας

Επιδιώκεται το σημείο λειτουργίας σε κάθε διαφορετική κατάσταση, που θα προκύψει π.χ. από μεταβολή της πυκνότητας ισχύος ακτινοβολίας, να αποτελεί και το σημείο μέγιστης ισχύος, P_{MPP} , για τη δεδομένη κατάσταση. Όπως μπορεί να παρατηρηθεί, η τάση V_{MMP} που αντιστοιχεί στα σημεία μέγιστης ισχύος δεν επηρεάζεται σημαντικά από την πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας G . Αντίθετα, για δεδομένο ωμικό φορτίο και για διαφορετικές τιμές της πυκνότητας ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας G , η τιμή της τάσης V συνήθως αποκλίνει σημαντικά σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή της V_{MMP} . Οι διακυμάνσεις της παραγόμενης τάσης, οφείλονται κυρίως στην ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στην επιφάνεια του ηλιακού συλλέκτη. Οι διακυμάνσεις, ακόμα, της αποδιδόμενης ισχύος από την ϕ/β γεννήτρια, χωρίς τα κατάλληλα μέτρα, οδηγούν σε λειτουργία της πέραν του σημείου μέγιστης απόδοσης ισχύος (*maximum power point*). Οι απώλειες που σχετίζονται με τη δυσλειτουργία αυτή μπορούν να αντιμετωπισθούν με τη χρήση συστήματος που εντοπίζει το σημείο λειτουργίας με τη μέγιστη απόδοση ισχύος υπό οποιοσδήποτε συνθήκες. Το σύστημα αυτό είναι γνωστό ως **ανιχνευτής σημείου μέγιστης ισχύος** (*Maximum Power Point Tracker, MPPT*).

Σε κάθε ΦΒ πλαίσιο, εκτός των στοιχείων που αναφέρονται στις πρότυπες συνθήκες ελέγχου (ισχύς P_p , ένταση ρεύματος βραχυκύκλωσης, I_{sc} και τάση ανοικτού κυκλώματος, V_{oc}), αναγράφεται η θερμοκρασία, την οποία αποκτά το ΦΒ πλαίσιο, ευρισκόμενο σε καθορισμένες συνθήκες περιβάλλοντος, που προσεγγίζουν μια μέση πραγματική κατάσταση. Αντιπροσωπευτική περιοχή των θερμοκρασιών αυτών είναι μεταξύ 45 °C και 50 °C. Η θερμοκρασιακή αυτή περιοχή αφορά, προσεγγιστικά, τη μέση θερμοκρασιακή κατάσταση του υλικού του ΦΒ στοιχείου του πλαισίου, στο χρονικό διάστημα 2-3 ωρών πριν και μετά το μεσημέρι μιας αίθριας καλοκαιρινής μέρας, σε μέσα γεωγραφικά πλάτη. Χαρακτηρίζεται ως **ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας του ΦΒ στοιχείου** (*Nominal Operating Cell Temperature, NOCT*). Η *NOCT* αποτελεί τη συμβατική θερμοκρασία λειτουργίας ενός ΦΒ στοιχείου σε συνθήκες ανοιχτοκύκλωσης, υπό πυκνότητα ισχύος ηλιακής ακτινοβολίας ίση με 0.8 kW/m², θερμοκρασία περιβάλλοντος αέρα 20°C και ταχύτητα ανέμου 1 m/s. Χαμηλή ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας του ΦΒ στοιχείου, αποτελεί ένδειξη ταχύτερης αποβολής προς το περιβάλλον, του μέρους εκείνου της ηλιακής ακτινοβολίας, που συμβάλει, ουσιαστικά, στην αύξηση της θερμοκρασίας του.

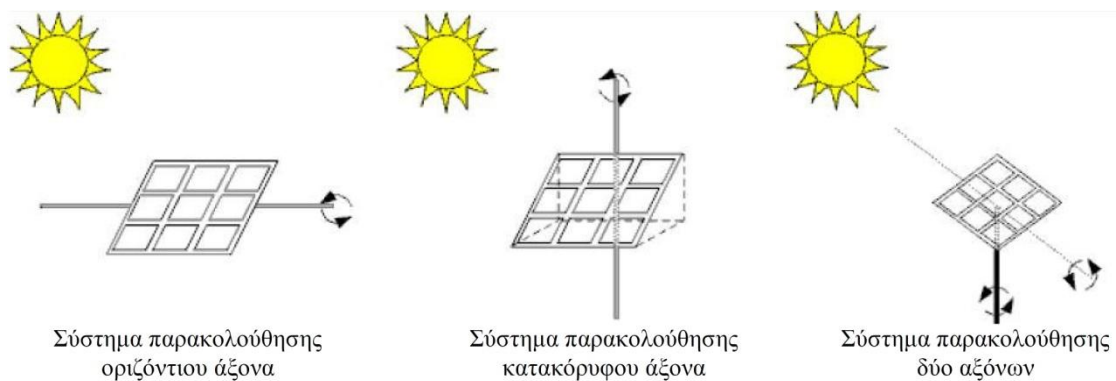
Στις περισσότερες περιπτώσεις τα ΦΒ πλαίσια είναι μόνιμα στερεωμένα σε μια βάση που δεν μετακινείται. Παρόλα αυτά, τα ΦΒ στοιχεία βελτιστοποιούν την απόδοσή τους όταν οι ηλιακές ακτίνες είναι κάθετες σε αυτά. Για το λόγο αυτό, τα ΦΒ πλαίσια μπορούν να συνδυαστούν με **συστήματα παρακολούθησης της τροχιάς του ήλιου**. Οι συσκευές αυτές μετακινούν το ΦΒ πλαίσιο σε μια προκαθορισμένη τροχιά έτσι ώστε να μεγιστοποιηθεί η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία, και επομένως η ηλιακή ενέργεια που συλλέγεται, με αποτέλεσμα να αυξάνεται έτσι την απόδοση του συστήματος (συνήθως κατά 25%-40%). Για να αποφεύγονται οι σκιάσεις μεταξύ τους, απαιτείται μεγαλύτερη έκταση απ' ό,τι για τις σταθερές βάσεις (συνήθως 1,5-3 φορές μεγαλύτερη έκταση).

Τα συστήματα παρακολούθησης της τροχιάς του ήλιου διακρίνονται σε μονοαξονικά και διαξονικά και μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ως εξής:

1. *Συστήματα παρακολούθησης οριζόντιου άξονα*. Στα συστήματα αυτά, τα ΦΒ πλαίσια παρακολουθούν την τροχιά του ήλιου περιστρεφόμενα γύρω από έναν άξονα, ο οποίος είναι οριζόντιος και έχει συνήθως τη διεύθυνση Ανατολής-Δύσης.

2. *Συστήματα παρακολούθησης κατακόρυφου άξονα.* Σε αυτά τα συστήματα, τα ΦΒ πλαίσια έχουν σταθερή κλίση και περιστρέφονται γύρω από ένα κατακόρυφο άξονα.
3. *Συστήματα παρακολούθησης δύο αξόνων.* Σε αυτή την κατηγορία συστημάτων, η επιφάνεια του ΦΒ πλαισίου τοποθετείται συνεχώς κάθετα στις ακτίνες του ήλιου, περιστρέφοντας το ΦΒ πλαίσιο γύρω από δύο άξονες.

Στο Σχήμα 2.10 απεικονίζονται σχηματικά οι τύποι συστημάτων παρακολούθησης της τροχιάς του ήλιου. Τα συστήματα αυτά αυξάνουν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη ΦΒ συστοιχία, αλλά παράλληλα αυξάνουν το κόστος και τη διαδικασία συντήρησης. Για το λόγο αυτό, η εγκατάστασή τους δεν είναι πάντοτε συμφέρουσα, και πρέπει να εξετάζεται ξεχωριστά για κάθε περίπτωση.



Σχήμα 2.10 Λειτουργία συστημάτων παρακολούθησης της τροχιάς του ήλιου

Στα φωτοβολταϊκά επιτυγχάνεται η μέγιστη απόδοσή τους όταν έχουν νότιο προσανατολισμό. Αποκλίσεις από το Νότιο είναι επιτρεπτές, μειώνουν όμως την απόδοση. Συνήθως επιλέγεται μια κλίση του φωτοβολταϊκού σε σχέση με το οριζόντιο επίπεδο που να δίνει τα καλύτερα αποτελέσματα καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Στην Ελλάδα, η βέλτιστη κλίση είναι γύρω στις 25° με 30°, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 2.4 που ακολουθεί.

Πίνακας 2.4 Προσανατολισμός και Απόδοση Φωτοβολταϊκών Συστημάτων

Κλίση	Προσανατολισμός		
	Νότιος	Νοτιοανατολικός ή Νοτιοδυτικός	Ανατολικός ή Δυτικός
0°	90%	90%	90%
15°	98%	95%	88%
30°	100%	95%	85%
90°	60%	60%	50%

Απόδοση

Η ισχύς εξόδου μιας ΦΒ συστοιχίας P_{PV} (kW) υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση [22]:

$$P_{PV} = f_{PV} \cdot P_{STC} \cdot \frac{G_T}{G_{T,STC}} \cdot [1 + \alpha_p(T_c - T_{c,STC})]$$

όπου f_{PV} είναι ο συνολικός συντελεστής απωλειών της ΦΒ συστοιχίας, P_{STC} είναι η ονομαστική ισχύς της ΦΒ συστοιχίας (σε kW_p) υπό ΠΣΕ, G_T είναι η πυκνότητα ισχύος της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στο επίπεδο της ΦΒ συστοιχίας (σε kW/m²), $G_{T,STC}$ είναι η πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας κάτω από ΠΣΕ (1 kW/m²), T_c είναι η θερμοκρασία σε °C των ΦΒ στοιχείων, $T_{c,STC}$ η θερμοκρασία κάτω από ΠΣΕ (25°C), και α_p είναι ο θερμοκρασιακός συντελεστής των ΦΒ στοιχείων (%/°C), ο οποίος δείχνει τον τρόπο που μεταβάλλεται η απόδοση του ΦΒ στοιχείου σε σχέση με τη θερμοκρασία λειτουργίας του. Στους περισσότερους τύπους ΦΒ στοιχείων παρατηρείται μείωση της απόδοσής τους όταν η θερμοκρασία τους αυξάνεται. Στον Πίνακα 2.5 [23] δίνονται τυπικές τιμές του α_p καθώς και η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας για τους πιο συνήθεις τύπους ΦΒ πλαισίων: μονοκρυσταλλικού Πυριτίου, πολυκρυσταλλικού Πυριτίου, άμορφου Πυριτίου, Τελλουριούχου Καδμίου και Δισεληνιοϊδίου Χαλκού.

Ο συνολικός συντελεστής απωλειών f_{PV} προσμετρά τις διαφοροποιήσεις ανάμεσα στην ονομαστική επίδοση και την πραγματική επίδοση ενός ΦΒ πλαισίου, και λαμβάνει υπόψη απώλειες όπως η κάλυψη του πλαισίου από σκόνη και η ηλικία του πλαισίου. Τυπικές τιμές συντελεστών απωλειών για το ΦΒ πλαίσιο είναι 0.90 λόγω κάλυψης του πλαισίου από σκόνη, 0.90 λόγω γήρανσης και 0.99 λόγω λοιπών απωλειών [3], επομένως η τιμή του f_{PV} που θεωρείται στην παρούσα διατριβή λαμβάνεται ίση με 0.80, που είναι ίση με το γινόμενο των τριών παραπάνω συντελεστών. Η θερμοκρασία T_c μπορεί να υπολογιστεί από τη θερμοκρασία περιβάλλοντος αέρα T_a (σε °C) και την πυκνότητα ισχύος της οριζόντιας ηλιακής ακτινοβολίας G (σε kW/m²) χρησιμοποιώντας την ακόλουθη σχέση [24]:

$$T_c = T_a + \frac{(NOCT - 20)}{0.8} \cdot G$$

όπου $NOCT$ είναι η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας του ΦΒ στοιχείου.

Πίνακας 2.5 Τυπικές τιμές ονομαστικής θερμοκρασίας λειτουργίας $NOCT$ και θερμοκρασιακού συντελεστή α_p για τους πιο συνήθεις τύπους ΦΒ πλαισίων

Τύπος	NOCT (°C)	α_p (%/°C)
Mono-Si	45	-0.40
Poly-Si	45	-0.40
a-Si	50	-0.11
CdTe	46	-0.24
CIS	47	-0.46

Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι ο συνολικός συντελεστής απωλειών f_{PV} δεν ταυτίζεται με το συντελεστή απόδοσης του ΦΒ πλαισίου. Η ακολουθούμενη μεθοδολογία υπολογισμού της ισχύος εξόδου P_{PV} μιας ΦΒ συστοιχίας λαμβάνει

υπόψη την ονομαστική ισχύ του ΦΒ πλαισίου κάτω από ΠΣΕ και όχι την επιφάνεια που αυτό καταλαμβάνει. Δύο ΦΒ πλαίσια που καταλαμβάνουν την ίδια επιφάνεια και έχουν διαφορετικούς συντελεστές απόδοσης θα έχουν και διαφορετική ονομαστική ισχύ, επομένως δεν είναι απαραίτητη η γνώση του συντελεστή απόδοσης του ΦΒ πλαισίου. Ένα επιπλέον σημαντικό στοιχείο που χρειάζεται να τονιστεί είναι ότι οι ΦΒ συστοιχίες που μοντελοποιούνται στην παρούσα διατριβή περιλαμβάνουν ανιχνευτή σημείου μέγιστης ισχύος. Η ύπαρξη της διάταξης αυτής αποτελεί απαραίτητη προϋπόθεση για ακριβή αποτελέσματα.

Για τον υπολογισμό της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας σε οποιαδήποτε κεκλιμένη ή/και περιστρεφόμενη επιφάνεια, είναι απαραίτητη η γνώση της ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο. Η μόνη παράμετρος που μεταβάλλεται σε ωριαία βάση, στην αρχικής μας εξίσωση, είναι η πυκνότητα ισχύος της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στο επίπεδο της ΦΒ συστοιχίας, G_T . Ο υπολογισμός της G_T βασίζεται στις μετρήσεις της πυκνότητας ισχύος της οριζόντιας ηλιακής ακτινοβολίας G που έχουν ληφθεί σε μια περιοχή, λαμβάνοντας όμως υπόψη και το γεγονός ότι στις περισσότερες περιπτώσεις η G_T δεν είναι ίση με την G , καθώς το επίπεδο της ΦΒ συστοιχίας δεν ταυτίζεται συνήθως με το οριζόντιο επίπεδο. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τον υπολογισμό της G_T με μια πολύπλοκη μεθοδολογία που λαμβάνει υπόψη:

1. Την τρισδιάστατη γεωμετρία που περιγράφει την κίνηση του ήλιου κατά τη διάρκεια της ημέρας και λαμβάνει υπόψη τον προσανατολισμό της ΦΒ συστοιχίας.
2. Την μεταβαλλόμενη ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στο ανώτατο σημείο της γήινης ατμόσφαιρας κατά τη διάρκεια του χρόνου.
3. Τον τρόπο μετάδοσης της ηλιακής ακτινοβολίας εντός της γήινης ατμόσφαιρας.

Κατόπιν παρουσιάζονται οι βασικοί παράγοντες διαμόρφωσης της G_T . Περισσότερες λεπτομέρειες υπάρχουν στην [25]. Αρχικά, σημαντικό παράγοντα αποτελεί ο προσανατολισμός της ΦΒ συστοιχίας. Για τη περιγραφή του χρησιμοποιούνται δύο παράμετροι, η **κλίση** β της ΦΒ συστοιχίας σε σχέση με το οριζόντιο επίπεδο, και η **γωνία αζιμούθιου** γ που περιγράφει την κατεύθυνση προς την οποία είναι στραμμένη η ΦΒ συστοιχία. Για τοποθεσίες του βόρειου ημισφαιρίου, όπως η Ελλάδα, μηδενική τιμή του γ αντιστοιχεί σε νότια κατεύθυνση, θετικές τιμές του γ αναφέρονται σε δυτικούς προσανατολισμούς, και αρνητικές τιμές του γ σε ανατολικούς προσανατολισμούς.

Οι άλλοι παράγοντες που χρειάζονται για την περιγραφή της ηλιακής γεωμετρίας είναι το **γεωγραφικό πλάτος** ϕ της τοποθεσίας της ΦΒ συστοιχίας, η **ημέρα του έτους** n_d , και η ώρα της ημέρας. Η ημέρα του έτους επιδρά στην **ηλιακή απόκλιση** δ , που δίνει το γεωγραφικό πλάτος στο οποίο οι ακτίνες του ήλιου είναι κάθετες στην επιφάνεια της γης κατά το ηλιακό μεσημέρι. Η ηλιακή απόκλιση υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left[\frac{360 \cdot (284 + n_d)}{365} \right]$$

Στην παραπάνω εξίσωση, η ημέρα του έτους n_d λαμβάνει ακέραιες τιμές μεταξύ του 1 (1^η Ιανουαρίου) και του 365 (31^η Δεκεμβρίου).

Η ώρα της ημέρας μετατρέπεται σε ηλιακή ώρα, η οποία σχετίζεται με τη θέση του ήλιου στον ουρανό, και περιγράφεται από τη **γωνία ώρας** ω . Η γωνία ώρας υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση, η οποία βασίζεται στο γεγονός ότι ο ήλιος μετακινείται στον ουρανό κατά 15° κάθε μία ώρα:

$$\omega = (t_s - 12hr) \cdot 15^\circ/hr$$

όπου t_s , η ηλιακή ώρα (σε hr). Η τιμή της ηλιακής ώρας ισούται με 12hr κατά το ηλιακό μεσημέρι, οπότε η γωνία ώρας παίρνει τη τιμή μηδέν, και 13.5hr ενενήντα λεπτά αργότερα. Γενικά η γωνία ώρας έχει αρνητική τιμή πριν το ηλιακό μεσημέρι και θετική τιμή μετά.

Ένας επίσης σημαντικός παράγοντας είναι η **γωνία πρόσπτωσης** θ μιας ΦΒ συστοιχίας, η οποία ορίζεται ως η γωνία μεταξύ των ηλιακών ακτινών και της καθέτου στη ΦΒ συστοιχία. Εάν είναι γνωστή η κλίση β και η γωνία αζιμούθιου γ μιας ΦΒ συστοιχίας που βρίσκεται σε τοποθεσία γεωγραφικού πλάτους φ , η γωνία πρόσπτωσης θ υπολογίζεται από την εξίσωση:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \cdot \sin \varphi \cdot \cos \beta \\ & - \sin \delta \cdot \cos \varphi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma \\ & + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega \\ & + \cos \delta \cdot \sin \varphi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega \\ & + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega \end{aligned}$$

όπου δ είναι η ηλιακή απόκλιση και ω είναι η γωνία ώρας. Επομένως, η παραπάνω εξίσωση μπορεί να δώσει την τιμή της θ για οποιαδήποτε ημέρα του έτους και για οποιαδήποτε ώρα της ημέρας.

Ο τρόπος μετάδοσης της ηλιακής ακτινοβολίας εντός της γήινης ατμόσφαιρας αποτελεί επίσης σημαντικό παράγοντα για τον υπολογισμό της G_T . Θεωρώντας ότι οι μετρήσεις της πυκνότητας ισχύος της οριζόντιας ηλιακής ακτινοβολίας G γίνονται ανά σταθερά χρονικά διαστήματα διάρκειας Δt (σε h), και ότι η τιμή της G παραμένει σταθερή εντός του κάθε χρονικού διαστήματος, η πυκνότητα ενέργειας της οριζόντιας ηλιακής ακτινοβολίας I (σε kWh/m²) δίνεται από τη σχέση:

$$I = G \cdot \Delta t$$

Η ποσότητα της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας I που προσπίπτει πάνω σε μια οριζόντια ή κεκλιμένη επιφάνεια, έχει δυο συνιστώσες: την **άμεση** και την **διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία**.

- Άμεση ηλιακή ακτινοβολία I_b (σε kWh/m²) είναι αυτή η οποία φτάνει απ' ευθείας από τον ηλιακό δίσκο στην επιφάνεια του εδάφους χωρίς να έχει υποστεί σκέδαση (αλλαγή κατεύθυνσης) κατά τη διαδρομή της μέσα στην ατμόσφαιρα. Εξαρτάται από την απόσταση Ήλιου - Γης, την ηλιακή απόκλιση (δ), το ηλιακό ύψος (α), το γεωγραφικό πλάτος του τόπου, το υψόμετρο του τόπου, την κλίση της επιφάνειας επί της οποίας προσπίπτει (β), καθώς και από την απορρόφηση και διάχυση την οποία υφίσταται μέσα στην ατμόσφαιρα.

- Διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία I_d (σε kWh/m²) είναι το ποσό της ακτινοβολίας που φθάνει στην επιφάνεια του εδάφους μετά την ανάκλαση ή σκέδαση μέσα στην ατμόσφαιρα, αλλά και μετά από ανάκλαση πάνω στην επιφάνεια της Γης. Επομένως, η διάχυτη ακτινοβολία φτάνει στην επιφάνεια της γης με τυχαίες διευθύνσεις από όλο τον ουράνιο θόλο. Η διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία εξαρτάται από το ηλιακό ύψος (α), το υψόμετρο του τόπου, τη λευκαύγεια του εδάφους, το ποσό και το είδος των νεφών, καθώς και από την παρουσία διαφόρων κέντρων σκεδάσεως (αερολυμάτων, υδροσταγόνων κ.α.) που υπάρχουν στην ατμόσφαιρα. Το άθροισμα της I_b και I_d μας δίνει την ολική ακτινοβολία I :

$$I = I_b + I_d$$

Η διάκριση μεταξύ άμεσης και διάχυτης ακτινοβολίας είναι σημαντική κατά τον υπολογισμό της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει σε μια ΦΒ συστοιχία, καθώς ο προσανατολισμός της συστοιχίας επηρεάζεται με διαφορετικό τρόπο από την άμεση και τη διάχυτη ακτινοβολία. Η ανάλυση της ολικής ακτινοβολίας σε άμεση και διάχυτη πραγματοποιείται μέσω της συσχέτισης του Erbs [26], που προσδιορίζει τη διάχυτη ακτινοβολία I_d ως συνάρτηση του δείκτη k_T :

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1 - 0.09 \cdot k_T & \text{για } k_T \leq 0.22 \\ 0.95 - 0.16 \cdot k_T + 4.39 \cdot k_T^2 - 16.64 \cdot k_T^3 + 12.34 \cdot k_T^4 & \text{για } 0.22 < k_T \leq 0.80 \\ 0.165 & \text{για } k_T > 0.80 \end{cases}$$

όπου k_T , ο **δείκτης αιθριότητας** που προσδιορίζει το ποσό της εξωγήινης ηλιακής ακτινοβολίας που τελικά διαπερνά την ατμόσφαιρα και φτάνει στην επιφάνεια της γης. Ο δείκτης καθαρότητας παίρνει τιμές μεταξύ 0 και 1. Έχει υψηλή τιμή υπό καθαρές, συνθήκες ηλιοφάνειας, και χαμηλή τιμή υπό συννεφιά. Στον παρακάτω Πίνακα 2.6 [27] δίδονται η μέσες μηνιαίες τιμές του δείκτη αιθριότητας για τη περιοχή των Χανίων, που μας ενδιέφερε στη παρούσα διατριβή.

Πίνακας 2.6 Μέσος μηνιαίος συντελεστής αιθριότητας k_T για την περιοχή των Χανίων [TOTEΕ]

Μήνας	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μαϊ	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ
Χανιά	0,40	0,45	0,49	0,56	0,62	0,63	0,64	0,64	0,61	0,52	0,50	0,42

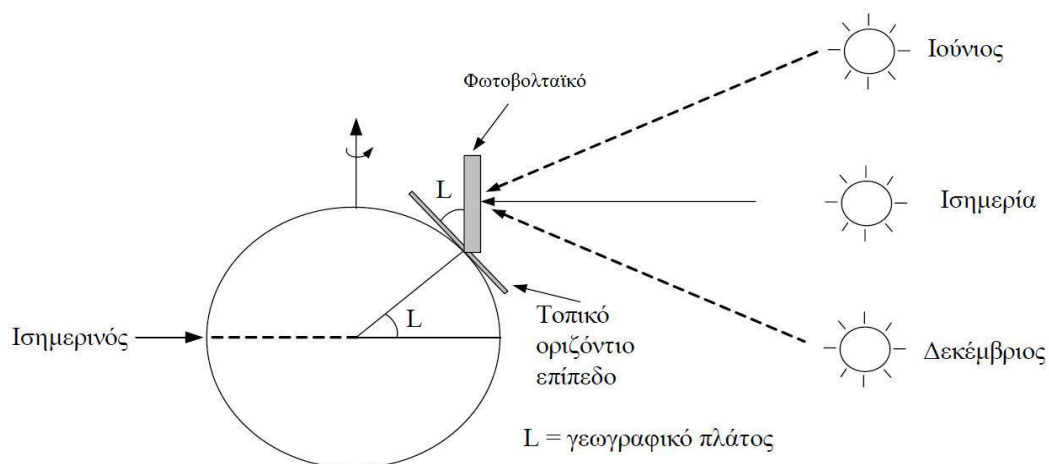
Μετά τον προσδιορισμό της διάχυτης ακτινοβολίας γίνεται εφικτός και ο υπολογισμός της άμεσης ακτινοβολίας. Όσο μεγαλύτερη είναι η απόσταση που διανύει η ηλιακή ακτινοβολία μέσα στην ατμόσφαιρα, τόσο μικρότερο είναι το ποσό της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στην επιφάνεια της Γης. Για τον λόγο αυτό η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας είναι πολύ μεγαλύτερη κατά την θερινή περίοδο σε σχέση με τη χειμερινή. Τέλος, όσο πιο κάθετα προσπίπτει η ηλιακή ακτινοβολία πάνω σε μια επιφάνεια στην Γη τόσο μεγαλύτερη είναι η έντασή της. Η Ελλάδα παρουσιάζει ένα ιδιαίτερα υψηλό ηλιακό δυναμικό, περίπου 1,400-1,800 (kWh/(m².yr)) ετησίως σε οριζόντιο επίπεδο, ανάλογα το γεωγραφικό πλάτος και το ανάγλυφο της περιοχής. Η ηλιακή ακτινοβολία είναι μια μορφή ενέργειας με σχεδόν σταθερή και προβλέψιμη ένταση (W/m²) στην διάρκεια του χρόνου και της ημέρας. Η

ηλιακή ακτινοβολία παρουσιάζει την μέγιστη ένταση της κατά την διάρκεια του μεσημεριού (μέγιστο ηλιακό ύψος), τόσο κατά τη θερινή όσο και κατά τη χειμερινή περίοδο. Η ηλιακή ενέργεια είναι μεγαλύτερη κατά τη θερινή περίοδο, λόγω την θέσης του ήλιου, αλλά και λόγω της αύξησης των ωρών ηλιοφάνειας (μείωση των νεφώσεων).

Ένας άλλος παράγοντας, που λήφθηκε υπ' όψιν κατά τη μοντελοποίηση των ΦΒ στοιχείων, είναι ο δείκτης **διάχυτης ανακλαστικότητας του εδάφους** ή **albedo**. Μια τυπική τιμή για περιοχές καλυμμένες από χλόη είναι 20%, ενώ σε χιονισμένες περιοχές, που παρουσιάζουν υψηλή ανακλαστικότητα, παίρνει τιμή ως και 70%. Στην παρούσα διατριβή λαμβάνεται τιμή ίση με 20%.

Η ανάλυση που προηγήθηκε αφορά ΦΒ συστοιχίες μόνιμα στερεωμένες σε βάση που δεν μετακινείται, στις οποίες η κλίση β και η γωνία αζιμούθιου γ παραμένουν σταθερές σε όλη τη διάρκεια του έτους. Ένας πρακτικός κανόνας σχετικά με τη χωροθέτηση ΦΒ συστοιχιών αυτού του τύπου, έτσι ώστε η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας να είναι μέγιστη, προτείνει την υιοθέτηση κλίσης ίσης (ή και λίγο μικρότερης) με το γεωγραφικό πλάτος φ της τοποθεσίας της ΦΒ συστοιχίας και γωνίας αζιμούθιου ίσης με το μηδέν.

Στο Σχήμα 2.11 απεικονίζεται ένα ΦΒ πλαίσιο με νότιο προσανατολισμό στην επιφάνεια της γης τοποθετημένος σε γωνία ίση με το τοπικό γεωγραφικό πλάτος, L . Με αυτή τη γωνία κλίσης το ΦΒ πλαίσιο είναι παράλληλο με τον άξονα της γης. Κατά τη διάρκεια μίας ισημερίας, το ηλιακό μεσημέρι, όταν ο ήλιος πέφτει απευθείας πάνω στο τοπικό μεσημβρινό (γραμμή του γεωγραφικού πλάτους), οι ακτίνες του ήλιου θα προσπίπτουν στο ΦΒ πλαίσιο με την καλύτερη δυνατή γωνία, δηλαδή θα είναι κάθετες στην επιφάνειά του. Στις άλλες χρονικές περιόδους του έτους ο ήλιος είναι λίγο χαμηλά ή λίγο ψηλά για κανονική (κάθετη) πρόσπτωση, αλλά κατά μέσο όρο η γωνία L φαίνεται να είναι μία καλή γωνία κλίσης. [19]



Σχήμα 2.11 ΦΒ πλαίσιο με νότιο προσανατολισμό τοποθετημένο σε γωνία ίση με το γεωγραφικό πλάτος

2.3 ΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

Η γεννήτρια είναι μια συσκευή που παράγει ηλεκτρική ενέργεια, και σε ορισμένες περιπτώσεις και θερμική ενέργεια, καταναλώνοντας καύσιμο. Στις γεννήτριες παρουσιάζεται το χαρακτηριστικό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με τη ζήτηση, καθώς και εκείνο της γρήγορης απόκρισής τους στη συνεχώς μεταβαλλόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που παρουσιάζεται στα ΥΣΗΕ. Επιπλέον, όταν οι γεννήτριες συνδυάζονται με μονάδες μη ελεγχόμενου ρυθμού παραγωγής (π.χ. ΑΓ ή ΦΒ), μπορούν να προσφέρουν εφεδρική ενέργεια στις περιόδους όπου η παραγωγή ενέργειας των τεχνολογιών ΑΠΕ δεν επαρκεί για την κάλυψη της ζήτησης. Στις γεννήτριες συμπεριλαμβάνονται οι μηχανές εσωτερικής καύσης, οι κυψέλες καυσίμου, και οι μικρογεννήτριες. Η ποικιλία καυσίμων που μπορεί να χρησιμοποιηθεί είναι μεγάλη, και περιλαμβάνει το πετρέλαιο (ντίζελ), τη βενζίνη, το φυσικό αέριο, το υδρογόνο, τη μεθανόλη, την αιθανόλη, το προπάνιο, το βιοντίζελ, και το βιοαέριο.

Η πιο συνηθισμένη πηγή παροχής ηλεκτρικής ενέργειας σε ΥΣΗΕ στις μέρες μας είναι η ντίζελογεννήτρια, που αποτελείται από μια ηλεκτρική γεννήτρια εναλλασσομένου ρεύματος, που καθοδηγείται από μια παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης που ακολουθεί τον κύκλο του Diesel. Το καύσιμο που χρησιμοποιείται είναι συνήθως το πετρέλαιο, και τα μεγέθη των ντίζελογεννητριών ποικίλουν ανάμεσα σε λίγα kW και το 1 MW. Για πολύ μικρά μεγέθη ντίζελογεννητριών (κάτω από 25 kW), διαδεδομένη λύση αποτελούν και οι μηχανές εσωτερικής καύσης με καύσιμο τη βενζίνη ή το προπάνιο. Οι μικρογεννήτριες έχουν γίνει εμπορικά διαθέσιμες τα τελευταία χρόνια και τα μεγέθη τους κυμαίνονται ανάμεσα στα 25 kW και τα 250 kW [11]. Οι κυψέλες καυσίμου αποτελούν μια εντελώς διαφορετική τεχνολογία που μετατρέπει απευθείας τη χημική ενέργεια του καυσίμου σε ηλεκτρική, και αναμένεται να χρησιμοποιηθούν ευρέως τα επόμενα χρόνια.

Τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά που μοντελοποιούνται σε μια γεννήτρια είναι η **μέγιστη** και **ελάχιστη παραγόμενη ισχύς**, ο **τύπος καυσίμου** που χρησιμοποιείται και η **καμπύλη κατανάλωσης καυσίμου**, που περιγράφει την ποσότητα καυσίμου που καταναλώνεται από τη γεννήτρια για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η κατανάλωση καυσίμου μιας γεννήτριας απαρτίζεται από δύο συνιστώσες: την πάγια κατανάλωση καυσίμου που καταναλώνεται σε συνθήκες μηδενικού φορτίου, και την οριακή κατανάλωση, που εξαρτάται από την παραγόμενη ισχύ της γεννήτριας. Στην περίπτωση των ντίζελογεννητριών και των κυψελών καυσίμου, μπορεί να θεωρηθεί χωρίς σημαντικό σφάλμα ότι η καμπύλη κατανάλωσης καυσίμου είναι μια γραμμική συνάρτηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος. Η ποσότητα καυσίμου που καταναλώνεται ανά πάσα στιγμή σε μονάδες/hr, (όπου οι μονάδες είναι σε kg, L ή m³ αναλόγως της κατάστασης του καυσίμου) δίδεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$F = F_0 \cdot P_{genmax} + F_1 \cdot P_{gen}$$

όπου F_0 είναι ο συντελεστής κατανάλωσης καυσίμου της ονομαστικής ισχύος της γεννήτριας σε μονάδες (kg,L,m³)/hr/kW, P_{genmax} η ονομαστική ισχύς της γεννήτριας σε kW, F_1 η κλίση της καμπύλης καυσίμου σε μονάδες/hr/kW και P_{gen} η παραγόμενη ισχύς της γεννήτριας σε kW. Στην παραπάνω σχέση ο πρώτος όρος του αθροίσματος αντιπροσωπεύει την πάγια κατανάλωση καυσίμου, και ο δεύτερος την οριακή

κατανάλωση καυσίμου. Ενδεικτικές τιμές των συντελεστών F_0 και F_1 , ανάλογα με το είδος καυσίμου, δίδονται στον Πίνακα 2.7 που ακολουθεί.

Πίνακας 2.7 Συντελεστές καμπύλης κατανάλωσης καυσίμου

	F_0	F_1
Βιοαέριο	0.8	1.9
Ντίζελ	0.08	0.25
Φυσικό αέριο	0	0.25
Βενζίνη	0.13	0.32
Υδρογόνο	0	0.06

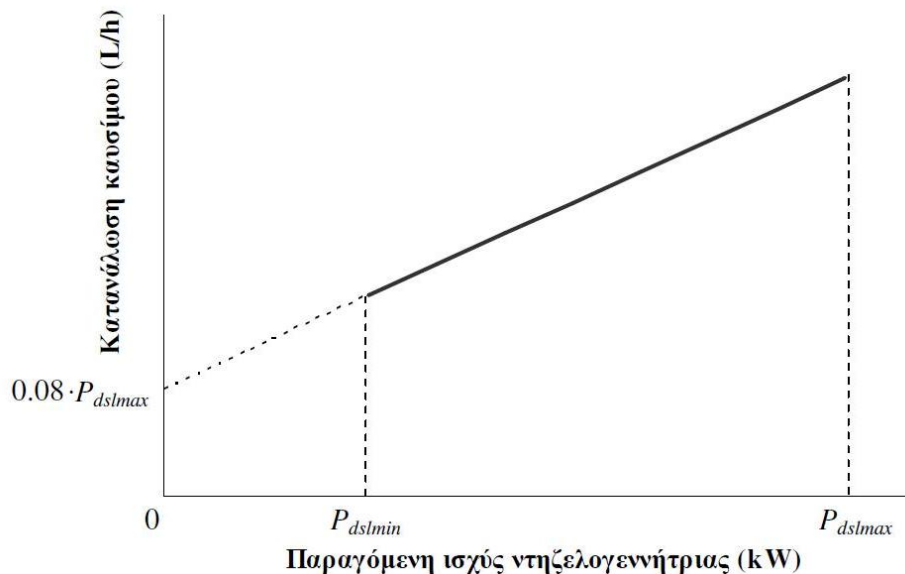
Στη συνέχεια παρατίθενται αναλυτικότερα στοιχεία για τη μοντελοποίηση των νηζελογεννητριών και των κυψελών καυσίμου.

2.3.1 Νηζελογεννήτριες

Για τη μοντελοποίηση των νηζελογεννητριών χρησιμοποιείται συνήθως η θεώρηση ότι η κατανάλωση καυσίμου (πετρελαίου) είναι γραμμική συνάρτηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος. Επιπλέον, για να αποφευχθεί η πρόωρη φθορά του κινητήρα, η ελάχιστη παραγόμενη ισχύς μιας νηζελογεννήτριας P_{dslmin} τίθεται συνήθως ίση με το 30% της μέγιστης (ονομαστικής) ισχύος P_{dslmax} [11]. Η κατανάλωση καυσίμου μιας νηζελογεννήτριας F_{dsl} (σε L/h) σύμφωνα με το Πίνακα 2.7 και τη παραπάνω γενική εξίσωση δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$F_{dsl} = 0.08 \cdot P_{dslmax} + 0.25 \cdot P_{dsl} \quad \text{για } P_{dslmin} \leq P_{dsl} \leq P_{dslmax}$$

όπου P_{dsl} είναι η ισχύς της νηζελογεννήτριας (σε kW). Το Σχήμα 2.12 αναπαριστά γραφικά τη καμπύλη κατανάλωσης μιας νηζελογεννήτριας.



Σχήμα 2.12 Καμπύλη κατανάλωσης γεννήτριας με καύσιμο ντίζελ

Ο χρόνος ζωής μιας γεννήτριας, σε αντίθεση με τα άλλα συστατικά ενός ΥΣΗΕ, δεν καθορίζεται σε χρόνια αλλά σε ώρες λειτουργίας. Αυτό συμβαίνει επειδή η διάρκεια ζωής μιας γεννήτριας εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις ώρες λειτουργίας και όχι τόσο από την ηλικία της. Ο χρόνος ζωής μιας γεννήτριας εξαρτάται κυρίως από τις συνθήκες λειτουργίας, τη συχνότητα συντήρησης, την ποιότητα των καυσίμων, και άλλους παράγοντες οπότε είναι αρκετά δύσκολο να εκτιμηθεί. Είναι δυνατόν όμως να εκτιμηθεί με βάση τον τύπο του κινητήρα. Ο πιο κοινός τύπος κινητήρα είναι οι παλινδρομικές μηχανές εσωτερικής καύσης. Οι κινητήρες ανάφλεξης με συμπίεση (ντίζελ) διαρκούν περισσότερο από τους κινητήρες ανάφλεξης με σπινθήρα (βενζίνη, προπάνιο ή φυσικό αέριο). Επίσης σημαντικό παράγοντα για τη διάρκεια ζωής του κινητήρα αποτελεί η ταχύτητα στην οποία λειτουργεί. Για παράδειγμα κινητήρας χαμηλής ταχύτητας (1800 RPM) διαρκεί παραπάνω από αντίστοιχο υψηλής ταχύτητας (3600 RPM). Στην Ευρώπη ($f=50\text{Hz}$) οι γεννήτριες είναι στις 1500 -3000 RPM.

Ο Πίνακας 2.8 χρησιμεύει ως κατευθυντήρια γραμμή για την εκτίμηση της διάρκειας ζωής ορισμένων τύπων γεννητριών. [14]

Πίνακας 2.8 Ισχύς και διάρκειας ζωής ορισμένων τύπων γεννητριών

Τύπος γεννήτριας	Ισχύς (kW)	Διάρκεια ζωής (hrs)
Υψηλής ταχύτητας (3600 RPM), αερόψυκτη, βενζίνης, φυσικού αερίου ή προπανίου	1 - 10	250 - 1,000
Υψηλής ταχύτητας (3600 RPM), αερόψυκτη, ντίζελ	4 - 20	6,000 - 10,000
Χαμηλής ταχύτητας (1800 RPM), υδρόψυκτη, φυσικού αερίου ή προπανίου	15 - 50	6,000 - 10,000
Υψηλής ισχύος, υδρόψυκτη, ντίζελ	7 - 10,000	20,000 - 80,000
Μικροτουρμπίνα φυσικού αερίου	25 - 500	50,000 - 80,000

Ο υπολογισμός των ετών λειτουργίας L_{gen} μιας γεννήτριας, είτε νηξελογεννήτριας είτε κυψέλης καυσίμου, ώστε να γνωρίζουμε πότε και αν θα πρέπει να αντικατασταθεί κατά τη διάρκεια ζωής ενός έργου προσδιορίζεται βάσει των ωρών λειτουργίας της ως εξής: [14]

$$L_{gen} = \frac{L_{gen,h}}{N_{gen}}$$

όπου $L_{gen,h}$ η διάρκεια ζωής της γεννήτριας σε ώρες και N_{gen} οι ώρες λειτουργίας της κατά τη διάρκεια ενός έτους.

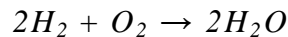
2.3.2 Κυψέλες καυσίμου

I believe that water will one day be employed as a fuel, that hydrogen and oxygen which constitute it, used singly or together, will furnish an inexhaustible source of heat and light.

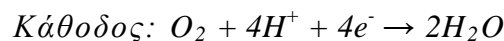
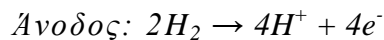
— Jules Verne, *Mysterious Island*, 1874

2.3.2.1 Αρχή λειτουργίας

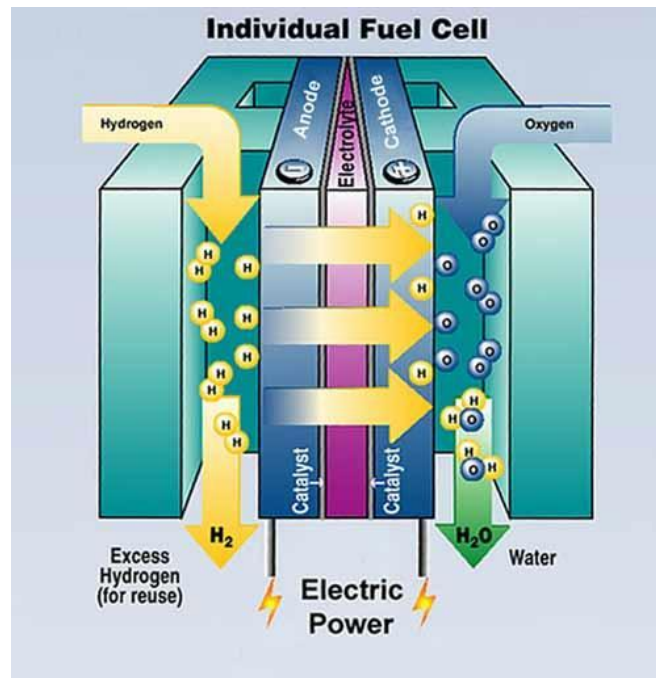
Οι κυψέλες καυσίμου (fuel cells) είναι ηλεκτροχημικές συσκευές που μετατρέπουν τη χημική ενέργεια του καυσίμου σε ηλεκτρισμό χωρίς τη μεσολάβηση της καύσης. Χρησιμοποιούν ως καύσιμο το υδρογόνο, και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με διαφορετικό τρόπο σε σχέση με τις μηχανές εσωτερικής καύσης. Συγκεκριμένα, στη μηχανή εσωτερικής καύσης το καύσιμο καίγεται για να παράγει έργο, απελευθερώνοντας παράλληλα και θερμότητα. Θεωρώντας ως καύσιμο το υδρογόνο, η αντίδραση καύσης είναι η ακόλουθη:



Στις κυψέλες καυσίμου, η συνολική αντίδραση που πραγματοποιείται είναι η ίδια. Η διαφορά σε σχέση με τις μηχανές εσωτερικής καύσης έγκειται στο γεγονός ότι η αντίδραση αυτή διαχωρίζεται σε δύο ημιαντιδράσεις, που λαμβάνουν χώρα σε διαφορετικό τμήμα της κυψέλης καυσίμου:



Η κυψέλη καυσίμου απαρτίζεται από τρία βασικά μέρη: την **κάθοδο** που τροφοδοτείται συνεχώς με οξειδωτικό (π.χ., αέρα), την **άνοδο** που τροφοδοτείται με καύσιμο, και τον **ηλεκτρολύτη** που λειτουργεί ως μια ιοντική γέφυρα μεταξύ της ανόδου και της καθόδου. Αναλυτικά, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.13, μία κυψέλη καυσίμου αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια, μία άνοδο και μία κάθοδο. Η άνοδος που είναι το αρνητικό ηλεκτρόδιο, και η κάθοδος, το θετικό ηλεκτρόδιο, βρίσκονται τοποθετημένα το ένα απέναντι από το άλλο και γύρω από έναν ηλεκτρολύτη, ο οποίος αλλιώς λέγεται μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων. Η μεμβράνη αυτή άγει μόνο θετικά ιόντα. Υπάρχει επίσης ένας καταλύτης, ο οποίος χρησιμοποιείται για να επιταχυνθεί η διαδικασία της αντίδρασης, χωρίς να επηρεάζει την άνοδο ή την κάθοδο. Ο καταλύτης είναι συνήθως μια σκληρή και πορώδης σκόνη που καλύπτει ένα χαρτί άνθρακα ή ύφασμα έτσι ώστε η μέγιστη δυνατή επιφάνεια να είναι εκτεθειμένη στο υδρογόνο ή στο οξυγόνο. Στο Σχήμα 2.13 που ακολουθεί παρουσιάζεται ένας συγκεκριμένος τύπος κυψέλης καυσίμου, ο οποίος ονομάζεται πολυμερούς ηλεκτρολυτικής μεμβράνης (*Polymer Electrolytic Membrane, PEM*).



Σχήμα 2.13 Η βασική διάταξη μιας κυψέλης καυσίμου

Η κυψέλη καυσίμου παράγει συνεχές ρεύμα. Σε σχέση με τις μηχανές εσωτερικής καύσης, οι κυψέλες καυσίμου προσφέρουν υψηλότερο βαθμό απόδοσης, πολύ χαμηλά επίπεδα θορύβου και κραδασμών, και χαμηλές έως μηδενικές εκπομπές αερίων ρύπων κατά τη λειτουργία τους. Από την άλλη πλευρά, το κόστος τους παραμένει ακόμα υψηλό, ενώ επιπλέον παρουσιάζουν δύο βασικά τεχνικά προβλήματα [28]:

1. Η ταχύτητα των αντιδράσεων που λαμβάνουν χώρα σε αυτές είναι μικρή, κάτι που οδηγεί σε παραγωγή ρεύματος χαμηλής έντασης και χαμηλής ισχύος.
2. Το υδρογόνο δεν είναι ένα εύκολα διαθέσιμο καύσιμο.

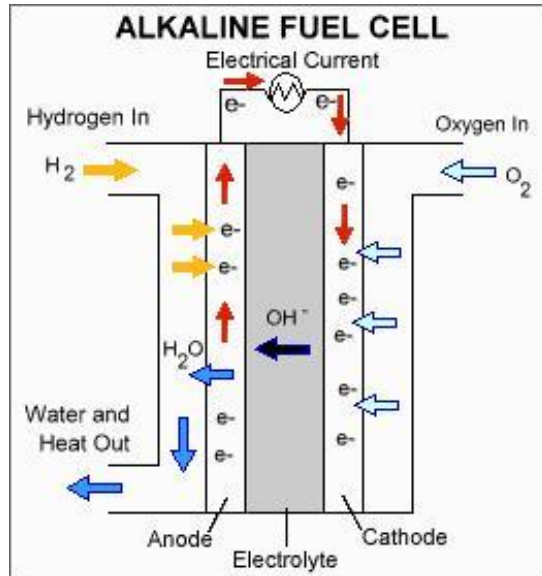
2.3.2.2 Τύποι κυψελών καυσίμου και σύγκρισή τους

Για την επίλυση των παραπάνω προβλημάτων έχουν δοκιμαστεί πολλοί διαφορετικοί τύποι κυψελών καυσίμου, οι οποίοι διαχωρίζονται κυρίως από τον ηλεκτρολύτη ο οποίος χρησιμοποιείται. Η επιλογή ενός συγκεκριμένου τύπου κυψέλης καυσίμου μπορεί να βοηθήσει στη δημιουργία της μέγιστης δυνατής χρησιμότητας στην κατάσταση που χρησιμοποιείται [29].

2.3.2.2.1 Αλκαλική κυψέλη καυσίμου - Alkaline fuel cells (AFC)

Η αλκαλικότητα είναι ένας κοινός όρος που χρησιμοποιείται όταν μιλάμε για μπαταρίες. Το Σχήμα 2.14 είναι στην πραγματικότητα, το αρχικό σχέδιο μιας κυψέλης καυσίμου, που στην ουσία είναι μία μπαταρία. Αρχικά χρησιμοποιήθηκε από το Αμερικανικό Διαστημικό Πρόγραμμα για να παράγει ηλεκτρισμό και νερό για τους αστροναύτες. Οι αλκαλικές κυψέλες καυσίμου λειτουργούν περίπου στους 100-250 °C, αλλά πρόσφατοι σχεδιασμοί έχουν αποδείξει ότι μπορούν να λειτουργήσουν και σε μικρότερες θερμοκρασίες, από 23 έως 70 °C. Οι αλκαλικές είναι κυψέλες καυσίμου πολύ υψηλής απόδοσης, κάτι που οφείλεται στη γρήγορη χημική αντίδραση που λαμβάνει χώρα στην κυψέλη.

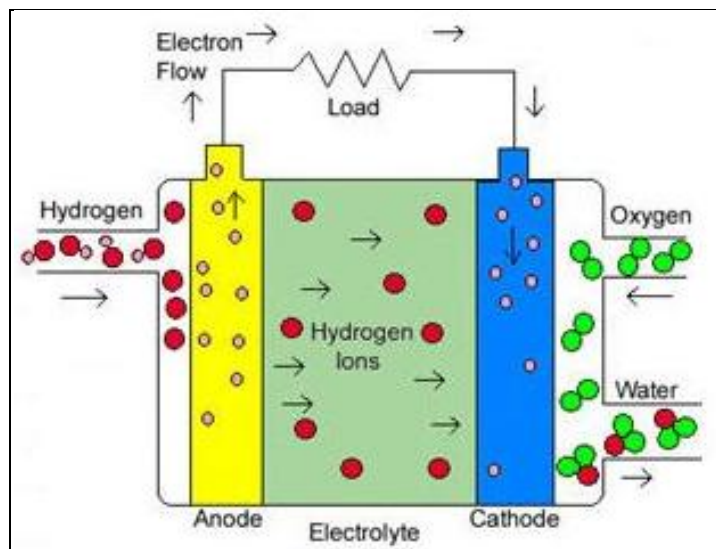
Ένα σημαντικό μειονέκτημα είναι ότι είναι πολύ ευαίσθητες στο διοξείδιο του άνθρακα. Μια μικρή ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) μπορεί να μολύνει την κυψέλη με αποτέλεσμα τη καταστροφή της. Η διαδικασία της απολύμανσης είναι επίσης πολύ ακριβή, γεγονός που οδηγεί σε πολύ υψηλό κόστος συγκριτικά με την ενέργεια που παράγεται. Ένα πλεονέκτημα είναι ότι αυτοί οι τύποι των κυψελών καυσίμου έχουν πολύ υψηλές επιδόσεις. Εξαιτίας αυτού, αγγίζουν ένα επίπεδο απόδοσης της τάξης του 60%, αλλά δεν προτιμούνται για εμπορική ή οικιακή χρήση.



Σχήμα 2.14 Αλκαλική κυψέλη καυσίμου (AFC)

2.3.2.2 Φωσφορικού οξέος - Phosphoric-acid fuel cells (PAFC)

Οι κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέος (Σχήμα 2.15) είναι από τις πιο καθιερωμένες και από τις πρώτες που χρησιμοποιήθηκαν εμπορικά. Οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις που χαρακτηρίζουν αυτόν τον τύπο είναι ίδιες με αυτής της PEM κυψέλης καυσίμου. Η τυπική χρήση για αυτόν τον τύπο είναι σε σταθμούς γεννητριών ισχύος, ωστόσο μερικές PAFC έχουν χρησιμοποιηθεί για να τροφοδοτήσουν μεγάλα οχήματα, όπως αστικά λεωφορεία.

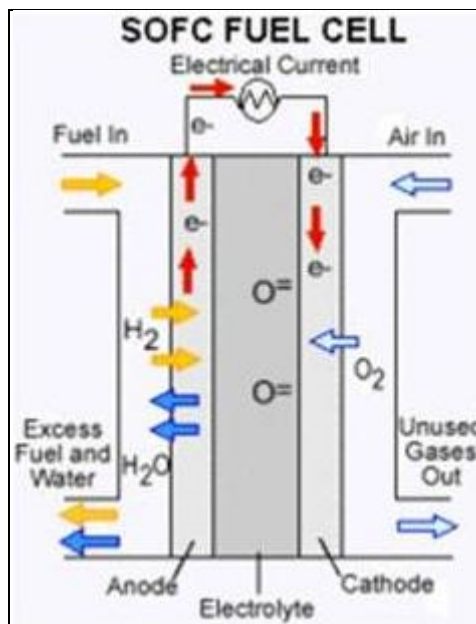


Σχήμα 2.15 Κυψέλη καυσίμου φωσφορικού οξέος (PAFC)

Ωστόσο αυτό το είδος κυψέλης καυσίμου έχει συγκεκριμένα μειονεκτήματα, που καθιστούν τη μαζική παραγωγή του ελαφρώς αβέβαιη. Οι κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέος είναι λιγότερο ισχυρές από τις υπόλοιπες κυψέλες καυσίμου, έχουν μεγάλο όγκο και βάρος, ενώ το κόστος τους είναι αρκετά υψηλό. Επίσης απαιτείται ένας καταλύτης λευκόχρυσου (Pt), ο οποίος είναι αρκετά ακριβός, γεγονός που αυξάνει περαιτέρω το κόστος παραγωγής τους. Μια τυπική PAFC κοστίζει μεταξύ 4000 – 4500€ ανά kW για να λειτουργήσει.

2.3.2.2.3 Στερεού οξειδίου - Solid oxide fuel cells (SOFC)

Ο σχεδιασμός των κυψελών καυσίμου στερεού οξειδίου (Σχήμα 2.16) διαφέρει από το σχεδιασμό μιας τυπικής κυψέλης καυσίμου. Εφόσον ο ηλεκτρολύτης είναι στερεός, δε χρειάζεται να κατασκευαστεί με τις τυπικές ρυθμίσεις των άλλων τύπων κυψελών καυσίμου. Οι κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου λειτουργούν σε πολύ υψηλή θερμοκρασία ώστε να μπορούν να παράγουν ατμό που μπορεί να περιστρέψει τουρμπίνες, παράγοντας έτσι επιπρόσθετη ισχύ. Ο καταλύτης που χρησιμοποιείται είναι συνήθως φτιαγμένος από λευκόχρυσο, ο οποίος είναι ένα πολύ ακριβό μέταλλο. Η μη χρήση της επένδυσης του λευκόχρυσου μειώνει δραστικά το κόστος της κυψέλης καυσίμου.



Σχήμα 2.16 Κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου (SOFC)

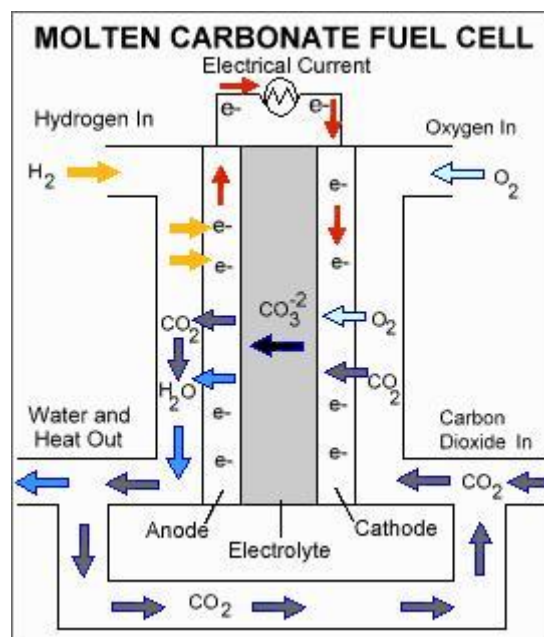
Απ' τη στιγμή που οι κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου λειτουργούν σε πολύ μεγάλες θερμοκρασίες, περίπου 1000°C, υπάρχει μεγάλο ρίσκο για την ασφάλεια των εργαζομένων, ενώ απαιτείται αρκετή ώρα για να εκκινήσουν. Ένα τμήμα του κόστους που αποφεύγεται από τη μη χρήση της επένδυσης λευκόχρυσου, ισοσταθμίζεται από τη χρήση ενός θερμικού καλύμματος, το οποίο χρησιμοποιείται για να διατηρεί τη θερμότητα και να προστατέψει το προσωπικό.

2.3.2.2.4 Τηγμένου ανθρακικού άλατος - Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC)

Οι κυψέλες καυσίμου τηγμένου ανθρακικού άλατος (Σχήμα 2.17) είναι αρκετά διαφορετικές από τις υπόλοιπες. Επεκτείνονται κυρίως σε εφαρμογές με φυσικό αέριο και σε εργοστάσια παραγωγής ισχύος που λειτουργούν με άνθρακα. Μπορούν να χρησιμοποιηθούν για παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος, σε εμπορικές και στρατιωτικές

εφαρμογές. Οι MCFC είναι κυψέλες καυσίμου υψηλής θερμοκρασίας, που χρησιμοποιούν ένα ηλεκτρολύτη φτιαγμένο από ένα μίγμα λειωμένου ανθρακικού άλατος που επικάθεται σε πορώδεις, κεραμικό αργιλικό οξείδιο του λιθίου (LiAlO_2). Εφόσον λειτουργούν σε εξαιρετικά μεγάλες θερμοκρασίες, από 650°C και πάνω, όπως οι SOFC, μπορούν να χρησιμοποιηθούν φτηνότερα μέταλλα από το λευκόχρυσο σαν καταλύτης στην άνοδο και την κάθοδο, γεγονός που συμβάλλει στη περαιτέρω μείωση του κόστους.

Η βελτιωμένη απόδοσή τους είναι ένας ακόμη λόγος που οι MCFC προσφέρουν μεγαλύτερη μείωση στο κόστος έναντι των PAFC. Η απόδοση των MCFC μπορεί να φτάσει μέχρι και το 60%, απόδοση πολύ μεγαλύτερη από το 40-45% που κυμαίνεται αυτή των PAFC, γεγονός που οφείλεται στις απώλειες θερμότητας. Αν αυτή η θερμότητα συγκρατηθεί και ξαναχρησιμοποιηθεί, μπορούμε να φτάσουμε τελικές αποδόσεις της τάξης του 85%.



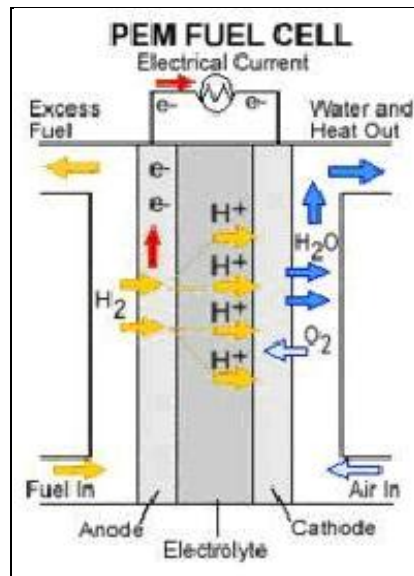
Σχήμα 2.17 Κυψέλη καυσίμου τηγμένου ανθρακικού άλατος (MCFC)

Σε αντίθεση με όλα τα προηγούμενα είδη οι MCFC δεν χρειάζονται εξωτερικό μετατροπέα για να μεταφέρει περισσότερο καύσιμο στο υδρογόνο. Λόγω των υψηλών θερμοκρασιών στις οποίες λειτουργούν, αυτά τα καύσιμα μετατρέπονται σε υδρογόνο μέσα στη κυψέλη καυσίμου από μία διαδικασία που ονομάζεται εσωτερικός μετασχηματισμός. Με τη διαδικασία αυτή το κόστος μειώνεται περαιτέρω.

Το μειονέκτημα των MCFC είναι η μικρή διάρκεια ζωής. Οι υψηλές θερμοκρασίες στις οποίες λειτουργούν καθώς και ο χρησιμοποιούμενος ηλεκτρολύτης επιταχύνουν την καταστροφή των υλικών και τη διάβρωσή τους, γεγονός που στην ουσία μειώνει τη διάρκεια ζωής της κυψέλης καυσίμου. Στην παρούσα φάση βρίσκονται υπό δοκιμή υλικά που είναι πιο ανθεκτικά στη διάβρωση, για χρήση τους ως συστατικά των κυψελών καυσίμου ώστε έτσι να επεκταθεί η διάρκεια ζωής τους.

2.3.2.2.5 Πολυμερούς ηλεκτρολυτικής μεμβράνης - Polymer electrolyte membrane fuel cells (PEMFC)

Οι κυψέλες καυσίμου πολυμερούς ηλεκτρολυτικής μεμβράνης (Σχήμα 2.18) χρειάζονται μόνο υδρογόνο, οξυγόνο από τον αέρα και νερό για να λειτουργήσουν. Δεν απαιτούν διαβρωτικά ρευστά όπως κάποια άλλα είδη. Το καύσιμο τους συνήθως είναι το υδρογόνο που παρέχεται από αποθηκευτικές δεξαμενές. Οι κυψέλες καυσίμου πολυμερούς ηλεκτρολυτικής μεμβράνης λειτουργούν σε χαμηλές θερμοκρασίες γεγονός που τους επιτρέπει να εκκινούν γρήγορα, προκαλώντας λιγότερη φθορά και καταστροφή, παρέχοντας έτσι μεγαλύτερη μακροζωία.



Σχήμα 2.18 Κυψέλη καυσίμου πολυμερούς ηλεκτρολυτικής μεμβράνης (PEMFC)

Σημαντικό μειονέκτημα αποτελεί ο καταλύτης τους, ο οποίος είναι φτιαγμένος από λευκόχρυσο, που είναι ένα αρκετά ακριβό μέταλλο, αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο το κόστος τους. Ο συγκεκριμένος τύπος κυψέλης είναι αρκετά ευαίσθητος σε μη καθαρά καύσιμα. Ο λευκόχρυσος είναι πολύ ευαίσθητος στο μονοξείδιο του άνθρακα και αυτό ίσως οδηγήσει στη χρησιμοποίηση άλλου υλικού για την αντίδραση μέσα στη κυψέλη καυσίμου.

Συγκεντρωτικά, οι βασικές πληροφορίες για τους έξι τύπους κυψελών καυσίμου που έχουν επικρατήσει σήμερα, δίνονται στον Πίνακα 2.9 [30].

Πίνακας 2.9 Σύνοψη των κυριότερων ειδών κυψελών καυσίμου με τα χαρακτηριστικά λειτουργίας τους

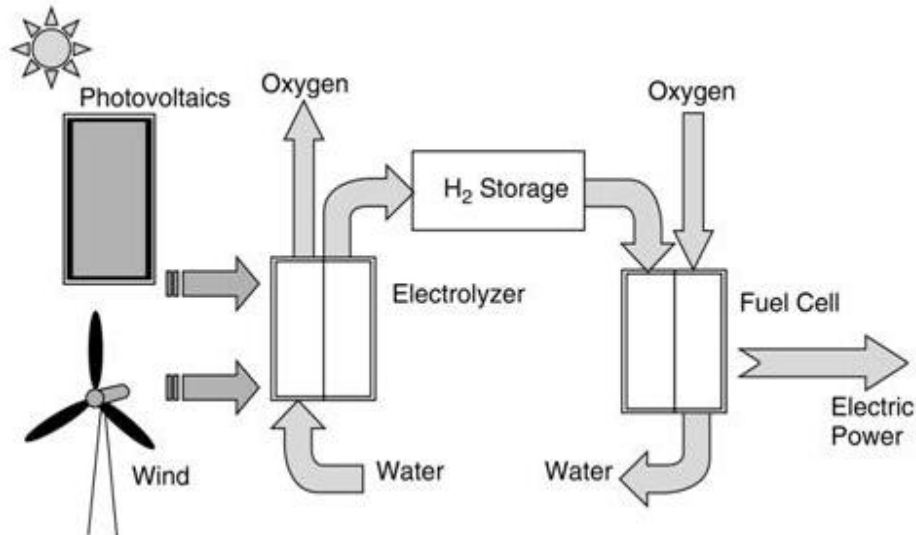
Τύπος κυψέλης καυσίμου	Κινούμενο ιόν	Θερμοκρασία λειτουργίας (°C)	Βαθμός Απόδοσης	Ισχύς	Εφαρμογές
Αλκαλική (AFC)	OH^-	50-200	50-70%	Μέχρι 20kW	Διαστημικά οχήματα
Πολυμερούς ηλεκτρολυτικής μεμβράνης (PEMFC)	H^+	30-100	40-50%	Μέχρι 250kW	Οχήματα, κινητές εφαρμογές, παραγωγή ηλεκτρισμού και συμπαραγωγή χαμηλής ισχύος
Απευθείας μετατροπής μεθανόλης (DMFC)	H^+	20-90	25-40%	<10 kW	Φορητά ηλεκτρονικά συστήματα χαμηλής ισχύος
Φωσφορικού οξέος (PAFC)	H^+	150-220	40-45%	>50kW	Παραγωγή ηλεκτρισμού και συμπαραγωγή της τάξης των 200 kW
Τηγμένου ανθρακικού άλατος (MCFC)	CO_3^{2-}	650-1000	50-60%	>1MW	Μεσαίας και μεγάλης κλίμακας συστήματα παραγωγής ηλεκτρισμού και συμπαραγωγής (έως την τάξη του MW)
Στερεού οξειδίου (SOFC)	O^{2-}	500-1000	50-60%	>200kW	Όλα τα μεγέθη συστημάτων παραγωγής ηλεκτρισμού και συμπαραγωγής (από 2 kW έως πολλά MW)

2.3.2.3 Συνδυασμός κυψέλης καυσίμου και συστήματος ΑΠΕ σε ΥΣΗΕ

Ο πλέον κατάλληλος τύπος κυψελών καυσίμου για εγκατάσταση σε απομονωμένα ΥΣΗΕ είναι εκείνος της πολυμερούς ηλεκτρολυτικής μεμβράνης (PEMFC). Ο κύριος λόγος είναι ότι οι απαιτήσεις λειτουργίας μιας κυψέλης καυσίμου στα απομονωμένα ΥΣΗΕ είναι διαφορετικές από ότι στα διασυνδεδεμένα, καθώς στα απομονωμένα η κυψέλη καυσίμου είναι πιθανό να εργάζεται αρκετά συχνά υπό μεταβαλλόμενο φορτίο, με την επιπλέον απαίτηση για συχνές διακοπές λειτουργίας και επανεκκινήσεις. Τα χαρακτηριστικά των PEMFC τα οποία τις κάνουν ιδιαίτερα κατάλληλες είναι η υψηλή πυκνότητα ισχύος που παρουσιάζουν, η χαμηλή θερμοκρασία λειτουργίας τους που αποτελεί σημαντική προϋπόθεση για τη γρήγορη επανεκκίνηση τους, και το γεγονός ότι ο ηλεκτρολύτης τους είναι σε στερεή μορφή και δεν περιέχει διαβρωτικά υλικά. Επιπλέον, οι PEMFC είναι ήδη μια δοκιμασμένη τεχνολογία, καθώς έχουν εξελιχθεί σε ικανοποιητικό βαθμό λόγω της χρήσης τους σε οχήματα.

Το καύσιμο που χρησιμοποιείται στις PEMFC είναι το υδρογόνο (H_2), και η παροχή του σε ένα ΥΣΗΕ μπορεί να επιτευχθεί μέσω δύο τεχνολογιών: 1) της ηλεκτρόλυσης νερού και αποθήκευσης του παραγόμενου υδρογόνου, και 2) της αναμόρφωσης υδρογονανθράκων. Το υδρογόνο που παράγεται από την ηλεκτρόλυση έχει το

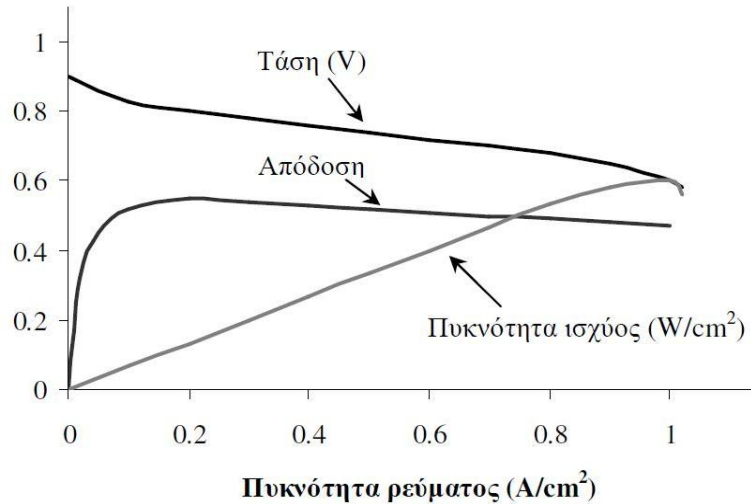
πλεονέκτημα ότι είναι υψηλής καθαρότητας. Όταν η ηλεκτρική ενέργεια για ηλεκτρόλυση παράγεται με χρήση συστήματος ΑΠΕ τότε το υδρογόνο παράγεται χωρίς την εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.19, το υδρογόνο που προκύπτει μετατρέπεται στη συνέχεια και πάλι σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω των κυψέλων καυσίμου με αποτέλεσμα η παροχή ηλεκτρικού ρεύματος να είναι διαθέσιμη όποτε αυτή κρίνεται αναγκαία.



Σχήμα 2.19 Συνδυασμός χρήσης συστήματος ΑΠΕ, ηλεκτρολυτικής μονάδας και κυψέλης καυσίμου

Στη δεύτερη τεχνολογία χρησιμοποιείται μια συσκευή που ονομάζεται **αναμορφωτής**, η οποία αναμορφώνει υδρογονάνθρακες και δημιουργεί H_2 και άλλα προϊόντα. Μεγάλη προσοχή χρειάζεται να δοθεί στην απομάκρυνση του μονοξειδίου του άνθρακα (CO) και των προϊόντων που περιέχουν θείο (S), καθώς ο λευκόχρυσος (Pt) που χρησιμοποιείται ως καταλύτης στις PEMFC παρουσιάζει μεγάλη ευπάθεια ακόμα και σε μικροποσότητες των ενώσεων αυτών. Από τη μεγάλη ποικιλία καυσίμων που μπορούν να αναμορφωθούν (π.χ., πετρέλαιο, φυσικό αέριο, προπάνιο, κλπ), καταλληλότερη λύση για τα ΥΣΗΕ αποτελεί η μεθανόλη καθώς βρίσκεται σε υγρή μορφή και επομένως μεταφέρεται εύκολα, δεν περιέχει θείο, και η αναμόρφωσή της λαμβάνει χώρα σε σημαντικά μικρότερες θερμοκρασίες σε σχέση με άλλους υδρογονάνθρακες, με αποτέλεσμα οι αναμορφωτές μεθανόλης να είναι χαμηλότερου κόστους και να απαιτούν μικρότερη συντήρηση [31].

Τα τυπικά χαρακτηριστικά λειτουργίας μιας κυψέλης καυσίμου PEMFC απεικονίζονται στο Σχήμα 2.20. Όπως μπορεί να παρατηρηθεί, η απόδοση διατηρείται πρακτικά σταθερή σε όλο το εύρος λειτουργίας τους, ενώ ως ρεαλιστική τιμή του βαθμού απόδοσης μιας PEMFC μπορεί να θεωρηθεί το 50%.



Σχήμα 2.20 Τυπικά χαρακτηριστικά λειτουργίας μιας κυψέλης καυσίμου PEMFC

Ο βαθμός απόδοσης μιας κυψέλης καυσίμου n_{FC} με καύσιμο το H_2 δίνεται από τη σχέση:

$$n_{FC} = \frac{3.6 \cdot E_{FC}}{m_{H_2} \cdot LHV_{H_2}}$$

όπου E_{FC} είναι η παραγωγή ενέργειας της κυψέλης καυσίμου (σε kWh) εντός ενός δεδομένου χρονικού διαστήματος, m_{H_2} είναι η απαιτούμενη μάζα (σε kg) του H_2 σε αυτό το χρονικό διάστημα, LHV_{H_2} είναι η κατώτερη θερμογόνο δύναμη του H_2 (120 MJ/kg), ενώ ο παράγοντας 3.6 χρησιμοποιείται για να μετατρέψει τις kWh σε MJ. Θέτοντας το χρονικό διάστημα ίσο με 1 h και την $E_{FC} = 1$ kWh, η προκύπτουσα m_{H_2} είναι 0.06 kg (για $n_{FC} = 50\%$).

Θεωρώντας ότι η αναμόρφωση 1 kg μεθανόλης παράγει 0.14 kg H_2 [28], και ότι η πυκνότητα της μεθανόλης $\rho_{CH_3OH} = 0.7918$ kg/L στους 25°C, η κατανάλωση μεθανόλης F_{CH_3OH} (σε L/h) στην PEMFC θα είναι:

$$F_{CH_3OH} = \frac{0.06}{0.14 \cdot 0.7918} \cdot P_{FC} = 0.541 \cdot P_{FC} \quad \text{για } 0 \text{ kW} \leq P_{FC} \leq P_{FCmax}$$

όπου P_{FC} είναι η παραγόμενη ισχύς (σε kW) και P_{FCmax} η μέγιστη παραγόμενη ισχύς (σε kW) της κυψέλης καυσίμου PEMFC. Όπως μπορεί να διαπιστωθεί από τη μορφή της παραπάνω εξίσωσης, στην μοντελοποίηση των κυψελών καυσίμου η πάγια κατανάλωση καυσίμου θεωρείται αμελητέα.

2.4 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.4.1 Εισαγωγή

Σημαντικό ζήτημα δεν αποτελεί μόνο η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ με τις λιγότερες δυνατές εκπομπές αλλά και η αποθήκευσή της. Όπως γνωρίζουμε, το βασικότερο ίσως μειονέκτημα της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ είναι η ασυνέχεια παραγωγής της, καθώς και η αδυναμία παραγωγής ενέργειας κατά βούληση με σκοπό την κάλυψη της στιγμιαίας ζήτησης.

Το γεγονός αυτό δημιουργεί την ανάγκη αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας, ώστε να καλυφθούν οι ενεργειακές μας ανάγκες σε περιόδους άπνοιας, μερικής ή ολικής συννεφιάς στα γενικότερα πλαίσια μιας προσπάθειας για καλύτερη προσαρμογή της ενεργειακής ζήτησης και προσφοράς. Ωστόσο, στόχος των αποθηκευτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι μόνο η χρησιμοποίησή τους σε χρονικές περιόδους που η απευθείας παραγωγή δεν θα καλύπτει τη ζήτηση του φορτίου, αλλά και η εξομάλυνση της ισχύος εξόδου των συστημάτων ΑΠΕ.

Βέβαια, η χρήση συστημάτων αποθήκευσης αυξάνει σημαντικά το κόστος αρχικής εγκατάστασης, επιβαρύνει τη διαδικασία συντήρησης, ενώ προσθέτει και επιπλέον απώλειες μετατροπής [1].

Τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας βελτιώνουν τη λειτουργία ενός ΥΣΗΕ στις εξής κατευθύνσεις:

1. Επιτρέπουν τη σταθερή και ευσταθή λειτουργία του ΥΣΗΕ, παρά το γεγονός ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να μεταβάλλεται σε σημαντικό βαθμό και με γρήγορους ρυθμούς.
2. Παρέχουν ενέργεια τις περιόδους που κάποια μονάδα του ΥΣΗΕ δεν είναι διαθέσιμη, π.χ., κατά τη διάρκεια της νύχτας για ένα ΦΒ σύστημα, στην περίπτωση που κάποια μονάδα συντηρείται ή επισκευάζεται, κλπ.
3. Επιτρέπουν σε μονάδες ΑΠΕ μη ελεγχόμενου ρυθμού παραγωγής (π.χ., ΑΓ ή ΦΒ), να προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια ανάλογα με τη ζήτηση, καθώς η ισχύς που αυτές παράγουν σε κάθε χρονική στιγμή μπορεί πλέον να διαφέρει από την ισχύ που διατίθεται στον καταναλωτή.
4. Σε συνδυασμό με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής (ΣΜΠ) μπορούν να βελτιώσουν και τη συνολική ποιότητα ισχύος αλλά και την αξιοπιστία των ΣΜΠ, δύο ζητήματα που αφορούν την ομαλή λειτουργία των ΣΗΕ.
5. Τέλος, χάρη στην προσθήκη συστημάτων αποθήκευσης είναι δυνατό να μειωθούν οι εκπομπές που επιβαρύνουν το περιβάλλον, αφού βοηθούν στη μετάβαση στις νέες, καθαρότερες τεχνολογίες των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

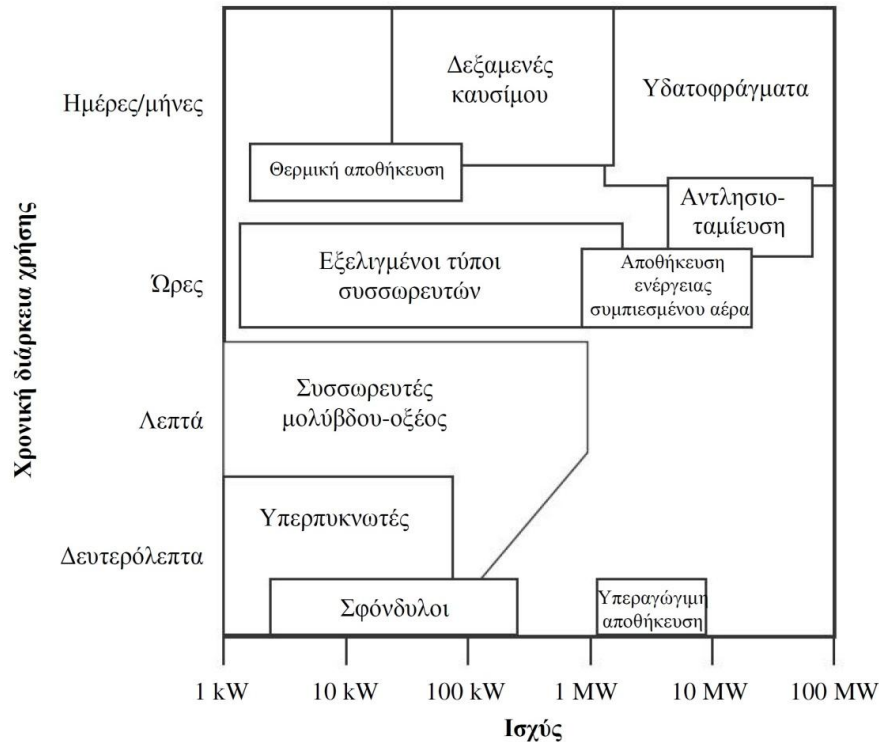
2.4.2 Παράμετροι των μέσων αποθήκευσης

Οι βασικές παράμετροι που χαρακτηρίζουν τα αποθηκευτικά μέσα είναι πέντε:

- Ικανότητα ισχύος: είναι η μέγιστη δυνατή στιγμιαία έξοδος που δύναται να προσφέρει η διάταξη αποθήκευσης και μετράται ανάλογα με το μέγεθος της εγκατάστασης, σε kW ή MW.
- Ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας: είναι η ποσότητα ενέργειας που μπορεί να αποθηκεύσει μια διάταξη, μετρημένη σε kWh ή MWh.
- Απόδοση: πρόκειται για την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να προσφέρει το αποθηκευτικό μέσο ως ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για τη φόρτισή του.
- Χρόνος απόκρισης: το χρονικό διάστημα που χρειάζεται κάθε αποθηκευτικό μέσο για να ξεκινήσει να προσφέρει ενέργεια.

2.4.3 Τεχνολογίες αποθήκευσης

Οι τεχνολογίες αποθήκευσης που χρησιμοποιούνται ή αναμένεται να χρησιμοποιηθούν στο άμεσο μέλλον σε ένα ΥΣΗΕ είναι οι **συσσωρευτές**, η **αποθήκευση υδρογόνου**, οι **σφόνδυλοι** και οι **υπερπυκνωτές**. Η ταξινόμηση των συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με τη χρονική διάρκεια χρήσης τους και την ισχύ που μπορούν να εξυπηρετήσουν παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.21 που ακολουθεί.



Σχήμα 2.21 Ταξινόμηση συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με τη χρονική διάρκεια χρήσης και την ισχύ που μπορούν να εξυπηρετήσουν

2.4.4 Συσσωρευτές

Οι συσσωρευτές αποθηκεύουν ηλεκτρική ενέργεια μετατρέποντάς τη σε χημική. Αποτελούνται από ηλεκτρόδια ανόδου και καθόδου μεταξύ των οποίων υπάρχει ηλεκτρολύτης. Οι συσσωρευτές που χρησιμοποιούνται για αποθήκευση μεγάλων ποσών ενέργειας είναι σχεδιασμένοι έτσι ώστε να φορτίζονται και να εκφορτίζονται έως κάποιες χιλιάδες φορές, ανάλογα με τον τύπο τους και την εφαρμογή στην οποία χρησιμοποιούνται. Ωστόσο βαθύτατες εκφορτίσεις μειώνουν το χρόνο ζωής τους.

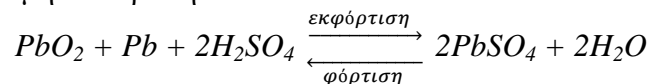
Οι συστοιχίες συσσωρευτών αποτελούν την πλέον κατάλληλη μέθοδο για αποθήκευση σχετικά μικρών ποσοτήτων ενέργειας, για μικρούς οικισμούς και μεμονωμένες αγροικίες. Το μέγεθος και η συνδεσμολογία των συσσωρευτών εξαρτάται από την απαιτούμενη επάρκεια ενέργειας και το είδος των καταναλώσεων. Το κόστος των συσσωρευτών είναι αρκετά σημαντικό, ιδιαίτερα για συσσωρευτές μεγάλου επιτρεπόμενου αριθμού φορτίσεων-αποφορτίσεων και απαιτείται προσεκτική συντήρηση της εγκατάστασης. Σε καταναλώσεις εναλλασσόμενου ρεύματος είναι απαραίτητη η ύπαρξη ανορθωτών, μετατροπών συχνότητας και σταθεροποιητών τάσης και συχνότητας [32].

Οι συσσωρευτές λειτουργούν με συνεχές ρεύμα έχοντας την ίδια αρχή λειτουργίας με τις κυψέλες καυσίμου, με τη διαφορά ότι η κυψέλη καυσίμου είναι μια συσκευή συνεχούς μετατροπής ενέργειας όσο διάστημα τροφοδοτείται με καύσιμο, ενώ ο συσσωρευτής είναι μια συσκευή αποθήκευσης ενέργειας και επομένως περιορισμένης χρήσης. Οι πιο διαδεδομένοι τύποι συσσωρευτών, καθώς και τα βασικά χαρακτηριστικά τους, περιγράφονται στον Πίνακα 2.10.

Πίνακας 2.10 Βασικά χαρακτηριστικά των πιο διαδεδομένων τύπων συσσωρευτών

Τύπος συσσωρευτή	Ειδική ενέργεια (Wh/kg)	Πυκνότητα ενέργειας (Wh/L)	Ειδική ισχύς (W/kg)	Ονομαστική τάση κυψέλης (V)
Μολύβδου - Θεικού οξέος (Pb/H_2SO_4)	30	75	250	2.0
Νικελίου - Καδμίου ($NiCd$)	50	80	150	1.2
Νικελίου - μεταλλικού υδριδίου	65	150	200	1.2
Λιθίου - ιόντος	90	150	300	3.6
Ψευδαργύρου - αέρα	230	270	105	1.65

Από τους τύπους συσσωρευτών του Πίνακα 2.10, οι συσσωρευτές μολύβδου-οξέος παραμένουν η επικρατέστερη λύση για χρήση σε ΥΣΗΕ. Αν και οι υπόλοιποι τύποι συσσωρευτών του παραπάνω πίνακα παρουσιάζουν βελτιωμένα χαρακτηριστικά σε σχέση με τους συσσωρευτές μολύβδου-οξέος σε έναν ή περισσότερους τομείς, το μικρότερο κόστος ανά μονάδα χωρητικότητας κάνει τους συσσωρευτές μολύβδου-οξέος τη βέλτιστη επιλογή σήμερα [33]. Η βασική δομική μονάδα των συσσωρευτών είναι η **κυψέλη**, η οποία αποτελείται από την **κάθοδο** (μια πλάκα εμπλουτισμένη με Pb), την **άνοδο** (μια πλάκα εμπλουτισμένη με PbO_2), και τον **ηλεκτρολύτη** (διάλυμα H_2SO_4). Η λειτουργία ενός συσσωρευτή μολύβδου-οξέος περιγράφεται από την ακόλουθη αμφίδρομη αντίδραση:



Η κατεύθυνση προς τα δεξιά αντιστοιχεί στη διαδικασία της εκφόρτισης, ενώ η αντίθετη, στη φόρτιση του συσσωρευτή.

Οι τέσσερις πιο σημαντικοί παράγοντες που επηρεάζουν την επίδοση ενός συσσωρευτή είναι 1) η **χωρητικότητα**, 2) η **απόδοση**, 3) ο **ρυθμός φόρτισης** και **εκφόρτισης**, και 4) η **διάρκεια ζωής**.

Η **χωρητικότητα** C_{bat} μετράται σε Ah και δείχνει το ηλεκτρικό φορτίο που μπορεί να αποθηκευτεί στο συσσωρευτή. Επειδή όμως η τάση του συσσωρευτή V_{bat} έχει σχεδόν σταθερή τιμή κατά τη λειτουργία του, είναι πιο χρήσιμο αντί της χωρητικότητας C_{bat} να υπολογίζεται η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί στο συσσωρευτή E_{bat} (σε kWh), σύμφωνα με την εξίσωση [34]:

$$E_{bat} = \frac{C_{bat} \cdot V_{bat}}{1000}$$

Η **απόδοση** δίνει το κλάσμα της ενέργειας που αρχικά αποθηκεύεται στο συσσωρευτή και στη συνέχεια μπορεί να ανακτηθεί. Τυπική τιμή απόδοσης για τους συσσωρευτές μολύβδου-οξέος είναι η $n_{bat} = 80\%$ [35].

Ο ρυθμός φόρτισης και εκφόρτισης αποτελεί ένα μέτρο του πόσο γρήγορα μπορεί να απορροφήσει και να απελευθερώσει ενέργεια ο συσσωρευτής. Στη μοντελοποίηση των συσσωρευτών χρειάζεται να ληφθεί υπόψη το γεγονός ότι, στις περισσότερες περιπτώσεις, δεν επιτρέπεται να εκφορτιστούν κάτω από μια συγκεκριμένη κατάσταση φόρτισης. Για τους συσσωρευτές μολύβδου - οξέος που χρησιμοποιούνται στα ΥΣΗΕ, το μέγιστο επιτρεπόμενο βάθος εκφόρτισης ορίζεται στο 80% της χωρητικότητάς τους. Ο περιορισμός του μέγιστου βάθους εκφόρτισης μειώνει την αξιοποιήσιμη χωρητικότητα C_{bat} (σε Ah) και την αξιοποιήσιμη ενέργεια E_{bat} (σε kWh).

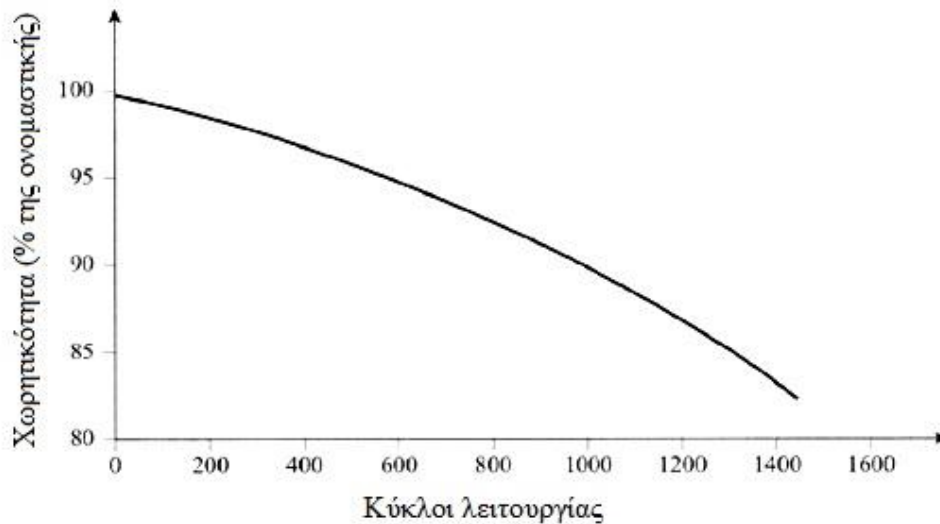
Για τον υπολογισμό της **διάρκειας ζωής** του συσσωρευτή λαμβάνονται υπόψη δύο παράμετροι: ο αριθμός κύκλων λειτουργίας και το βάθος εκφόρτισης που αντιστοιχεί σε καθέναν από αυτούς. Κάθε κύκλος λειτουργίας περιλαμβάνει τη διαδοχική διαδικασία φόρτισης και εκφόρτισης του συσσωρευτή.

Η χωρητικότητα, C_{bat} , του συσσωρευτή δεν παραμένει σταθερή. Μειώνεται όσο αυξάνουν οι κύκλοι λειτουργίας. Ενδεικτικά περιοδική εκφόρτιση - φόρτιση ενός, καλής ποιότητας, συσσωρευτή Pb/H_2SO_4 , σε ποσοστό 20% κάτω από την ονομαστική χωρητικότητά του, αντιστοιχεί σε 4500 κύκλους λειτουργίας. Αν το βάθος εκφόρτισης αυξηθεί σε 40%, οι κύκλοι λειτουργίας ελαττώνονται κάτω από τους μισούς. Μια καλή προσέγγιση της πραγματικής συμπεριφοράς των συσσωρευτών, που ουσιαστικά περιγράφει το χρόνο ζωής τους, είναι ότι το γινόμενο του βάθους εκφόρτισης $\beta_{εκφ}$ και του αριθμού των κύκλων λειτουργίας N_k παραμένει σταθερό:

$$\beta_{εκφ} \cdot N_k = \text{σταθερό}$$

όπου N_k , το πλήθος των κύκλων λειτουργίας του συσσωρευτή. Σύμφωνα με τη θεώρηση αυτή αντιστοιχεί σε κάθε συσσωρευτή μια δεδομένη ποσότητα ενέργειας $E_{batlife}$ (σε kWh), η οποία μπορεί να αποθηκευτεί και να χρησιμοποιηθεί πριν ο συσσωρευτής χρειαστεί να αντικατασταθεί. Ένας εμπειρικός κανόνας είναι ότι για τους συσσωρευτές βαθιάς εκφόρτισης (φωτοβολταϊκούς συσσωρευτές), το γινόμενο αυτό έχει την τιμή 1200, ενώ για κοινούς συσσωρευτές περιορίζεται στο 120 [3].

Το Σχήμα 2.22, δείχνει την τυπική εξάρτηση της χωρητικότητας ενός συσσωρευτή όσο αυξάνει ο χρόνος ζωής του, μετρούμενος σε κύκλους λειτουργίας, με δεδομένο βάθος εκφόρτισης [3]. Όπως παρατηρούμε, η χωρητικότητα του ελαττώνεται και μάλιστα, όσο αυξάνονται οι κύκλοι λειτουργίας ο ρυθμός ελάττωσης αυξάνει. Η ελάττωση της χωρητικότητας κατά τη διάρκεια των κύκλων λειτουργίας του, οφείλεται στη σταδιακή μείωση των ενεργών υλικών των ηλεκτροδίων.

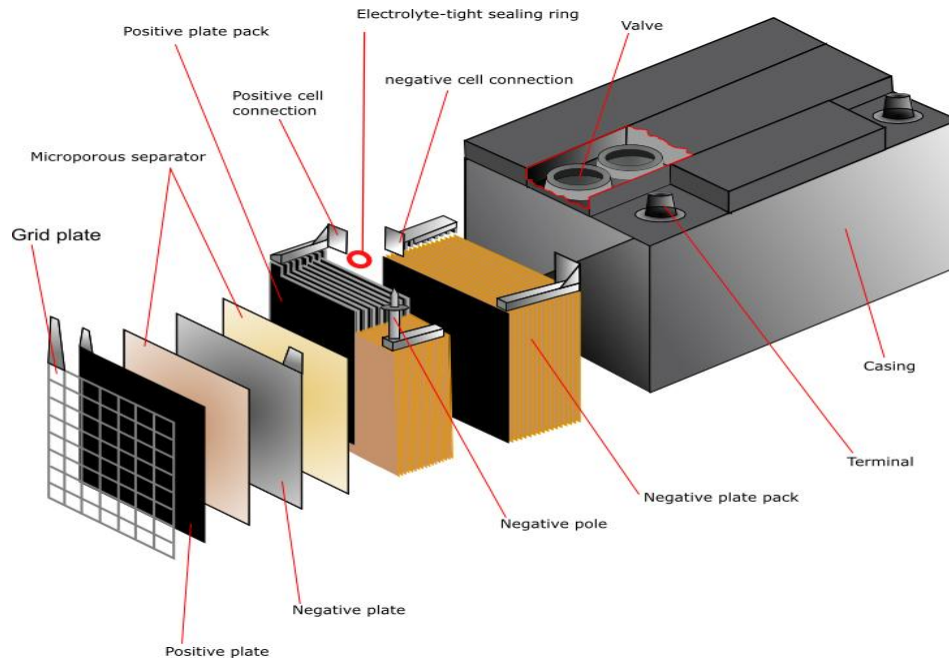


Σχήμα 2.22 Τυπική εξάρτηση της χωρητικότητας ενός συσσωρευτή Pb/H_2SO_4 , ως ποσοστό της ονομαστικής τιμής της, εκπεφρασμένο σε κύκλους λειτουργίας.

Δευτερεύοντες παράγοντες που επηρεάζουν την επίδοση ενός συσσωρευτή είναι η **θερμοκρασία**, η **αυτοεκφόρτιση** και η **γήρανση**. Υψηλές θερμοκρασίες (πάνω από $20^{\circ}C$) μειώνουν το χρόνο ζωής του συσσωρευτή, ενώ χαμηλές θερμοκρασίες (κάτω από $10^{\circ}C$) μειώνουν την ειδική ενέργεια και την ειδική ισχύ του συσσωρευτή. Επιπλέον, σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες υπάρχει ο κίνδυνος στερεοποίησης του ηλεκτρολύτη. Η επίδραση της θερμοκρασίας μπορεί να εξαλειφθεί με την τοποθέτηση των συσσωρευτών σε μέρη που προφυλάσσονται από υψηλές και χαμηλές θερμοκρασίες. Κατά την αυτοεκφόρτιση, ένας φορτισμένος συσσωρευτής εκφορτίζεται ακόμα και αν δεν είναι συνδεδεμένος σε εξωτερικό φορτίο. Παρόλα αυτά, ο ρυθμός αυτοεκφόρτισης είναι συνήθως μικρός σε σχέση με τους τυπικούς ρυθμούς εκφόρτισης που παρατηρούνται σε συσσωρευτές ΣΗΕ, και για το λόγο αυτό δεν λαμβάνεται υπόψη. Όσον αφορά τη γήρανση, παρατηρείται ελάττωση της αρχικής χωρητικότητας του συσσωρευτή με την αύξηση του αριθμού των κύκλων λειτουργίας του. Συγκεκριμένα η τιμή του συντελεστή γήρανσης είναι περίπου 0,8, για όλη τη ζωή του συσσωρευτή (το οποίο αντιστοιχεί σε μείωση της χωρητικότητας, στο τέλος της ζωής του συσσωρευτή, στο 80% της αρχικής του τιμής). Στην παρούσα διατριβή, η επίδραση της γήρανσης δεν λαμβάνεται υπόψη.

2.4.4.1 Μπαταρίες Μολύβδου - Οξέος (Lead Acid)

Χρησιμοποιούνται για πάνω από 100 χρόνια, είναι οι πιο διαδεδομένες ηλεκτροχημικές συσκευές και οι πιο ώριμες όσον αφορά στην τεχνολογία. Έχουν χαμηλό κόστος (300-600 €/kW), υψηλή αξιοπιστία, χαμηλό ποσοστό αυτοεκφόρτισης (μόλις 1%) και υψηλή απόδοση (65-80%) [36,37]. Χρησιμοποιούνται κυρίως σε εφαρμογές μικρής και μεσαίας κλίμακας. Η μεγαλύτερη εγκατάσταση αποθήκευσης μολύβδου-οξέος (10 MW/40 MWh - 18.2 εκ. €) χρησιμοποιήθηκε το 1988 στην πόλη Chino της Καλιφόρνια για αποθήκευση ενέργειας σε περιόδους με χαμηλή ζήτηση και παροχή ενέργειας σε διαστήματα αιχμής [38].



Σχήμα 2.23 Δομή μπαταριών Μολύβδου - Οξέος

Το γεγονός όμως ότι έχουν μικρό κύκλο ζωής (500-1000 κύκλοι) τις κάνει ακατάλληλες για εφαρμογές διαχείρισης ενέργειας. Επίσης, έχουν χαμηλή πυκνότητα ενέργειας (30-50 Wh/kg), χρειάζονται συχνή συντήρηση και δεν είναι ιδιαίτερα φιλικές προς το περιβάλλον. Τέλος, παρουσιάζουν σημαντική εξάρτηση από τη θερμοκρασία με αποτέλεσμα η απόδοσή τους να πέφτει πλησιάζοντας προς χαμηλότερες θερμοκρασίες, και επομένως να απαιτείται κατάλληλο σύστημα ρύθμισης. Να σημειωθεί ότι με την εξελιγμένη εκδοχή των μπαταριών μολύβδου-οξέος με ρύθμιση βαλβίδας, έχει επιτευχθεί βελτίωση στα θέματα της συχνότητας συντήρησής τους, της επιβάρυνσης του περιβάλλοντος και της αυτοεκφόρτισης.

2.4.4.2 Μπαταρίες Νικελίου-Καδμίου (NiCd)

Οι μπαταρίες νικελίου-καδμίου ανταγωνίζονται τις μολύβδου-οξέος γιατί εμφανίζουν υψηλότερη πυκνότητα ενέργειας (50-75 Wh/kg) και μεγαλύτερη διάρκεια ζωής (2000-2500 κύκλους). Είναι κατάλληλες για συνεχή παροχή ισχύος και για εφαρμογές εκκίνησης γεννητριών [36,37]. Στο Golden Valley, Fairbanks, υπάρχει η δεύτερη ισχυρότερη μπαταρία παγκοσμίως, η οποία μπορεί να προσφέρει 40MW για 7min και χρησιμοποιείται για σταθεροποίηση νησιωτικού δικτύου [37,38].

Στη σύγχρονη αγορά οι μπαταρίες NiCd παρουσιάζουν ύφεση εδώ και μια δεκαετία, λόγω των επιπτώσεων του τοξικού καδμίου που οδήγησαν και την Ευρωπαϊκή Ένωση στην απόφαση απαγόρευσής τους (Σεπτέμβριος 2008), και λόγω του ότι η εξέλιξη στην τεχνολογία των μπαταριών δε δικαιολογεί πια το κόστος τους για κάποιες εφαρμογές (1000 €/kWh) [37]. Συγκριτικά με τις μπαταρίες μολύβδου-οξέος, παρουσιάζουν υψηλότερες απώλειες ενέργειας λόγω αυτοεκφόρτισης (2-5% του φορτίου τους σε θερμοκρασία δωματίου, έναντι 1%). Επιπλέον, σχετικά με τη χρήση τους σε συστήματα ΑΠΕ, αποδεικνύονται ακατάλληλες λόγω του ιδιαίτερου χαρακτηριστικού «μνήμης» που διαθέτουν. Αν δεν αποφορτιστούν πλήρως πριν αρχίσει νέος κύκλος φόρτισης, οι μπαταρίες αρχίζουν να χάνουν την ισχύ τους. Εφόσον η λειτουργία των φωτοβολταϊκών και των αιολικών συστημάτων

συνοδεύεται από διακυμάνσεις στην ισχύ εξόδου, οι μπαταρίες νικελίου-καδμίου λόγω του χαρακτηριστικού μνήμης δεν αποτελούν οικονομικά συμφέρουσα λύση.

2.4.4.3 Μπαταρίες Νατρίου-Θείου (NaS)

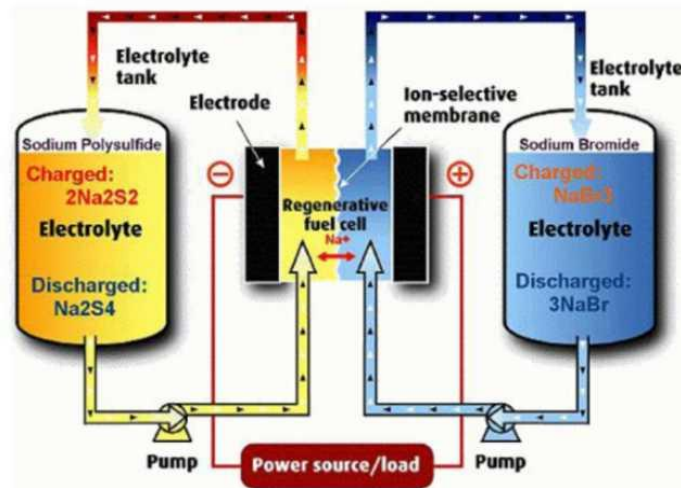
Τα τελευταία έτη οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης με τεχνολογία νατρίου-θείου παρουσιάζουν εκθετική αύξηση, από 10MW (1998) σε 305MW (2000MWh) το 2008[9]. Αρχικά έχουν το πλεονέκτημα της μη τακτικής ανάγκης για συντήρηση. Επιπλέον πρόκειται για διατάξεις φιλικές προς το περιβάλλον, καθώς όντας σφραγισμένες, δεν επιτρέπουν εκπομπές κατά τη λειτουργία τους και διότι το 99% του βάρους της μπαταρίας είναι ανακυκλώσιμα υλικά. Ακόμη παρουσιάζουν μεγάλο εύρος ισχύος, καθώς υπάρχουν μπαταρίες NaS με μικρή ικανότητα 50kW ενώ συνήθως ικανότητά τους ανέρχεται στο 1MW.

Το γεγονός ότι παρουσιάζουν τρεις φορές μεγαλύτερη πυκνότητα ενέργειας σε σχέση με τις μπαταρίες μολύβδου-οξέος (150-240 W/kg), μεγαλύτερη διάρκεια ζωής (ανέρχεται στους 2500 κύκλους) και υψηλή απόδοση (75-90%) κάνει τις μπαταρίες νατρίου-θείου κατάλληλες για συνδυασμό με ΑΠΕ [36]. Απόδειξη αποτελεί η εγκατάσταση ενός συστήματος 34 MW/245 MWh στη βόρεια Ιαπωνία, με στόχο να λειτουργεί επικουρικά για ένα αιολικό πάρκο ικανότητας 51MW, το οποίο είναι και το μεγαλύτερο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας παγκοσμίως (εξαιρώντας τα συστήματα αντλησιοταμίευσης και συμπιεσμένου αέρα) [37,39].

Το μειονέκτημα με τις μπαταρίες νατρίου-θείου είναι η ανάγκη διατήρησης της θερμοκρασίας τους σε υψηλές τιμές (300°C -350°C) για να είναι αποδοτική η λειτουργία τους, κάτι που όμως απαιτεί κατανάλωση σημαντικής ποσότητας ενέργειας. Επίσης το κόστος του αρχικού κεφαλαίου είναι υψηλό και ανέρχεται στα 2000 €/kW (ή 350 €/kWh) [37].

2.4.4.4 Μπαταρίες Ροής (Flow Batteries)

Οι επόμενες κατηγορίες μπαταριών που αναφέρονται ανήκουν στην πιο εξελιγμένη κατηγορία των μπαταριών ροής, που συνδυάζουν την τεχνολογία των κοινών μπαταριών με αυτή των κυψελών καυσίμου. Ο ένας από τους ηλεκτρολύτες της μπαταρίας βρίσκεται αποθηκευμένος σε υγρή μορφή σε εξωτερικό χώρο και κατά την απορρόφηση ή παραγωγή ενέργειας ρέει προς το κύτταρο όπου συντελείται η ηλεκτροχημική αντίδραση. Αυτό που επιτυγχάνεται με τις μπαταρίες ροής είναι η απεξάρτηση της ικανότητας σε αποθηκευμένη ενέργεια, από την ικανότητα της συσκευής σε ισχύ. Επίσης η αυτοεκφόρτιση είναι πια αμελητέα, ενώ το βάθος της εκφόρτισης δεν επηρεάζει τη βιωσιμότητα της μπαταρίας. Όλα αυτά τα χαρακτηριστικά, κάνουν τις μπαταρίες ροής πιο ευέλικτες για μεγαλύτερο εύρος εφαρμογών συγκριτικά με τις κοινές. Τέλος, χάρη στον μικρό χρόνο απόκρισής τους (τάξης msec) μπορούν να συνεργαστούν καλύτερα με συστήματα ΑΠΕ.



Σχήμα 2.24 Μπαταρία ροής

2.4.4.4.1 Ψευδαργύρου - Βρωμίου (ZnBR)

Οι μπαταρίες ροής ψευδαργύρου-βρωμίου έχουν απόδοση 75%, ικανότητα απόδοσης έως και 200% της ονομαστικής τους ισχύος, ενεργειακή πυκνότητα που ανέρχεται στις 75-85Wh/kg, ενώ όσον αφορά στη διάρκεια ζωής της, φτάνει τους 2000 κύκλους με δυνατότητα βαθιάς εκφόρτισης. Είναι κατάλληλες κυρίως για μικρής κλίμακας εφαρμογές, παρόλα αυτά ήδη από το 1991 έχει δοκιμαστεί και σε μεσαίας κλίμακας (π.χ. Kyushu Electric Power 1MW/4MWh, PG&E California 2005, 2MW), ενώ στο τέλος του 2009 η εγκατεστημένη ισχύς ανά τον κόσμο ήταν 4MW με δυνατότητα αποθήκευσης 8MWh [37,38].

2.4.4.4.2 Βαναδίου - Οξειδοαναγωγής (Vanadium red ox-VRB)

Έχουν δοκιμαστεί και εγκατασταθεί σε διάφορες περιοχές και έχουν χαρακτηριστεί ως το αποθηκευτικό σύστημα με τις λιγότερες επιπτώσεις στο περιβάλλον. Μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε απομονωμένα συστήματα, για σταθεροποίηση της λειτουργίας των ΑΠΕ απορροφώντας τις διακυμάνσεις, για βελτιστοποίηση ισχύος [36,37]. Κατασκευάζονται σε μονάδες των 5kW/10kWh, έχουν απόδοση 75-80% και με κατάλληλη ετήσια συντήρηση φτάνουν σε υψηλή διάρκεια ζωής (έως 12000 ώρες) και μάλιστα με δυνατότητα πλήρους εκφόρτισης, χωρίς φθορά των ηλεκτρολυτών. Επιπλέον μπορούν να αναβαθμιστούν με σχετικά μικρό κόστος, αντικαθιστώντας τους χώρους αποθήκευσης των ηλεκτρολυτών με άλλους μεγαλύτερου όγκου, ή προσθέτοντας επιπλέον ηλεκτροχημικά κύτταρα προς αύξηση της ισχύος.

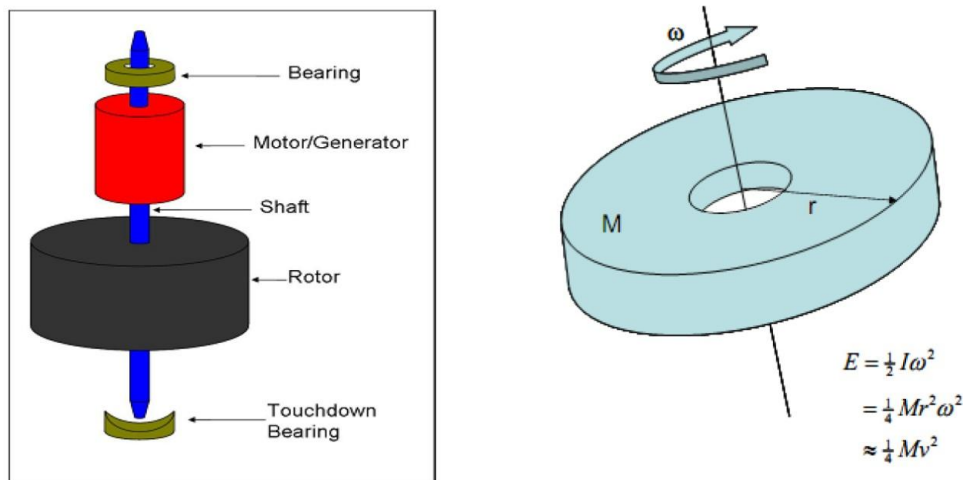
Ωστόσο λόγω της χαμηλής πυκνότητας ενέργειας 16-33kWh/m³, απαιτούν μεγάλο χώρο γι' αυτό και περιορίζονται σε μεσαίας κλίμακας εφαρμογές ΑΠΕ. Η μεγαλύτερη εγκατάσταση VRB είναι 4 MW/6 MWh (Tomamae Wind Villa, Japan, 2005) για επικουρική λειτουργία σε ένα αιολικό πάρκο 32 MW [37].

2.4.5 Σφόνδυλοι (Flywheels)

Η τεχνολογία των συστημάτων σφονδύλων στηρίζεται στην περιστροφική κίνηση μιας μάζας που αποθηκεύει και παράγει ενέργεια ανάλογα με την ταχύτητα περιστροφής. Η ηλεκτρική ενέργεια εδώ μετατρέπεται και αποθηκεύεται με τη μορφή κινητικής. Όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 2.25 το βασικό στοιχείο του συστήματος

είναι ο άξονας του δρομέα του κινητήρα/γεννήτριας πάνω στον οποίο βρίσκεται η στρεφόμενη μάζα. Ο άξονας συγκρατείται στο πάνω και στο κάτω μέρος από δύο μαγνητικές βάσεις, προς μείωση της τριβής, και περιστρέφεται στο κενό με στόχο τη μείωση των απωλειών.

Οι σφόνδυλοι αποθηκεύουν ενέργεια επιταχύνοντας τον άξονα σε υψηλές ταχύτητες περιστροφής. Όσο ο άξονας συνεχίζει να περιστρέφεται, υπάρχει ενέργεια αποθηκευμένη στο σύστημα. Όταν χρειαστεί να παραχθεί ενέργεια ο κινητήρας συνδέεται κατάλληλα ώστε να λειτουργεί ως γεννήτρια. Όσο το σύστημα εκφορτίζεται, ο δρομέας επιβραδύνει έως ότου σταματήσει τελείως.



Σχήμα 2.25 Διάταξη συστημάτων αποθήκευσης σφονδύλων και οι σχέσεις της αποδιδόμενης αποθηκευμένης ενέργειας

Η ποσότητα ενέργειας που μπορεί να αποθηκεύσει το σύστημα σφονδύλων καθορίζεται από το δρομέα της διάταξης και είναι ανάλογη της μάζας του και του τετραγώνου της ταχύτητας περιστροφής (Σχήμα 2.25). Προκύπτουν έτσι δύο προσεγγίσεις για τη σχεδίαση τέτοιων συστημάτων. Μεγάλοι σε μέγεθος και μάζα άξονες που στρέφονται αργά και μικροί και ελαφροί άξονες με μεγάλες ταχύτητες περιστροφής. Οι δύο στρατηγικές σχεδίασης μεγαλώνουν το εύρος εφαρμογών τέτοιων συστημάτων.

Η ικανότητα σε ισχύ και σε ενέργεια είναι δυνατό να διαχωριστούν στις διατάξεις των στρεφόμενων μαζών. Αν η εφαρμογή απαιτεί μεγάλη ικανότητα σε ισχύ τότε επιλέγεται σχεδίαση συστήματος χαμηλής ταχύτητας, δηλαδή προτιμάται βαρύς δρομέας από ατσάλι που φτάνει σε ταχύτητες περίπου 10000 στροφές ανά λεπτό και το σύστημα μπορεί να αποδώσει ως και 1650 kW, αλλά για σύντομο χρονικό διάστημα (120sec). Αντίθετα, αν στόχος της εφαρμογής είναι η αποθήκευση όσο το δυνατόν περισσότερης ενέργειας τότε χρησιμοποιείται σύστημα σφονδύλων μεγάλων ταχυτήτων, δηλαδή επιλέγεται ελαφρύς δρομέας ώστε να μπορούν να αναπτυχθούν ταχύτητες τάξης δεκάδων χιλιάδων στροφών ανά λεπτό (80000 - 100000 rpm). Το σύστημα μπορεί να προσφέρει ενέργεια όταν ζητηθεί έως και για μία ώρα, αλλά με μέγιστη ισχύ στα 750kW.

Όσον αφορά στα χαρακτηριστικά τους, τα συστήματα σφονδύλων έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής (15-20 χρόνια) και υψηλή απόδοση 90-95%. Το κόστος αρχικού κεφαλαίου όμως είναι αρκετά μεγάλο (1000-5000 €/kWh), όπως και ο ρυθμός αυτοεκφόρτισης που κυμαίνεται μεταξύ 55% και 100% ανά μέρα [36,37].

Υπάρχουν ήδη παραδείγματα όπου τα εν λόγω συστήματα αποθήκευσης χρησιμοποιούνται σε συνδυασμό με ΑΠΕ. Στη Νορβηγία υπάρχει εγκατάσταση στρεφόμενης μάζας 5 kWh, 200kW που χρησιμοποιείται επικουρικά σε σύστημα αιολικών με τεχνολογίες υδρογόνου για μικρά δίκτυα στο νησί Utsira [37,40]. Υπάρχουν κι άλλα παραδείγματα με εγκαταστάσεις στρεφόμενων μαζών να χρησιμοποιούνται για εξομάλυνση και σταθεροποίηση της ισχύος εξόδου ΑΓ σε μικρό νησιωτικό δίκτυο και μελέτες για την προσθήκη τους και σε ΦΒ συστήματα για αντιμετώπιση φαινομένων σκίασης [41]. Τέλος, υπάρχει και μια μοναδική τεχνική που εφαρμόζεται αποκλειστικά σε αιολικά συστήματα που συνδέονται στο δίκτυο, σύμφωνα με την οποία το ρόλο των στρεφόμενων μαζών αναλαμβάνουν οι ίδιες οι ΑΓ με στόχο τη μείωση των διακυμάνσεων της συχνότητας [42].

2.4.6 Πυκνωτές και Υπερπυκνωτές

Στα αποθηκευτικά συστήματα με πυκνωτές ή υπερπυκνωτές η ηλεκτρική ενέργεια αποθηκεύεται με τη συσσώρευση θετικών και αρνητικών φορτίων. Μπορούν να φορτιστούν ταχύτερα σε σύγκριση με τις κοινές μπαταρίες και αντέχουν πάνω από 100000 κύκλους [37]. Επειδή είναι αποθηκευτικά μέσα με χαμηλό ενεργειακό περιεχόμενο, είναι κατάλληλα για εφαρμογές με γρήγορες εναλλαγές μεταξύ κατάστασης φόρτισης και εκφόρτισης.

Οι πυκνωτές συσσωρεύουν φορτία σε παράλληλες πλάκες που διαχωρίζονται με διηλεκτρικό υλικό. Έχουν διάρκεια ζωής περίπου 5 χρόνια και η απόδοσή τους κυμαίνεται μεταξύ 60% και 70% [37]. Έχουν αναπτυχθεί για μικρής κλίμακας εφαρμογές (λίγων kW) και βρίσκουν εφαρμογή στα συστήματα ισχύος κυρίως για διόρθωση του συντελεστή ισχύος και για ενίσχυση της τάσης και της άεργου ισχύος. Χρησιμοποιούνται όμως και σε εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας, βοηθητικά σε άλλα αποθηκευτικά συστήματα, για να διευκολύνουν τη διείσδυση των ΑΠΕ, μέσω της αύξησης της ζωής των μπαταριών και μέσω δυναμικής αποκατάστασης της τάσης. Η ενέργεια που αποθηκεύεται σε έναν πυκνωτή δίνεται από την εξίσωση [36]:

$$E = CV^2/2$$

όπου E η αποθηκευμένη ενέργεια (σε J), V η εφαρμοζόμενη τάση και C η χωρητικότητα του η οποία προκύπτει από την σχέση:

$$C = A\epsilon_r\epsilon_0/d$$

Όπου A η επιφάνεια των πλακών, d η μεταξύ τους απόσταση, ϵ_0 η διηλεκτρική σταθερά του κενού και ϵ_r η διηλεκτρική σταθερά του διηλεκτρικού υλικού.

Οι υπερπυκνωτές αποθηκεύουν ενέργεια με τη βοήθεια διαλύματος ηλεκτρολύτη αντί για στέρεο διηλεκτρικό μεταξύ των οπλισμών. Έχουν μεγαλύτερη διάρκεια ζωής

συγκριτικά με τους απλούς πυκνωτές (8-10 χρόνια) μεγαλύτερη απόδοση (95%). Επίσης έχουν ικανότητα βαθιάς εκφόρτισης και υπερφόρτισης, πολύ υψηλή πυκνότητα ισχύος (100 kW/kg) αλλά υστερούν στην πυκνότητα ενέργειας (2070 MJ/m). Ακόμη εμφανίζουν μεγάλες απώλειες ενέργειας που κυμαίνονται μεταξύ 5 και 40% ανά ημέρα αλλά και υψηλό κόστος που ανέρχεται στα 20000 €/kWh [37].

Συνδέοντας πυκνωτές ή υπερπυκνωτές στον κόμβο συνεχούς ρεύματος των γεννητριών ΑΠΕ είναι δυνατό να αποφευχθεί η χρήση μετατροπέα DC/AC και κάποιων ελεγκτικών συστημάτων, μειώνοντας έτσι το κόστος της εγκατάστασης. Επιπλέον μπορούν να συμβάλλουν στην αντιμετώπιση βυθίσεων τάσης του δικτύου και στο φιλτράρισμα υψηλών αρμονικών εξομαλύνοντας έτσι την παραγωγή από ΑΠΕ.

Συμπερασματικά, τόσο οι σφόνδυλοι όσο και οι υπερπυκνωτές παρουσιάζουν υψηλότερη ειδική ισχύ και χαμηλότερη ειδική ενέργεια σε σχέση με τους συσσωρευτές, και συνήθως παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια για χρονικά διαστήματα έως 100 δευτερόλεπτα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα κατά τη μοντελοποίησή τους την απαραίτητη υιοθέτηση χρονικών βημάτων προσομοίωσης μικρότερων του ενός λεπτού, επομένως απαιτείται η χρήση μοντέλων μόνιμης κατάστασης λειτουργίας ή μοντέλων δυναμικής ανάλυσης, κάτι που βρίσκεται πέρα από τους στόχους της παρούσας διατριβής [43].

2.4.7 Σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου

Η περίπτωση του υδρογόνου διαφέρει από τη συμβατική ιδέα της αποθήκευσης ενέργειας γιατί χρησιμοποιεί διαφορετικές διεργασίες για το στάδιο της παραγωγής, της αποθήκευσης και της χρήσης. Η παραγωγή μπορεί να γίνει και από ορυκτά καύσιμα αλλά η ηλεκτρόλυση είναι πιο φιλική προς το περιβάλλον. Κατά τη διαδικασία της παραγωγής υδρογόνου, ο ηλεκτρολύτης απορροφά ενέργεια, διαρρέεται από συνεχές ρεύμα και διασπά το νερό σε οξυγόνο και υδρογόνο. Το υδρογόνο συλλέγεται και αποθηκεύεται. Για την παραγωγή ενέργειας από υδρογόνο χρησιμοποιούνται κυψέλες καυσίμου οι οποίες μετατρέπουν ξανά το υδρογόνο και το οξυγόνο σε νερό.

Τα συστήματα υδρογόνου μπορούν να συμβάλλουν στη διείσδυση των ΑΠΕ με την προϋπόθεση ότι ο ηλεκτρολύτης δύναται να λειτουργήσει:

- Με υψηλή απόδοση
- Με ικανοποιητική δυναμική απόκριση
- Για μεγάλο εύρος εισόδου
- Σε συνθήκες μεταβλητής συχνότητας

Χάρη στη βελτίωση της τεχνολογίας των ηλεκτρολυτών, και ειδικότερα η εξέλιξη από τον αλκαλικό (AFC) στον ηλεκτρολύτη ανταλλαγής πρωτονίων (PEMFC) συνέβαλε στην ικανοποίηση των άνω προδιαγραφών. Το ζήτημα της απόδοσης όμως (40-60%) παραμένει και χρειάζεται περαιτέρω βελτίωση.

Η μειωμένη απόδοση οφείλεται στις απανωτές μετατροπές ενέργειας που απαιτούνται. Από την παραγωγή μέχρι την εκ νέου χρήση του το υδρογόνου υφίσταται έναν αριθμό διεργασιών: 1) υδρογόνο παράγεται μέσω ηλεκτρόλυσης με απόδοση 85%, 2) αποθηκεύεται με απόδοση 65-70%, 3) καταναλώνεται από μια

κυψέλη καυσίμου για να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια με απόδοση 40-80%. Συνολικά ο κύκλος αυτός ρίχνει την απόδοση του υδρογόνου σε τιμές 22-48% [36]. Αν δε μέχρι την τελική χρησιμοποίησή του υπάρξει διαδικασία αποθήκευσης περισσότερες φορές τότε η απόδοση μειώνεται περαιτέρω.

2.4.7.1 Ιδιότητες υδρογόνου

Το υδρογόνο συναντάται σε αφθονία στο σύμπαν, σε συνδυασμό όμως με άλλα στοιχεία. Στην γη βρίσκεται κυρίως σε ενώσεις του όπως το νερό και οι υδρογονάνθρακες, ενώ σαν καθαρό στοιχείο υπάρχει μόνο σε ίχνη (0,00001 %) στην ατμόσφαιρα. Επίσης παρουσιάζει την υψηλότερη ενεργειακή πυκνότητα ανά μονάδα βάρους, αλλά λόγω της χαμηλής πυκνότητάς του, έχει χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα ανά μονάδα όγκου, ταιριάζει επομένως σε εφαρμογές όπου το βάρος παρά ο όγκος έχει σημασία.

Η καύση 1 kg υδρογόνου αποδίδει 119,972 kJ, περιέχει δηλ. το ίδιο ποσόν ενέργειας με 2,1 kg βενζίνης. Καίγεται στον αέρα σε πολύ μεγαλύτερο εύρος συγκεντρώσεων από ότι το μεθάνιο και τα όρια έκρηξής του είναι επίσης μεγαλύτερα, αλλά διαχέεται πιο γρήγορα από το μεθάνιο ή τις βενζίνες. Είναι ελαφρύτερο του αέρα και επομένως ανεβαίνει γρήγορα ψηλά, σε αντίθεση με το προπάνιο και τους ατμούς βενζίνης που παραμένουν στο έδαφος. Κατά συνέπεια, η χρήση του ενδείκνυται για εξωτερικούς ή καλά αεριζόμενους χώρους.

2.4.7.2 Μέθοδοι Παραγωγής

Ηλεκτρόλυση νερού

Η πιο «καθαρή» και ασφαλής μέθοδος παραγωγής είναι η ηλεκτρόλυση νερού με χρήση ΑΠΕ, καθώς δεν εκλύονται ρύποι. Η τεχνική αυτή μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για την αποθήκευση της ενέργειας από ΑΠΕ σε μορφή υδρογόνου, το οποίο μπορεί να μετατραπεί ξανά σε ηλεκτρισμό, ιδανικά μέσω στοιχείων καυσίμου, σε περιόδους περιορισμένης διαθεσιμότητας της φυσικής πηγής. Το κόστος παραγωγής υδρογόνου από υδροηλεκτρική ενέργεια υπολογίζεται στα 12 €/GJ, από ηλιακή ενέργεια φτάνει στα 100 €/GJ, ενώ το κόστος χρήσης της αιολικής ενέργειας για τη παραγωγή του ανέρχεται στα 15-20 €/GJ με τάσεις για περαιτέρω μείωση.

Οι ηλεκτρολυτικές μονάδες είναι κβαντισμένου μεγέθους κάτι που σημαίνει ότι η συνολική ικανότητα μιας συσκευής αποθήκευσης είναι ανάλογη του αριθμού των κελιών που αποτελούν μια στοίβα ηλεκτρολυτών. Το μεγαλύτερο σύστημα ηλεκτρόλυσης που λειτουργεί, μπορεί να παράγει 485 Nm³/h που ισοδυναμεί με ισχύ εισόδου 2.5 MW. Η ζωή της μονάδας ηλεκτρόλυσης δεν μπορεί να καθοριστεί, καθώς πρόκειται για νέα τεχνολογία, εκτιμάται όμως γύρω στα 5-10 χρόνια [36].

Αναμόρφωση υδρογονανθράκων

Η εξαγωγή του υδρογόνου από το φυσικό αέριο (μεθάνιο, CH₄), αποσπώντας 4 άτομα υδρογόνου από κάθε άτομο άνθρακα, είναι πολύ καθαρή και αποδοτική, οδηγώντας σε υποτριπλασιασμό των εκπομπών άνθρακα στο περιβάλλον σε σχέση με τη συμβατική χρήση. Η ενέργεια που απαιτείται για την διαδικασία αυτή αντιστοιχεί στο

20-30% του υδρογονάνθρακα που αναμορφώνεται αλλά το κόστος είναι μόνο 5 €/GJ.

Αν και η αναμόρφωση υδρογονανθράκων αποτελεί την πιο συχνά χρησιμοποιούμενη τεχνολογία για παραγωγή H_2 ως καύσιμο για τις κυψέλες καυσίμου, υπάρχουν περιπτώσεις που είναι πιο πρόσφορη και αποδοτική η απευθείας αποθήκευση του H_2 . Αυτό μπορεί να συμβεί τόσο σε εφαρμογές χαμηλής ισχύος, στις οποίες δεν μπορεί να δικαιολογηθεί το κόστος του εξοπλισμού αναμόρφωσης, όσο και σε περιπτώσεις ΥΣΗΕ που περιλαμβάνουν τεχνολογίες ΑΠΕ μη ελεγχόμενου ρυθμού παραγωγής. Η μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε H_2 κατά τις περιόδους υψηλής παραγωγής και χαμηλής ζήτησης ενέργειας γίνεται μέσω των μονάδων ηλεκτρόλυσης, οι οποίες χρησιμοποιούν τις ίδιες μεμβράνες και λειτουργούν με αντίθετο τρόπο σε σχέση με τις PEMFC (παράγουν H_2 από νερό), ενώ συνήθως χρησιμοποιούν συνεχές ρεύμα [43].

Αεριοποίηση

Η αεριοποίηση είναι η παλαιότερη μέθοδος παραγωγής υδρογόνου. Πρόκειται για θέρμανση άνθρακα στους 900 °C με υδρατμούς και καθαρό οξυγόνο, που το διασπούν σε υγρά, αέρια και στερεά προϊόντα. Το αέριο προϊόν της διεργασίας είναι κυρίως υδρογόνο. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί και σε άλλα ανθρακούχα υλικά όπως η βιομάζα ή τα αστικά απόβλητα, ενώ το κόστος υπολογίζεται στα 13 €/GJ.

Θερμική Διάσπαση Υδρογονανθράκων

Το φυσικό αέριο και διάφορα κλάσματα του πετρελαίου, με θερμική διάσπαση, δίνουν υδρογόνο και καθαρό άνθρακα στη μορφή σκόνης. Κατ' αυτό τον τρόπο αποφεύγονται οι εκπομπές μονοξειδίου και διοξειδίου. Το κόστος είναι υψηλότερο από αυτό της αναμόρφωσης υδρογονανθράκων, καθώς απαιτείται πολλή ενέργεια και η εφαρμογή είναι ακόμα αρκετά περιορισμένη.

2.4.7.3 Αποθήκευση

Ο πιο συνηθισμένος τρόπος αποθήκευσης υδρογόνου είναι στην αέρια μορφή του, σε δεξαμενές ή κυλίνδρους, υπό πίεση 200-350 bar. Σε υγρή μορφή αποθηκεύεται, σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες (22°K), σε σφαιρικά ντεπόζιτα 'dewar' με διπλά τοιχώματα από χάλυβα ή αλουμίνιο. Ανάμεσα στα τοιχώματα υπάρχει κενό αέρος. Κατ' αυτό τον τρόπο γίνεται οικονομία χώρου (80% μικρότερος όγκος σε σύγκριση με αέριο υδρογόνο υπό πίεση) αλλά απαιτείται ενέργεια που ισοδυναμεί με το 40% της ενέργειας που περιέχεται στο υδρογόνο.

Επίσης είναι δυνατό να γίνει αποθήκευσή του μέσω προσρόφησης του υδρογόνου σε μεταλλικό **υδρίδιο**. Τα υδρίδια μπορεί να είναι στερεά, υγρά και αέρια. Τα πιο συχνά χρησιμοποιούμενα για την αποθήκευση υδρογόνου είναι κράματα μετάλλων, όπως τιτάνιου-σιδήρου και λανθανίου-νικελίου. Το υδρογόνο εισάγεται ως αέριο υπό πίεση και ελευθερώνεται ως αέριο πάλι με θέρμανση του δοχείου. Η πιο πρόσφατη μέθοδος αποθήκευσης υδρογόνου (που βρίσκεται σήμερα σε πειραματικό στάδιο) είναι η προσρόφηση σε ίνες άνθρακα.

Από τις παραπάνω μεθόδους, η πιο διαδεδομένη είναι η αποθήκευση συμπιεσμένου αερίου H_2 σε δεξαμενές υδρογόνου. Σε ένα ΥΣΗΕ, ένα τέτοιο σύστημα αποθήκευσης

ενέργειας αποτελείται από τη μονάδα ηλεκτρόλυσης, τη δεξαμενή καυσίμου, και την κυψέλη καυσίμου (τύπου PEMFC). Η απόδοση της μονάδας ηλεκτρόλυσης $n_{electroly}$ συμπεριλαμβάνοντας την ενέργεια που απαιτείται για να συμπιεστεί το παραγόμενο αέριο στη δεξαμενή υδρογόνου, κυμαίνεται ανάμεσα στο 60% και το 70% [28]. Στην παρούσα διατριβή έχει θεωρηθεί η τιμή $n_{electroly} = 60\%$.

Ένας επιπλέον περιορισμός που πρέπει να ληφθεί υπόψη είναι η χωρητικότητα της δεξαμενής υδρογόνου C_{H2tank} (σε kg H_2). Εάν η αποθηκευμένη ποσότητα H_2 πρόκειται να υπερβεί τη χωρητικότητα C_{H2tank} , η μονάδα ηλεκτρόλυσης προσαρμόζει τη λειτουργία της έτσι ώστε να μη γίνει υπέρβαση αυτού του ορίου [43].

Το εκτιμώμενο κόστος της αποθήκευσης υδρογόνου κυμαίνεται μεταξύ 500-10000 €/kW. Επειδή το ύψος του αρχικού κεφαλαίου είναι (προς το παρόν) υψηλό συγκριτικά με άλλα συστήματα αποθήκευσης και λόγω της χαμηλής απόδοσης, η χρησιμοποίηση συστημάτων υδρογόνου για διείσδυση των ΑΠΕ δε συμφέρει οικονομικά. Ένα σύστημα με ΑΓ και υδρογόνο θα πρέπει να πουλά την ενέργεια που παράγεται από την κυψέλη καυσίμου σε τιμή 1.76-2.5 €/kWh για να είναι ανταγωνιστικό [37]. Ωστόσο αναμένεται πτώση της τιμής των κυψελών καυσίμου σε επίπεδα 15-145 €/kW την επόμενη δεκαετία [44].

Παρά το υψηλό κόστος υπάρχουν ήδη εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν συστήματα υδρογόνου. Στο νησί Utsira της Νορβηγίας από το 2004 λειτουργεί μονάδα αιολικής ενέργειας-υδρογόνου για απομονωμένο δίκτυο. Μια ΑΓ 600 kW συνεργάζεται με μονάδα ηλεκτρόλυσης των 48 kW, δεξαμενή αποθήκευσης 12 m και κυψέλη καυσίμου των 10 kW. Το υδρογόνο αποθηκεύεται στη δεξαμενή και αρκεί για την πλήρη κάλυψη των αναγκών 10 νοικοκυριών για 2-3 μέρες δίχως άνεμο [40]. Στην πόλη Naksokon στη Δανία ήδη από τον Μάιο του 2007 μια όμοια εγκατάσταση παράγει υδρογόνο. Χρησιμοποιεί μονάδα ηλεκτρόλυσης 8 kW, κυψέλη 10.5 kW και δεξαμενή 25 m. Το υδρογόνο χρησιμοποιείται για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους αιχμής ενώ για την αύξηση της απόδοσης υπάρχει στόχος οι κυψέλες καυσίμου να τοποθετηθούν σε 35 σπίτια για να συνδυάζουν παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας [45].

2.4.7.4 Μεταφορά

Οι πιθανές λύσεις για τη διανομή καυσίμου υδρογόνου είναι οι παρακάτω:

- Διανομή σε τόπους ανεφοδιασμού με χρήση βυτιοφόρων από κεντρική μονάδα παραγωγής.
- Διανομή σε τόπους ανεφοδιασμού με δίκτυο αγωγών από κεντρική μονάδα παραγωγής.
- Διανομή φυσικού αερίου με δίκτυο αγωγών στους τόπους ανεφοδιασμού όπου θα γίνεται τοπικά η αναμόρφωση σε υδρογόνο.
- Τοπική παραγωγή υδρογόνου με ηλεκτρόλυση χρησιμοποιώντας είτε το ηλεκτρικό δίκτυο είτε ΑΠΕ.

2.4.8 Οικονομική αποτίμηση αποθηκευτικών συστημάτων

Στον Πίνακα 2.11 [46] παρουσιάζονται κάποια οικονομικά στοιχεία σχετικά με το κόστος ισχύος και ενέργειας τεσσάρων συστημάτων μακροπρόθεσμης αποθήκευσης, τα οποία θεωρούνται κατάλληλα για την αποθήκευση μεγάλης ποσότητας ενέργειας από ΑΠΕ. Είναι φανερό πως προς το παρόν το σύστημα υδρογόνου παρουσιάζει το

υψηλότερο κόστος συγκριτικά με την ώριμη τεχνολογία των μπαταριών, της αντλησιοταμίευσης και των συστημάτων συμπίεσης αέρα.

Πίνακας 2.11 Διατάξεις μακροπρόθεσμης αποθήκευσης, κατάλληλες για αποθήκευση αιολικής ενέργειας υψηλής χωρητικότητας

Σύστημα μακροπρόθεσμης αποθήκευσης	Κόστος ισχύος (€/kW)	Κόστος ενέργειας (€/kWh)	Χωρητικότητα αποθήκευσης (χρόνος)	Αποτελεσματικότητα
Μπαταρίες (μολύβδου-οξέος)	175	200	Αρκετές ημέρες	0,85
Υδρογόνο	500 - 10000	15 - 200	Αρκετές ημέρες	0,59
Συμπιεσμένος αέρας	4150	1	Αρκετές ημέρες	0,79
Αντλησιοταμίευση (500-1500MW)	1100	10	Αρκετές ημέρες	0,87

2.5 ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

2.5.1 Μετατροπείς

Στα ΥΣΗΕ συνήθως εμπεριέχεται συνδυασμός τεχνολογιών και φορτίων συνεχούς και εναλλασσόμενου ρεύματος. Σε ένα τέτοιο σύστημα απαιτείται μετατροπή από συνεχές ρεύμα (DC) σε εναλλασσόμενο (AC) και αντιστρόφως, η οποία επιτυγχάνεται με χρήση **μετατροπέων (converter)**. Ανάλογα με τη δομή του προς μελέτη συστήματος, ένας μετατροπέας μπορεί να είναι **αντιστροφέας (inverter)**, ο οποίος μετατρέπει το συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο (DC→AC), **ανορθωτής (rectifier)**, ο οποίος μετατρέπει το εναλλασσόμενο ρεύμα σε συνεχές (AC→DC), ή συνδυασμός και των δύο. Στην παρούσα διατριβή ο μετατροπέας θεωρείται ότι περιλαμβάνει αντιστροφέα και ανορθωτή.

Ένας μετατροπέας μπορεί να αποτελεί χωριστή μονάδα ή να αποτελεί τμήμα του ελεγκτή φόρτισης. Στην τελευταία περίπτωση, η λειτουργία του έγκειται στο να προσαρμόζει την τάση του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στην τάση του συστήματος αποθήκευσης, ώστε να εκμεταλλευόμαστε πλήρως την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ [3].

Στη παρούσα διατριβή η απόδοση του μετατροπέα n_{conv} λαμβάνεται διαφορετικά για τις δύο κατευθύνσεις λειτουργίας ως $n_{inv} = 90\%$ για τον αντιστροφέα και $n_{rect} = 85\%$ για τον ανορθωτή [11].

2.6 ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΥΣΗΕ

Στην προσομοίωση λειτουργίας ενός ΥΣΗΕ είναι σημαντικό να καθοριστεί ο τρόπος συνεργασίας μεταξύ των εξαρτημάτων που το απαρτίζουν. Για την επίλυση του προβλήματος αυτού απαιτούνται αποφάσεις που πρέπει να ληφθούν σε κάθε χρονικό βήμα της προσομοίωσης. Οι αποφάσεις αυτές καθορίζουν τις τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που βρίσκονται σε λειτουργία, την ισχύ που αυτές χρειάζεται να παράγουν, τον τρόπο φόρτισης και εκφόρτισης των συσσωρευτών (εάν υπάρχουν),

κλπ. Μια παράμετρος που επιδρά σημαντικά στις αποφάσεις για την κατανομή ενέργειας στο ΥΣΗΕ είναι η **λειτουργική εφεδρεία**.

2.6.1 Λειτουργική εφεδρεία

Η λειτουργική εφεδρεία είναι η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να εξυπηρετήσει άμεσα μια ξαφνική αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, ή μια ξαφνική μείωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ. Η λειτουργική εφεδρεία προσφέρει ένα περιθώριο ασφαλείας που βοηθά στην εξασφάλιση της αξιόπιστης παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, παρά τη μεταβλητότητα του ηλεκτρικού φορτίου και την αβεβαιότητα ως προς την παραγόμενη ενέργεια από τεχνολογίες ΑΠΕ μη ελεγχόμενου ρυθμού παραγωγής.

Η κάλυψη της συνολικά ζητούμενης ενέργειας ενός ΥΣΗΕ, που είναι ίση με το άθροισμα της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της λειτουργικής εφεδρείας, μπορεί να γίνει από τις τεχνολογίες ΑΠΕ μη ελεγχόμενου ρυθμού παραγωγής, από τις γεννήτριες και από τους συσσωρευτές. Για τις τεχνολογίες ΑΠΕ μη ελεγχόμενου ρυθμού παραγωγής (ΑΓ, ΦΒ), η μέγιστη δυνατή παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι αυτή που παράγουν κατά τη τρέχουσα χρονική στιγμή. Στις γεννήτριες, η μέγιστη δυνατή παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια προκύπτει από τη μέγιστη ισχύ που μπορούν να παράγουν. Στους συσσωρευτές, η μέγιστη δυνατή παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια εξαρτάται από την ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στον συσσωρευτή, το μέγιστο ρεύμα εκφόρτισης και την απόδοση εκφόρτισης [43].

2.6.2 Βέλτιστη επιλογή λειτουργίας γεννητριών και συσσωρευτών

Σε κάθε χρονικό βήμα της προσομοίωσης, η απόφαση για τη λειτουργία των γεννητριών και συσσωρευτών του συστήματος εξαρτάται από το εάν οι τεχνολογίες ΑΠΕ μη ελεγχόμενου ρυθμού παραγωγής (ΑΓ και/ή ΦΒ) μπορούν από μόνες τους να καλύψουν το ηλεκτρικό φορτίο και τη λειτουργική εφεδρεία. Στην περίπτωση που αυτό δεν είναι εφικτό, χρειάζεται να προσφερθεί ενέργεια στο σύστημα από τις γεννήτριες και/ή τους συσσωρευτές. Το κριτήριο με το οποίο επιλέγεται ο βέλτιστος συνδυασμός αυτών των εξαρτημάτων είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους.

2.6.3 Στρατηγικές συνεργασίας μεταξύ γεννητριών και συσσωρευτών

Στην περίπτωση που απαιτείται συνεργασία μεταξύ γεννητριών και συσσωρευτών, είναι απαραίτητο να εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο θα φορτιστούν οι συσσωρευτές από τις γεννήτριες του συστήματος. Η βέλτιστη συνεργασία μεταξύ γεννητριών και συσσωρευτών εξαρτάται από τη μελλοντική προσφορά και ζήτηση ενέργειας στο ΥΣΗΕ [33]. Δύο είναι οι συνήθεις στρατηγικές συνεργασίας μεταξύ γεννητριών και συσσωρευτών: Η **στρατηγική παρακολούθησης φορτίου (Load Following, LF)** και η **στρατηγική φόρτισης κύκλου λειτουργίας συσσωρευτή (Cycle Charging, CC)**. Ποια από τις δυο είναι καλύτερη εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, συμπεριλαμβανομένων του μεγέθους των γεννητριών και των συσσωρευτών, της τιμής των καυσίμων, του κόστους λειτουργίας και συντήρησης των γεννητριών, του ποσού ανανεώσιμης ενέργειας στο σύστημα και του χαρακτήρα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Κατά τη **στρατηγική παρακολούθησης φορτίου**, οι συσσωρευτές δεν φορτίζονται από την ηλεκτρική ενέργεια που παράγουν οι γεννήτριες, αλλά μόνο από την περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας των τεχνολογιών ΑΠΕ μη ελεγχόμενου ρυθμού

παραγωγής. Η μόνη περίπτωση κατά την οποία μια γεννήτρια φορτίζει το συσσωρευτή είναι όταν η ζητούμενη ενέργεια που πρέπει να προσφερθεί από τη γεννήτρια είναι μικρότερη της ελάχιστης ενέργειας που μπορεί να παραχθεί από αυτήν, ενώ ταυτόχρονα ο συσσωρευτής δεν είναι πλήρως φορτισμένος.

Κατά τη **στρατηγική φόρτισης κύκλου λειτουργίας συσσωρευτή**, όταν μια γεννήτρια χρειάζεται να εξυπηρετήσει το φορτίο παρέχει τη μέγιστη δυνατή ισχύ, και η περίσσεια ενέργειας (εάν υπάρχει) αποθηκεύεται στο συσσωρευτή. Η στρατηγική αυτή προϋποθέτει και τον καθορισμό ενός **σημείου κατάστασης φόρτισης (*State of Charge, SOC_{cc}*)**, που δείχνει το επίπεδο φόρτισης που πρέπει να φτάσει ο συσσωρευτής πριν σταματήσει να λειτουργεί η γεννήτρια.

Η βέλτιστη τιμή του SOC_{cc} εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά του υπό μελέτη συστήματος. Σε κάθε περίπτωση όμως, είναι επιθυμητή η επιλογή υψηλών τιμών για το SOC_{cc} , καθώς έτσι μειώνεται το χρονικό διάστημα κατά το οποίο οι συσσωρευτές βρίσκονται σε χαμηλή κατάσταση φόρτισης, ενώ επιπλέον μειώνεται ο αριθμός επανεκκινήσεων των γεννητριών και ο αριθμός των κύκλων λειτουργίας των συσσωρευτών.

Η επιλογή της βέλτιστης στρατηγικής συνεργασίας μεταξύ γεννητριών και συσσωρευτών προκύπτει από την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος και για τις δύο στρατηγικές, και κατόπιν την επιλογή εκείνης της λύσης που παρουσιάζει το ελάχιστο κόστος [47]. Πρέπει να τονιστεί όμως ότι στις περισσότερες περιπτώσεις η στρατηγική παρακολούθησης φορτίου τείνει να είναι η βέλτιστη επιλογή σε ΥΣΗΕ με μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ τεχνολογιών ΑΠΕ, ενώ η στρατηγική φόρτισης κύκλου λειτουργίας συσσωρευτή τείνει να είναι η βέλτιστη επιλογή σε ΥΣΗΕ με μικρή εγκατεστημένη ισχύ τεχνολογιών ΑΠΕ. Στην παρούσα διατριβή κάθε φορά που υιοθετείται η στρατηγική φόρτισης κύκλου λειτουργίας συσσωρευτή, η τιμή του SOC_{cc} λαμβάνεται ίση με 80%.

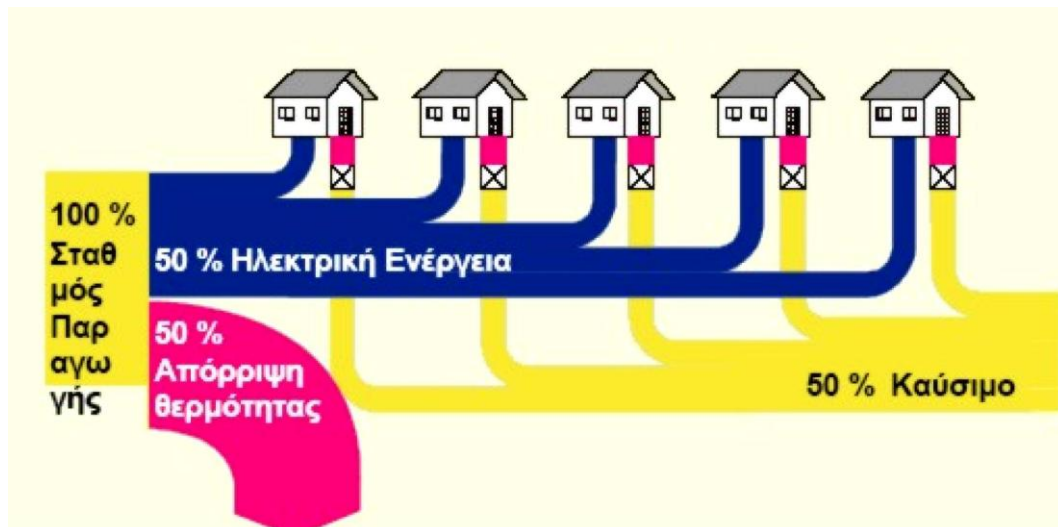
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Διεσπαρμένη Παραγωγή και Μικροδίκτυα

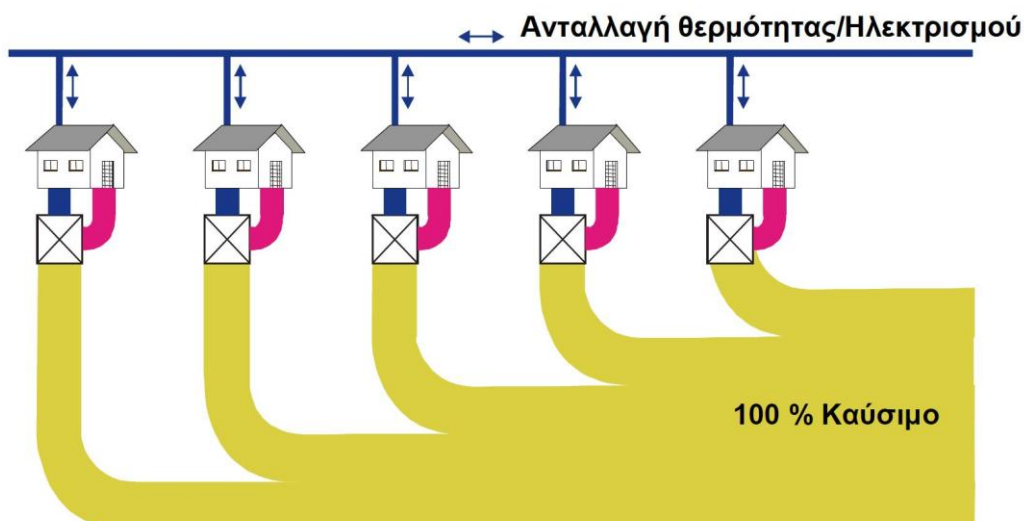
3.1 ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

3.1.1 Γενικά

Η αναδιάρθρωση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η ανάπτυξη των τεχνολογιών των σχετικά μικρών σε ισχύ μονάδων οδήγησε στην ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής, της παραγωγής η οποία βρίσκεται πλησιέστερα προς τα κέντρα κατανάλωσης. Η δυνατότητα εγκατάστασης μικρών μονάδων συμπαραγωγής, ακόμα και για οικιακή χρήση, αυξάνει την αποδοτικότητα της παροχής ηλεκτρισμού και θέρμανσης ταυτόχρονα. Αυτό γίνεται αντιληπτό στα δύο παρακάτω σχήματα, Σχήμα 3.1 και Σχήμα 3.2 [48] όπου φαίνεται ότι στις μέρες μας υπάρχει σημαντική απώλεια πρωτογενούς ενέργειας καθώς απορρίπτεται θερμότητα κατά την παραγωγή μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας. Με την εγκατάσταση των τοπικών μονάδων συμπαραγωγής το καταναλισκόμενο καύσιμο χρησιμοποιείται για την κάλυψη των αναγκών των τοπικών καταναλωτών οι οποίοι μπορούν και να ανταλλάσσουν ηλεκτρισμό και θερμότητα και οι απώλειες μετατροπής αλλά και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μειώνονται αισθητά. Η αύξηση της αποδοτικότητας (efficiency) της χρήσης της πρωτογενούς ενέργειας και σε συνδυασμό με την χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε τοπικό επίπεδο μπορεί να συμβάλει στην μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και άλλων αερίων ρύπων [29].



Σχήμα 3.1 Αναπαράσταση ροής ενέργειας στα παραδοσιακά ΣΗΕ



Σχήμα 3.2 Αναπαράσταση ροής ενέργειας στα μελλοντικά ηλεκτρικά δίκτυα

Για τη διεσπαρμένη παραγωγή έχουν δοθεί αρκετοί παραπλήσιοι ορισμοί ενώ στη διεθνή βιβλιογραφία απαντώνται σχεδόν ταυτόσημοι οι όροι Dispersed Generation, Distributed Generation, Decentralized Generation και Embedded Generation. Από τους ορισμούς που έχουν δοθεί άλλοι επικεντρώνονται στο επίπεδο της τάσης διασύνδεσης και άλλοι στο μέγεθος των μονάδων που συνδέονται. Κατά τον Willis [49], μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής θεωρούνται οι σχετικά μικρές σε ισχύ μονάδες οι οποίες μπορούν να παρέχουν ισχύ σε ένα σπίτι, μία επιχείρηση ή μία βιομηχανική-βιοτεχνική εγκατάσταση χρησιμοποιώντας είτε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είτε καύσιμα όπως το φυσικό αέριο ή το ελαφρύ πετρέλαιο Diesel. Σύμφωνα με την IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) η διεσπαρμένη παραγωγή είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες παραγωγής σημαντικά μικρότερες σε ισχύ από τις μονάδες των εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να είναι εφικτή η σύνδεσή τους σχεδόν σε κάθε σημείο ενός ΣΗΕ.

3.1.2 Χαρακτηριστικά Διεσπαρμένης Παραγωγής

Γενικά τα χαρακτηριστικά της Διεσπαρμένης Παραγωγής συνοψίζονται στα εξής στοιχεία:

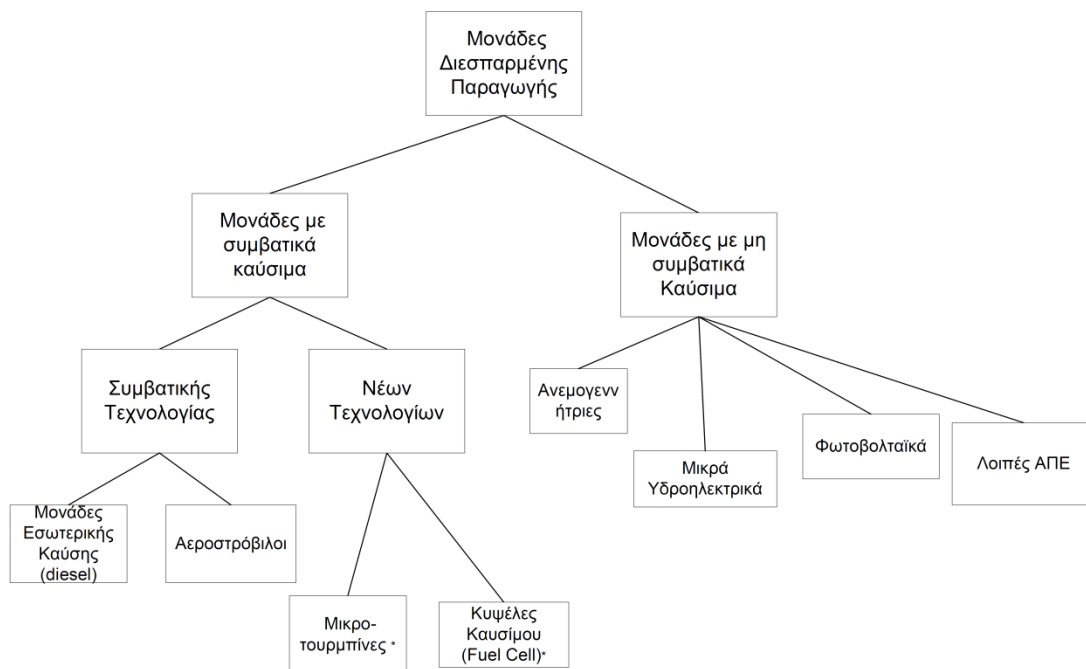
1. Όχι κεντρικά σχεδιαζόμενη και αναπτυσσόμενη (από την εταιρεία ηλεκτρισμού ή κάποιον διαχειριστή).
2. Δεν υπάρχει κεντρικός προγραμματισμός λειτουργίας των μονάδων από το διαχειριστή του συστήματος.
3. Η ισχύς των μονάδων που εγκαθίστανται δεν υπερβαίνει τα 50-100 MW αλλά συνήθως είναι της τάξης λίγων εκατοντάδων kW.
4. Είναι συνδεδεμένη στο δίκτυο Διανομής ανάλογα με το πώς ορίζεται για κάθε υπό μελέτη σύστημα.

Την τελευταία δεκαετία, τεχνολογικές καινοτομίες και ένα μεταβαλλόμενο και ρυθμιστικό οικονομικό περιβάλλον, είχαν σαν αποτέλεσμα να ανανεωθεί το ενδιαφέρον για τη διεσπαρμένη παραγωγή. Οι πέντε κυριότεροι λόγοι που οδήγησαν σε αυτήν την εξέλιξη ήταν η ανάπτυξη στις τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής, οι περιορισμοί στην κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς, οι αυξημένες απαιτήσεις των

καταναλωτών για αξιόπιστη ενέργεια, η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και οι ανησυχίες για τις παγκόσμιες κλιματικές αλλαγές, που εκφράστηκε κατά κύριο λόγο μέσω του πρωτόκολλου του Κιότο και προβλέπει μείωση των εκπομπών έξι αερίων του θερμοκηπίου στο διάστημα 2008-2012 κατά 5.2% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.

3.1.3 Τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής

Οι δύο κυριότερες κατηγορίες που διαχωρίζονται οι τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής είναι αυτές των συμβατικών και μη συμβατικών καυσίμων. Οι μονάδες συμβατικών καυσίμων περιλαμβάνουν τις μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρικής ισχύος και θερμότητας (ΣΗΘ), τις μηχανές εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ), τις μικροτουρμπίνες και τις κυψέλες καυσίμου, ενώ αυτές των μη συμβατικών καυσίμων τις ανεμογεννήτριες, τα φωτοβολταϊκά, τα μικρά υδροηλεκτρικά και άλλες ΑΠΕ. Επίσης στις τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής περιλαμβάνονται και οι μονάδες αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι κυριότερες τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής απεικονίζονται στο Σχήμα 3.3 [48] που ακολουθεί.



Σχήμα 3.3 Τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής

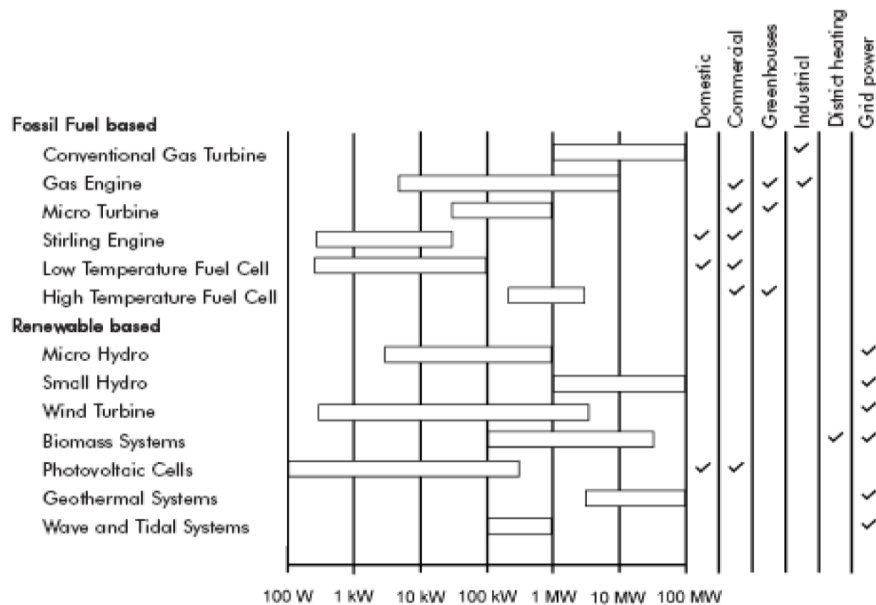
Στον ακόλουθο Πίνακα 3.1 παρουσιάζονται οι βασικότερες τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής, συνοψίζοντας κάποια από τα βασικά χαρακτηριστικά λειτουργίας τους, όπως η απόδοση, η πυκνότητα ενέργειας, οι εκπομπές τους και η διάρκεια ζωής τους.

Πίνακας 3.1 Χαρακτηριστικά λειτουργίας βασικών τεχνολογιών διεσπαρμένης παραγωγής

	Γεννήτρια	Αεριοστρόβιλος	Μικρο- τουρμπίνα	ΦΒ	ΑΓ	Κυψέλες καυσίμου
Ελεγχόμενη παραγωγή	✓	✓	✓	–	–	✓
Καύσιμο	Ντίζελ ή αέριο	Αέριο	Διάφορα αέρια ή υγρά	Ήλιος	Αέρας	Υδρογόνο
Απόδοση (%)	35	29-42	27-32	6-19	25	40-57
Πυκνότητα ενέργειας (kW/m ²)	50	59	59	0.02	0.01	1-3
Σύστημα αποθήκευσης	–	–	–	✓	✓	–
Διάρκεια ζωής (ώρες λειτουργίας)	40,000	40,000	40,000	–	–	10,000-40,000
Εφαρμογές	Εμπορικές	Εμπορικές	Εμπορικές	Εμπορικές	Εμπορικές	Εμπορικές

Μία άλλη έννοια που συναντάται συχνά είναι αυτής της συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ισχύος, ή αλλιώς συμπαραγωγή και αναφέρεται στην ταυτόχρονη παραγωγή και χρήση ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Ένα τμήμα του ηλεκτρισμού χρησιμοποιείται τοπικά και το υπόλοιπο τροφοδοτείται στο δίκτυο. Η θερμότητα από την άλλη μεριά χρησιμοποιείται πάντα τοπικά, καθώς η μεταφορά της είναι ασύμφορη οικονομικά και περιλαμβάνει σχετικά μεγάλες απώλειες. Γενικά το κομμάτι εκείνο της διεσπαρμένης παραγωγής που λειτουργεί με ορυκτά καύσιμα αποτελεί κυρίως εφαρμογές συμπαραγωγής.

Το Σχήμα 3.4 δίνει μια κατηγοριοποίηση για τις διεσπαρμένες πηγές παραγωγής και τις χρήσεις που αυτές έχουν, καθώς και για το εύρος της ισχύος που παράγουν:



Σχήμα 3.4 Χρήσεις των τεχνολογιών διεσπαρμένης παραγωγής και εύρος της ισχύος εξόδου τους

3.1.4 Πλεονεκτήματα διεσπαρμένης παραγωγής

Τα πλεονεκτήματα της διεσπαρμένης παραγωγής παρουσιάζονται ακολούθως.

- Η διεσπαρμένη παραγωγή καλύπτει μία πολύ ευρεία γκάμα τεχνολογιών, συμπεριλαμβανομένου πολλών ανανεώσιμων τεχνολογιών που παρέχουν ισχύ μικρής κλίμακας, σε τοποθεσία κοντά στους χρήστες. Όλες αυτές οι τεχνολογίες δημιουργούν νέες ευκαιρίες στην αγορά και αυξημένο βιομηχανικό ανταγωνισμό.
- Η παραγωγή της ενέργειας στην τοποθεσία στην οποία χρησιμοποιείται, ελαχιστοποιεί τις απώλειες μεταφοράς, όπως επίσης και το κόστος μεταφοράς, ένα σημαντικό μέρος (πάνω από 30%) του συνολικού κόστους του ηλεκτρισμού.
- Η διεσπαρμένη παραγωγή βοηθά στην αποσυμφόρηση των ήδη υπαρχόντων δικτύων. Επιπρόσθετα επιτρέπει τη χρήση της θερμικής ενέργειας σε εφαρμογές συμπαραγωγής, αυξάνοντας έτσι τη συνολική απόδοση του συστήματος.
- Όσο αυξάνεται η ζήτηση για περισσότερη και καλύτερης ποιότητας ηλεκτρική ισχύ, η διεσπαρμένη παραγωγή παρέχει εναλλακτικές λύσεις για αξιόπιστη και οικονομική ισχύ σε νοικοκυριά και επιχειρήσεις. Μπορεί να εξασφαλίσει στους πελάτες ότι οι παροχές είναι συνεχόμενη και αξιόπιστη, σε περιπτώσεις όπου υπάρχει διακοπή ρευματοδότησης στο σπίτι ή στη γειτονιά, αποκαθιστώντας την ηλεκτρική ενέργεια σε πολύ σύντομο χρονικό διάστημα.
- Η διεσπαρμένη παραγωγή παρέχει επίσης πολλά πλεονεκτήματα στους καταναλωτές που έχουν θερμικά φορτία μέσω των εφαρμογών συμπαραγωγής καθώς επίσης και σε εκείνους που έχουν πρόσβαση σε φτηνά καύσιμα, όπως για παράδειγμα φυσικό αέριο, αλλά και σε εκείνους που ευνοούνται από τις κλιματικές συνθήκες της περιοχής που ζούνε και μπορούν έτσι να αξιοποιήσουν ανανεώσιμες πηγές.
- Η εκτεταμένη χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θα μειώσει την κατανάλωση των ορυκτών καυσίμων και τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου αλλά και επιβλαβείς εκπομπές όπως τα οξείδια του θείου και του αζώτου (SO_x/NO_x), συνεισφέροντας έτσι με ουσιαστικό τρόπο στην προστασία του περιβάλλοντος.
- Από την επενδυτική σκοπιά του θέματος είναι πρακτικά πιο εύκολο να βρεθούν τοποθεσίες για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και άλλες διεσπαρμένες παραγωγές από ότι για ένα μεγάλο, κεντρικό εργοστάσιο παραγωγής ισχύος και μάλιστα οι μονάδες αυτές είναι πιο εύκολο και κυρίως πιο γρήγορο να συνδεθούν στο δίκτυο. Η έκθεση και το ρίσκο του κεφαλαίου μειώνονται, και αποφεύγονται οι περιττές δαπάνες.
- Η συνεχώς αυξανόμενη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών, αλλά και άλλων μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, εκτός από την υψηλότερη απόδοση ενέργειας θα κάνει και πιο ασφαλή την παρεχόμενη ενέργεια, καθώς μειώνονται οι εισαγωγές ενέργειας.
- Οι νέες τεχνολογίες που αναπτύσσονται και η εμπειρία που μπορεί να αποκτηθεί από την υλοποίηση των νέων ενεργειακών μοντέλων διεύθυνσης θα προσφέρουν ανεκτίμητη αρτιότητα γνώσεων με τεράστιες δυνατότητες εξαγωγής.

3.1.5 Μειονεκτήματα διεσπαρμένης παραγωγής

Τα μειονεκτήματα της διεσπαρμένης παραγωγής συνοψίζονται ακολούθως.

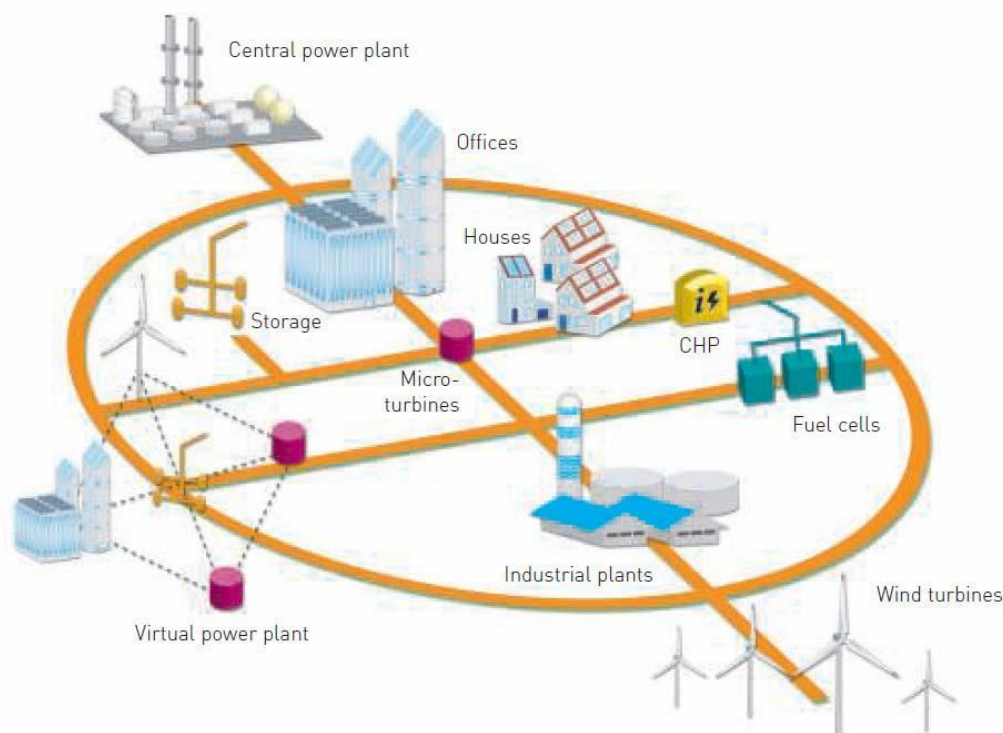
- Ένα από τα βασικότερα ζητήματα που προκύπτει είναι το υψηλό κόστος. Συγκεκριμένα, το υψηλό κόστος κεφαλαίου ανά kW εγκατεστημένης ισχύος

συγκριτικά με τα μεγάλα κεντρικά εργοστάσια παραγωγής. Διαφορές όμως υπάρχουν και στα κόστη κεφαλαίου για διαφορετικές τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής και μπορούν να ποικίλλουν από 1000 €/kW έως 20000 €/kW στις τουρμπίνες καύσης και τις κυψέλες καυσίμου αντίστοιχα.

- Ένα άλλο θέμα είναι ότι η αυξανόμενη συμμετοχή της διεσπαρμένης παραγωγής στην εγκατεστημένη παραγωγή θα επιφέρει μικρότερη επιλογή μεταξύ των βασικών καυσίμων. Αυτό θα μπορούσε να μειώσει τη διαφοροποίηση των πρωταρχικών αποθεμάτων ενέργειας. Δεδομένου ότι οι περισσότερες τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής βασίζονται πρωταρχικά στο αέριο, αναμένεται έντονα αυξημένη ζήτηση και εξάρτηση από αυτό.
- Μία άλλη άποψη αναφέρει ότι το κόστος για την πρωταρχική παροχή καυσίμου στη διεσπαρμένη παραγωγή θα είναι αρκετά μεγαλύτερο από ότι για την κεντρική παραγωγή.

3.2 ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ

Το πρόβλημα του ελέγχου μεγάλου αριθμού Διεσπαρμένων Πηγών Ενέργειας επιλύεται με τα μικροδίκτυα. Τα μικροδίκτυα είναι μικρά ηλεκτρικά συστήματα με τουλάχιστον μία διεσπαρμένη μονάδα παραγωγής, τοπικά φορτία και συσκευές αποθήκευσης. Στα μικροδίκτυα πραγματοποιείται διασύνδεση μικρών μονάδων παραγωγής σε συστήματα διανομής χαμηλής τάσης. Τα μικροδίκτυα μπορούν να συνδέονται στο κύριο δίκτυο ισχύος ή μπορούν και να λειτουργούν αυτόνομα, όπως τα συστήματα ισχύος νησιωτικών μονάδων.



Σχήμα 3.5 Απεικόνιση μικροδικτύου

Τα μικροδίκτυα είναι μία ιδέα που βασίζεται στην ύπαρξη ενός συνόλου ηλεκτρικών και θερμικών φορτίων τοποθετημένων μαζί με πηγές ηλεκτρικής ισχύος και θερμότητας μικρής κλίμακας. Οι πηγές ισχύος ποικίλλουν, συμπεριλαμβάνοντας

ανανεώσιμες πηγές, όπως φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες αλλά και γεννήτριες που λειτουργούν με ορυκτά καύσιμα, για την αντιμετώπιση της τοπικής ζήτησης για θερμότητα και ηλεκτρισμό. Το μικροδίκτυο είναι υπεύθυνο για την εξυπηρέτηση των αναγκών των καταναλωτών του, για να διασφαλίζει ότι η ποιότητα της παροχής ανταποκρίνεται σε αυτές τις ανάγκες και πιθανώς για να ελέγχει μερικά από τα μη κρίσιμα φορτία. Η διασύνδεση με τον τοπικό πάροχο ηλεκτρισμού είναι τέτοια ώστε το μικροδίκτυο να μοιάζει με ένα καλά συμπεριφερόμενο φορτίο ή γεννήτρια.

Ένα ενδεχόμενο όφελος αυτής της προσέγγισης είναι ότι θα μπορούσε να εξυπηρετήσει πιο ευρηματικά σχέδια για την αντιμετώπιση της τοπικής ζήτησης με ευέλικτο τρόπο, με τις μικροπηγές και τους καταναλωτές να είναι πολύ κοντά τοποθετημένοι. Για παράδειγμα, στο επίπεδο του δικτύου παροχής είναι δύσκολο να υλοποιηθεί έλεγχος φορτίου, έτσι ώστε να ισοσταθμίζεται η βραχυπρόθεσμη προσφορά και ζήτηση. Εάν και υπάρχουν ακόμη ζητήματα ιδιοκτησίας και λειτουργίας των μικροδικτύων που πρέπει να διευθετηθούν, ένα πιθανό βήμα προς τα μπρος για τα μικροδίκτυα θα ήταν να λειτουργούν σαν ένα σύστημα, στο οποίο οι καταναλωτές θα λειτουργούν και ως πάροχοι και έτσι θα επιτυγχάνεται καλύτερος έλεγχος φορτίου. Συγκεκριμένα το μικροδίκτυο πρέπει να ενθαρρύνει τους καταναλωτές να συμμετέχουν στη συμπαραγωγή μικρής κλίμακας, να προχωράνε στην εγκατάσταση φωτοβολταϊκών ή άλλων ΑΠΕ. Οι διακανονισμοί μέτρησης και χρέωσης της ισχύος εντός του μικροδικτύου θα πρέπει να προκύπτουν μετά από συμφωνία σε τοπικό επίπεδο και θα πρέπει να αντικατοπτρίζουν την αγορά ισχύος εντός του μικροδικτύου. Η ιδέα των μικροδικτύων ενισχύεται ακόμη περισσότερο έναντι της παραγωγής μεγάλης κλίμακας, με την συνεχιζόμενη πρόοδο που παρατηρείται σε αξιόπιστες γεννήτριες μικρής κλίμακας, στα ηλεκτρονικά ισχύος και τους ψηφιακούς ελεγκτές.

Το κύριο χαρακτηριστικό των μικροδικτύων είναι ότι υπάρχει τόση τοπική παραγωγή ισχύος ώστε να καλύπτονται οι απαιτήσεις ισχύος στο μικροδίκτυο. Υπάρχουν διάφορα είδη γεννητριών που μπορούν να χρησιμοποιηθούν. Οι γεννήτριες φωτοβολταϊκών είναι αρκετά ελκυστικές εάν το περιβάλλον είναι κυρίως αστικό, αφού μπορούν να ενσωματώνονται σε κτίρια με πολύ διακριτικό τρόπο. Οι εφαρμογές συμπαραγωγής πολύ μικρής κλίμακας μπορούν να βασίζονται σε λέβητες αερίων για κεντρική θέρμανση και οικιακό ζεστό νερό. Πιθανές τεχνολογίες που το επιτυγχάνουν αυτό είναι οι κυψέλες καυσίμου. Αν το μικροδίκτυο συμπεριλαμβάνει εμπορικούς ή βιομηχανικούς χώρους, τότε η λειτουργία του μικροδικτύου θα μπορούσε να βασιστεί σε τουρμπίνες αερίου.

Το πιθανότερο είναι ότι στα μικροδίκτυα θα απαιτείται και αποθήκευση ενέργειας. Η βραχυπρόθεσμη αποθήκευση της ισχύος είναι απαραίτητη έτσι ώστε να ικανοποιεί τις ραγδαίες διακυμάνσεις του φορτίου ή της παραγωγής που αναμένονται σε ένα σχετικά μικρό δίκτυο. Η αποθηκευμένη ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιηθεί και με την μορφή παροχής ζεστού νερού σε σπίτια, ή για τη θέρμανση χώρων [29].

3.2.1 Πλεονεκτήματα μικροδικτύων

Τα κύρια πλεονεκτήματα των μικροδικτύων είναι τα ακόλουθα:

- Η συνολική απόδοση της ενέργειας αυξάνεται με τις εφαρμογές συμπαραγωγής, που αποτελούν βασικό χαρακτηριστικό των μικροδικτύων. Έτσι, ενώ μέχρι τη δημιουργία των μικροδικτύων είχαμε μεγάλη κεντρική παραγωγή ισχύος και

τοπική παραγωγή θερμότητας, με την δημιουργία των μικροδικτύων τόσο η παραγωγή ισχύος όσο και θερμότητας γίνεται τοπικά. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα η κατανάλωση της ενέργειας που βασίζεται σε ορυκτά καύσιμα να μειώνεται κατά το 1/3.

- Ελαχιστοποίηση της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας.
- Βελτιωμένες περιβαλλοντικές επιδράσεις.
- Αυξημένη αξιοπιστία και προσαρμοστικότητα του συστήματος ενέργειας.
- Οφέλη για το δίκτυο όπως δυνατότητα τοπικής παραγωγής, ελέγχου τάσης και συχνότητας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

Νομικό Πλαίσιο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Με την οικονομική ένωση των κρατών - μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), ξεκίνησε μια προσπάθεια γενικότερης σύγκλισης, η οποία επηρέασε τις συνθήκες και σχέσεις που ήταν ήδη διαμορφωμένες σχετικά με την ενεργειακή πολιτική κάθε χώρας. Στις μέρες μας, η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί αγαθό κοινής ωφέλειας και ταυτόχρονα διαδραματίζει σημαντικό ρόλο για την οικονομία γενικά, αφού συνδέεται με τομείς που την επηρεάζουν. Η ΕΕ και η χώρα μας έχουν θέσει τους εξής πρωταρχικούς στόχους για την ενεργειακή πολιτική:

- Την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας.
- Την προστασία του περιβάλλοντος, στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας.
- Την ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας.
- Την παραγωγικότητα και ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας και την επίτευξη υγιούς ανταγωνισμού με στόχο τη μείωση του κόστους ενέργειας για το σύνολο των χρηστών και καταναλωτών με απώτερο στόχο την αποδυνάμωση των διάφορων μονοπωλίων.

4.2 Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΡΑΕ)

Στην Ελλάδα τους στόχους αυτούς ανέλαβε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) από το 2000. Η ΡΑΕ είναι ανεξάρτητη διοικητική αρχή και έχει κυρίως γνωμοδοτικές και εισηγητικές αρμοδιότητες στον τομέα της ενέργειας. Στόχος της είναι ο ελεύθερος και υγιής ανταγωνισμός στην ενεργειακή αγορά με σκοπό να εξυπηρετηθεί καλύτερα και οικονομικότερα ο καταναλωτής [50].

Αξίζει να σημειωθούν τα οφέλη που μπορεί να επιφέρει ο υγιής ανταγωνισμός στη χώρα μας σε ότι αφορά την αγορά ενέργειας:

- Ο υγιής ανταγωνισμός θα ωφελούσε την παραγωγικότητα και ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας με στόχο τη μείωση του κόστους ενέργειας για τους καταναλωτές. Η ανάπτυξη υγιούς ανταγωνισμού, όχι μόνο με ιδιωτικοποιήσεις, με τη ταυτόχρονη λήψη μέτρων για την ανάπτυξη πραγματικού ανταγωνισμού, μπορεί να συντελέσει στη συγκράτηση και μείωση των τιμών.
- Τα οφέλη θα ήταν σημαντικά και για τον τομέα των επενδύσεων. Η προσέλκυση κεφαλαίων είναι σημαντικές για μια χώρα. Λόγω, όμως, της κατάστασης που επικρατεί στην Ελλάδα, δεν σημειώνονται αξιόλογες επενδυτικές δραστηριότητες στον κλάδο της ενέργειας.
- Οφέλη θα προέκυπταν και για τα θέματα προστασίας του περιβάλλοντος, με την πραγματοποίηση ενός μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού με γνώμονα τον τεχνολογικό εκσυγχρονισμό των υποδομών και τη μη επέκταση των ήδη υπαρχόντων εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής.

Επίσης, στόχος της ΡΑΕ είναι η χρησιμοποίηση τεχνολογιών φυσικού αερίου και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) που είναι κάτι που μπορεί να ωθήσει τον ανταγωνισμό.

4.3 ΝΟΜΟΙ ΚΑΙ ΟΔΗΓΙΕΣ ΓΙΑ ΑΠΕ

Το ελληνικό κράτος το 1994 με τον [Ν.2244 \(ΦΕΚ.Α'168\)](#) κάνει το πρώτο βήμα για τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τρίτους εκτός της ΔΕΗ, δίνοντας τη δυνατότητα και σε ανεξάρτητους παραγωγούς να διεισδύσουν στον χώρο αυτόν και ιδιαίτερα στην ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Το 1999 με τον [Ν.2773 \(ΦΕΚ.Α'286\)](#), εναρμονίζεται το θεσμικό πλαίσιο της Ελλάδας με την Οδηγία 96/92/ΕΚ, L.0092 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και προχωρούμε με γρηγορότερα βήματα στην απελευθέρωση της αγοράς. Με τον νόμο αυτό, δημιουργείται ένα ευνοϊκό καθεστώς για τους σταθμούς παραγωγής από ΑΠΕ, δίνοντας προτεραιότητα στην απορρόφηση της παραγόμενης από αυτούς ενέργειας έναντι των συμβατικών μονάδων (άρθρα 35-37) αλλά και ορίζοντας ιδιαίτερο τρόπο τιμολόγησής της (άρθρα 38,39). Επιπλέον, το 2006 με τον Ν.3468 (ΦΕΚ.Α'129), αφ' ενός μεταφέρεται στο ελληνικό δίκαιο η [Οδηγία 2001/77/ΕΚ, L.283](#) και αφ' ετέρου προωθείται κατά προτεραιότητα, με κανόνες και αρχές, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ και μονάδες Συμπααραγωγής.

Τον Ιανουάριο του 2009, με τον [Ν.3734 \(ΦΕΚ.Α'8\)](#): α) εναρμονίζεται η ελληνική νομοθεσία με την Οδηγία 2004/8/ΕΚ για την προώθηση της Συμπααραγωγής ενέργειας βάσει της ζήτησης για χρήσιμη θερμότητα στην εσωτερική αγορά και συμπληρώνεται το σχετικό νομικό πλαίσιο και, β) αναπροσαρμόζονται τα [τιμολόγια απορρόφησης της ενέργειας](#) που παράγεται από ΦΒ σταθμούς (Πίνακας 4.3).

Τον Ιούνιο του 2009, με [Κοινή Υπουργική Απόφαση \(ΦΕΚ Β'1079\)](#) που εκδόθηκε κατ' εξουσιοδότηση του Ν.3468 όπως αυτός τροποποιήθηκε με τον Ν.3734, καταρτίζεται ειδικό πρόγραμμα ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών και ανοίγει ο δρόμος για την εγκατάσταση [μικρών συστημάτων πάνω σε κτίρια](#).

Τον Ιούνιο του 2010, με τον [Ν.3851 \(ΦΕΚ.Α'85\)](#) γίνεται προσπάθεια περαιτέρω απλούστευσης και συντόμευσης της διαδικασίας αδειοδότησης νέων έργων ΑΠΕ με τον παραλληλισμό ορισμένων χρονοβόρων επιμέρους βημάτων και την κατάργηση άλλων. Ιδιαίτερη σημασία στο πλαίσιο αυτό έχει το γεγονός ότι δεν απαιτείται πλέον Άδεια Παραγωγής ή Εξαίρεση από την ΡΑΕ για Φωτοβολταϊκούς και Ηλιοθερμικούς σταθμούς ισχύος ως και 1 MW. Επιπλέον, με τον Ν.3851 και την κατ' εξουσιοδότησή του Απόφαση της Υπουργού Ανάπτυξης Α.Υ./Φ1/οικ.19598 ([ΦΕΚ Β'1630/11.10.2010](#)), καθορίστηκαν εθνικοί στόχοι για την διείσδυση των ΑΠΕ ως το 2020 (αναθεωρήσιμοι ανά διετία):

α) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%.

β) Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 40%. Η επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα:

Πίνακας 4.1 Στόχοι εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία

Κατηγορία	2014 (MW)	2020 (MW)
Υδροηλεκτρικά	3700	4650
Φωτοβολταϊκά	1500	2200
Ηλιοθερμικά	120	250
Αιολικά	4000	7500
Βιομάζα	200	350

γ) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη σε ποσοστό τουλάχιστον 20%.

δ) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές σε ποσοστό τουλάχιστον 10%.

Ο Ν.4001 (ΦΕΚ.Α'179) που ψηφίστηκε τον Αύγουστο του 2011, δρομολογεί μεγάλες αλλαγές στην διάρθρωση και τον τρόπο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με την σύσταση ανεξάρτητων διαχειριστών για το σύστημα μεταφοράς (ΑΔΜΗΕ) και για το δίκτυο διανομής (ΔΕΔΔΗΕ), καθώς και ανεξάρτητου Λειτουργού της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ).

Ο Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΛΑΓΗΕ ΑΕ) εφαρμόζει τους κανόνες για τη λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με τις διατάξεις του νόμου 4001/2011 και των κατ' εξουσιοδότηση αυτού εκδιδόμενων πράξεων και ιδίως τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό [51]. Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) Α.Ε. συστάθηκε σύμφωνα με το Ν. 4001/2011 και σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με την οργάνωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό να αναλάβει τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ). Στο πλαίσιο αυτό σκοπός του ΑΔΜΗΕ είναι η λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο. Ο ΑΔΜΗΕ είναι 100% θυγατρική της ΔΕΗ Α.Ε., ωστόσο είναι πλήρως ανεξάρτητος λειτουργικά και διοικητικά, έχοντας ουσιαστικές εξουσίες λήψης αποφάσεων, τηρώντας όλες τις προς αυτό απαιτήσεις ανεξαρτησίας που ενσωματώνονται στο Νόμο 4001/2011 και στην Οδηγία 2009/72/ΕΚ [52]. Ο ΛΑΓΗΕ ΑΕ θα ασκεί πλέον τις δραστηριότητες της σύναψης συμβάσεων αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και της καταβολής των προβλεπόμενων πληρωμών που πριν ασκούσε ο ΔΕΣΜΗΕ (άρθρα 117 και 118).

Σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία :

- Ως *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)* νοούνται (Ν.3468/2006, αρθ.2, §§2, 19-22) οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η βιομάζα, τα αέρια που εκλύονται από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού, τα βιοαέρια, η γεωθερμική ενέργεια και η υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς.
- Ως *Συμπαγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας και Θερμότητας (Σ.Η.Θ.)* νοείται (Ν.3734/2009, αρθ.3, §1) η ταυτόχρονη παραγωγή θερμικής και ηλεκτρικής ή και μηχανικής ενέργειας στο πλαίσιο μιας μόνο διαδικασίας. Ως *Συμπαγωγή*

Ηλεκτρικής Ενέργειας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α.) ορίζεται η συμπαραγωγή που εξασφαλίζει εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 10%, σε σχέση με τη θερμική και ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στο πλαίσιο διακριτών διαδικασιών, καθώς και η παραγωγή από Μονάδες Συμπαραγωγής Μικρής και Πολύ Μικρής Κλίμακας που εξασφαλίζει εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας, ανεξάρτητα από το ποσοστό της εξοικονόμησης.

- *Αυτόνομος* παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ λέγεται ο παραγωγός που παράγει ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ και του οποίου ο σταθμός δεν είναι συνδεδεμένος με το Σύστημα ή σε Δίκτυο.
- *Αυτοπαραγωγός* ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. λέγεται ο παραγωγός που παράγει ηλεκτρική ενέργεια από μονάδες Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. κυρίως για δική του χρήση και διοχετεύει τυχόν πλεόνασμα της ενέργειας αυτής στο Σύστημα ή στο Δίκτυο.

4.4 ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στο τελευταίο στάδιο ο ενδιαφερόμενος για να εντάξει τον σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. στο σύστημα ή στο δίκτυο συνάπτει σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με τον διαχειριστή του συστήματος. Η σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από σταθμούς Α.Π.Ε. ισχύει για είκοσι χρόνια και μπορεί να παρατείνεται, σύμφωνα με τους όρους της άδειας αυτής, μετά από έγγραφη συμφωνία των μερών, εφόσον ισχύει η σχετική άδεια παραγωγής. Ο τύπος, το περιεχόμενο και η διαδικασία κατάρτισης των συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζεται με απόφαση του υπουργού, μετά από εισήγηση του αρμόδιου διαχειριστή και γνώμη της Ρ.Α.Ε.

Ένα από τα πιο σημαντικά θέματα για τον ενδιαφερόμενο είναι η τιμολόγηση της MWh καθώς από εκεί θα κριθεί το αν είναι οικονομικά βιώσιμη η επένδυση. Με την αναπροσαρμογή των τιμολογίων του άρθρου 5 του [Ν.3851/2010/ΦΕΚ.Α'85](#), η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Παραγωγό ή Αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού χρήσης ΑΠΕ, εκτός Φωτοβολταϊκών, ή μέσω ΣΗΘΥΑ ή από υβριδικό σταθμό και απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο, τιμολογείται σε ευρώ ανά μεγαβατώρα (€/MWh) σύμφωνα με τον ακόλουθο πίνακα:

Πίνακας 4.2 Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ή από υβριδικό σταθμό (Ν.3851/2010)

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος > 50 kW	87,85	99,45
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με εγκαταστάσεις ισχύος ≤ 50 kW	250	
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται από υπεράκτιες εγκαταστάσεις	108,30 (*)	

(*) Με απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, κατόπιν γνώμης της ΡΑΕ, η οποία εκδίδεται πριν την υπογραφή της οικείας σύμβασης πώλησης, είναι δυνατόν η ανωτέρω τιμή να προσαυξάνεται, για κάθε σταθμό ξεχωριστά, έως και 30% της τιμής βάσης. Η γνώμη της ΡΑΕ λαμβάνει υπόψη ιδίως τα στοιχεία κόστους επένδυσης τα οποία παρατίθενται αναλυτικά σε τεchnοοικονομική μελέτη που υποβάλλει ο κάτοχος της άδειας παραγωγής του σταθμού για την τεκμηρίωση της αναγκαιότητας του αιτούμενου ποσοστού προσαύξησης.

Σύμφωνα με την §2 του άρθρου 5 του Ν.3851, οι τιμές του παραπάνω προσαυξάνονται κατά 15% ως 20% ανάλογα με την περίπτωση, εφόσον έχουν υλοποιηθεί χωρίς την χρήση δημόσιας επιχορήγησης.

Ειδικά για τα Φωτοβολταϊκά εισήχθησαν καινούργιες ρυθμίσεις αναπροσαρμόζοντας τις τιμές μεσοπρόθεσμα και συνδέοντάς τες απευθείας με την μέση Οριακή Τιμή του Συστήματος (μΟΤΣ) μακροπρόθεσμα. Πιο συγκεκριμένα, η τιμολόγηση της ενέργειας από Φωτοβολταϊκούς σταθμούς (πλην εκείνων του ειδικού προγράμματος για Φ/Β σε κτίρια) γίνεται με βάση τον ακόλουθο πίνακα:

Πίνακας 4.3 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Φωτοβολταϊκούς σταθμούς (Ν.3851/2010)

Έτος / Μήνας	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα		Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
	A	B	Γ
	>100 kW	<=100 kW	Ανεξαρτήτως Ισχύος
2012 Αύγουστος	180,00	225,00	225,00
2013 Φεβρουάριος	171,90	214,88	214,88
2013 Αύγουστος	164,16	205,21	205,21
2014 Φεβρουάριος	156,78	195,97	195,97
2014 Αύγουστος	149,72	187,15	187,15
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,3 x μΟΤΣ _{ν-1}	1,4 x μΟΤΣ _{ν-1}	1,4 x μΟΤΣ _{ν-1}

Οι τιμές του πίνακα αυτού:

α) μπορεί να **μεταβάλλονται** με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης που εκδίδεται μετά από γνώμη της ΡΑΕ (τελευταία τροποποίηση με την ΥΑΠΕ/Φ1/2301/οικ.16933, [ΦΕΚ Β' 2317/10.8.2012](#) με μειωμένες τιμές για αιτήματα μετά την δημοσίευσή της). Για την μεταβολή αυτή λαμβάνονται κυρίως υπόψη η διείσδυση των Φωτοβολταϊκών σταθμών στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας, ο βαθμός επίτευξης των εθνικών

στόχων διείσδυσης των ΑΠΕ και οι επιπτώσεις για τον καταναλωτή από τη σχετική επιβάρυνση λόγω του ειδικού τέλους ΑΠΕ και,

β) **αναπροσαρμόζονται** κάθε έτος, κατά ποσοστό 25% του δείκτη τιμών καταναλωτή του προηγούμενου έτους, όπως αυτός καθορίζεται από την Τράπεζα της Ελλάδος. Αν η τιμή που αναφέρεται στον παραπάνω πίνακα αναπροσαρμοσμένη κατά τα ανωτέρω, είναι μικρότερη της μέσης Οριακής Τιμής του Συστήματος, όπως αυτή διαμορφώνεται κατά το προηγούμενο έτος, προσαυξημένης κατά 30%, 40% και 40% αντίστοιχα για τις περιπτώσεις Α, Β και Γ του ανωτέρω πίνακα, η τιμολόγηση γίνεται με βάση τη μέση Οριακή Τιμή του Συστήματος του προηγούμενου έτους, προσαυξημένη κατά τους αντίστοιχους ως άνω συντελεστές.

Πριν από λίγο καιρό ψηφίστηκε ο Ν.4254/2014 (ΦΕΚ 85/Α/7-4-2014) που δημιουργεί σημαντικές αλλαγές, ειδικά στους Φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Στη βασικότερη νομοτεχνική βελτίωση του ΥΠΕΚΑ προβλέπεται ότι για φωτοβολταϊκά έως 100 kW που ανήκουν σε κατ' επάγγελμα αγρότες, οι τιμές αποζημίωσης μειώνονται οριζόντια για όλους, κατά 12%, ανεξάρτητα του πότε συνδέθηκαν στο δίκτυο, εφόσον δεν έχουν τύχει ενίσχυσης από τον Αναπτυξιακό Νόμο. Σε περίπτωση που είχαν τύχει ενίσχυσης, τότε ισχύουν οι τιμές για τα φωτοβολταϊκά έως 100 kW που προβλέπονται και για τους άλλους επενδυτές.

Παράλληλα καταργείται η αρχική διάταξη που ανέφερε ότι τα αγροτικά φωτοβολταϊκά θα απολαμβάνουν υψηλότερες τιμές κατά 15% έναντι όλων των άλλων κατηγοριών. Επίσης, επιτρέπεται η μεταβίβαση σταθμού που ανήκει σε κατ' επάγγελμα αγρότη, αλλά μόνο σε άλλον κατ' επάγγελμα αγρότη. Στο πολυνομοσχέδιο προβλεπόταν ότι παρέχεται η δυνατότητα μεταβίβασης του αγροτικού φωτοβολταϊκού πάρκου, αλλά με ταυτόχρονη άρση των ευνοϊκών ρυθμίσεων σε περίπτωση που ο νέος ιδιοκτήτης δεν είναι αγρότης.

Αντίθετα με τα αγροτικά φωτοβολταϊκά, δεν μεταβάλλονται οι μειώσεις στα οικιακά φωτοβολταϊκά στέγης (20% αντί για 26% που προέβλεπε το νομοσχέδιο του ΥΠΕΚΑ) και στα επαγγελματικά φωτοβολταϊκά (32%-33% από 29,5% του νομοσχεδίου).

Άλλη σημαντική αλλαγή αφορά στην παράταση των συμβάσεων πώλησης ενέργειας στο σύστημα για όλα τα φωτοβολταϊκά στα 7 χρόνια (από τα 20 στα 27 χρόνια). Η αγορά της παραγόμενης ενέργειας για το διάστημα αυτό, θα γίνεται έναντι 90 €/MWh. Τέλος, μικρότερη μείωση στις τιμές αποζημίωσης επιφύλασσε το τελικό κείμενο τόσο στους σταθμούς ΣΗΘΥΑ όσο και στα φωτοβολταϊκά του μη διασυνδεδεμένου συστήματος. Οι οριστικές τιμές αποζημίωσης των φωτοβολταϊκών σταθμών, ανά κατηγορία, διαμορφώνονται ως εξής:

Πίνακας 4.4 Τιμολόγηση (€/MWh) ηλεκτρικής ενέργειας από Φωτοβολταϊκούς σταθμούς (Ν.4254/2014)

ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ															
		ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ										ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ			
Περίοδος Διασύνδεσης	Φ/Β Στεγών (<=10kW)	P≤100kW		100kW<P ≤500kW		500kW<P ≤1MW		1MW<P ≤5MW		P>5MW		P≤100Kw		100kW<P	
		XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME
Πριν το 2009	-	-	445	-	390	-	385	-	385	-	385	-	480	-	440
Α Τριμ. 2009	-	-	440	-	375	-	365	-	365	-	355	-	480	-	380
Β Τριμ. 2009	-	-	435	-	370	-	345	-	345	-	325	-	460	-	370
Γ Τριμ. 2009	-	-	430	-	365	-	325	-	325	-	315	-	430	415	360
Δ Τριμ. 2009	-	-	425	-	350	-	315	-	300	400	300	-	410	415	350
Α Τριμ. 2010	-	-	400	-	335	-	315	-	290	390	280	-	385	415	330
Β Τριμ. 2010	-	-	380	-	315	-	315	400	285	390	270	500	370	410	310
Γ Τριμ. 2010	-	-	365	-	295	400	295	380	260	375	255	490	355	405	275
Δ Τριμ. 2010	-	-	345	395	280	395	280	355	245	360	240	470	335	400	275
Α Τριμ. 2011	-	-	335	390	270	375	260	340	235	335	225	455	330	360	245
Β Τριμ. 2011	-	-	320	375	260	365	250	330	225	320	220	440	315	360	245
Γ Τριμ. 2011	470	430	305	360	250	360	245	310	215	300	205	415	295	335	230
Δ Τριμ. 2011	470	405	285	330	230	325	225	290	200	280	190	390	280	305	210
Α Τριμ. 2012	415	375	265	305	215	295	205	260	180	260	180	365	265	280	195
Β Τριμ. 2012	385	360	240	280	195	265	185	235	165	230	155	330	240	270	190
Γ Τριμ. 2012	340	360	225	265	185	250	175	215	150	210	145	305	220	260	180
Δ Τριμ. 2012	295	340	215	255	180	240	165	205	145	195	135	290	215	240	170
Α Τριμ. 2013	295	285	205	240	170	240	145	195	140	190	130	280	205	220	155
Β Τριμ. 2013	270	270	195	185	160	185	145	185	140	180	130	270	195	185	150
Γ Τριμ. 2013	220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Δ Τριμ. 2013	175	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ειδικά για φωτοβολταϊκούς σταθμούς οι οποίοι συνδέθηκαν εντός του δεύτερου εξαμήνου του 2013 εφαρμόζονται οι τιμές του ακόλουθου πίνακα.

	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ													
	ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ										ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ			
Περίοδος Διασύνδεσης	P≤100kW		100kW<P≤500Kw		500kW<P≤1MW		1MW<P≤5MW		P>5MW		P≤100Kw		100kW<P	
	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME
Γ Τριμ. 2013	300	215	205	175	205	160	205	155	205	150	285	205	205	165
Δ Τριμ. 2013	290	210	200	170	200	155	200	150	200	145	280	200	200	160

Οι οριστικές τιμές αποζημίωσης των αιολικών σταθμών, ανά κατηγορία, διαμορφώνονται σύμφωνα με τον Πίνακα 4.5 που ακολουθεί.

Πίνακας 4.5 Τιμολόγηση (€/MWh) ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικούς σταθμούς

ΑΙΟΛΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ								
	ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ				ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ			
Περίοδος Διασύνδεσης	P≤5MW		P>5MW		P≤5MW		P>5MW	
	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME
έως 31/12/2006	107	87	107	84	120	93	120	90
από 01/01/2007	107	89	107	86	120	95	120	92

Σε περίπτωση που υλοποιηθεί διασύνδεση νησιού με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα της ηπειρωτικής χώρας, η παραγόμενη ενέργεια από τους αιολικούς σταθμούς αποζημιώνεται βάσει των αντίστοιχων κατηγοριών για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα από την πρώτη ημερολογιακή ημέρα του μήνα που έπεται της ημερομηνίας θέσης σε λειτουργία της διασύνδεσης.

Οι κατηγορίες «με ενίσχυση» (ME) και «χωρίς ενίσχυση» (XE) του ανωτέρω πίνακα έχουν ως ακολούθως:

«Με ενίσχυση» (ME): Για την υλοποίηση της επένδυσης γίνεται χρήση δημόσιας ενίσχυσης, και συγκεκριμένα χρήση άμεσης ενίσχυσης (επιχορήγηση) ή ισοδύναμης ενίσχυσης με άλλα μέσα σε ποσοστό μεγαλύτερο από 20% επί του κόστους της επένδυσης όπως αυτό έχει διαμορφωθεί έως την ημερομηνία έναρξης της δοκιμαστικής λειτουργίας του σταθμού ή ενεργοποίησης της σύνδεσής του, κατά περίπτωση, και αποτυπώνεται στο λογιστικό σύστημα και τις λογιστικές καταστάσεις του παραγωγού.

«Χωρίς ενίσχυση» (XE): Η υλοποίηση της επένδυσης πραγματοποιήθηκε χωρίς τη χρήση δημόσιας ενίσχυσης όπως αυτή περιγράφεται στη προηγούμενη παράγραφο.

Οι αλλαγές του τελευταίου νόμου στην τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας δεν έχουν ληφθεί υπόψη στη διατριβή αυτή. Η τιμολόγηση πραγματοποιήθηκε σύμφωνα με το Ν.3851 του 2010. Τα δεδομένα τιμολόγησης που χρησιμοποιήθηκαν για ηλεκτρική ενέργεια παραγόμενη από ΑΠΕ ή από υβριδικό σταθμό παρουσιάζονται στο Πίνακα 4.2 και για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Φωτοβολταϊκούς σταθμούς στο Πίνακα 4.3.

4.5 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΗΣ

Για την κατασκευή και την λειτουργία ενός σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, απαιτείται η έκδοση ή υπογραφή σχετικών αδειών και συμβάσεων. Αυτές χορηγούνται από τους αρμόδιους κατά περίπτωση φορείς κατόπιν αιτήσεως που συνοδεύεται από τα απαραίτητα δικαιολογητικά και μελέτες. Γενικά, τα βήματα που χρειάζεται να γίνουν είναι τα εξής [51]:

1. Έκδοση Άδειας Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΡΑΕ).
2. Ταυτόχρονα αιτήσεις για:
 - Διατύπωση Προσφοράς Σύνδεσης του σταθμού παραγωγής στο Σύστημα ή σε Δίκτυο (αρμόδιος Διαχειριστής – ΔΕΔΔΗΕ ή ΑΔΜΗΕ).
 - Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο.) ή απαλλαγή από Ε.Π.Ο.
 - Άδεια Επέμβασης σε δάσος ή δασική έκταση, εφόσον απαιτείται, ή γενικά των αναγκαίων αδειών για την απόκτηση του δικαιώματος χρήσης της θέσης εγκατάστασης του έργου.
3. Ταυτόχρονα ενέργειες για:
 - Έκδοση Άδειας Εγκατάστασης, με ενσωματωμένη Ενιαία Άδεια Χρήσης Νερού και Εκτέλεσης Έργων όταν πρόκειται για Μικρό Υδροηλεκτρικό Σταθμό.
 - Έκδοση Οικοδομικών Αδειών, όπου απαιτείται εκτέλεση δομικών έργων, ή άλλων αδειών και εγκρίσεων που τυχόν απαιτούνται και μπορούν να εκδοθούν χωρίς να υπάρχει ακόμα η Άδεια Εγκατάστασης.
 - Υπογραφή Σύμβασης Σύνδεσης στο Σύστημα ή σε Δίκτυο (αρμόδιος Διαχειριστής, ΔΕΔΔΗΕ ή ΑΔΜΗΕ). Σύμφωνα με το άρθ.187, [v.4001/2011 \(Α'179\)](#) που τροποποιεί το άρθ.8 του ν.3468/2006, η σύναψη της Σύμβασης Σύνδεσης προηγείται της σύναψης Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας.
 - Υπογραφή Σύμβασης Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ).
4. Δοκιμαστική Περίοδος και έκδοση Άδειας Λειτουργίας.

Η διαδικασία της αδειοδότησης σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, διαφοροποιείται ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ του σταθμού παραγωγής, την χρησιμοποιούμενη τεχνολογία και τον τόπο εγκατάστασης.

Υβριδικός λέγεται κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που ([Ν.3468/2006, ΦΕΚ.Α'129, αρθ.2, §25](#)) :

1. Χρησιμοποιεί μία τουλάχιστον μορφή ΑΠΕ.
2. 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.
3. Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων του σταθμού ΑΠΕ δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού προσαυξημένη κατά 20%.

Για την αδειοδότηση των Υβριδικών Σταθμών και την υπογραφή των συμβάσεων, ακολουθείται η ίδια διαδικασία με τους απλούς σταθμούς παραγωγής από ΑΠΕ αντίστοιχης τεχνολογίας και ισχύος ([Ν.3468/2006, ΦΕΚ.Α'129, αρθ.6, §§1,6](#)).

Η αίτηση για χορήγηση Άδειας Παραγωγής πρέπει να συνοδεύεται και από αναλυτική ενεργειακή μελέτη στην οποία περιγράφονται ο τρόπος ένταξης και λειτουργίας του σταθμού στο ηλεκτρικό δίκτυο σε ετήσια βάση και για κάθε ώρα κατανομής, η υποχρέωση για εγγυημένη παροχή ισχύος και οι όροι και προϋποθέσεις λειτουργίας τους (βλ. [Υπουργική Απόφαση ΥΑΠΕ/Φ1/14810](#), Κεφάλαια ΣΤ' για το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο, και Ζ' για τα Μη-Διασυνδεδεμένα Νησιά). Τα στοιχεία που είναι απαραίτητα για την εκπόνηση της μελέτης αυτής, καθορίζονται από τη ΡΑΕ και γνωστοποιούνται από τον αρμόδιο Διαχειριστή σε κάθε ενδιαφερόμενο για εγκατάσταση Υβριδικού σταθμού. Στην αίτηση επίσης περιλαμβάνεται και πρόταση τιμολόγησης της διαθεσιμότητας της ισχύος των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού, της παραγόμενης καθώς και της απορροφούμενης από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

Επίσης, οι ενδιαφερόμενοι μπορούν να αναζητήσουν στη ΡΑΕ ([Ν.3468, αρθ.6, §3, εδάφιο β'](#)), περισσότερες πληροφορίες και στοιχεία για τις δυνατότητες ανάπτυξης Υβριδικών σταθμών σε κάθε Μη-Διασυνδεδεμένο νησί (ενδεικνυόμενες τεχνολογίες, τύποι και μεγέθη μονάδων, κ.ά.).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

Μεθοδολογία Οικονομικής Αποτίμησης ΥΣΗΕ

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο που ακολουθεί περιγράφονται και συγκρίνονται τα λογισμικά HOMER και RETScreen που χρησιμοποιήθηκαν στη διατριβή αυτή. Πριν την περιγραφή των βασικών λειτουργιών και χαρακτηριστικών των δυο λογισμικών, γίνεται μια σύντομη περιγραφή των βασικών μεγεθών οικονομικής αποτίμησης ενός επενδυτικού έργου, που είναι απαραίτητα για την κατανόηση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από τα λογισμικά αυτά.

5.2 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ ΈΡΓΟΥ

5.2.1 Επιτόκιο αναγωγής (*Discount rate*)

Το επιτόκιο αναγωγής ή επιτόκιο προεξόφλησης k χρησιμοποιείται για να υπολογιστεί η παρούσα αξία μιας σειράς μελλοντικών εισροών ή εκροών. Το επιτόκιο αναγωγής καθορίζεται από τον επενδυτικό φορέα, στο πλαίσιο των κανόνων της αγοράς αλλά με υποκειμενικά κατά βάση κριτήρια. Εκφράζει είτε το κόστος κεφαλαίου της ήδη υπάρχουσας επιχείρησης, είτε το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο από τον αποφασίζοντα, προκειμένου να καλυφθεί ο κίνδυνος της εξεταζόμενης επένδυσης έναντι μιας πιο ασφαλούς τοποθέτησης. Συνήθως, η τιμή του επιτοκίου αναγωγής είναι 5% - 11%. Το επιτόκιο αναγωγής μπορεί να θεωρηθεί ότι συντίθεται από:

- Το καθαρό επιτόκιο, δηλαδή το επιτόκιο που δικαιούται ένας επενδυτής μόνο και μόνο για την χρήση του κεφαλαίου σε μια επένδυση που δεν παρουσιάζει ρίσκο.
- Την προσαύξηση του επιτοκίου λόγω ρίσκου.
- Την προσαύξηση λόγω πληθωρισμού.

5.2.2 Πληθωρισμός (*Inflation*)

Πληθωρισμός είναι η αύξηση του κόστους των αγαθών και υπηρεσιών ανά μονάδα χρόνου. Ο πληθωρισμός των επιμέρους συνιστωσών κόστους μιας επένδυσης μπορεί να διαφέρει από συνιστώσα σε συνιστώσα και από έτος σε έτος.

5.2.3 Απλός χρόνος αποπληρωμής (*Simple payback*) ή Κριτήριο Επανείσπραξης

Σαν απλός χρόνος αποπληρωμής ορίζεται ο αναγκαίος χρόνος κατά τον οποίο το άθροισμα των ταμειακών ροών ενός επενδυτικού έργου ισούται με την αρχική του δαπάνη. Το έργο για το οποίο τα επενδυμένα κεφάλαια επανεισπράττονται γρηγορότερα αποτελεί την προτιμώμενη επένδυση, εφόσον τίθεται θέμα επιλογής. Ο απλός χρόνος αποπληρωμής δεν είναι ένα μέτρο που μας δείχνει πόσο επικερδής είναι μια επιχείρηση

αλλά είναι ένα χρονικό μέτρο που μας δείχνει πόσα χρόνια απαιτούνται για την ανάκτηση του αρχικού κεφαλαίου.

Το κριτήριο αυτό δεν αποτελεί κριτήριο αποδοτικότητας, αλλά κριτήριο ρευστότητας. Όσο συντομότερη είναι η περίοδος επανείσπραξης, τόσο μεγαλύτερη είναι η ρευστότητα και τόσο χαμηλότερου κινδύνου είναι το έργο. Σημαντικό μειονέκτημά του είναι ότι η μέθοδος υπολογισμού του αγνοεί τον παράγοντα χρόνο αφού είναι ένα εμπειρικό κριτήριο που δεν λαμβάνει υπόψη του τη διαχρονική αξία του χρήματος.

Μετά τη διαπίστωση των μειονεκτημάτων των εμπειρικών κριτηρίων που δεν λαμβάνουν υπόψη τους τη διαχρονική αξία του χρήματος, άρχισε η αναζήτηση κριτηρίων αξιολόγησης που θα αναγνώριζαν το γεγονός ότι μία χρηματική μονάδα που εισπράττεται αμέσως είναι προτιμότερη από την ίδια χρηματική μονάδα που θα εισπραχθεί στο μέλλον. Η αναγνώριση αυτή οδήγησε στην ανάπτυξη κριτηρίων που στηρίζονται στη προεξόφληση ταμειακών ροών (Discounted Cash Flow Criteria), τα οποία λαμβάνουν υπόψη τους τη χρονική αξία του χρήματος. Ένα χαρακτηριστικό κριτήριο που στηρίζεται στη προεξόφληση των ταμειακών ροών είναι η Καθαρή Παρούσα Αξία (Κ.Π.Α).

5.2.4 Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)

Η Καθαρή Παρούσα Αξία είναι το συνολικό καθαρό όφελος μιας επένδυσης που προκύπτει ως σύγκριση της παρούσας αξίας των προβλεπόμενων καθαρών ταμειακών ροών που δίνει ένα επενδυτικό έργο με την αρχική του δαπάνη. Η σύγκριση αυτή πραγματοποιείται στο χρόνο μηδέν. Η ΚΠΑ προσδιορίζεται από τη σχέση [53]:

$$ΚΠΑ = \sum_{t=1}^n C_t(1+k)^{-t} - I \text{ με } t = (1, 2, \dots, n)$$

ή στην περίπτωση που η αρχική δαπάνη του επενδυτικού έργου θεωρηθεί ως αρνητική ταμειακή ροή η σχέση είναι η ακόλουθη:

$$ΚΠΑ = \sum_{t=0}^n C_t(1+k_0)^{-t} \text{ με } \begin{matrix} C_0 = I \\ t = (0, 1, 2, \dots, n) \end{matrix}$$

όπου I είναι η αρχική δαπάνη του επενδυτικού έργου,

$C_1, C_2, \dots, C_b, \dots, C_n$ οι καθαρές ταμειακές ροές για n περιόδους

και k το επιτόκιο προεξόφλησης ή παρούσας αξίας (οριακό κόστος κεφαλαίου).

Η σημασία της ΚΠΑ ως κριτήριο αποδοχής ή απόρριψης ενός επενδυτικού έργου συνοψίζεται ως εξής:

- Ένα επενδυτικό έργο γίνεται αποδεκτό όταν η ΚΠΑ του είναι θετική, ενώ μεταξύ δύο επενδυτικών έργων, επιλέγεται εκείνο που έχει τη μεγαλύτερη θετική ΚΠΑ.

- Αν η ΚΠΑ ισούται με 0, η επένδυση θεωρείται αμφίβολη έως οριακά βιώσιμη με μέσο ετήσιο βαθμό απόδοσης ίσο με k .
- Αν η ΚΠΑ είναι αρνητική, η επένδυση κρίνεται ασύμφορη και το επενδυτικό έργο απορρίπτεται.

5.2.5 Αναλογία Οφέλους - Κόστους (Benefit - Cost ratio) ή Δείκτης Αποδοτικότητας (ΔA)

Η αναλογία των καθαρών κερδών ως προς το κόστος είναι ένας ακόμα δείκτης που υπολογίζεται για να βρεθεί το κατά πόσο είναι ένα έργο κερδοφόρο. Τα καθαρά οφέλη αντιπροσωπεύουν την παρούσα αξία των ετήσιων εσόδων ενώ το κόστος ορίζεται ως τα αρχικά κεφάλαια του έργου. Όταν η αναλογία αυτή είναι πάνω από τη μονάδα τότε το έργο χαρακτηρίζεται αυτομάτως ως κερδοφόρο. Όσο πιο μεγάλη είναι η αναλογία του καθαρού κέρδους ως προς το κόστος τόσο πιο κερδοφόρο είναι το έργο.

Ο δείκτης αποδοτικότητας συνδέεται άμεσα με την ΚΠΑ. Το κριτήριο της ΚΠΑ αφαιρεί την αρχική δαπάνη ενός επενδυτικού έργου από την παρούσα αξία των ταμειακών ροών ώστε να φθάσει σε ένα απόλυτο χρηματικό αριθμό αποδοτικότητας. Αν αντί για τη διαφορά μεταξύ της παρούσας αξίας των ταμειακών ροών και της αρχικής δαπάνης ενός επενδυτικού έργου, υπολογισθεί ο λόγος τους, τότε σχηματίζεται ο δείκτης αποδοτικότητας.

$$\Delta A = \frac{\sum_1^n C_t(1+k)^{-t}}{I} \text{ με } t = (1, 2, \dots, n)$$

ή

$$\Delta A = \frac{KPA + I}{I} = \frac{KPA}{I} + 1$$

Ο δείκτης αποδοτικότητας εξηγείται εύκολα σε σχέση με την ΚΠΑ. Αν είναι:

- ίσος με 1, η ΚΠΑ = 0,
- μικρότερος από 1, η ΚΠΑ είναι αρνητική,
- μεγαλύτερος από 1, η ΚΠΑ είναι θετική.

Αποδεκτά γίνονται τα επενδυτικά έργα που έχουν δείκτη αποδοτικότητας μεγαλύτερο από 1. Μεταξύ δύο επενδυτικών έργων, επιλέγεται εκείνο που έχει τον πιο μεγάλο θετικό δείκτη.

Ένα βασικό πλεονέκτημα του δείκτη αποδοτικότητας έναντι της ΚΠΑ είναι η ικανότητα του για συγκριτική αποδοτικότητα ενός επενδυτικού έργου, ενώ μειονέκτημα του είναι ότι δεν εκφράζει το απόλυτο μέγεθος της αναμενόμενης απόδοσης του έργου [53].

5.2.6 Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR)

Ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης του κεφαλαίου μπορεί να οριστεί ως το επιτόκιο k_0 για το οποίο το άθροισμα της παρούσας αξίας των ταμειακών ροών ενός επενδυτικού έργου ισούται με την αρχική του δαπάνη.

$$\sum_{t=1}^n C_t(1+k_0)^{-t} = I \text{ με } t = (1, 2, \dots, n)$$

Είναι λοιπόν το επιτόκιο προεξόφλησης που μηδενίζει την ΚΠΑ του επενδυτικού έργου.

$$\sum_{t=0}^n C_t(1+k_0)^{-t} = 0 \text{ με } t = (0, 1, 2, \dots, n) \quad C_0 = I$$

Η σημασία του εσωτερικού συντελεστή απόδοσης όταν πρόκειται να ληφθεί μια απόφαση αποδοχής ή απόρριψης ενός επενδυτικού έργου συνοψίζεται παρακάτω:

- Όταν ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης k_0 είναι μεγαλύτερος από το επιλεγόμενο επιτόκιο προεξόφλησης k του επενδυτή ($k_0 > k$), η ΚΠΑ του επενδυτικού έργου είναι θετική και το έργο γίνεται αποδεκτό.
- Αντίθετα, όταν ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης k_0 είναι μικρότερος από το επιλεγόμενο επιτόκιο προεξόφλησης k του επενδυτή ($k_0 < k$), η ΚΠΑ του επενδυτικού έργου είναι αρνητική και το έργο απορρίπτεται.

Σε αντίθεση με τα κριτήρια ΚΠΑ και ΔΑ, ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης δεν προεξοφλεί τις ταμειακές ροές με το οριακό κόστος κεφαλαίου, αλλά αναζητεί τον πραγματικό δείκτη απόδοσης ενός συγκεκριμένου επενδυτικού έργου. Ο δείκτης αυτός δύναται στη συνέχεια να συγκριθεί με το οριακό κόστος κεφαλαίου ώστε να ληφθούν οι ανάλογες αποφάσεις αποδοχής ή απόρριψης του επενδυτικού έργου [53].

5.2.7 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα μεθόδου IRR

Το βασικότερο πλεονέκτημά της μεθόδου IRR είναι ότι οι αποφασίζοντες εκφράζονται σε επιτόκιο απόδοσης παρά σε απόλυτες τιμές. Άλλα πλεονεκτήματα που παρουσιάζει αυτή η μέθοδος, είναι ότι:

- Λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος.
- Προσαρμόζεται ανάλογα για την λήψη απόφασης υπό αβέβαιο μέλλον.
- Δεν εκφράζει άμεσα το κόστος χρηματοδότησης (είναι επιτόκιο), με αποτέλεσμα να λαμβάνει υπόψη τυχόν αυξήσεις κόστους κεφαλαίου κατά περιόδους.

Η μέθοδος IRR, ωστόσο, παρουσιάζει και ορισμένα μειονεκτήματα. Αυτά συνοψίζονται στα παρακάτω σημεία:

- Προϋποθέτει ότι οι ενδιάμεσες ταμειακές ροές επανεπενδύονται με επιτόκιο ίσο με τον εσωτερικό συντελεστή απόδοσης.
- Ο υπολογισμός του εσωτερικού συντελεστή απόδοσης είναι πολλές φορές δύσκολος και επίπονος.
- Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης είναι επιτόκιο και δεν εκφράζει το απόλυτο χρηματικό μέγεθος της επένδυσης.

5.3 ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ HOMER

5.3.1 Γενικά

Το HOMER εκτελεί τρεις κύριες λειτουργίες: προσομοίωση, βελτιστοποίηση και ανάλυση ευαισθησίας. Στη διαδικασία **προσομοίωσης**, αναλύεται η απόδοση ενός συγκεκριμένου υβριδικού συστήματος για κάθε ώρα του έτους και υπολογίζεται ο βαθμός εξυπηρέτησης του φορτίου καθώς και το καθαρό παρόν κόστος. Στη διαδικασία **βελτιστοποίησης**, αναλύονται πολλές διαφορετικές διαμορφώσεις υβριδικών συστημάτων και προσδιορίζεται εκείνο που ικανοποιεί τους τεχνικούς περιορισμούς και έχει το χαμηλότερο καθαρό παρόν κόστος. Στη διαδικασία **ανάλυσης ευαισθησίας**, εκτελούνται πολλαπλές βελτιστοποιήσεις κάτω από μια σειρά υποθέσεων που εκφράζονται με την εισαγωγή των μεταβλητών ανάλυσης ευαισθησίας, για παράδειγμα, κόστος καυσίμου, ταχύτητα ανέμου, κτλ.

Συγκεκριμένα το λογισμικό HOMER είναι ένα εργαλείο για τη βελτιστοποίηση της σχεδίασης υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Όταν σχεδιάζεται ένα υβριδικό σύστημα ενέργειας, πρέπει να λαμβάνονται υπόψη πολλές αποφάσεις που είναι απαραίτητες για τη διαμόρφωση του συστήματος όπως [54]:

1. Ποιά στοιχεία πρέπει να συμπεριληφθούν στο υβριδικό σύστημα (π.χ ανεμογεννήτρια, φωτοβολταϊκά, νηζελογεννήτρια, κτλ)
2. Πόσα στοιχεία και τί μέγεθος πρέπει να έχει κάθε στοιχείο που θα χρησιμοποιηθεί στο σύστημα (π.χ 3 ΑΓ των 10 kW η καθεμία κτλ)
3. Ποιά σχεδίαση υβριδικού συστήματος έχει το μικρότερο κόστος

Το HOMER βελτιστοποιεί υβριδικά συστήματα ενιαίων ή πολλαπλών πηγών ενέργειας όπως:

- Φωτοβολταϊκά
- Ανεμογεννήτριες
- Βιομάζα
- Νηζελογεννήτριες
- Υδροηλεκτρικά συστήματα
- Μπαταρίες
- Ηλεκτρικό δίκτυο
- Κυψέλες καυσίμου
- Μονάδα ηλεκτρόλυσης

Ο μεγάλος αριθμός τόσο των επιλογών τεχνολογίας όσο και των παραλλαγών στις οικονομικές και τεχνολογικές δαπάνες αλλά και η διαθεσιμότητα των ενεργειακών πόρων, καθιστούν τις αποφάσεις επιλογής του υβριδικού συστήματος ενέργειας δύσκολες. Οι αλγόριθμοι βελτιστοποίησης και ανάλυσης ευαισθησίας του HOMER το καθιστούν ένα εύχρηστο εργαλείο στην αξιολόγηση εναλλακτικών διαμορφώσεων των συστημάτων ενέργειας.

5.3.2 Δεδομένα Εισόδου

Για να χρησιμοποιηθεί το HOMER, απαιτείται η εισαγωγή των δεδομένων εισόδου (τα οποία περιγράφουν τις επιλογές της τεχνολογίας), τα κόστη των στοιχείων που συνθέτουν το σύστημα ενέργειας και η διαθεσιμότητα των πόρων. Το HOMER χρησιμοποιεί αυτά τα δεδομένα εισόδου για να προσομοιώσει τις διαφορετικές

σχεδιάσεις των υβριδικών συστημάτων ή τους συνδυασμούς των στοιχείων του συστήματος και παράγει τα αποτελέσματα που φαίνονται στο κατάλογο των εφικτών σχεδιάσεων και τα οποία ταξινομούνται σύμφωνα με το κόστος.

5.3.3 Δεδομένα Εξόδου

Το HOMER παρουσιάζει τα αποτελέσματα προσομοίωσης σε μεγάλη ποικιλία πινάκων και γραφικών παραστάσεων που βοηθούν στη σύγκριση των διαμορφώσεων και στην αξιολόγησή τους ανάλογα με το κόστος και τα τεχνικά χαρακτηριστικά. Για να ερευνηθεί η επίδραση που έχουν αλλαγές σε παραμέτρους, όπως η διαθεσιμότητα των ΑΠΕ και οι οικονομικοί παράγοντες, το πρόγραμμα χρησιμοποιεί την ανάλυση ευαισθησίας. Για να εκτελεστεί μια ανάλυση ευαισθησίας, απαιτούνται οι τιμές ευαισθησίας που περιγράφουν ένα εύρος δαπανών καθώς και τα στοιχεία των ΑΠΕ του συστήματος ενέργειας. Το HOMER αναλύει κάθε σχέδιο των υβριδικών συστημάτων και τα αποτελέσματα μιας ανάλυσης ευαισθησίας μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να προσδιοριστούν οι παράγοντες που ασκούν μέγιστη επίδραση τόσο στη σχεδίαση όσο και στη λειτουργία ενός συστήματος ενέργειας.

5.3.3.1 Προσομοίωση

Το HOMER προσομοιώνει τη λειτουργία ενός συστήματος ενέργειας χρησιμοποιώντας όλους τους ενεργειακούς υπολογισμούς που έχουν γίνει για κάθε χρονικό βήμα προσομοίωσης (που είναι συνήθως ίσο με 1 ώρα), κατά τη διάρκεια ενός έτους [14]. Για κάθε χρονικό βήμα, το HOMER συγκρίνει τη ζήτηση ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας με την αντίστοιχη παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας. Για τα συστήματα που περιλαμβάνουν μπαταρίες ή γεννήτριες καυσίμου (ντηζελογεννήτριες, γεννήτριες βιομάζας, κτλ) το HOMER αποφασίζει επίσης για κάθε χρονικό βήμα πώς θα ενεργοποιηθούν οι γεννήτριες ή πώς θα φορτίσουν και θα εκφορτίσουν οι μπαταρίες. Το HOMER εκτελεί αυτούς τους υπολογισμούς ενεργειακής ισορροπίας για κάθε συνδυασμό συστημάτων. Έπειτα καθορίζει εάν ένας συνδυασμός είναι εφικτός, δηλαδή εάν μπορεί να ικανοποιήσει τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και εφόσον μπορεί, τότε υπολογίζει το κόστος του υβριδικού αυτού συστήματος. Οι υπολογισμοί του κόστους των συστημάτων αναφέρονται σε δαπάνες όπως το κόστος κεφαλαίου, το κόστος αντικατάστασης και λειτουργίας καθώς και το κόστος συντήρησης.

5.3.3.2 Βελτιστοποίηση

Μετά από τη διαδικασία προσομοίωσης όλων των πιθανών συνδυασμών των συστημάτων ενέργειας, παρουσιάζονται όλα τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης καθώς και όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί ενός υβριδικού συστήματος ενέργειας ταξινομημένοι σύμφωνα με το καθαρό παρόν κόστος. Πρέπει επίσης να αναφερθεί ότι η ταξινόμηση των συστημάτων ενέργειας είναι ολική, δηλαδή αποτυπώνονται όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί των συστημάτων αυτών.

5.3.3.3 Ανάλυση ευαισθησίας

Αφού καθοριστούν οι μεταβλητές ευαισθησίας ως δεδομένα εισόδου, το HOMER επαναλαμβάνει τη διαδικασία βελτιστοποίησης για κάθε μεταβλητή ευαισθησίας που εισάγεται. Για παράδειγμα, εάν καθοριστεί η ταχύτητα αέρα ως μεταβλητή ευαισθησίας, το

HOMER θα αναλύσει όλους τους συνδυασμούς των συστημάτων ενέργειας χρησιμοποιώντας τις τιμές της ταχύτητας αέρα που δόθηκαν.

5.3.4 Μεθοδολογία οικονομικής αποτίμησης ΥΣΗΕ

Η αξιολόγηση ενός ΥΣΗΕ στο λογισμικό HOMER πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψιν δύο οικονομικές παραμέτρους: το *κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας* και το *συνολικό καθαρό παρόν κόστος* του συστήματος [14].

Το *κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (Cost of Energy, COE)*, εκφράζεται σε €/kWh και δείχνει το μέσο κόστος του συστήματος ανά kWh ηλεκτρικής ενέργειας. Το *COE* υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$COE = \frac{C_{an,tot}}{E_{anload,served}}$$

όπου, $C_{an,tot}$ είναι το συνολικό κόστος του ΥΣΗΕ σε ετήσια βάση (σε €) και $E_{anload,served}$ είναι η ετήσια ζήτηση ενέργειας που ικανοποιείται (σε kWh).

Το συνολικό κόστος $C_{an,tot}$ υπολογίζεται αθροίζοντας τα κόστη όλων των εξαρτημάτων του συστήματος σε ετήσια βάση $C_{an,comp}$, και λαμβάνει υπόψη το κόστος κεφαλαίου του κάθε εξαρτήματος σε ετήσια βάση, το κόστος αντικατάστασης του κάθε εξαρτήματος σε ετήσια βάση, το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, και το ετήσιο κόστος καυσίμου.

$$C_{an,tot} = \sum C_{an,comp}$$

Η ετήσια ζήτηση ενέργειας $E_{anload,served}$ που ικανοποιείται αποτελείται από το άθροισμα της συνολικής ενέργειας για το κύριο φορτίο (AC και DC) E_{prim} , της συνολικής ενέργειας για το εναλλακτικό φορτίο E_{def} , και της συνολικής ενέργειας που πωλείται στο δίκτυο ετησίως $E_{grid,sales}$ (αν το σύστημά μας είναι διασυνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο).

$$E_{anload,served} = E_{prim} + E_{def} + E_{grid,sales}$$

Το συνολικό *καθαρό παρόν κόστος (Net Present Cost, NPC)* του συστήματος (σε €) είναι η παρούσα αξία κατά τη διάρκεια ζωής ενός έργου, αν αφαιρεθεί η παρούσα αξία του συνόλου των εσόδων στη διάρκεια ζωής του. Το κόστος περιλαμβάνει το κόστος κεφαλαίου, το κόστος αντικατάστασης και συντήρησης, το κόστος των καυσίμων καθώς και τις δαπάνες για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο (αν το σύστημά μας δεν είναι απομονωμένο). Το καθαρό παρόν κόστος *NPC* υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$C_{NPC} = \frac{C_{an,tot}}{CRF(i, R_{proj})}$$

όπου, $C_{an,tot}$ είναι το συνολικό κόστος του ΥΣΗΕ σε ετήσια βάση (σε €) και $CRF(i, R_{proj})$ είναι ο παράγοντας ανάκτησης κεφαλαίου που υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$CRF(i, R_{proj}) = \frac{i(1+i)^{R_{proj}}}{(1+i)^{R_{proj}} - 1}$$

όπου, i είναι το ετήσιο επιτόκιο προεξόφλησης, στο οποίο περιλαμβάνεται ο πληθωρισμός και χρησιμοποιείται για τη μετατροπή του εφάπαξ κόστους σε κόστος ετήσιας βάσης, ενώ η παράμετρος R_{proj} περιγράφει τη διάρκεια ζωής του ΥΣΗΕ (σε έτη).

Αν και το κόστος της ενέργειας (COE) είναι συχνά ο κατάλληλος δείκτης με τον οποίο μπορούν να συγκριθούν οι δαπάνες των διαφορετικών συστημάτων, στο HOMER χρησιμοποιείται το συνολικό καθαρό παρόν κόστος (NPC) ως αρχικό οικονομικό κριτήριο για την ταξινόμηση των συστημάτων. Για παράδειγμα, στη διαδικασία βελτιστοποίησης, το HOMER ταξινομεί τις διαμορφώσεις συστημάτων σύμφωνα με το NPC παρά με το κόστος της ενέργειας. Αυτό γίνεται διότι ο καθορισμός του κόστους της ενέργειας είναι αμφισβητήσιμος σε αντίθεση με τον τρόπο καθορισμού του συνολικού NPC . Για να αναπτυχθεί ο τύπος που χρησιμοποιείται από το HOMER για το κόστος της ενέργειας, ο παρονομαστής του COE είναι το ποσό ηλεκτρικού φορτίου που το σύστημα εξυπηρετεί πραγματικά, και όχι η συνολική ηλεκτρική ζήτηση, η οποία μπορεί να είναι διαφορετική εάν ο χρήστης επιτρέπει κάποιο μη ικανοποιηθέν φορτίο. Επιπλέον, η θερμική ενέργεια παραγωγής θεωρείται αμελητέα, αλλά συμπεριλαμβάνονται οι πωλήσεις προς το δίκτυο ως χρήσιμη ενέργεια, εάν το εξεταζόμενο σύστημα είναι διασυνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο. Κάθε μια από αυτές τις αποφάσεις για τον καθορισμό της τιμής του COE έγινε αυθαίρετα από τους δημιουργούς του HOMER. Από την άλλη μεριά, το συνολικό NPC δεν υστερεί από καμία τέτοια προσδιοριστική ασάφεια, επομένως είναι προτιμητέο ως αρχικό οικονομικό μέτρο για τη ταξινόμηση των συστημάτων.

Ως **υπολειμματικό κόστος** (*Salvage Cost, S*) ορίζεται η αξία κάθε συστατικού του υβριδικού συστήματος στο τέλος του χρόνου ζωής του έργου. Το HOMER υποθέτει ότι η αξία που εξοικονομείται από κάθε συστατικό στο τέλος της διάρκειας ζωής του έργου είναι ανάλογη του υπόλοιπου χρόνου ζωής του. Επίσης ο υπολογισμός του υπολειμματικού κόστους βασίζεται στο κόστος αντικατάστασης και όχι στο αρχικό κόστος της επένδυσης. Το υπολειμματικό κόστος S υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$S = C_{rep} \cdot \frac{R_{rem}}{R_{comp}}$$

όπου, R_{rem} , ο χρόνος ζωής του συστατικού του υβριδικού συστήματος που απομένει στο τέλος της διάρκειας ζωής του έργου, και υπολογίζεται από τη σχέση:

$$R_{rem} = R_{comp} - (R_{proj} - R_{rep})$$

και R_{rep} , η διάρκεια του κόστους αντικατάστασης, που υπολογίζεται από την σχέση:

$$R_{rep} = R_{comp} \cdot INT\left(\frac{R_{proj}}{R_{comp}}\right)$$

όπου

C_{rep} , το κόστος αντικατάστασης κάθε συστατικού του ΥΣΗΕ (σε €)

R_{comp} , η διάρκεια ζωής κάθε συστατικού του ΥΣΗΕ (σε έτη)

R_{proj} , ο χρόνος ζωής του έργου (σε έτη)

5.3.5 Συμπεράσματα

Σε αυτήν την ενότητα περιγράφονται τα βασικά χαρακτηριστικά του λογισμικού HOMER, σε περίπτωση που στόχος μας είναι η βελτιστοποίηση της σχεδίασης ενός υβριδικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΥΣΗΕ).

- Για να χρησιμοποιηθεί το HOMER, εισάγονται μεταβλητές, για τα φορτία, τα συστατικά μέρη και τους πόρους του υβριδικού συστήματος. Το HOMER υπολογίζει και επιδεικνύει τα αποτελέσματα σε πίνακες και γραφικές παραστάσεις.
- Η χρησιμοποίηση του HOMER είναι μια επαναληπτική διαδικασία. Μπορούμε να αρχίσουμε με τις κατά προσέγγιση εκτιμήσεις των τιμών των δεδομένων (π.χ. τιμές φορτίου, τιμές ταχύτητας αέρα κτλ), να ελέγξουμε τα αποτελέσματα και να επαναλάβουμε τη διαδικασία για να βρούμε τις ακριβείς τιμές για τα δεδομένα.
- Το HOMER χρησιμοποιείται για τη βελτιστοποίηση της σχεδίασης του ΥΣΗΕ με σκοπό την οικονομική του αποτελεσματικότητα όπως επίσης και για την εκτέλεση ανάλυση ευαισθησίας σε παράγοντες όπως η τιμή του πετρελαίου, η ταχύτητα αέρα, το ποσοστό της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, κτλ.
- Στο HOMER χρησιμοποιείται συνήθως ωριαίο χρονικό βήμα προσομοίωσης, αλλά υπάρχει και η δυνατότητα επιλογής για χρονικό βήμα μικρότερο της ώρας. Διαμορφώνει τα στοιχεία των υβριδικών συστημάτων, τους διαθέσιμους ενεργειακούς πόρους και τα φορτία σε κάθε χρονικό βήμα για κάθε έτος. Οι ενεργειακές ροές και οι δαπάνες παραμένουν σταθερές κατά τη διάρκεια του χρονικού βήματος. Κατόπιν συνθέτει τα στοιχεία των πόρων (π.χ. αιολικό δυναμικό, πόροι βιομάζας κτλ) από τους μηνιαίους μέσους όρους που προέρχονται από πίνακες ή από στοιχεία που εισάγονται με τη βοήθεια κατάλληλα μορφοποιημένων αρχείων.
- Το HOMER είναι πρωτίστως ένα οικονομικό λογισμικό. Χρησιμοποιείται κυρίως για σύγκριση διαφορετικών συνδυασμών των συστατικών μερών ενός υβριδικού συστήματος. Επίσης παρέχει τη δυνατότητα να ερευνηθούν διάφορες παραλλαγές στις τιμές κάποιων μεταβλητών (π.χ. ταχύτητα αέρα, τιμή πετρελαίου, κτλ) οι οποίες έχουν επιπτώσεις στο λειτουργικό κόστος των στοιχείων των υβριδικών συστημάτων ενέργειας.

5.4 ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ RETSCREEN

5.4.1 Γενικά

Το RETScreen είναι ένα λογισμικό ανάλυσης των συστημάτων που περιέχουν ΑΠΕ. Είναι ένα εργαλείο που παρέχει μια κοινή πλατφόρμα τόσο για προβλήματα υποστήριξης αποφάσεων όσο και για σχεδιασμό συστημάτων. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί ευρέως για την εκτίμηση της παραγωγής ενέργειας, το κόστος κύκλου ζωής και τη μείωση των εκπομπών αερίων που συμβάλλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου για πληθώρα τεχνολογιών ΑΠΕ. Ουσιαστικά το RETScreen χρησιμοποιείται στην προετοιμασία μελετών σκοπιμότητας [55].

Το λογισμικό αυτό περιλαμβάνει τα ακόλουθα έξι μοντέλα τεχνολογίας που λειτουργούν ανεξάρτητα: αιολική ενέργεια, μικρά υδροηλεκτρικά, φωτοβολταϊκά, θέρμανση από βιομάζα, παθητικά ηλιακά συστήματα θέρμανσης και υπόγεια πηγή θερμότητας. Κάθε ένα από τα έξι μοντέλα τεχνολογιών περιλαμβάνει τα ακόλουθα φύλλα εργασίας: ενεργειακό μοντέλο, δεδομένα εξοπλισμού, ανάλυση κόστους, ανάλυση εκπομπής αερίων του φαινομένου του θερμοκηπίου, και οικονομοτεχνική περίληψη.

5.4.2 Δεδομένα Εισόδου

Στο RETScreen τρεις παράμετροι καθορίζουν τα δεδομένα εισόδου: οι κλιματικές συνθήκες της περιοχής, τα χαρακτηριστικά του συστήματος και οι οικονομικές παράμετροι.

Αναλυτικότερα:

- Στις *κλιματικές συνθήκες της περιοχής* περιλαμβάνονται: η τοποθεσία του έργου, το γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας του έργου, η μέση μηνιαία οριζόντια ηλιακή ακτινοβολία, η μέση μηνιαία ταχύτητα ανέμου και η μέση μηνιαία θερμοκρασία εδάφους και αέρα.
- Τα *χαρακτηριστικά του συστήματος* που πρέπει να καθοριστούν είναι τα εξής: το είδος της εφαρμογής, η ονομαστική ισχύς του εξοπλισμού, ο τύπος του εξοπλισμού (είδος του ΦΒ στοιχείου, ανεμογεννήτριας κλπ), η ονομαστική απόδοση του εξοπλισμού, η κλίση του ΦΒ, η ικανότητα και η μέση απόδοση του μετατροπέα (αν υπάρχει), τα δεδομένα των συσσωρευτών (αν υπάρχουν) και τα δεδομένα του φορτίου (για εφαρμογές εκτός δικτύου).
- Οι *οικονομικές παράμετροι* είναι: τα αρχικά κόστη του έργου (μελέτη σκοπιμότητας, ανάπτυξη, εξοπλισμός, μεταφορά, εγκατάσταση συστήματος), τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης, τα ετήσια εισοδήματα (ενεργειακά κέρδη, κέρδη χωρητικότητας, κέρδη μείωσης εκπομπών αερίων φαινομένου του θερμοκηπίου) και παράμετροι οικονομικής αξιολόγησης του έργου (κλιμάκωση ενεργειακού κόστους, πληθωρισμός, χρόνος ζωής έργου).

5.4.3 Δεδομένα Εξόδου

Τα κύρια δεδομένα εξόδου έχουν ως εξής:

- *Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο*: παραγόμενη ανανεώσιμη ενέργεια, καθαρή μείωση εκπομπής αερίων φαινομένου του θερμοκηπίου.

- *Κόστη και κέρδη έργου*: συνολικό αρχικό κόστος, δάνεια, περιοδικά κόστη, συνολικά ετήσια κόστη, συνολικά ετήσια κέρδη.
- *Ετήσιες ταμειακές ροές*: προ φόρων, μετά φόρων και αθροιστικές ετήσιες ταμειακές ροές.
- *Οικονομική βιωσιμότητα έργου*: καθαρή παρούσα αξία, εσωτερικός δείκτης απόδοσης, περίοδος αποπληρωμής, έτος θετικής ταμειακής ροής, και δείκτης απόδοσης.

5.4.4 Μοντελοποίηση μαθηματικού υπόβαθρου

5.4.4.1 Φυσική μοντελοποίηση

Το μοντέλο αιολικής ενέργειας χρησιμοποιεί μία καμπύλη ισχύος και μία συνάρτηση πιθανότητας κατανομής Weibull ταχύτητας ανέμου για τον υπολογισμό της ενεργειακής καμπύλης μίας γεννήτριας. Η παραγωγή ενέργειας κατόπιν ρυθμίζεται λαμβάνοντας υπόψη την επίδραση της πίεσης και της θερμοκρασία αλλά και απωλειών ορισμένων από το χρήστη. Το RETScreen απαιτεί μόνο ένα σημείο δεδομένων ταχύτητας του ανέμου σε αντίθεση με τα περισσότερα μοντέλα ωριαίας προσομοίωσης, όπως το HOMER, που χρησιμοποιούν 8760 σημεία.

Όσον αφορά το ΦΒ μοντέλο, το RETScreen απαιτεί μόνο 12 σημεία δεδομένων ηλιακής ακτινοβολίας (μέση ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια ανά μήνα) σε αντίθεση με 8760 σημεία δεδομένων που είναι αναγκαία για τα περισσότερα μοντέλα ωριαίας προσομοίωσης (πχ HOMER). Αντίστοιχα για το ΑΓ μοντέλο του RETScreen απαιτούνται 12 σημεία δεδομένων μέσης ημερήσιας ταχύτητας ανέμου ανά μήνα. Το μοντέλο ηλιακή ακτινοβολίας είναι των Klein και Thielacker που περιγράφεται στην [56], το οποίο επεκτείνεται για να συμπεριλάβει την περίπτωση κινούμενων επιφανειών. Το ΦΒ μοντέλο στηρίζεται στη μελέτη του Evans και λαμβάνει υπόψη τις επιδράσεις της θερμοκρασίας και του προσανατολισμού [57].

5.4.4.2 Οικονομική μοντελοποίηση

Το RETScreen χρησιμοποιεί τα ακόλουθα πέντε οικονομικά κριτήρια για την οικονομική εκτίμηση του έργου: Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης, καθαρή παρούσα αξία, έτος θετικής ταμειακής ροής, περίοδος αποπληρωμής και δείκτης αποδοτικότητας.

5.4.5 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα RETScreen

Τα κυριότερα πλεονεκτήματα του RETScreen παρουσιάζονται ακολούθως :

- Χρησιμοποιεί διεθνή βάση δεδομένων προϊόντος από χιλιάδες προμηθευτές. Επίσης χρησιμοποιεί διεθνή καιρικά δεδομένα από χιλιάδες σταθμούς παρακολούθησης.
- Αξιολογεί την μείωση αερίων φαινομένου του Θερμοκηπίου για διάφορες τεχνολογίες ΑΠΕ.

Τα βασικότερα μειονεκτήματα του είναι ότι:

- Δεν υπάρχει δυνατότητα αξιολόγησης συστημάτων με περισσότερες από μία τεχνολογίες ΑΠΕ (πχ ΦΒ και ΑΓ).
- Δεν περιλαμβάνει διαδικασία βελτιστοποίησης.

5.5 ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΩΝ HOMER ΚΑΙ RETSCREEN

Ο Πίνακας 5.1 [55] παρέχει μία συγκριτική εκτίμηση των χαρακτηριστικών μοντελοποίησης των λογισμικών HOMER και RETScreen.

Πίνακας 5.1 Χαρακτηριστικά μοντελοποίησης λογισμικών HOMER και RETScreen

	HOMER	RETScreen
Υβριδικά Συστήματα	✓	✓
Βελτιστοποίηση	✓	
Ανάλυση ευαισθησίας	✓	✓
Κυρίως τεχνικό ή οικονομικό	Οικονομικό	Οικονομικό
Φωτοβολταϊκά	✓	✓
Ανεμογεννήτριες	✓	✓
Βιομάζα	✓	✓
Βιοαέριο	✓	✓
Γεωθερμία		✓
Υδροηλεκτρικά συστήματα	✓	✓
Ντηζελογεννήτριες	✓	✓
Συμπαράγωγή	✓	✓
Μικροτουρμπίνες	✓	
Συσσωρευτές	✓	✓
Κυψέλες καυσίμου	✓	
Μονάδα ηλεκτρόλυσης	✓	
Ηλιακά συστήματα		✓
Παθητικά ηλιακά συστήματα		✓
Γεωθερμική αντλία θερμότητας		✓

5.6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η συγκριτική ανάλυση των λογισμικών πακέτων, HOMER και RETScreen, οδηγεί στα παρακάτω συμπεράσματα :

- Το HOMER και το RETScreen είναι κυρίως οικονομικά πακέτα. Αυτό σημαίνει ότι, σε πρώτο στάδιο χρησιμοποιούνται για την επιλογή των τεχνολογιών ΑΠΕ, ενώ στο επόμενο στάδιο χρησιμοποιούνται κυρίως τεχνικά λογισμικά, όπως το Hybrid2, για το σχεδιασμό τους.
- Το HOMER χρησιμοποιείται για υβριδικά συστήματα, ενώ το RETScreen κυρίως για απλά συστήματα που εμπεριέχουν μία τεχνολογία (συμβατική ή ΑΠΕ). Πρέπει να σημειωθεί ότι το RETScreen παρέχει τη δυνατότητα μοντελοποίησης απλών υβριδικών συστημάτων, με χρήση απλοποιημένου μοντέλου.
- Μόνο το HOMER περιλαμβάνει βελτιστοποίηση, ενώ και τα δύο λογισμικά παρέχουν τη δυνατότητα για ανάλυσης ευαισθησίας.
- Και τα δύο παραπάνω πακέτα λογισμικού υποστηρίζουν διαφορετικές τεχνολογίες ΑΠΕ, ενώ ορισμένες τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως η γεωθερμία, είτε δεν υποστηρίζονται (HOMER), είτε υποστηρίζονται με χρήση απλοποιημένου μοντέλου (RETScreen).

- Τόσο το HOMER όσο και το RETScreen δεν παρέχουν δυνατότητα για πολυκριτήρια ανάλυση.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

Ανάλυση σεναρίων με το λογισμικό HOMER

Ένα υβριδικό σύστημα χρησιμοποιεί πάνω από μία μεθόδους παραγωγής ενέργειας για να καλύπτει την απαιτούμενη ενέργεια. Συνήθως, συνδυάζει πηγές ενέργειας όπως ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, μικρουδροηλεκτρική ισχύ, υδροηλεκτρική ισχύ ποταμών, βιομάζα. Συχνό φαινόμενο, όμως, είναι να συνδυάζεται μία ανανεώσιμη πηγή ενέργειας και μία συμβατική πηγή όπως η τροφοδοσία από το τοπικό δίκτυο ή από ηλεκτρογεννήτριες πετρελαίου (ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος - H/Z), μπαταρίες και γεννήτριες μετατροπής. Γενικά τα υβριδικά συστήματα συνδυάζουν τις μορφές ενέργειας για να τροφοδοτούν το σύστημα συνεχώς με σταθερή τάση, ελαχιστοποιώντας τους κινδύνους διακοπής της τροφοδοσίας. Χαρακτηρίζονται ως δυναμικά συστήματα, καθώς είναι σχεδιασμένα έτσι ώστε να εναλλάσσονται ανάμεσα στις διαθέσιμες πηγές ενέργειας ή και να τις συνδυάζουν ταυτόχρονα με αποτέλεσμα να εξαρτώνται κατά το ελάχιστο από τις μεταβολές των εξωγενών παραγόντων, όπως το τοπικό δίκτυο, η ηλιοφάνεια, η ένταση του ανέμου, η ροή του νερού κ.τ.λ.

6.1 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται μια οικονομοτεχνική μελέτη διαφόρων παραλλαγών υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ΥΣΗΕ) μικρής κλίμακας, που εμπεριέχουν τεχνολογίες ΑΠΕ αλλά και συμβατικές μονάδες παραγωγής, για τη κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ενός οικισμού. Αρχικά εξετάστηκαν τα ΥΣΗΕ ως απομονωμένα και στη συνέχεια ως διασυνδεδεμένα στο κεντρικό δίκτυο. Στόχος είναι να μελετηθούν διαφορετικές τεχνολογικές λύσεις ώστε να γίνει απεξάρτηση από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής με ταυτόχρονη διείσδυση συστημάτων παραγωγής ΑΠΕ και επικουρικών συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Φυσικά εξετάζεται και η αποδοτικότητα των διαφόρων τεχνολογιών. Για να είναι ρεαλιστική η προσέγγιση χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία από περιοχή των Χανίων. Η μελέτη αυτή πραγματοποιήθηκε με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER.

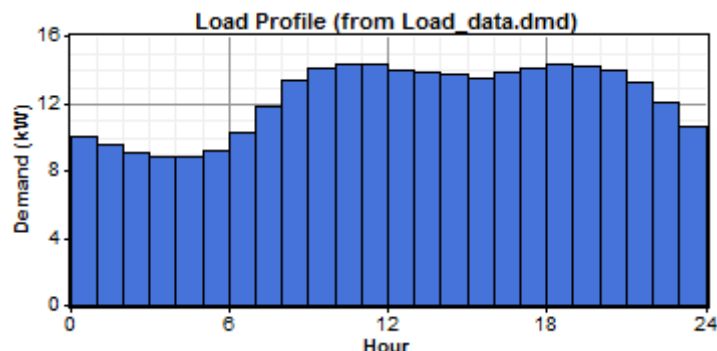
Τα ΥΣΗΕ πρόκειται να τροφοδοτήσουν οικισμό στη περιοχή Σούδα των Χανίων με γεωγραφικό πλάτος 35.5°B , γεωγραφικό μήκος 24.2°A και υψόμετρο 146 m. Η μέση ηλεκτρική ζήτηση του φορτίου είναι 12.3 kW ενώ η μέγιστη ηλεκτρική ζήτηση του φορτίου ετησίως είναι 20 kW (Σχήμα 6.1β). Η συνολική ημερήσια ηλεκτρική ζήτηση είναι 295 kWh ενώ η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να καλυφθούν οι ανάγκες της περιοχής είναι 107675 kWh ετησίως.

6.2 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

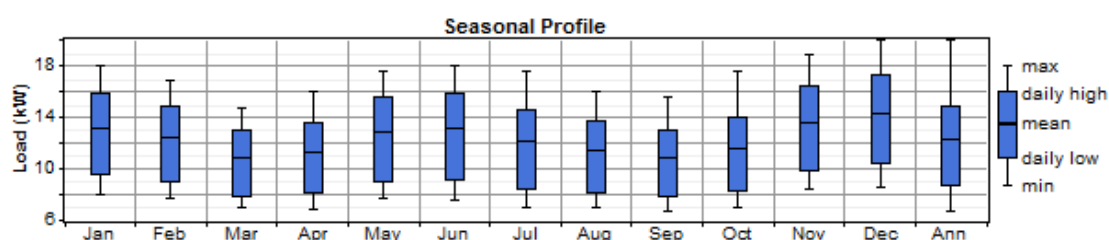
6.2.1 Φορτία

Στο λογισμικό HOMER επιλέγεται ως κύριο φορτίο, το φορτίο που θα συνδεθεί με τα συστατικά στοιχεία του συστήματος ενέργειας, ενώ επιλέγεται και ο τύπος ρεύματος,

στην προκειμένη περίπτωση AC (εναλλασσόμενο ρεύμα). Μετά την εισαγωγή των τιμών του φορτίου σε kW, για κάθε ώρα της ημέρας καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, προκύπτει η ακόλουθη σχηματική αναπαράσταση.



Σχήμα 6.1α Σχηματική αναπαράσταση ημερήσιας ζήτησης



Σχήμα 6.1β Ζήτηση του φορτίου καθόλη τη διάρκεια του έτους

Στο Σχήμα 6.1α απεικονίζεται, ενδεικτικά, η μέση ημερήσια ζήτηση ενώ στο Σχήμα 6.1β απεικονίζεται η ελάχιστη, η μέγιστη και η μέση τιμή του φορτίου που πρέπει να καλυφθεί για κάθε μήνα του έτους. Αναλυτικότερα στοιχεία για τα δεδομένα του φορτίου παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.1.

Πίνακας 6.1 Δεδομένα ζήτησης φορτίου

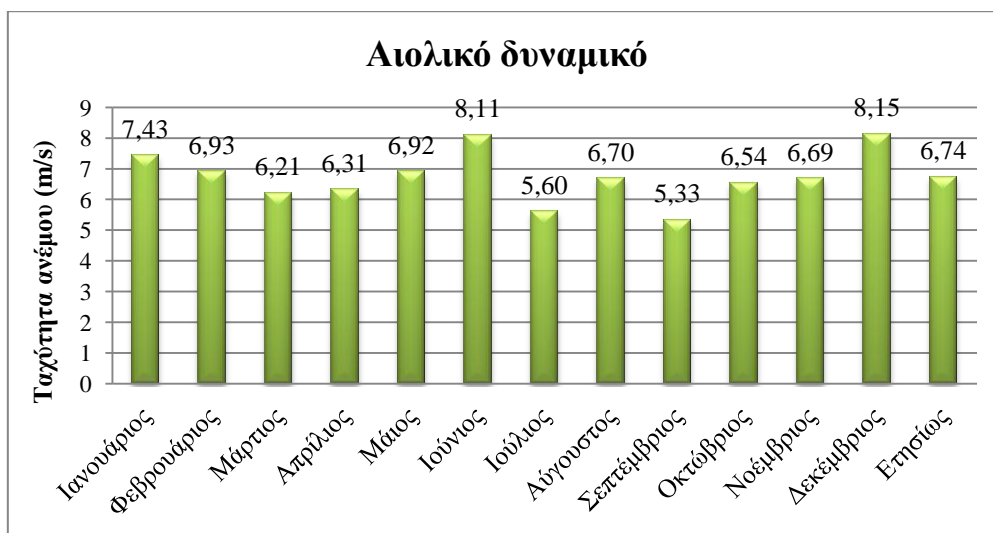
Μήνας	Μέγιστη Τιμή (kW)	Ελάχιστη Τιμή (kW)	Μέση Τιμή (kW)
Ιανουάριος	18.0	8.0	13.1
Φεβρουάριος	16.9	7.7	12.4
Μάρτιος	14.7	7.0	10.9
Απρίλιος	16.0	6.9	11.3
Μάιος	17.6	7.8	12.9
Ιούνιος	18.0	7.5	13.1
Ιούλιος	17.6	7.0	12.1
Αύγουστος	16.0	7.0	11.4
Σεπτέμβριος	15.6	6.8	10.8
Οκτώβριος	17.6	7.1	11.6
Νοέμβριος	18.8	8.5	13.6
Δεκέμβριος	20.0	8.5	14.3
Ετησίως	20.0	6.8	12.3

Από τη μελέτη του Πίνακα 6.1 παρατηρείται ότι η μέγιστη τιμή ζήτησης του φορτίου ετησίως είναι 20 kW, κατά τον μήνα Δεκέμβριο, η ελάχιστη είναι 6.8 kW, κατά τον μήνα Σεπτέμβριο, ενώ η μέση τιμή του είναι 12.3 kW.

6.2.2 Μετεωρολογικά δεδομένα

6.2.2.1 Χαρακτηριστικά αιολικού δυναμικού

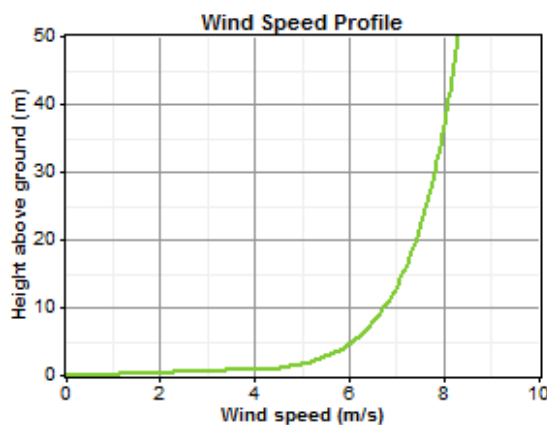
Για τον υπολογισμό του αιολικού δυναμικού απαιτούνται 8760 τιμές που αντιπροσωπεύουν τη μέση ταχύτητα αέρα, που εκφράζεται σε μέτρα ανά δευτερόλεπτο, για κάθε ώρα του έτους. Οι μέσες μηνιαίες τιμές ταχύτητας ανέμου παρουσιάζονται στο Σχήμα 6.2.



Σχήμα 6.2 Αιολικό δυναμικό της υπό μελέτη περιοχής

Στο παραπάνω γράφημα παρατηρούνται υψηλές τιμές μέσης ταχύτητας ανέμου κατά τους μήνες Ιανουάριο, Ιούνιο και Δεκέμβριο, χαμηλές τιμές κατά τον Ιούλιο και Σεπτέμβριο ενώ η μέση τιμή του αιολικού δυναμικού της περιοχής ετησίως είναι 6.74 m/s.

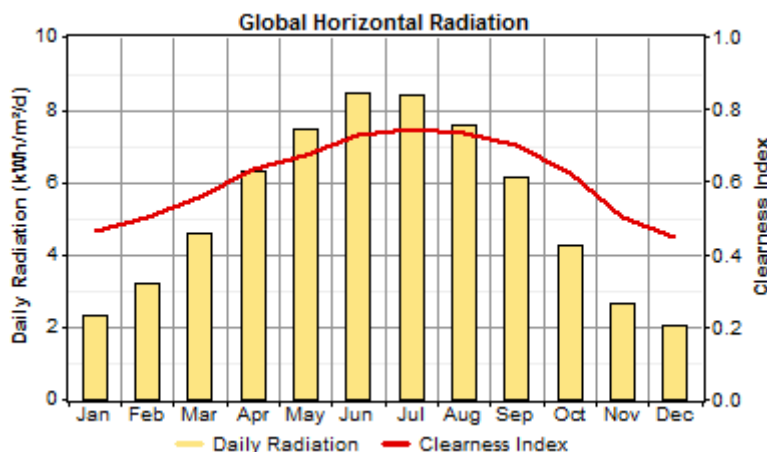
Επίσης λαμβάνεται υπόψη το λογαριθμικό προφίλ του ανέμου, ενώ στο Σχήμα 6.3 παρουσιάζεται γραφικά η μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου σε σχέση με το ύψος πάνω από την επιφάνεια του εδάφους.



Σχήμα 6.3 Προφίλ ταχύτητας ανέμου

6.2.2.2 Χαρακτηριστικά ηλιακού δυναμικού

Αρχικά εισάγονται το γεωγραφικό πλάτος και μήκος, καθώς και η ζώνη ώρας τους υπό μελέτη περιοχής. Για τον υπολογισμό του ηλιακού δυναμικού απαιτούνται 8760 τιμές που αντιπροσωπεύουν τη μέση ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια, που εκφράζεται σε kWh/m^2 , για κάθε ώρα του έτους. Η μέση μηνιαία οριζόντια ηλιακή ακτινοβολία και ο δείκτης αιθριότητας παρουσιάζονται αναλυτικά τόσο στο Σχήμα 6.4 όσο και στον Πίνακα 6.2.



Σχήμα 6.4 Ηλιακό δυναμικό τους υπό μελέτη περιοχής

Οι 8760 τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας εισάγονται είτε απευθείας μέσω εξωτερικού αρχείου, είτε μέσω αλγόριθμου που περιλαμβάνεται στο λογισμικό HOMER. Για τη σύνθεση των στοιχείων, εισάγονται οι δώδεκα μέσες μηνιαίες τιμές είτε της ηλιακής ακτινοβολίας είτε του δείκτη αιθριότητας. Δεν είναι απαραίτητο να εισαχθούν και τα δύο αφού στο HOMER υπολογίζεται ο ένας δείκτης συναρτήσει του άλλου. Καθώς εισάγονται οι τιμές στον πίνακα, δημιουργείται ένα σύνολο 8760 τιμών ηλιακής ακτινοβολίας, μία για κάθε ώρα του έτους. Όπως είναι αναμενόμενο (Πίνακας 6.2) οι μέγιστες τιμές της οριζόντιας ηλιακής ακτινοβολίας και του δείκτη αιθριότητας παρατηρούνται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες.

Πίνακας 6.2 Μέση οριζόντια ηλιακή ακτινοβολία και δείκτης αιθριότητας

Μήνας	Δείκτης Αιθριότητας	Μέση Ακτινοβολία ($\text{kWh/m}^2/\text{day}$)
Ιανουάριος	0.462	2.31
Φεβρουάριος	0.505	3.20
Μάρτιος	0.560	4.57
Απρίλιος	0.635	6.30
Μάιος	0.672	7.45
Ιούνιος	0.732	8.45
Ιούλιος	0.745	8.41
Αύγουστος	0.734	7.58
Σεπτέμβριος	0.702	6.14
Οκτώβριος	0.624	4.28
Νοέμβριος	0.501	2.65
Δεκέμβριος	0.447	2.05

Ετήσιος μέσος όρος: $5.29 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$

6.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΥΣΗΕ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΩΝ ΑΠΟ ΤΟ ΚΕΝΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

Ακολουθεί μια σύντομη περιγραφή των διάφορων παραλλαγών απομονωμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας που εξετάστηκαν με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER:

- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_1) που αποτελείται από φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτρια, ως τεχνολογίες ΑΠΕ, συσσωρευτές (μπαταρίες), μετατροπέα και νηξελογεννήτρια, ως συμβατική μονάδα παραγωγής.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_2α) με φωτοβολταϊκά, συσσωρευτές, μετατροπέα και νηξελογεννήτρια, ως συμβατική μονάδα παραγωγής.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_2β) με φωτοβολταϊκά, μετατροπέα και νηξελογεννήτρια ως συμβατική μονάδα παραγωγής, χωρίς όμως αποθηκευτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_3α) με ανεμογεννήτρια, συσσωρευτές, μετατροπέα και νηξελογεννήτρια, ως συμβατική μονάδα παραγωγής.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_3β) με ανεμογεννήτρια και νηξελογεννήτρια, χωρίς τη παρουσία αποθηκευτικού συστήματος.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_4) που αποτελείται από φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτρια, συσσωρευτές, μετατροπέα και γεννήτρια κυψέλης καυσίμου φυσικού αερίου, ως μια ανερχόμενη τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_5) που αποτελείται από φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτρια, νηξελογεννήτρια, μετατροπέα και σύστημα υδρογόνου, ως αποθηκευτικό σύστημα, το οποίο περιλαμβάνει μονάδα ηλεκτρόλυσης, δεξαμενή υδρογόνου και κυψέλη καυσίμου καθαρού υδρογόνου.

Σε κάθε μία από τις περιπτώσεις δίνεται βαρύτητα στη κάλυψη του φορτίου, στο ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ, στην ποσότητα εκπομπών προς το περιβάλλον, στο ποσοστό παραγόμενης ενέργειας που μένει ανεκμετάλλευτο καθώς και στο κόστος της όλης εγκατάστασης. Αρχικά παρουσιάζονται τα σενάρια και στη συνέχεια συνοψίζονται και συγκρίνονται σε πίνακες τα αποτελέσματα κάθε περίπτωσης.

Στον συγκεντρωτικό Πίνακα 6.3 που ακολουθεί παρουσιάζονται όλες οι περιπτώσεις των απομονωμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας που εξετάστηκαν μαζί με τις επιμέρους τεχνολογίες τους.

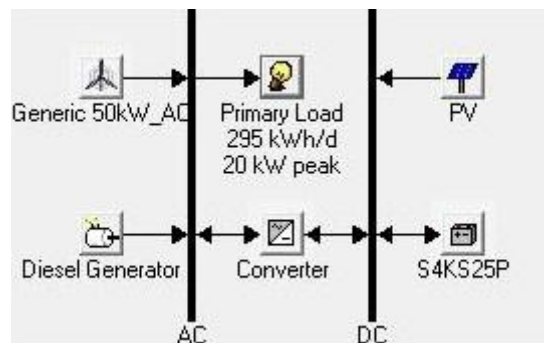
Πίνακας 6.3 Συγκεντρωτικός πίνακας σεναρίων απομονωμένων ΥΣΗΕ

	ΥΣΗΕ 1	ΥΣΗΕ 2α	ΥΣΗΕ 2β	ΥΣΗΕ 3α	ΥΣΗΕ 3β	ΥΣΗΕ 4	ΥΣΗΕ 5
ΑΓ	✓	–	–	✓	✓	✓	✓
ΦΒ	✓	✓	✓	–	–	✓	✓
Ντηζελογεννήτρια	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓
Κυψέλη καυσίμου	–	–	–	–	–	✓	✓
Συσσωρευτές	✓	✓	–	✓	–	✓	–
Μετατροπέας	✓	✓	✓	✓	–	✓	✓
Μονάδα ηλεκτρόλυσης	–	–	–	–	–	–	✓
Δεξαμενή υδρογόνου	–	–	–	–	–	–	✓

6.3.1 ΣΕΝΑΡΙΟ 1 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_1): ΑΓ, ΦΒ, Μπαταρίες, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια

6.3.1.1 Συστατικά μέρη του συστήματος

Στο Σχήμα 6.5 απεικονίζονται γραφικά τα επιμέρους στοιχεία του υβριδικού συστήματος, ενώ αναλυτικότερα τα τεχνικά χαρακτηριστικά του παρουσιάζονται στο Πίνακα 6.4.

**Σχήμα 6.5** Γραφική απεικόνιση υβριδικού συστήματος**Πίνακας 6.4** Τεχνικά χαρακτηριστικά υβριδικού συστήματος

Μέρη Συστήματος	Ποσότητα	Ισχύς
Φωτοβολταϊκά (PV)		45 kW
Ανεμογεννήτρια (Generic AC)	1	50kW
Ντηζελογεννήτρια	1	20 kW
Μπαταρία (Surrette 4KS25P)	48	365 kWh
Μετατροπέας	1	20 kW

6.3.1.2 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά στοιχείων συστήματος

6.3.1.2.1 Φωτοβολταϊκά

Στον ακόλουθο Πίνακα 6.5 παρουσιάζονται αναλυτικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά των ΦΒ πλαισίων που χρησιμοποιήθηκαν κατά τη διερεύνηση του υβριδικού συστήματος.

Πίνακας 6.5 Τεχνικά χαρακτηριστικά ΦΒ πλαισίων

Εξεταζόμενα μεγέθη:	0, 10, 20, 30, 40, 45, 50, 55, 60, 65, 70, 80 kW
Τύπος:	DC
Χρόνος ζωής:	20 έτη
Συντελεστής Απωλειών:	80%
Σύστημα παρακολούθησης ήλιου:	Χωρίς παρακολούθηση
Κλίση:	30°
Αζιμούθιο:	0°
Δείκτης διάχυτης ανακλαστικότητας του εδάφους ή albedo:	20%

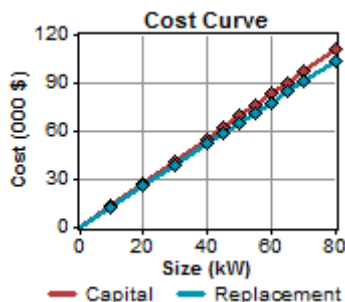
Στα εξεταζόμενα μεγέθη του Πίνακα 6.5 εισάγονται τα μεγέθη εκείνα των φωτοβολταϊκών πλαισίων που επιθυμούμε να διερευνηθούν από το HOMER κατά τη διαδικασία της βελτιστοποίησης. Με το τρόπο αυτό το HOMER κατά τη διαδικασία ανεύρεσης του βέλτιστου υβριδικού συστήματος ενέργειας λαμβάνει ιδιαιτέρως υπόψη δώδεκα περιπτώσεις: μια κατά την οποία το υβριδικό σύστημα δεν περιέχει καθόλου ΦΒ, μια κατά την οποία το υβριδικό σύστημα περιέχει ΦΒ ισχύος 10 kW, μία με ΦΒ ισχύος 20 kW κτλ. Το ανώτατο όριο ισχύος των ΦΒ πλαισίων τέθηκε ίσο με 80 kW.

Στο Πίνακα 6.6 παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη του ΦΒ πλαισίου.

Πίνακας 6.6 Κόστη ΦΒ πλαισίων

Μέγεθος (kW)	Αρχικό Κόστος (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)
1	1,390	1,300	0

Από το παραπάνω πίνακα με τα κόστη προκύπτει η γραμμική συνάρτηση κόστους και ισχύος, Σχήμα 6.6.



Σχήμα 6.6 Γραμμική συνάρτηση αρχικού κόστους, κόστους αντικατάστασης και ισχύος ΦΒ πλαισίων

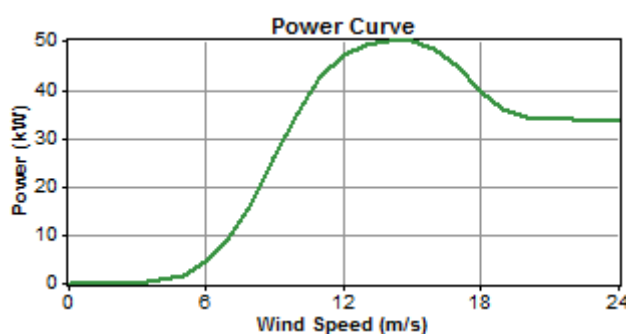
6.3.1.2.2 Ανεμογεννήτρια

Η ανεμογεννήτρια που χρησιμοποιήθηκε είναι οριζόντιου άξονα, τύπου GENERIC AC, ισχύος 50 kW με ύψος πλήμνης 42.7 m. Αναλυτικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά της συγκεκριμένης ΑΓ δίδονται στον Πίνακα 6.7.

Πίνακας 6.7 Τεχνικά χαρακτηριστικά ΑΓ

Τύπος:	Generic AC
Ισχύς:	50 kW
Εξεταζόμενες ποσότητες:	0, 1
Χρόνος ζωής:	20 έτη
Ύψος πλήμνης:	42.7 m

Στις εξεταζόμενες ποσότητες του Πίνακα 6.7 εισάγεται ο αριθμός των ΑΓ που επιθυμούμε να διερευνηθούν από το HOMER κατά τη διαδικασία της βελτιστοποίησης. Έτσι κατά τη διαδικασία ανεύρεσης του βέλτιστου υβριδικού συστήματος ενέργειας διερευνούνται δύο περιπτώσεις: μια κατά την οποία το υβριδικό σύστημα δεν περιέχει ΑΓ και μια κατά την οποία στο υβριδικό σύστημα υπάρχει μια ΑΓ ισχύος 50 kW. Για το συγκεκριμένο τύπο ανεμογεννήτριας, η καμπύλη ισχύος παρουσιάζεται στο ακόλουθο Σχήμα 6.7



Σχήμα 6.7 Καμπύλη ισχύος ΑΓ 50 kW

Στο Πίνακα 6.8 παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη της ΑΓ.

Πίνακας 6.8 Κόστη ΑΓ

Ποσότητα	Μέγεθος (kW)	Αρχικό Κόστος (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)
1	50	150,000	150,000	3,000

6.3.1.2.3 Ντηζελογεννήτρια

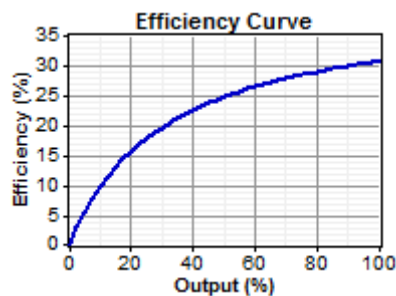
Στον Πίνακα 6.9 παρουσιάζονται αναλυτικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά της ντηζελογεννήτριας που χρησιμοποιήθηκε κατά τη διερεύνηση του υβριδικού συστήματος.

Πίνακας 6.9 Τεχνικά χαρακτηριστικά νηξελογεννήτριας

Εξεταζόμενα μεγέθη:	0, 10, 20, 30 kW
Τύπος:	AC
Διάρκεια ζωής (σε ώρες λειτουργίας):	15,000 hrs
Ελάχιστο ποσοστό παραγόμενης ισχύος:	30%
Καύσιμο:	Diesel
Τιμή καυσίμου:	1.5 €/L
Συντελεστής κατανάλωσης καυσίμου:	0.08 L/hr/kW
Κλίση καμπύλης καυσίμου:	0.25 L/hr/kW

Η νηξελογεννήτρια χρησιμοποιείται κυρίως επικουρικά, όπως θα δούμε και παρακάτω, για την κάλυψη της ζήτησης του φορτίου σε περιπτώσεις που αυτή δεν καθίσταται δυνατή μόνο από ΑΠΕ. Αυτό παρατηρείται τόσο σε περιόδους νηγεμίας όσο και σε περιόδους μη ηλιοφάνειας (όπως κατά τη διάρκεια της νύχτας) που η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ θεωρείται περιορισμένη.

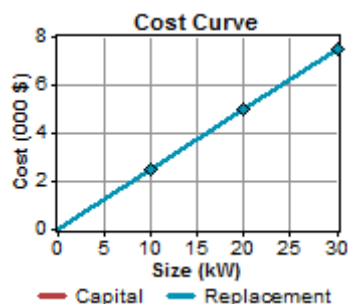
Η χαρακτηριστική καμπύλη απόδοσης της νηξελογεννήτριας παρουσιάζεται στο ακόλουθο Σχήμα 6.8.

**Σχήμα 6.8** Καμπύλη απόδοσης νηξελογεννήτριας

Στον ακόλουθο Πίνακα 6.10 παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη της νηξελογεννήτριας, ενώ στο Σχήμα 6.9 απεικονίζεται η γραμμική συνάρτηση του κόστους και του μεγέθους (ισχύος) της νηξελογεννήτριας.

Πίνακας 6.10 Κόστη νηξελογεννήτριας

Μέγεθος (kW)	Αρχικό Κόστος (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/hr)
1	250	250	0.010

**Σχήμα 6.9** Γραμμική συνάρτηση κόστους και μεγέθους νηξελογεννήτριας

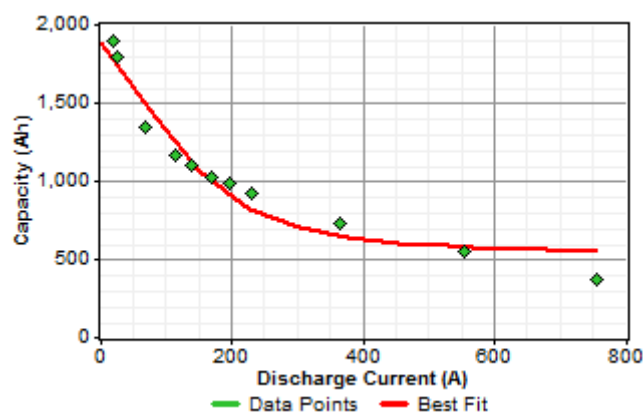
6.3.1.2.4 Μπαταρία

Ο τύπος μπαταρίας που χρησιμοποιήθηκε είναι ο Surrette 4KS25P. Στον Πίνακα 6.11 παρουσιάζονται αναλυτικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά της νηζελογεννήτριας που χρησιμοποιήθηκε κατά τη διερεύνηση του υβριδικού συστήματος.

Πίνακας 6.11 Τεχνικά χαρακτηριστικά μπαταρίας

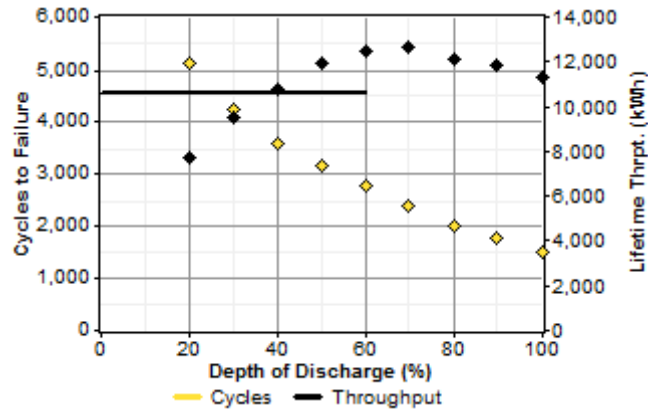
Τύπος:	Surrette 4KS25P DC
Εξεταζόμενα μεγέθη:	0, 12, 24, 36, 48, 60, 72, 84
Ονομαστική τάση μπαταρίας:	4 V
Μπαταρίες ανά συστοιχία:	12
Ονομαστική τάση συστοιχίας:	48 V
Ονομαστική χωρητικότητα:	1,900 Ah
Διάρκεια ζωής:	10,569 kWh
Απόδοση:	80%
Μέγιστη τιμή ρεύματος:	67.5 A
Μέγιστο βάθος εκφόρτισης:	40%

Η χωρητικότητα μιας μπαταρίας ορίζεται ως το ποσό ενέργειας που μπορεί να αντληθεί από αυτή ξεκινώντας από μια πλήρως φορτισμένη κατάσταση. Αλλά η ικανότητα μιας μπαταρίας εξαρτάται από το ρυθμό εκφόρτισης. Όσο πιο γρήγορη η εκφόρτιση, τόσο μικρότερη η ικανότητα. Μια καμπύλη χωρητικότητας δημιουργείται με τη μέτρηση της χωρητικότητας μιας μπαταρίας σε διαφορετικά σταθερά ρεύματα εκφόρτισης. Η καμπύλη χωρητικότητας του τύπου μπαταρίας που χρησιμοποιήθηκε παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.10.



Σχήμα 6.10 Καμπύλη χωρητικότητας

Σε μια δοκιμή διάρκειας ζωής, μια μπαταρία υποβάλλεται σε επαναλαμβανόμενους κανονικούς κύκλους κατά τη διάρκεια των οποίων η μπαταρία φορτίζεται και εκφορτίζεται. Σε κάθε κύκλο, η μπαταρία εκφορτίζεται κάτω από ένα ορισμένο βάθος του ποσοστού εκφόρτισης και κατόπιν φορτίζεται πάλι πλήρως. Η δοκιμή διάρκειας ζωής καθορίζει σε πόσους τέτοιους κύκλους η μπαταρία μπορεί να χρησιμοποιηθεί προτού να χρειαστεί αντικατάσταση. Οι κατασκευαστές εκτελούν μια σειρά τέτοιων δοκιμών στα διαφορετικά βάθη εκφόρτισης για να δημιουργήσουν την καμπύλη διάρκειας ζωής της μπαταρίας. Η καμπύλη διάρκειας ζωής της μπαταρίας που χρησιμοποιήθηκε παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.11.

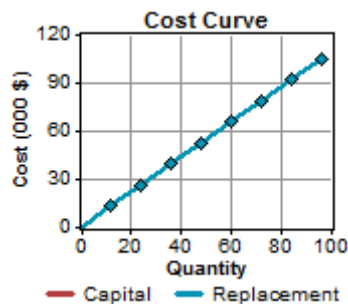


Σχήμα 6.11 Καμπύλη διάρκειας ζωής

Στον Πίνακα 6.12 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη της μπαταρίας, ενώ στο Σχήμα 6.12 απεικονίζεται η γραμμική συνάρτηση του κόστους και του αριθμού των μπαταριών.

Πίνακας 6.12 Κόστη μπαταρίας

Ποσότητα	Αρχικό Κόστος (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)
1	1,100	1,100	10



Σχήμα 6.12 Γραμμική συνάρτηση κόστους και αριθμού μπαταριών

6.3.1.2.5 Μετατροπέας

Στον Πίνακα 6.13 παρουσιάζονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά του μετατροπέα που χρησιμοποιήθηκε κατά τη διερεύνηση του υβριδικού συστήματος.

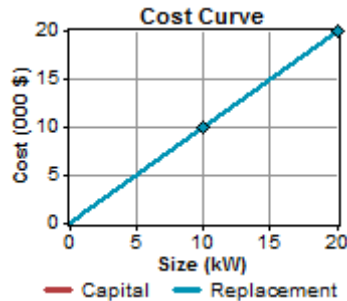
Πίνακας 6.13 Τεχνικά χαρακτηριστικά μετατροπέα

Εξεταζόμενα μεγέθη:	10, 20 kW
Διάρκεια ζωής:	15 yr
Απόδοση αντιστροφής:	90%
Απόδοση ανορθωτή:	85%

Στον Πίνακα 6.14 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη του μετατροπέα, ενώ στο Σχήμα 6.13 απεικονίζεται η γραμμική συνάρτηση του κόστους και του μεγέθους του μετατροπέα.

Πίνακας 6.14 Κόστη μετατροπέα

Μέγεθος (kW)	Αρχικό Κόστος (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)
1	1,000	1,000	10



Σχήμα 6.13 Γραφική συνάρτηση κόστους και μεγέθους μετατροπέα

6.3.1.3 Οικονομικά δεδομένα συστήματος

Το ετήσιο πραγματικό επιτόκιο που αποτελεί δεδομένο εισαγωγής στο HOMER είναι το ποσοστό έκπτωσης που χρησιμοποιείται για να εξισωθούν τα εφάπαξ κόστη με τα ετήσια κόστη. Η τιμή του στη παρούσα διατριβή λαμβάνεται ίση με 6 %. Ένα άλλο σημαντικό στοιχείο που λαμβάνεται επίσης υπόψη είναι ο χρόνος ζωής του έργου. Στη παρούσα διατριβή ο χρόνος αυτός τέθηκε ίσος με 20 έτη [58].

6.3.1.4 Περιορισμοί

Στον Πίνακα 6.15 παρουσιάζονται οι περιορισμοί που τέθηκαν κατά τη μοντελοποίηση του υβριδικού συστήματος.

Πίνακας 6.15 Περιορισμοί υβριδικού συστήματος

Ανώτατο όριο ενέργειας που δεν καλύπτεται ετησίως:	0%
Ελάχιστη τιμή ποσοστού παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ:	0%
Ποσοστό λειτουργικής εφεδρείας για κάλυψη του ωριαίου φορτίου:	10%
Ποσοστό λειτουργικής εφεδρείας για κάλυψη της ενέργειας από ΦΒ:	25%
Ποσοστό λειτουργικής εφεδρείας για κάλυψη της ενέργειας από ΑΓ:	50%

Στο ποσοστό λειτουργικής εφεδρείας για κάλυψη του ωριαίου φορτίου μια τιμή 10% σημαίνει πως το σύστημα θα πρέπει να διατηρήσει ενέργεια από τη χωρητικότητα του ώστε να υποστηρίξει μια ξαφνική αύξηση του φορτίου κατά 10%.

Στο ποσοστό λειτουργικής εφεδρείας για κάλυψη της ενέργειας από ΑΓ η τιμή 50% σημαίνει πως το σύστημα θα πρέπει να είναι έτοιμο να παρέχει ενέργεια από τη χωρητικότητά του ακόμα και σε περίπτωση που η ενέργεια που παράγεται από την ανεμογεννήτρια μειωθεί κατά 50%. Αντίστοιχα το ποσοστό αυτό για την παραγωγή ενέργειας από ΦΒ έχει τεθεί 25%.

6.3.1.5 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Αφού εισαχθούν τα παραπάνω δεδομένα, το HOMER αρχίζει τη διαδικασία προσομοίωσης, χρησιμοποιώντας όλους τους ενεργειακούς υπολογισμούς για κάθε μια από τις 8.760 ώρες του έτους. Με τη βοήθεια αυτών των ενεργειακών

υπολογισμών επιχειρείται να δημιουργηθούν όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί συστημάτων ενέργειας. Στη συνέχεια το HOMER κατά τη διάρκεια της βελτιστοποίησης παραθέτει ένα κατάλογο όλων των αποδεκτών συστημάτων ταξινομημένων σύμφωνα με το καθαρό παρόν κόστος. Το υβριδικό σύστημα με το μικρότερο καθαρό παρόν κόστος είναι το βέλτιστο.

Πίνακας 6.16 Χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_1

Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλωσ η Καυσίμου (L)	Ώρες λειτουργίας νηζελογεν. (hrs)
ΑΓ 50 kW, ΦΒ 45 kW, Νηζελογεν 20kW, 48 Μπατ, Μετ 20 kW	290,350	10,622	412,182	0.334	3,109	630

Στο Πίνακα 6.16 παρουσιάζεται το βέλτιστο υβριδικό σύστημα ενέργειας το οποίο αποτελεί αποτέλεσμα βελτιστοποίησης της σχεδίασης στο HOMER. Από τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης σαν καλύτερο κρίνεται ένα σύστημα που περιέχει μία ΑΓ 50 kW, ΦΒ 45 kW, νηζελογεννήτρια 20 kW, 48 μπαταρίες και ένα μετατροπέα 20 kW.

Όσον αφορά τα κόστη, το αρχικό κόστος εγκατάστασης είναι 290350 €, το ετήσιο κόστος λειτουργίας είναι 10622 €, το καθαρό παρόν κόστος 412182 € και το κόστος ενέργειας είναι 0.334 €/kWh. Επίσης, η κατανάλωση της νηζελογεννήτριας είναι 3109 L ετησίως ενώ λειτουργεί μόλις 630 ώρες ανά έτος. Ο μικρός χρόνος χρήσης της νηζελογεννήτριας οφείλεται κυρίως στο μεγάλο κόστος του καυσίμου της (πετρελαίου diesel) συγκριτικά με το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες που χρησιμοποιούν ΑΠΕ.

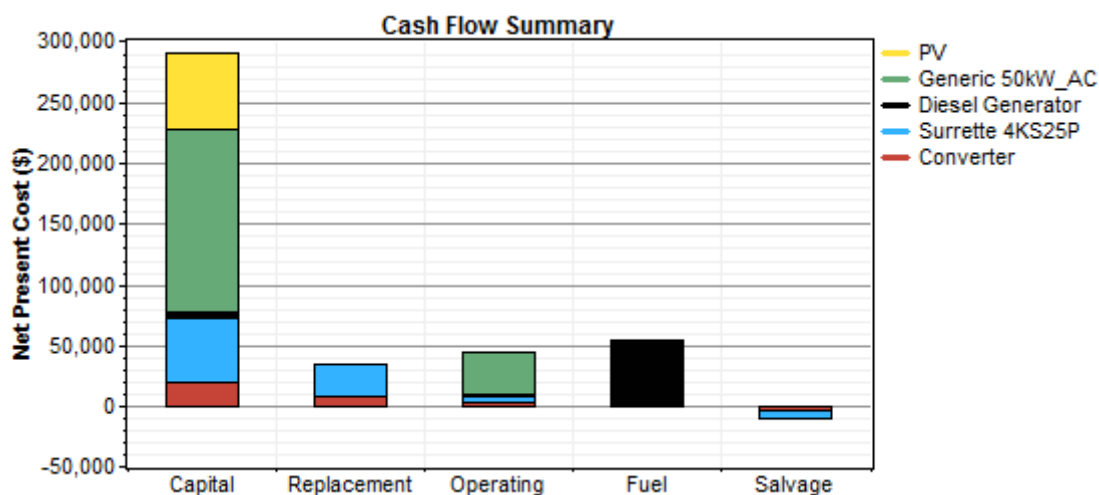
Από τα τεχνικά χαρακτηριστικά της νηζελογεννήτριας (Πίνακας 6.9) γνωρίζουμε ότι η διάρκεια ζωής της είναι 15000 ώρες λειτουργίας. Συμπεραίνουμε λοιπόν ότι η διάρκεια λειτουργίας της, σε έτη, είναι $L_{DSL} = \frac{15000 \text{ hr}}{630 \text{ hr/yr}} = 23.8 \text{ yr}$, άρα δεν θα χρειαστεί αντικατάσταση καθόλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης.

6.3.1.5.1 Οικονομικά αποτελέσματα

Στο συγκεντρωτικό Πίνακα 6.17 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα οικονομικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου ΥΣΗΕ και αναλυτικότερα πως προκύπτει το Καθαρό Παρόν Κόστος, που αποτελεί βασικό κριτήριο κατάταξης των υβριδικών συστημάτων στο HOMER. Επίσης στο Σχήμα 6.14 παρουσιάζονται οι συνολικές χρηματοροές του βέλτιστου ΥΣΗΕ.

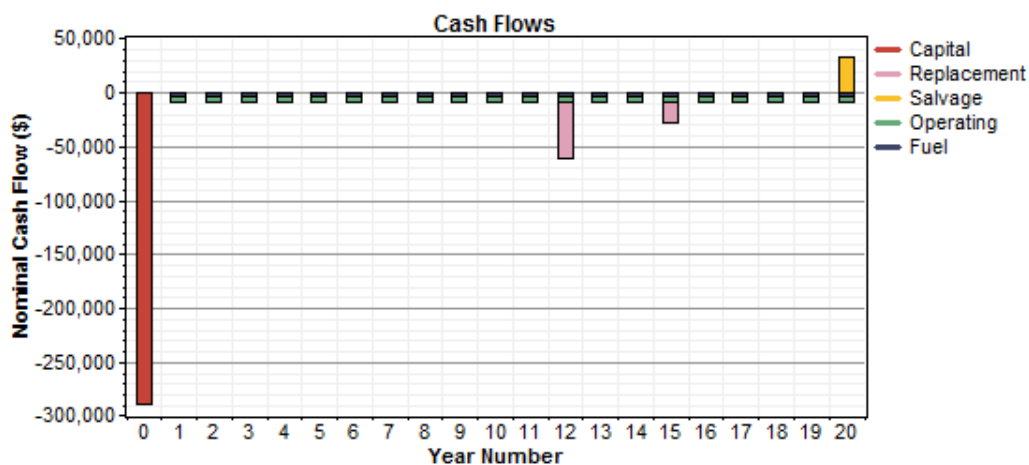
Πίνακας 6.17 Οικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_1

Μέρη Συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	Κόστος Καυσίμου (€)	Σύνολο (€)
ΦΒ 45 kW	62,550	0	0	0	62,550
ΑΓ 50kW	150,000	0	34,410	0	184,410
Νηζελογεννήτρια 20 kW	5,000	0	1,445	53,486	59,682
Μπαταρίες 48	52,800	26,240	5,506	0	79,058
Μετατροπέας 20 kW	20,000	8,345	2,294	0	26,482
Σύστημα συνολικά	290,350	34,585	43,655	53,486	412,182

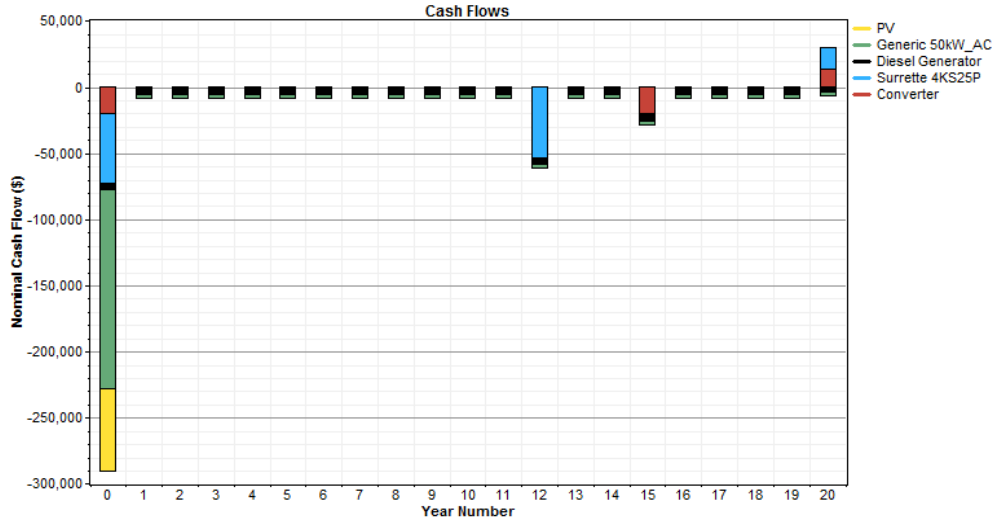


Σχήμα 6.14 Συνολικές χρηματοροές ΥΣΗΕ_1

Στα γραφήματα που ακολουθούν απεικονίζονται οι ετήσιες χρηματοροές του βέλτιστου ΥΣΗΕ ανά τύπο κόστους και ανά τύπο στοιχείου αντίστοιχα.



Σχήμα 6.15α Ετήσιες χρηματοροές ΥΣΗΕ_1 ανά τύπο κόστους



Σχήμα 6.15β Ετήσιες χρηματοροές στοιχείων ΥΣΗΕ_1

Σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των επιμέρους συστατικών του ΥΣΗΕ προκύπτει ότι κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης θα πρέπει να υπάρξει αντικατάσταση των μπαταριών μετά από 12 έτη αλλά και του μετατροπέα μετά από 15 έτη, με το αντίστοιχο κόστος. Το συνολικό κόστος εξοικονόμησης αποτελείται από το άθροισμα των επιμέρους τιμών κάθε συστατικού του ΥΣΗΕ στο τέλος του έργου:

- Συσσωρευτές (Surrrette 4KS25P):

$$R_{rep,bat} = R_{bat} \cdot INT\left(\frac{R_{proj}}{R_{bat}}\right) = 12 \cdot INT\left(\frac{20}{12}\right) = 12$$

$$R_{rem,bat} = R_{bat} - (R_{proj} - R_{rep,bat}) = 12 - (20 - 12) = 4$$

$$S_{bat} = C_{rep,bat} \cdot \frac{R_{rem,bat}}{R_{bat}} = (48 \cdot 1100) \cdot \frac{4}{12} = 17424 \text{ €}$$

- Μετατροπέας:

$$S_{conv} = C_{rep,conv} \cdot \frac{R_{rem,conv}}{R_{conv}} = (20 \cdot 1000) \cdot \frac{10}{15} = 13400 \text{ €}$$

- Ντηζελογεννήτρια:

$$S_{dsl} = C_{rep,dsl} \cdot \frac{R_{rem,dsl}}{R_{dsl}} = (20 \cdot 250) \cdot \frac{3.8}{23.8} = 800 \text{ €}$$

Επομένως, το συνολικό κόστος εξοικονόμησης του ΥΣΗΕ στο τέλος του έργου, δηλαδή μετά από 20 έτη, είναι 31624 €. Θα πρέπει να επισημανθεί ότι τόσο το κόστος εξοικονόμησης των ΦΒ όσο και της ΑΓ είναι μηδέν, καθώς η διάρκεια ζωής των συγκεκριμένων συστατικών τέθηκε ίση με 20 έτη, όσο δηλαδή είναι και ο χρόνος ζωής του έργου.

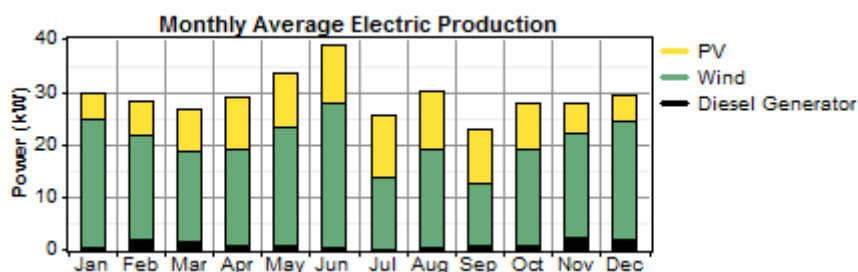
6.3.1.5.2 Ενεργειακά αποτελέσματα

Η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να καλυφθούν οι ανάγκες της περιοχής είναι 107675 kWh ετησίως. Η συνολική ετήσια παραγωγή του ΥΣΗΕ αλλά και των επιμέρους στοιχείων του παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 6.18.

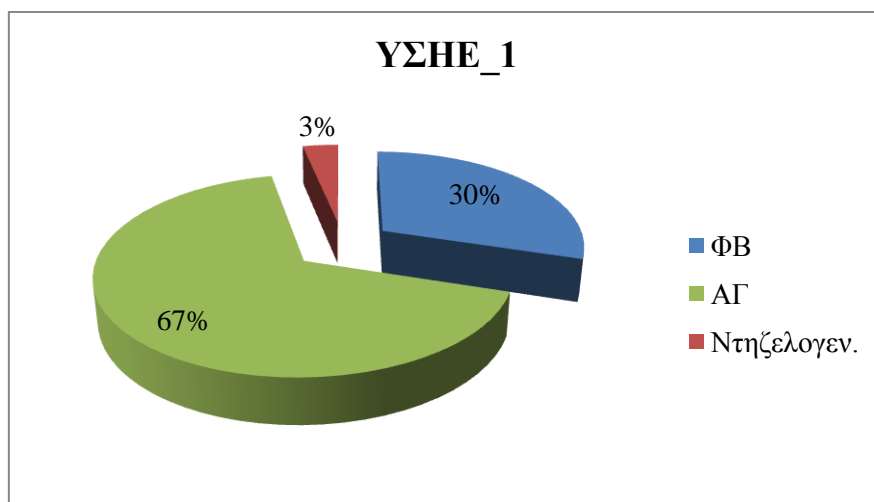
Πίνακας 6.18 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_1

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΦΒ	76,166	30%
ΑΓ	170,822	67%
Ντηζελογεννήτρια	8,403	3%
Σύνολο	255,391	100%

Η συνολική μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του ΥΣΗΕ_1 αλλά και το ποσοστό συμμετοχής των επιμέρους στοιχείων του απεικονίζονται στο Σχήμα 6.16α και β αντίστοιχα.



Σχήμα 6.16α Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και συμβολή κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_1



Σχήμα 6.16β Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_1

Όπως παρατηρείται στο Πίνακα 6.18 η συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια υπερκαλύπτει την αντίστοιχη ζήτηση ετησίως, γεγονός που οδηγεί σε περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας που παραμένει αναξιοποίητη. Ένας σημαντικός, λοιπόν, παράγοντας αξιολόγησης των υβριδικών συστημάτων είναι αυτή η «χαμένη» ηλεκτρική ενέργεια. Κυρίως παρατηρείται σε απομονωμένα ΥΣΗΕ των οποίων η ικανότητα των αποθηκευτικών τους μέσων είναι περιορισμένη είτε για οικονομικούς

λόγους είτε για λόγους χώρου. Στο συγκεκριμένο ΥΣΗΕ η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας είναι της τάξης των 136806 kWh ετησίως, άρα το 53.6% της ενέργειας που παράγεται παραμένει ανεκμετάλλευτο.

6.3.1.5.3 Εκπομπές

Στον Πίνακα 6.19 που ακολουθεί παρουσιάζονται οι ετήσιες εκπομπές αερίων που συμβάλλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ.

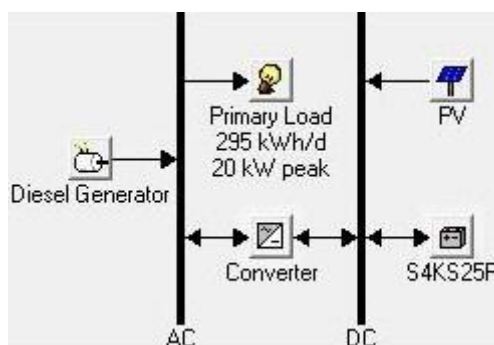
Πίνακας 6.19 Ετήσιες εκπομπές ΥΣΗΕ 1

Ρύποι	Εκπομπές (kg/yr)
Διοξείδιο του Άνθρακα	8,186
Μονοξείδιο του Άνθρακα	20.2
Άκαυστοι υδρογονάνθρακες	2.24
Αιωρούμενα σωματίδια	1.52
Διοξείδιο του Θείου	16.4
Οξείδια του Αζώτου	180

6.3.2 ΣΕΝΑΡΙΟ 2 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_2α): ΦΒ, Μπαταρίες, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια

Η περίπτωση αυτή αποτελεί παραλλαγή του απομονωμένου ΥΣΗΕ_1 του σεναρίου 1, χωρίς όμως την ύπαρξη ΑΓ. Μοναδική τεχνολογία ΑΠΕ αποτελούν τα ΦΒ, ενώ η ντηζελογεννήτρια λειτουργεί κυρίως επικουρικά για τη κάλυψη της ηλεκτρικής ζήτησης του φορτίου της περιοχής. Συγκεκριμένα, τόσο τα τεchnοοικονομικά χαρακτηριστικά των επιμέρους συστατικών του ΥΣΗΕ_2α όσο και τα δεδομένα ζήτησης του φορτίου αλλά και τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής παραμένουν ίδια.

Το νέο ΥΣΗΕ_2α διαμορφώνεται σύμφωνα με το Σχήμα 6.17.



Σχήμα 6.17 Γραφική απεικόνιση ΥΣΗΕ_2α

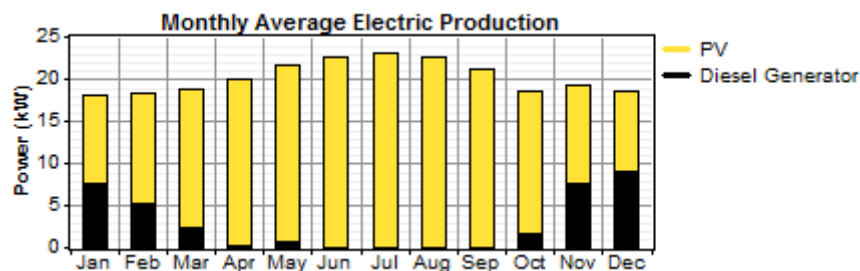
6.3.2.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Το βέλτιστο ΥΣΗΕ_2α που προκύπτει περιέχει ΦΒ 90 kW, ντηζελογεννήτρια 20 kW, 84 μπαταρίες και μετατροπέα 20 kW. Τα τεchnοοικονομικά χαρακτηριστικά του παρουσιάζονται στο Πίνακα 6.20.

Πίνακας 6.20 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α

Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλωση Καυσίμου (L)	Ώρες λειτουργίας νηζελογεν. (hrs)
ΦΒ 90 kW, Νηζελογεν 20kW, 84 Μπατ, Μετ 20 kW	242,500	18,186	451,097	0.365	8,717	1,491

Όπως παρατηρείται συγκριτικά με τον Πίνακα 6.16 του σεναρίου 1 το αρχικό κόστος της επένδυσης είναι αρκετά μικρότερο, ελλείπει ΑΓ, όμως τόσο το καθαρό παρόν κόστος όσο και το κόστος ενέργειας, που αποτελούν βασικά κριτήρια αξιολόγησης των ΥΣΗΕ, είναι μεγαλύτερα. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αυξημένη χρησιμοποίηση της νηζελογεννήτριας για κάλυψη της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας σε περιπτώσεις που αυτή δεν καλύπτεται από τα ΦΒ, όπως απεικονίζεται και στο Σχήμα 6.18 που ακολουθεί.

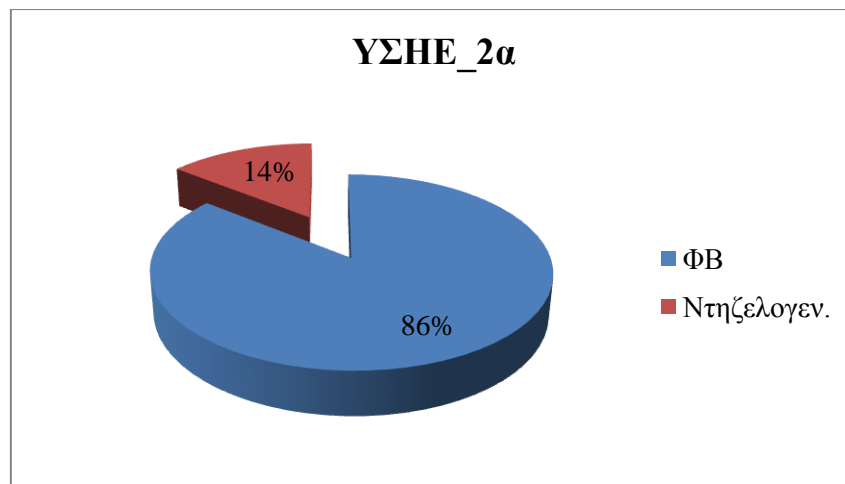
**Σχήμα 6.18** Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_2α

Η συνολική ετήσια παραγωγή του ΥΣΗΕ_2α αλλά και η συμμετοχή των επιμέρους στοιχείων του παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 6.21.

Πίνακας 6.21 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_2α

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΦΒ	152,332	86%
Νηζελογεννήτρια	25,327	14%
Σύνολο	177,659	100%

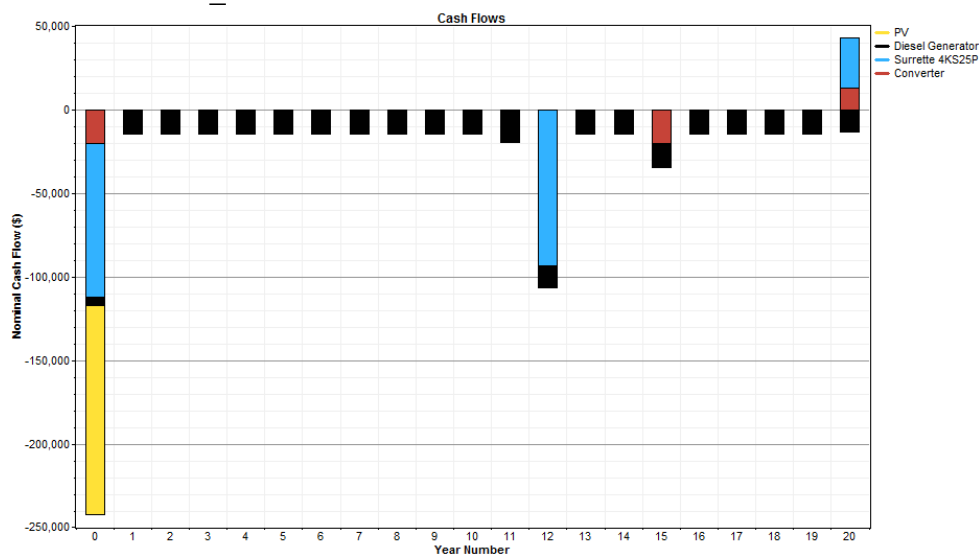
Επίσης, το ποσοστό συμβολής της κάθε μονάδας παραγωγής του Πίνακα 6.21 παρουσιάζεται και διαγραμματικά στο ακόλουθο Σχήμα 6.19.



Σχήμα 6.19 Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδας παραγωγής του ΥΣΗΕ_2α

Στο παρόν σύστημα η περίσσεια ενέργεια είναι 46397 kWh ετησίως, άρα το 26.1% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει αναξιοποίητο.

Στο γράφημα που ακολουθεί απεικονίζονται οι ετήσιες χρηματοροές ανά συστατικό του βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α.



Σχήμα 6.20 Ετήσιες χρηματοροές συστατικών ΥΣΗΕ_2α

Σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών και του μετατροπέα θα πρέπει να υπάρξει αντικατάστασή τους μετά από 12 και 15 έτη αντίστοιχα, με το ανάλογο κόστος. Επίσης, η ντηζελογεννήτρια λειτουργεί 1491 ώρες ανά έτος, γεγονός που σημαίνει ότι θα πρέπει να αντικατασταθεί μετά από 11 έτη, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.20.

Οι ετήσιες εκπομπές των αερίων που συμβάλλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_2α παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.22 που ακολουθεί.

Πίνακας 6.22 Ετήσιες εκπομπές ΥΣΗΕ_2α

Ρύποι	Εκπομπές (kg/yr)
Διοξείδιο του Άνθρακα	22,955
Μονοξείδιο του Άνθρακα	56.7
Άκαυστοι υδρογονάνθρακες	6.28
Σωματίδια	4.27
Διοξείδιο του Θείου	46.1
Οξείδια του Αζώτου	506

Οι ετήσιες εκπομπές των αερίων που συμβάλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_2α παρουσιάζονται αρκετά αυξημένες συγκριτικά με τις ετήσιες εκπομπές του ΥΣΗΕ_1 του προηγούμενου σεναρίου (Πίνακας 6.19), εφόσον υπάρχει ευρύτερη χρήση της νηζελογεννήτριας.

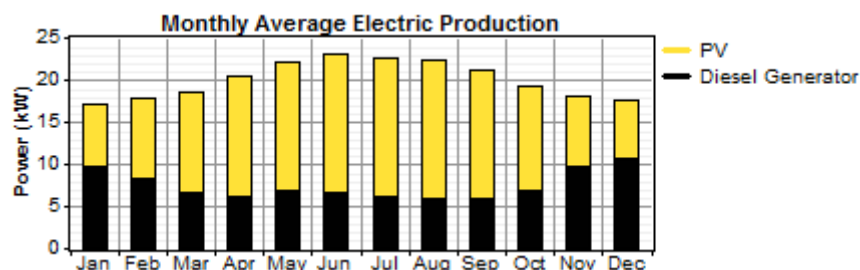
6.3.3 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_2β): ΦΒ, Μετατροπέας, Νηζελογεννήτρια

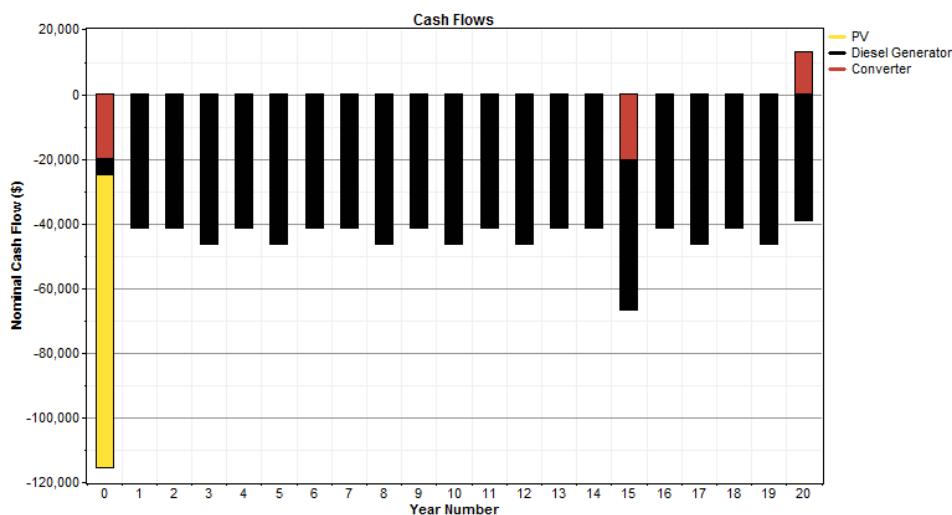
Η περαιτέρω μείωση του αρχικού κόστους επένδυσης οδήγησε στην εξέταση ενός ΥΣΗΕ χωρίς αποθηκευτικά μέσα, στη συγκεκριμένη περίπτωση χωρίς μπαταρίες. Τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης ενός τέτοιου υβριδικού συστήματος παρουσιάζονται στο Πίνακα 6.23.

Πίνακας 6.23 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β

Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλωση Καυσίμου (L)	Ώρες λειτουργ. νηζελογεν. (hrs)
ΦΒ 65 kW, Νηζελογεν 20kW, Μετ 20 kW	115,350	43,822	617,981	0.500	26,702	6,413

Συγκριτικά με τον Πίνακα 6.20 του ΥΣΗΕ_2α το αρχικό κόστος της επένδυσης είναι αρκετά μικρότερο, όμως το ετήσιο κόστος λειτουργίας του, το καθαρό παρόν κόστος αλλά και το κόστος ενέργειας παρουσιάζουν μεγάλη αύξηση. Αυτό οφείλεται κυρίως στην ευρύτερη χρησιμοποίηση της νηζελογεννήτριας γεγονός που οδηγεί σε αντικατάστασή της περίπου κάθε 2.5 χρόνια (Σχήματα 6.21 και 6.22).

**Σχήμα 6.21** Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_2β



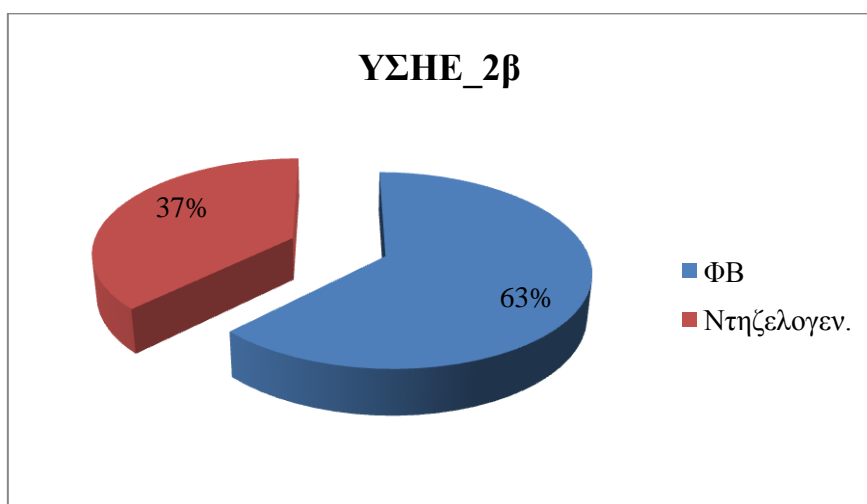
Σχήμα 6.22 Ετήσιες χρηματοροές συστατικών ΥΣΗΕ_2β

Η συνολική ετήσια παραγωγή του ΥΣΗΕ_2β αλλά και των επιμέρους στοιχείων του παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 6.24.

Πίνακας 6.24 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_2β

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΦΒ	110,018	63%
Ντηζελογεννήτρια	65,766	37%
Σύνολο	177,659	100%

Επίσης, το ποσοστό συμβολής της κάθε μονάδας παραγωγής του Πίνακα 6.24 παρουσιάζεται και διαγραμματικά στο ακόλουθο Σχήμα 6.23.



Σχήμα 6.23 Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_2β

Στο παρόν σύστημα η περίσσεια ενέργειας είναι 63452 kWh ετησίως, άρα το 36.1% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει αναξιοποίητο. Η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας στο υβριδικό σύστημα αυτό παρουσιάζεται εμφανώς

μεγαλύτερη συγκριτικά με το ΥΣΗΕ_2α του προηγούμενου σεναρίου. Αυτό οφείλεται κυρίως στην έλλειψη αποθηκευτικών μέσων του συστήματος αυτού.

Όπως είναι αναμενόμενο, οι ετήσιες εκπομπές των αερίων που συμβάλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_2β παρουσιάζουν περαιτέρω αύξηση συγκριτικά με το ΥΣΗΕ_2α του προηγούμενου σεναρίου (Πίνακας 6.22), εφόσον υπάρχει αυξημένη χρήση της νηξελογεννήτριας. Τα στοιχεία των ετήσιων ρυπογόνων εκπομπών του συγκεκριμένου υβριδικού συστήματος παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.25 που ακολουθεί.

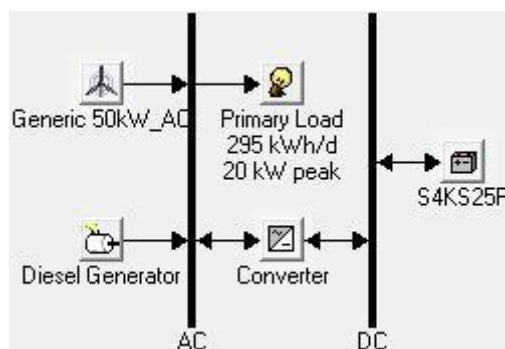
Πίνακας 6.25 Ετήσιες εκπομπές ΥΣΗΕ_2β

Ρύποι	Εκπομπές (kg/yr)
Διοξείδιο του Άνθρακα	70,315
Μονοξείδιο του Άνθρακα	174
Άκαυστοι υδρογονάνθρακες	19.2
Αιωρούμενα σωματίδια	13.1
Διοξείδιο του Θείου	141
Οξείδια του Αζώτου	1,549

6.3.4 ΣΕΝΑΡΙΟ 3 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_3α): ΑΓ, Μπαταρίες, Μετατροπέας, Νηξελογεννήτρια

Η περίπτωση αυτή αποτελεί επίσης παραλλαγή του απομονωμένου ΥΣΗΕ_1 του σεναρίου 1, χωρίς όμως την ύπαρξη ΦΒ. Μοναδική τεχνολογία ΑΠΕ αποτελεί η ΑΓ, ενώ η νηξελογεννήτρια, και στη περίπτωση αυτή, λειτουργεί επικουρικά για τη κάλυψη της ηλεκτρικής ζήτησης του φορτίου της περιοχής. Τόσο τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των επιμέρους συστατικών του νέου ΥΣΗΕ όσο και τα δεδομένα ζήτησης του φορτίου αλλά και τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής παραμένουν ίδια.

Το ΥΣΗΕ_3α της περίπτωσης αυτής απεικονίζεται στο Σχήμα 6.24.



Σχήμα 6.24 Γραφική απεικόνιση ΥΣΗΕ_3α

6.3.4.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Το βέλτιστο ΥΣΗΕ_3α που προκύπτει περιέχει ΑΓ 50 kW, νηξελογεννήτρια 20 kW, 36 μπαταρίες και μετατροπέα 15 kW. Τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά του

ΥΣΗΕ_3α και η σύγκρισή του με το ΥΣΗΕ_1 και ΥΣΗΕ_2α παρουσιάζονται στο Πίνακα 6.26.

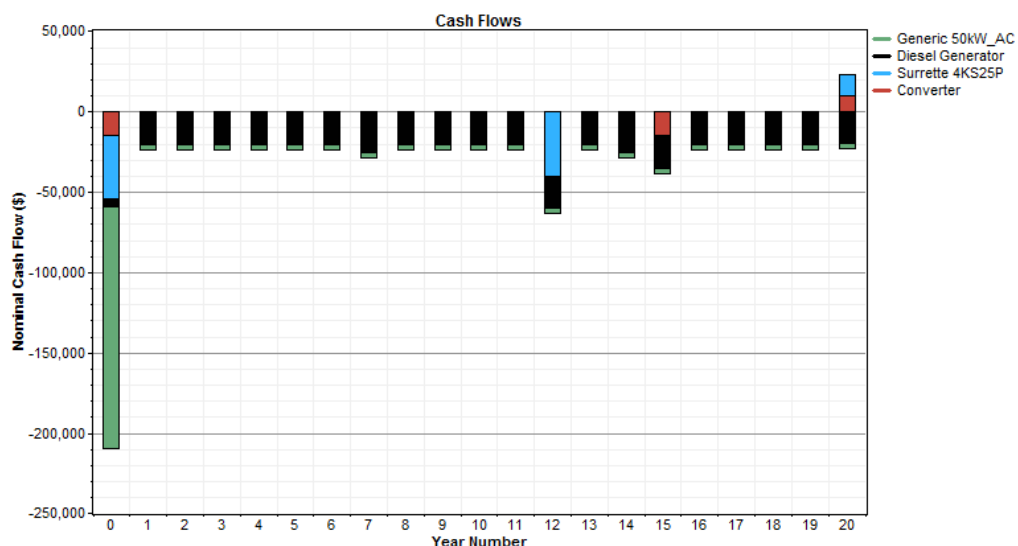
Πίνακας 6.26 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_3α και σύγκριση με ΥΣΗΕ_1 και 2α

Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλωση Καυσίμου (L)	Ώρες λειτουργίας νηξελογεν. (hrs)
ΑΓ 50 kW, Νηξελογεν 20kW, 36 Μπατ, Μετ 15 kW	209,600	25,816	505,706	0.409	13,164	2,216
[ΥΣΗΕ_1]	290,350	10,622	412,182	0.334	3,109	630
[ΥΣΗΕ_2α]	242,500	18,186	451,097	0.365	8,717	1,491

Συγκριτικά με το ΥΣΗΕ_1 και ΥΣΗΕ_2α το καθαρό παρόν κόστος αλλά και το κόστος ενέργειας παρουσιάζουν μεγάλη αύξηση. Το γεγονός αυτό οφείλεται κυρίως στην αυξημένη χρησιμοποίηση της νηξελογεννήτριας, όπως φανερώνει και η μεγάλη η κατανάλωση καυσίμου, για τη κάλυψη της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας σε περιπτώσεις που αυτή δεν καλύπτεται από την ΑΓ.

6.3.4.1.1 Οικονομικά αποτελέσματα

Στο Σχήμα 6.25 που ακολουθεί απεικονίζονται οι ετήσιες χρηματοροές ανά συστατικό του βέλτιστου ΥΣΗΕ_3α.



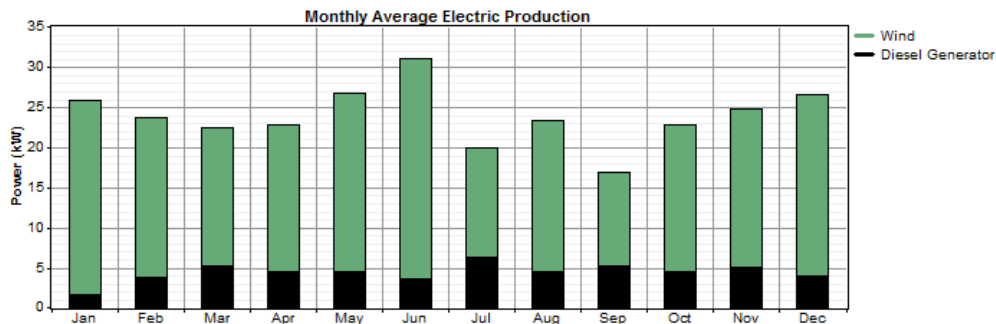
Σχήμα 6.25 Ετήσιες χρηματοροές συστατικών ΥΣΗΕ_3α

Σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών και του μετατροπέα θα πρέπει να υπάρξει αντικατάστασή τους μετά από 12 και 15 έτη αντίστοιχα, με το ανάλογο κόστος. Επίσης, η νηξελογεννήτρια λειτουργεί 2216 ώρες ανά έτος, γεγονός

που σημαίνει ότι θα πρέπει να υπάρχει αντικατάστασή της κάθε 7 χρόνια, όπως απεικονίζεται και στο Σχήμα 6.25.

6.3.4.1.2 Ενεργειακά αποτελέσματα

Η μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του ΥΣΗΕ_3α παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.26.



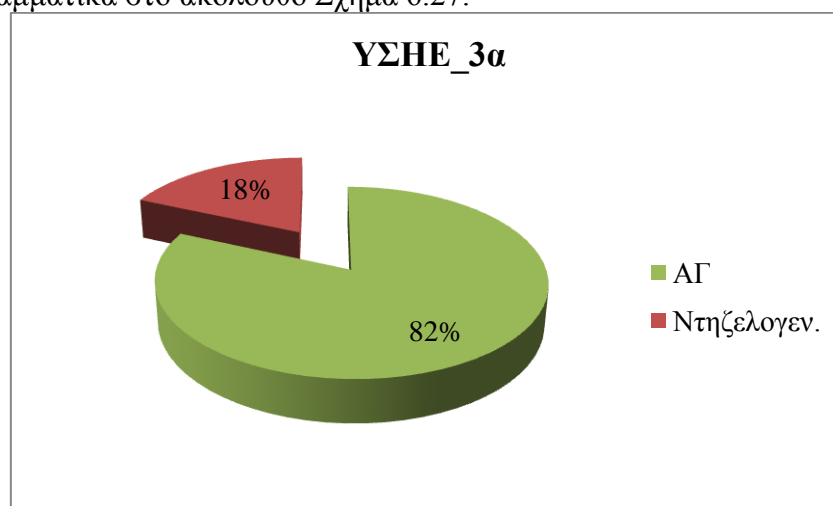
Σχήμα 6.26 Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_3α

Η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του ΥΣΗΕ_3α αλλά και των επιμέρους στοιχείων του παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 6.27.

Πίνακας 6.27 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_3α

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΑΓ	170,822	82%
Ντηζελογενήτρια	38,474	18%
Σύνολο	209,296	100%

Το ποσοστό συμβολής της κάθε μονάδας παραγωγής του Πίνακα 6.27 παρουσιάζεται και διαγραμματικά στο ακόλουθο Σχήμα 6.27.



Σχήμα 6.27 Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδας παραγωγής του ΥΣΗΕ_3α

Η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας στο παρόν σύστημα είναι 90185 kWh ετησίως, άρα το 43.1% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει αναξιοποίητο.

6.3.4.1.3 Εκπομπές

Οι ετήσιες εκπομπές των αερίων που συμβάλλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_3α παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.28 που ακολουθεί.

Πίνακας 6.28 Ετήσιες εκπομπές ΥΣΗΕ_3α

Ρύποι	Εκπομπές (kg/yr)
Διοξείδιο του Άνθρακα	34,665
Μονοξείδιο του Άνθρακα	85.6
Άκαυστοι υδρογονάνθρακες	9.48
Αιωρούμενα σωματίδια	6.45
Διοξείδιο του Θείου	69.6
Οξείδια του Αζώτου	764

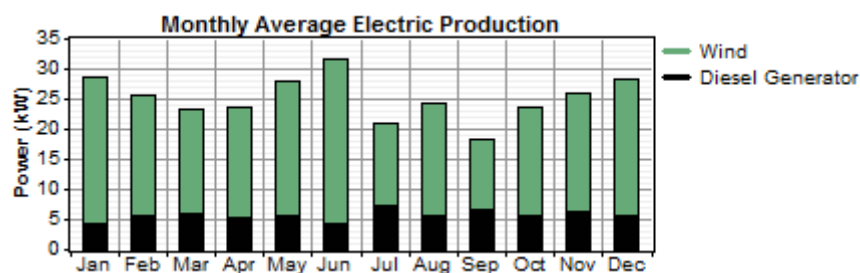
6.3.5 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_3β): ΑΓ, Ντηζελογεννήτρια

Όπως και παραπάνω, για λόγους περαιτέρω μείωσης του αρχικού κόστους της επένδυσης εξετάστηκε το ΥΣΗΕ_3α του προηγούμενου σεναρίου χωρίς τη χρήση μπαταριών. Επίσης η χρησιμοποίηση μετατροπέα δεν κρίνεται απαραίτητη καθώς στη συγκεκριμένη περίπτωση δεν υπάρχει φορτίο DC. Τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης του συγκεκριμένου υβριδικού συστήματος παρουσιάζονται στο Πίνακα 6.29.

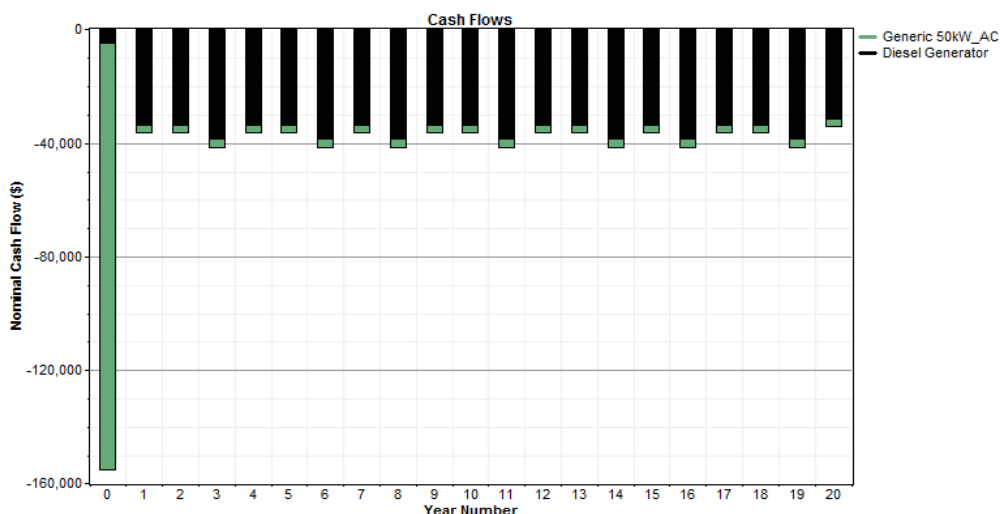
Πίνακας 6.29 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_3β

Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλωση Καυσίμου (L)	Ώρες λειτουργίας ντηζελογεν. (hrs)
ΑΓ 50 kW, Ντηζελογεν 20kW	155,000	38,238	593,583	0.481	21,624	5,672

Συγκριτικά με τον Πίνακα 6.26 του ΥΣΗΕ_3α το αρχικό κόστος της επένδυσης είναι αρκετά μικρότερο, όμως το ετήσιο κόστος λειτουργίας του, το καθαρό παρόν κόστος αλλά και το κόστος ενέργειας παρουσιάζουν μεγάλη αύξηση. Αυτό οφείλεται κυρίως στην ευρύτερη χρησιμοποίηση της ντηζελογεννήτριας για κάλυψη της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας της περιοχής σε περιπτώσεις που αυτή δεν καλύπτεται από την ΑΓ, γεγονός που οδηγεί σε αντικατάστασή της περίπου κάθε 2.5 χρόνια (Σχήματα 6.28 και 6.29).



Σχήμα 6.28 Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_3β



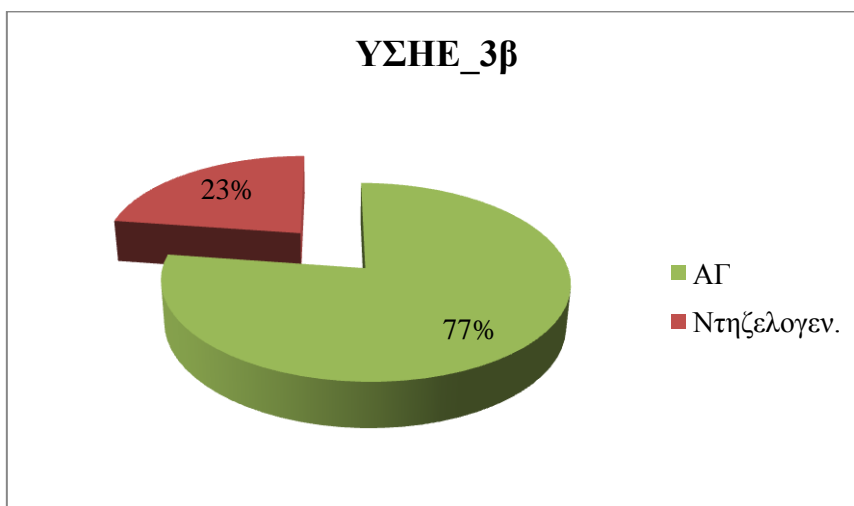
Σχήμα 6.29 Ετήσιες χρηματοροές ανά συστατικό του ΥΣΗΕ_3β

Η συνολική ετήσια παραγωγή του ΥΣΗΕ_3β αλλά και των επιμέρους στοιχείων του παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 6.30.

Πίνακας 6.30 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_3β

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΑΓ	170,822	77%
Ντηζελογεννήτρια	50,197	23%
Σύνολο	221,019	100%

Το ποσοστό συμβολής της κάθε μονάδας παραγωγής του Πίνακα 6.30 παρουσιάζεται και διαγραμματικά στο ακόλουθο Σχήμα 6.30.



Σχήμα 6.30 Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_3β

Στο παρόν σύστημα η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας είναι 113344 kWh ετησίως, άρα το 51.3% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει αναξιοποίητο. Η

περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας στο υβριδικό σύστημα αυτό παρουσιάζεται εμφανώς μεγαλύτερη συγκριτικά με το ΥΣΗΕ_3α του προηγούμενου σεναρίου.

Εκπομπές

Όπως είναι αναμενόμενο, οι ετήσιες εκπομπές των αερίων που συμβάλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_3β παρουσιάζουν περαιτέρω αύξηση συγκριτικά με το ΥΣΗΕ_3α του προηγούμενου σεναρίου (Πίνακας 6.28), εφόσον υπάρχει αυξημένη χρήση της νηξελογεννήτριας. Τα στοιχεία των ετήσιων ρυπογόνων εκπομπών του συγκεκριμένου υβριδικού συστήματος παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.31 που ακολουθεί.

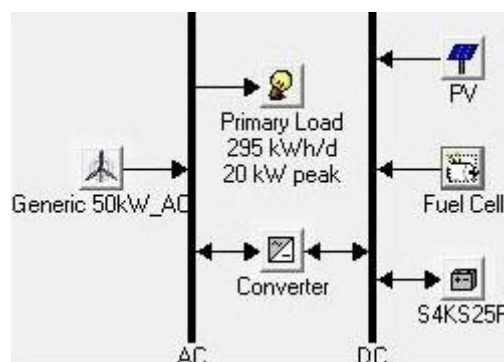
Πίνακας 6.31 Ετήσιες εκπομπές ΥΣΗΕ_3β

Ρύποι	Εκπομπές (kg/yr)
Διοξείδιο του Άνθρακα	56,943
Μονοξείδιο του Άνθρακα	141
Άκαυστοι υδρογονάνθρακες	15.6
Αιωρούμενα σωματίδια	10.6
Διοξείδιο του Θείου	114
Οξείδια του Αζώτου	1,254

6.3.6 ΣΕΝΑΡΙΟ 4 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_4): ΑΓ, ΦΒ, Μπαταρίες, Μετατροπέας, Γεννήτρια Κυψέλης Καυσίμου

Στο παρόν σύστημα, που αποτελεί παραλλαγή του ΥΣΗΕ του σεναρίου 1, εξετάστηκε η αντικατάσταση της νηξελογεννήτριας με γεννήτρια κυψέλης καυσίμου (Fuel cell). Ο πλέον κατάλληλος τύπος κυψελών καυσίμου για εγκατάσταση σε ΥΣΗΕ είναι εκείνος της πολυμερούς ηλεκτρολυτικής μεμβράνης (PEMFC) [43]. Στο σενάριο αυτό, το καύσιμο της κυψέλης καυσίμου είναι το φυσικό αέριο. Τόσο τα τεchnοοικονομικά χαρακτηριστικά των υπολοίπων συστατικών του νέου ΥΣΗΕ όσο και τα δεδομένα ζήτησης του φορτίου αλλά και τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής παραμένουν ίδια.

Το ΥΣΗΕ_4 της συγκεκριμένης περίπτωσης απεικονίζεται στο Σχήμα 6.31.



Σχήμα 6.31 Γραφική απεικόνιση ΥΣΗΕ_4

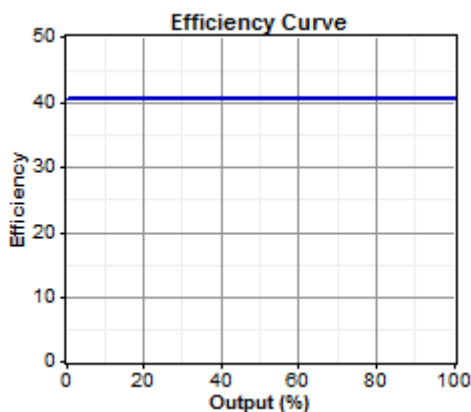
6.3.6.1 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά κυψέλης καυσίμου

Στον Πίνακα 6.32 παρουσιάζονται αναλυτικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά της κυψέλης καυσίμου τύπου PEM που χρησιμοποιήθηκε κατά τη διερεύνηση του υβριδικού συστήματος αυτού.

Πίνακας 6.32 Τεχνικά χαρακτηριστικά κυψέλης καυσίμου

Εξεταζόμενα μεγέθη:	0, 10, 20, 30 kW
Τύπος:	DC
Διάρκεια ζωής (σε ώρες λειτουργίας):	40,000 hrs
Ελάχιστο ποσοστό παραγόμενης ισχύς:	30%
Καύσιμο:	Φυσικό αέριο
Τιμή καυσίμου:	0.85 €/m ³
Συντελεστής κατανάλωσης καυσίμου:	0 m ³ /hr/kW
Κλίση καμπύλης καυσίμου:	0.25 m ³ /hr/kW

Η απόδοση της συγκεκριμένης κυψέλης καυσίμου είναι λίγο μεγαλύτερη από 40%, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 6.32 που ακολουθεί.



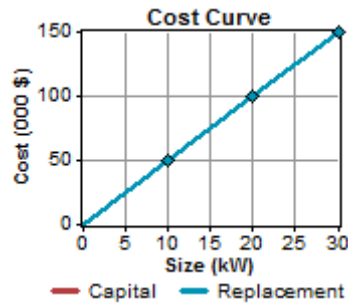
Σχήμα 6.32 Καμπύλη απόδοσης κυψέλης καυσίμου

Το κόστος των κυψελών καυσίμου ποικίλλει ανάλογα με το είδος της τεχνολογίας που χρησιμοποιούν, το μέγεθος και τα βοηθητικά εγκατάστασης. Το κόστος των κυψελών καυσίμου τύπου PEM κυμαίνεται μεταξύ 3000 και 6000 €/kW, αλλά αναμένεται να μειωθεί στο εγγύς μέλλον [59].

Στον ακόλουθο Πίνακα 6.33 παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη της κυψέλης καυσίμου, ενώ στο Σχήμα 6.33 απεικονίζεται η γραμμική συνάρτηση του κόστους και του μεγέθους (ισχύος) της κυψέλης καυσίμου.

Πίνακας 6.33 Κόστη κυψέλης καυσίμου

Μέγεθος (kW)	Αρχικό Κόστος (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/hr)
1	5000	5000	0.020



Σχήμα 6.33 Γραμμική συνάρτηση κόστους και μεγέθους κυψέλης καυσίμου

6.3.6.2 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Το βέλτιστο ΥΣΗΕ_4 που προκύπτει περιέχει ΑΓ 50 kW, ΦΒ 30 kW, κυψέλη καυσίμου 20 kW, 48 μπαταρίες και μετατροπέα 20 kW. Τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά του παρουσιάζονται στο Πίνακα 6.34 και πραγματοποιείται η σύγκρισή του με το ΥΣΗΕ_1 του αρχικού σεναρίου.

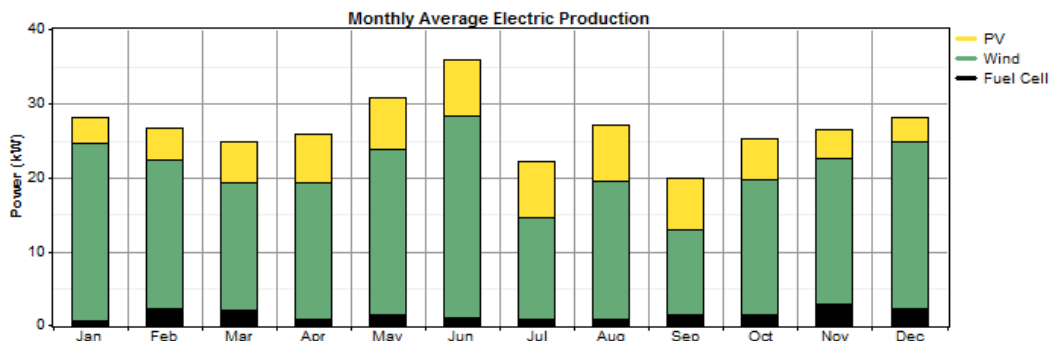
Πίνακας 6.34 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_4 και σύγκρισή του με ΥΣΗΕ_1

Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλωση Καυσίμων (m ³ , L)	Ώρες λειτουργίας γεννήτριας (hrs)
[ΥΣΗΕ_4]	364,500	7,408	449,469	0.364	3,194	885
[ΥΣΗΕ_1]	290,350	10,622	412,182	0.334	3,109	630

Συγκριτικά με το ΥΣΗΕ_1 του σεναρίου 1 το αρχικό κόστος της επένδυσης, το καθαρό παρόν κόστος αλλά και το κόστος ενέργειας παρουσιάζουν αύξηση, κυρίως λόγω της χρησιμοποίησης της κυψέλης καυσίμου.

6.3.6.2.1 Ενεργειακά αποτελέσματα

Η συνολική μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του ΥΣΗΕ_4 αλλά και η συμβολή των επιμέρους στοιχείων του απεικονίζονται στο Σχήμα 6.34.



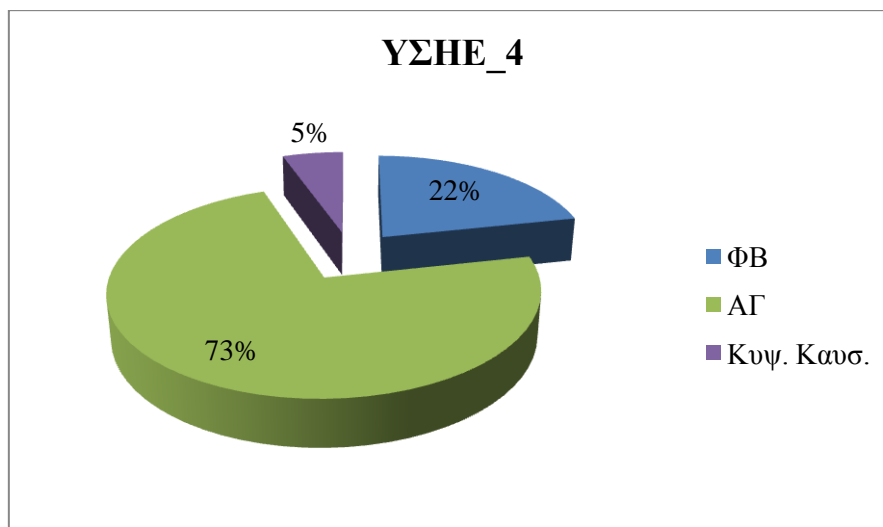
Σχήμα 6.34 Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και συμβολή κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_4

Η συνολική ετήσια παραγωγή του ΥΣΗΕ_4 αλλά και των επιμέρους στοιχείων του παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 6.35.

Πίνακας 6.35 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_4

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΦΒ	50,777	22%
ΑΓ	170,822	73%
Κυψέλη καυσίμου	12,777	5%
Σύνολο	234,376	100%

Επίσης, το ποσοστό συμβολής της κάθε μονάδας παραγωγής του παραπάνω πίνακα παρουσιάζεται και διαγραμματικά στο ακόλουθο Σχήμα 6.35.

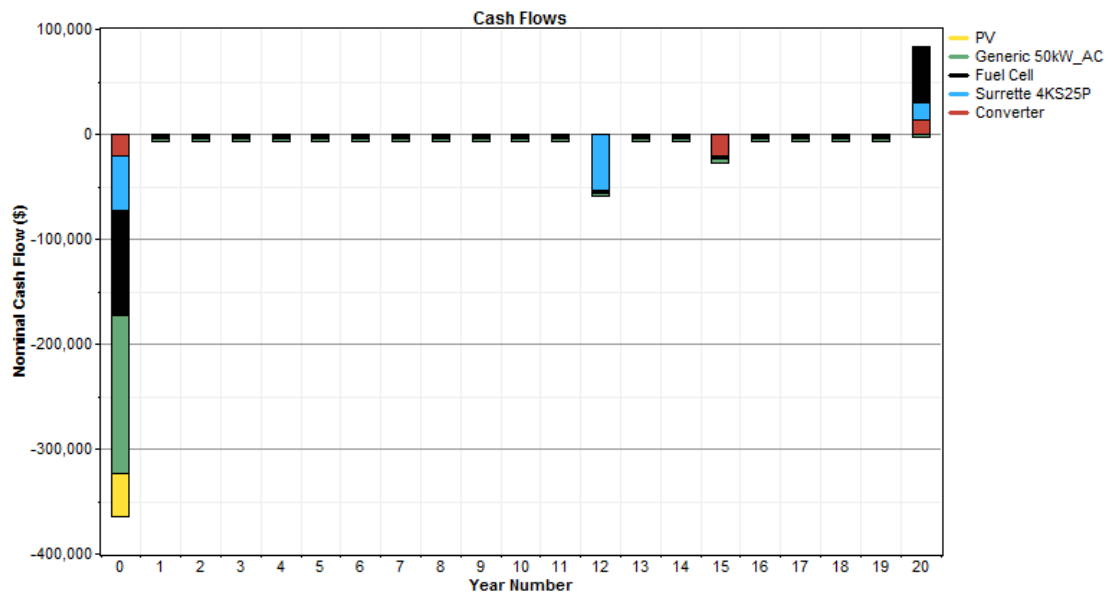


Σχήμα 6.35 Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_4

Στο παρόν σύστημα η περίσσεια ενέργεια είναι 115545 kWh ετησίως, γεγονός που σημαίνει ότι το 49.3% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει αναξιοποίητο.

6.3.6.2.2 Οικονομικά αποτελέσματα

Στο γράφημα που ακολουθεί απεικονίζονται οι ετήσιες χρηματοροές ανά συστατικό του βέλτιστου ΥΣΗΕ_4.



Σχήμα 6.36 Ετήσιες χρηματοροές συστατικών ΥΣΗΕ_4

Σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών και του μετατροπέα θα πρέπει να υπάρξει αντικατάστασή τους μετά από 12 και 15 έτη αντίστοιχα, με το ανάλογο κόστος. Επίσης, η κυψέλη καυσίμου λειτουργεί 885 ώρες ανά έτος ενώ από τα τεχνικά χαρακτηριστικά της (Πίνακας 6.32) γνωρίζουμε ότι η διάρκεια ζωής της είναι 40000 ώρες λειτουργίας. Συμπεραίνουμε λοιπόν ότι η διάρκεια λειτουργίας της, σε έτη, είναι $L_{FC} = \frac{40000 \text{ hr}}{885 \text{ hr/yr}} = 45.2 \text{ yr}$, άρα δεν θα χρειαστεί αντικατάσταση καθόλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης.

6.3.6.2.3 Εκπομπές

Οι ετήσιες εκπομπές των αερίων που συμβάλλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_4 και η σύγκρισή τους με τις αντίστοιχες εκπομπές του ΥΣΗΕ_1 παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.36 που ακολουθεί.

Πίνακας 6.36 Ετήσιες εκπομπές ΥΣΗΕ_4 και σύγκριση με ΥΣΗΕ_1

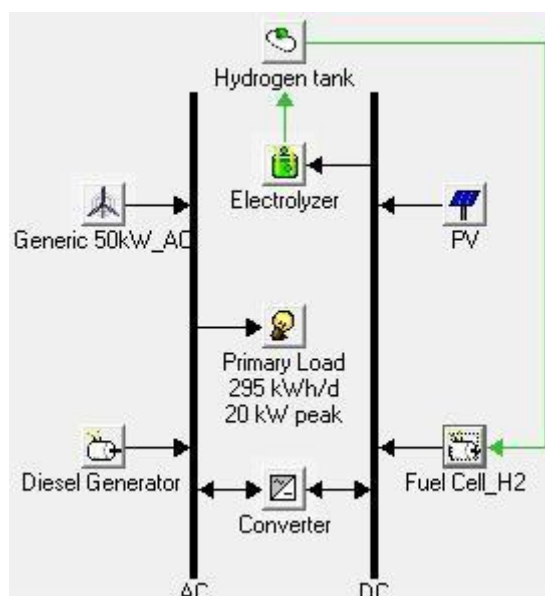
Ρύποι	ΥΣΗΕ_4 Εκπομπές (kg/yr)	ΥΣΗΕ_1 Εκπομπές (kg/yr)
Διοξείδιο του Άνθρακα	6,161	8,186
Μονοξείδιο του Άνθρακα	20.8	20.2
Άκαυστοι υδρογονάνθρακες	2.3	2.24
Αιωρούμενα σωματίδια	1.57	1.52
Διοξείδιο του Θείου	16.3	16.4
Οξείδια του Αζώτου	185	180

Παρατηρούμε ότι οι ετήσιες εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_4 παρουσιάζονται αρκετά μειωμένες συγκριτικά με τις αντίστοιχες ετήσιες εκπομπές του ΥΣΗΕ_1. Αυτό οφείλεται κυρίως λόγω της αντικατάστασης της νηζελογεννήτριας με κυψέλη καυσίμου.

6.3.7 ΣΕΝΑΡΙΟ 5 Απομονωμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_5): ΑΓ, ΦΒ, Σύστημα Υδρογόνου, Ντηζελογεννήτρια, Μετατροπέας

Στο παρόν σενάριο εξετάστηκε η αντικατάσταση των μπαταριών του αρχικού ΥΣΗΕ_1 με σύστημα υδρογόνου. Το σύστημα υδρογόνου περιλαμβάνει μονάδα ηλεκτρόλυσης, δεξαμενή αποθήκευσης και κυψέλη καυσίμου, της οποίας το καύσιμο αυτή τη φορά είναι καθαρό υδρογόνο. Τόσο τα τεchnοοικονομικά χαρακτηριστικά των υπολοίπων συστατικών του νέου ΥΣΗΕ όσο και τα δεδομένα ζήτησης του φορτίου αλλά και τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής παραμένουν ίδια.

Το τροποποιημένο ΥΣΗΕ απεικονίζεται στο Σχήμα 6.37.



Σχήμα 6.37 Γραφική απεικόνιση ΥΣΗΕ_5

6.3.7.1 Τεchnοοικονομικά χαρακτηριστικά συστήματος υδρογόνου

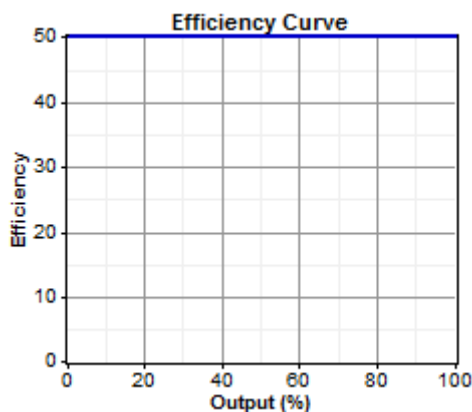
6.3.7.1.1 Γεννήτρια υδρογόνου

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της κυψέλης καυσίμου υδρογόνου που χρησιμοποιήθηκε κατά τη διερεύνηση του υβριδικού συστήματος αυτού παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.37 που ακολουθεί [46,60].

Πίνακας 6.37 Τεχνικά χαρακτηριστικά κυψέλης καυσίμου υδρογόνου

Εξεταζόμενα μεγέθη:	5, 10, 15 kW
Τύπος:	DC
Διάρκεια ζωής (σε ώρες λειτουργίας):	40,000 hrs
Ελάχιστο ποσοστό παραγόμενης ισχύς:	30%
Καύσιμο:	Υδρογόνο
Συντελεστής κατανάλωσης καυσίμου:	0 m ³ /hr/kW
Κλίση καμπύλης καυσίμου:	0.06 m ³ /hr/kW

Η χαρακτηριστική καμπύλη απόδοσης της κυψέλης καυσίμου παρουσιάζεται στο ακόλουθο Σχήμα 6.38.



Σχήμα 6.38 Καμπύλη απόδοσης κυψέλης καυσίμου υδρογόνου

Το κόστος της κυψέλης καυσίμου θεωρήθηκε ίδιο με αυτό της κυψέλης καυσίμου του Σεναρίου 4 (Πίνακας 6.33).

6.3.7.1.2 Μονάδα Ηλεκτρόλυσης

Στον Πίνακα 6.38 παρουσιάζονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδος ηλεκτρόλυσης που χρησιμοποιήθηκε κατά τη διερεύνηση του υβριδικού συστήματος [28,43].

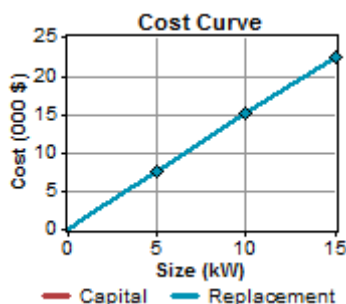
Πίνακας 6.38 Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδος ηλεκτρόλυσης

Εξεταζόμενα μεγέθη:	5, 10, 15 kW
Τύπος:	DC
Διάρκεια ζωής:	20 yr
Απόδοση:	60%

Στον Πίνακα 6.39 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη του μετατροπέα, ενώ στο Σχήμα 6.39 απεικονίζεται η γραμμική συνάρτηση του κόστους και του μεγέθους της μονάδος ηλεκτρόλυσης [46].

Πίνακας 6.39 Κόστη μονάδος ηλεκτρόλυσης

Μέγεθος (kW)	Αρχικό Κόστος (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)
1	1,500	1,500	30



Σχήμα 6.39 Γραφική συνάρτηση κόστους και μεγέθους μονάδος ηλεκτρόλυσης

6.3.7.1.3 Δεξαμενή αποθήκευσης υδρογόνου

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της δεξαμενής υδρογόνου που χρησιμοποιήθηκε παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.40 που ακολουθεί.

Πίνακας 6.40 Τεχνικά χαρακτηριστικά δεξαμενής υδρογόνου

Εξεταζόμενα μεγέθη:	5, 10, 15 kg
Διάρκεια ζωής:	25 yr
Αρχική στάθμη δεξαμενής:	10%

Στον Πίνακα 6.41 παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη της δεξαμενής υδρογόνου [60].

Πίνακας 6.41 Επιμέρους κόστη δεξαμενής υδρογόνου

Μέγεθος (kg)	Αρχικό Κόστος (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)
1	6,000	6,000	10

6.3.7.2 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Το βέλτιστο ΥΣΗΕ_5α που προκύπτει περιέχει ΑΓ 50 kW, ΦΒ 40 kW, κυψέλη καυσίμου υδρογόνου 10 kW, μονάδα ηλεκτρόλυσης 10 kW, δεξαμενή υδρογόνου χωρητικότητας 5 kg, νηξελογεννήτρια 20 kW και μετατροπέα 20 kW. Τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά του παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.42 και πραγματοποιείται η σύγκρισή του με το ΥΣΗΕ_1 του αρχικού σεναρίου.

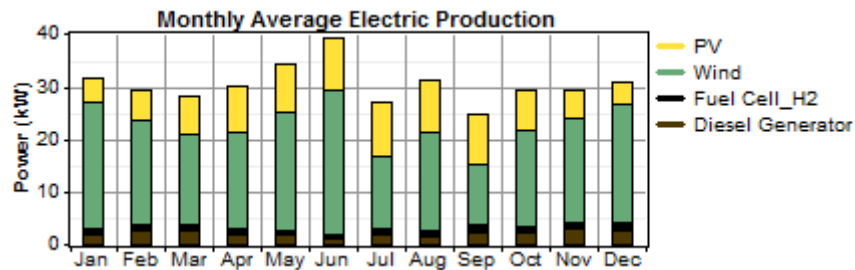
Πίνακας 6.42 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_5α και σύγκριση με ΥΣΗΕ_1

Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργ. (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλ. Καυσίμου Diesel (L)	Ώρες λειτουργίας γεννήτριας υδρογόνου (hrs)	Ώρες λειτουργ. Νηξελο γεν. (hrs)
[ΥΣΗΕ_5α]	325,600	18,614	539,102	0.437	8,575	2,336	2,446
[ΥΣΗΕ_1]	290,350	10,622	412,182	0.334	3,109	0	630

Συγκριτικά με το ΥΣΗΕ_1 του σεναρίου 1 το αρχικό κόστος της επένδυσης, το κόστος λειτουργίας, το καθαρό παρόν κόστος αλλά και το κόστος ενέργειας παρουσιάζουν μεγάλη αύξηση. Συμπεραίνουμε λοιπόν, ότι μεταξύ των δύο σεναρίων, οικονομικά προτιμότερο κρίνεται το ΥΣΗΕ_1.

6.3.7.2.1 Ενεργειακά αποτελέσματα

Η συνολική μέση μηνιαία παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του ΥΣΗΕ_5α αλλά και η συμβολή των επιμέρους στοιχείων του απεικονίζονται στο Σχήμα 6.40.



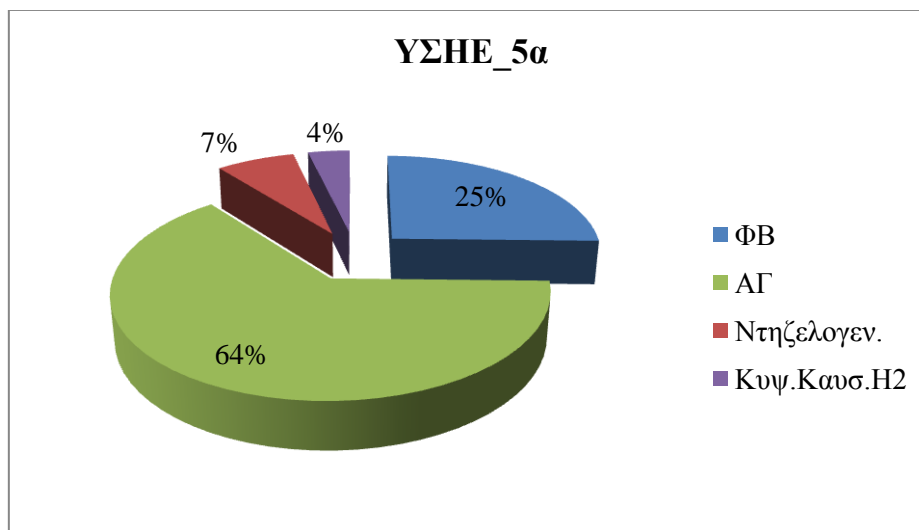
Σχήμα 6.40 Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και συμβολή κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_5α

Η συνολική ετήσια παραγωγή του ΥΣΗΕ_5α αλλά και των επιμέρους στοιχείων του παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 6.43.

Πίνακας 6.43 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_5α

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΦΒ	67,703	25%
ΑΓ	170,822	64%
Κυψ. Καυσίμου Υδρογόνου	9,892	4%
Ντηζελογεννήτρια	18,645	7%
Σύνολο	267,062	100%

Το ποσοστό συμβολής της κάθε μονάδας παραγωγής του παραπάνω παρουσιάζεται και διαγραμματικά στο ακόλουθο Σχήμα 6.41.

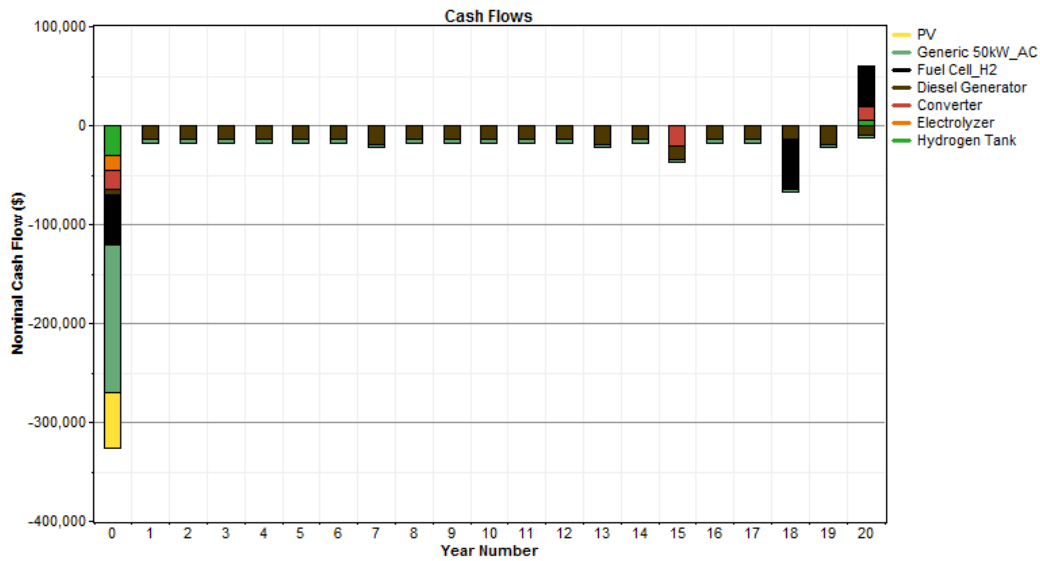


Σχήμα 6.41 Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_5α

Στο παρόν σύστημα η περίσσεια ενέργεια είναι 115015 kWh ετησίως, γεγονός που σημαίνει ότι το 43.1% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει αναξιοποίητο.

6.3.7.2.2 Οικονομικά αποτελέσματα

Στο γράφημα που ακολουθεί απεικονίζονται οι ετήσιες χρηματοροές ανά συστατικό του βέλτιστου ΥΣΗΕ_5α.



Σχήμα 6.42 Ετήσιες χρηματοροές συστατικών ΥΣΗΕ_5

Σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του μετατροπέα θα πρέπει να υπάρξει αντικατάστασή του μετά από 15 έτη, με το ανάλογο κόστος. Επίσης, η γεννήτρια υδρογόνου λειτουργεί 885 ώρες ανά έτος ενώ από τα τεχνικά χαρακτηριστικά της (Πίνακας 6.37) γνωρίζουμε ότι η διάρκεια ζωής της είναι 40000 ώρες λειτουργίας. Συμπεραίνουμε λοιπόν ότι η διάρκεια λειτουργίας της, σε έτη, είναι $L_{FC_H2} = \frac{40000 \text{ hr}}{2336 \text{ hr/yr}} = 17.1 \text{ yr}$, άρα θα πρέπει να υπάρξει αντικατάστασή της μια φορά κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης, όπως φαίνεται και στο παραπάνω γράφημα. Αντίστοιχα, η διάρκεια ζωής της νηζελογεννήτριας στη συγκεκριμένη περίπτωση θα είναι $L_{DSL} = \frac{15000 \text{ hr}}{2446 \text{ hr/yr}} = 6.13 \text{ yr}$, γεγονός που σημαίνει ότι θα πρέπει να αντικατασταθεί τουλάχιστον 3 φορές κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης.

6.3.7.2.3 Εκπομπές

Οι ετήσιες εκπομπές των αερίων που συμβάλλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_5α και η σύγκρισή τους με τις αντίστοιχες εκπομπές του ΥΣΗΕ_1 παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.44 που ακολουθεί.

Πίνακας 6.44 Ετήσιες εκπομπές ΥΣΗΕ_5α και σύγκριση με ΥΣΗΕ_1

Ρύποι	ΥΣΗΕ_5α Εκπομπές (kg/yr)	ΥΣΗΕ_1 Εκπομπές (kg/yr)
Διοξείδιο του Άνθρακα	22,574	8,186
Μονοξείδιο του Άνθρακα	59.6	20.2
Άκαυστοι υδρογονάνθρακες	6.6	2.24
Αιωρούμενα σωματίδια	4.49	1.52
Διοξείδιο του Θείου	45.3	16.4
Οξείδια του Αζώτου	532	180

Παρατηρούμε ότι οι ετήσιες εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_5α παρουσιάζονται αρκετά αυξημένες συγκριτικά με τις αντίστοιχες ετήσιες εκπομπές του ΥΣΗΕ_1. Αυτό οφείλεται κυρίως στην ευρύτερη (υπερδιπλάσια) χρησιμοποίηση της νηζελογεννήτριας στο σενάριο αυτό.

6.3.7.3 Ανάλυση ευαισθησίας

Η τεχνολογία του συστήματος υδρογόνου, που χρησιμοποιήθηκε στη περίπτωση αυτή, είναι μια σχετικά νέα, ανερχόμενη “πράσινη” τεχνολογία αλλά και αρκετά δαπανηρή προς το παρόν με αποτέλεσμα οι επενδύσεις που γίνονται να μην κρίνονται άμεσα βιώσιμες. Στο εγγύς μέλλον βέβαια αναμένεται μείωση του κόστους της τεχνολογίας αυτής. Εξετάστηκε, λοιπόν, η περίπτωση μείωσης του κόστους όλων των επιμέρους συστατικών του συστήματος υδρογόνου (γεννήτρια υδρογόνου, μονάδα ηλεκτρόλυσης, δεξαμενή υδρογόνου) κατά 80%.

Το βέλτιστο ΥΣΗΕ_5β που προκύπτει περιέχει ΑΓ 50 kW, ΦΒ 55 kW, κυψέλη καυσίμου υδρογόνου 15 kW, μονάδα ηλεκτρόλυσης 30 kW, δεξαμενή υδρογόνου χωρητικότητας 20 kg, νηζελογεννήτρια 20 kW, και μετατροπέα 20 kW. Τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης του νέου ΥΣΗΕ_5β και η σύγκρισή του με το ΥΣΗΕ_1 του αρχικού σεναρίου παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.45 που ακολουθεί:

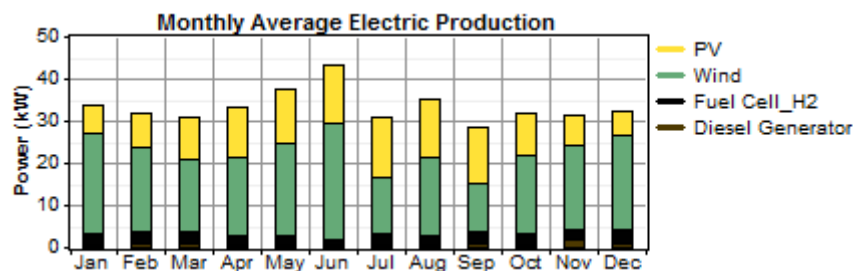
Πίνακας 6.45 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_5β και σύγκριση με ΥΣΗΕ_1

Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλ. Καυσίμου Diesel (L)	Ώρες λειτουργίας κυψέλης καυσίμου υδρογόνου (hrs)	Ώρες λειτουργ. Νηζελογ εν. (hrs)
[ΥΣΗΕ_5β]	299,450	11,153	427,378	0.346	3,184	3,442	942
[ΥΣΗΕ_1]	290,350	10,622	412,182	0.334	3,109	0	630

Συγκριτικά με το ΥΣΗΕ_1 παρατηρείται ότι ακόμα και με μείωση κατά 80% του κόστους των επιμέρους συστατικών του συστήματος υδρογόνου του ΥΣΗΕ_5 το αρχικό κόστος της επένδυσης, το κόστος λειτουργίας, το καθαρό παρόν κόστος αλλά και το κόστος ενέργειας παραμένουν μεγαλύτερα. Συμπεραίνουμε λοιπόν, ότι μεταξύ των δύο προτιμότερο κρίνεται το ΥΣΗΕ_1.

6.3.7.3.1 Ενεργειακά αποτελέσματα

Η συνολική μέση μηνιαία παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του ΥΣΗΕ_5β αλλά και η συμβολή των επιμέρους στοιχείων του απεικονίζονται στο Σχήμα 6.43.



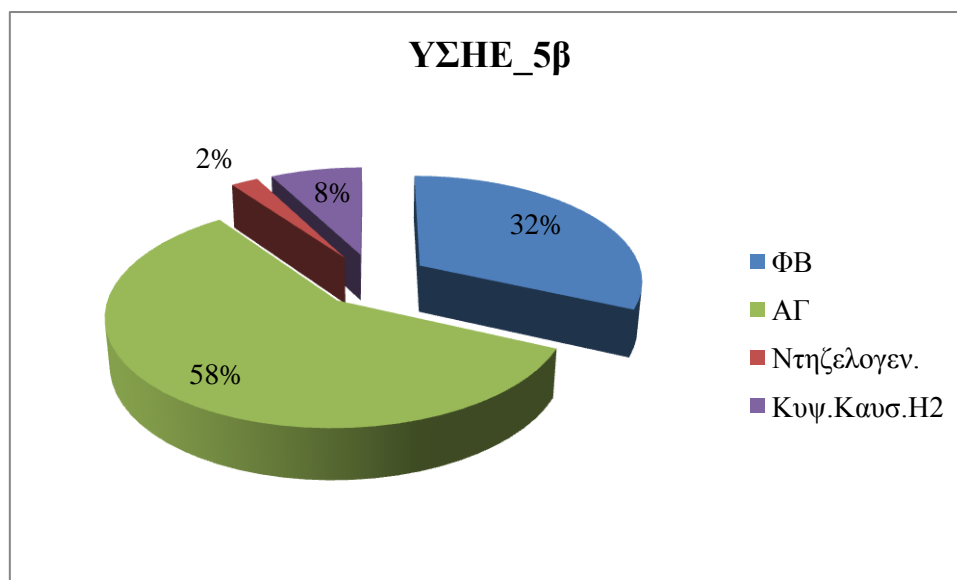
Σχήμα 6.43 Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και συμβολή κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_5β

Η συνολική ετήσια παραγωγή του ΥΣΗΕ_5β αλλά και των επιμέρους στοιχείων του παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 6.46.

Πίνακας 6.46 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_5β

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΦΒ	93,092	32%
ΑΓ	170,822	58%
Γεν. Υδρογόνου	22,493	8%
Ντηζελογεννήτρια	6,707	2%
Σύνολο	293,113	100%

Το ποσοστό συμβολής της κάθε μονάδας παραγωγής του παραπάνω πίνακα παρουσιάζεται και διαγραμματικά στο ακόλουθο Σχήμα 6.44.



Σχήμα 6.44 Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_5β

Στο παρόν σύστημα η περίσσεια ενέργεια είναι 86,639 kWh ετησίως, γεγονός που σημαίνει ότι το 29.6% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει αναξιοποίητο.

6.3.7.3.2 Εκπομπές

Οι ετήσιες εκπομπές των αερίων που συμβάλλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_5β παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.47 που ακολουθεί.

Πίνακας 6.47 Ετήσιες εκπομπές ΥΣΗΕ_5β και σύγκριση με ΥΣΗΕ_1

Ρύποι	ΥΣΗΕ_5β Εκπομπές (kg/yr)	ΥΣΗΕ_1 Εκπομπές (kg/yr)
Διοξείδιο του Άνθρακα	8,370	8,186
Μονοξείδιο του Άνθρακα	29.5	20.2
Άκαυστοι υδρογονάνθρακες	3.26	2.24
Αιωρούμενα σωματίδια	2.22	1.52
Διοξείδιο του Θείου	16.8	16.4
Οξείδια του Αζώτου	263	180

Όπως παρατηρείται στο παραπάνω πίνακα οι ετήσιες εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_5β παρουσιάζονται περίπου ίσες με τις αντίστοιχες ετήσιες εκπομπές του ΥΣΗΕ_1. Αυτό οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι και στο σενάριο αυτό η χρησιμοποίηση της νηζελογεννήτριας είναι αρκετά περιορισμένη.

6.4 ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΥΣΗΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΣΤΟ ΚΕΝΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

Στην οικονομοτεχνική μελέτη που ακολουθεί εξετάστηκε η διασύνδεση των απομονωμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας, της προηγούμενης ενότητας, με το τοπικό κεντρικό δίκτυο. Το κεντρικό δίκτυο χρησιμοποιήθηκε για την κάλυψη της ζήτησης του φορτίου σε περιπτώσεις που αυτή δεν καθίσταται δυνατή μόνο από ΑΠΕ αλλά και για τη τροφοδότηση του δικτύου σε περιπτώσεις περίσσειας παραγόμενης ενέργειας από το σύστημα, με ένα ποσοστό μεταπώλησης, αντικαθιστώντας κατ' αυτό το τρόπο τις αποθηκευτικές μονάδες των συστημάτων αυτών.

Ακολουθεί μια σύντομη περιγραφή των παραλλαγών των διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας που εξετάστηκαν με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER:

- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6α) που αποτελείται από φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτρια (τεχνολογίες ΑΠΕ), μετατροπέα και νηζελογεννήτρια, ως συμβατική μονάδα παραγωγής.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6β) με φωτοβολταϊκά, μετατροπέα και νηζελογεννήτρια, ως συμβατική μονάδα παραγωγής.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6γ) με ανεμογεννήτρια και νηζελογεννήτρια, ως συμβατική μονάδα παραγωγής.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6δ) με φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτρια, μετατροπέα και γεννήτρια κυψέλης καυσίμου φυσικού αερίου

Πίνακας 6.48 Συγκεντρωτικός πίνακας σεναρίων διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ

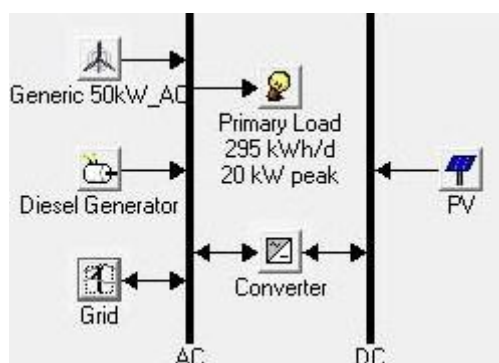
	ΥΣΗΕ 6α	ΥΣΗΕ 6β	ΥΣΗΕ 6γ	ΥΣΗΕ 6δ
ΑΓ	✓	–	✓	✓
ΦΒ	✓	✓	–	✓
Ντηζελογεννήτρια	✓	✓	✓	–
Κυψέλη καυσίμου	–	–	–	✓
Μετατροπέας	✓	✓	–	✓

Το ανώτατο όριο ισχύος των ΦΒ, στα σενάρια διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ, τέθηκε ίσο με 80 kW.

6.4.1 ΣΕΝΑΡΙΟ 6 Διασυνδεδεμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6α): ΑΓ, ΦΒ, Μετατροπέας, Ντηζελογεννήτρια

Στο σενάριο αυτό εξετάστηκε το ΥΣΗΕ_1, χωρίς μπαταρίες, διασυνδεδεμένο στο τοπικό δίκτυο. Τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των επιμέρους συστατικών του ΥΣΗΕ είναι τα ίδια με το αρχικό σενάριο. Επίσης τα δεδομένα ζήτησης του φορτίου και τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής παραμένουν ίδια.

Το ΥΣΗΕ_6α της συγκεκριμένης περίπτωσης απεικονίζεται στο Σχήμα 6.45.



Σχήμα 6.45 Γραφική απεικόνιση ΥΣΗΕ_6α

Στη περίπτωση διασυνδεδεμένου δικτύου, ορίζονται δύο τιμές, η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο και η τιμή του ποσού επαναπώλησης της περισσευούμενης ενέργειας στο δίκτυο (*Sellback Rate*, *SR*). Για να βρεθεί η μέση τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, πολλαπλασιάζεται η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας κάθε συστατικού σε €/kWh (Πίνακας 6.49), σε διασυνδεδεμένο δίκτυο επί την ετήσια ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από το αντίστοιχο συστατικό του συστήματος και στη συνέχεια, το άθροισμά τους διαιρείται με το άθροισμα της ετήσιας ενέργειας που παράγεται από το σύνολο των συστατικών του συστήματος.

Πίνακας 6.49 Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, για διασυνδεδεμένα συστήματα. [ΔΕΣΜΗΕ]

Πηγές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	Τιμή Ενέργειας (€/kWh)
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος > 50 kW	0.087
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος ≤ 50 kW	0.250
Φωτοβολταϊκά > 100 kW	0.314*
Φωτοβολταϊκά ≤ 100 kW	0.353*

*Αύγουστος 2012

Ο μέσος όρος του ποσού επαναπώλησης για όλο το χρόνο εξαρτάται από την παραγωγή ενέργειας της κάθε πηγής. Υψηλότερη παραγωγή ενέργειας μέσω φωτοβολταϊκών αυξάνει το ποσό επαναπώλησης, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 6.49, ενώ παραγωγή ενέργειας από μη εναλλακτικές πηγές ενέργειας (πετρέλαιο) μειώνουν το ποσό αυτό. Για τον υπολογισμό του ποσού επαναπώλησης λαμβάνουμε υπ' όψη μια αρχική τιμή της τάξεως του 0.085 €/kWh.

Το κόστος αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο ορίστηκε στα 0.110 €/kWh ενώ η τιμή του SR υπολογίζεται σύμφωνα με την ακόλουθη εξίσωση:

$$SR = \frac{0.353 \cdot E_{PV} + 0.25 \cdot E_{WT}}{E_{PV} + E_{WT} + E_{DSL} + E_{FC}}$$

Όπου,

E_{PV} : η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά

E_{WT} : η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες

E_{FC} : η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από γεννήτριες φυσικού αερίου

E_{DSL} : η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από νηζελογεννήτριες

6.4.1.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Το βέλτιστο ΥΣΗΕ_6α που προκύπτει περιέχει ΑΓ 50 kW, ΦΒ 80 kW, μετατροπέα 60 kW ενώ η χρησιμοποίηση της νηζελογεννήτριας δεν κρίνεται απαραίτητη. Τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά του παρουσιάζονται στο Πίνακα 6.50.

Πίνακας 6.50 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_6α

Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλωση Καυσίμου (L)	Ώρες λειτουργίας νηζελογεν. (hrs)
ΑΓ 50 kW, ΦΒ 80 kW, Μετ 60 kW	321,200	-53,628	-293,906	-0.238	0	0

Τα αρνητικά πρόσημα που προκύπτουν στο παραπάνω πίνακα οφείλονται στη διασύνδεση του υβριδικού συστήματος με το κεντρικό δίκτυο, γεγονός που σημαίνει ότι τα έσοδα, που προέρχονται από την πώληση ενέργειας στο δίκτυο, υπερβαίνουν τα κόστη του συστήματος.

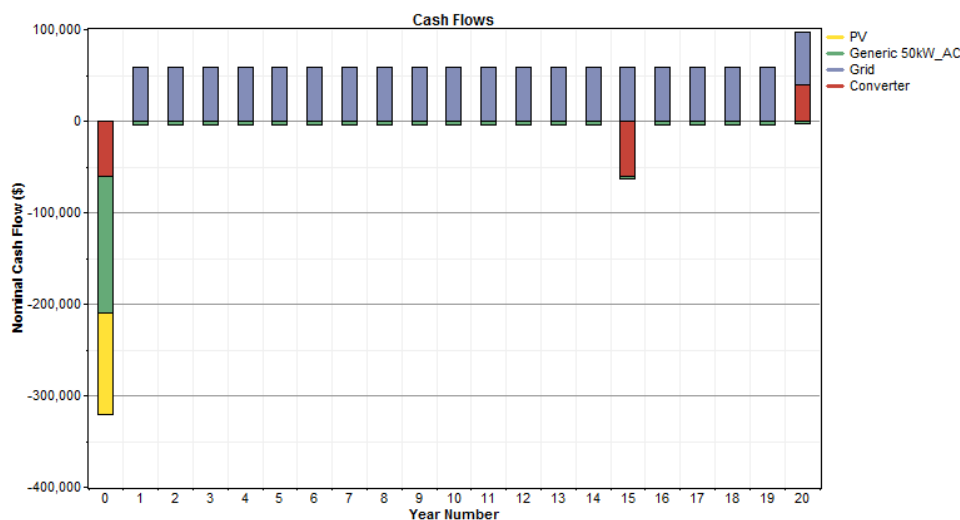
6.4.1.1.1 Οικονομικά αποτελέσματα

Στο συγκεντρωτικό Πίνακα 6.51 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα οικονομικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου ΥΣΗΕ και αναλυτικότερα πως προκύπτει το Καθαρό Παρόν Κόστος του συστήματος συνολικά.

Πίνακας 6.51 Οικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_6α

Μέρη Συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	Σύνολο (€)
ΦΒ 80 kW	111,200	0	0	111,200
ΑΓ 50kW	150,000	0	34,410	184,410
Δίκτυο	0	0	-668,962	-668,962
Μετατροπέας 60 kW	60,000	25,036	6,882	79,446
Σύστημα συνολικά	321,200	25,036	-627,670	-293,907

Επίσης στο Σχήμα 6.46 παρουσιάζονται οι ετήσιες χρηματοροές ανά συστατικό του βέλτιστου ΥΣΗΕ_6α.

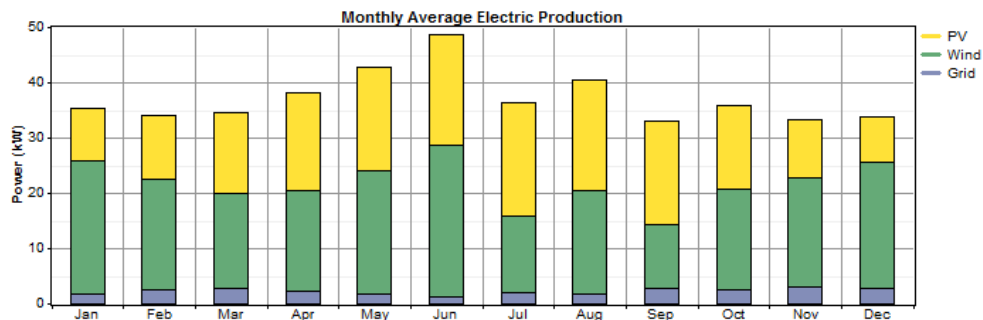


Σχήμα 6.46 Ετήσιες χρηματοροές συστατικών ΥΣΗΕ_6α

Σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του μετατροπέα θα πρέπει να υπάρξει αντικατάστασή του μετά από 15 έτη, με το ανάλογο κόστος. Επίσης παρατηρείται ένα ετήσιο λειτουργικό κέρδος της τάξης των 58,323 €, που προέρχεται από την επαναπώληση της περισσευούμενης ενέργειας του συστήματος στο κεντρικό δίκτυο, όπως απεικονίζεται και στο παραπάνω διάγραμμα.

6.4.1.1.2 Ενεργειακά αποτελέσματα

Η μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του ΥΣΗΕ_6α παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.47 που ακολουθεί.



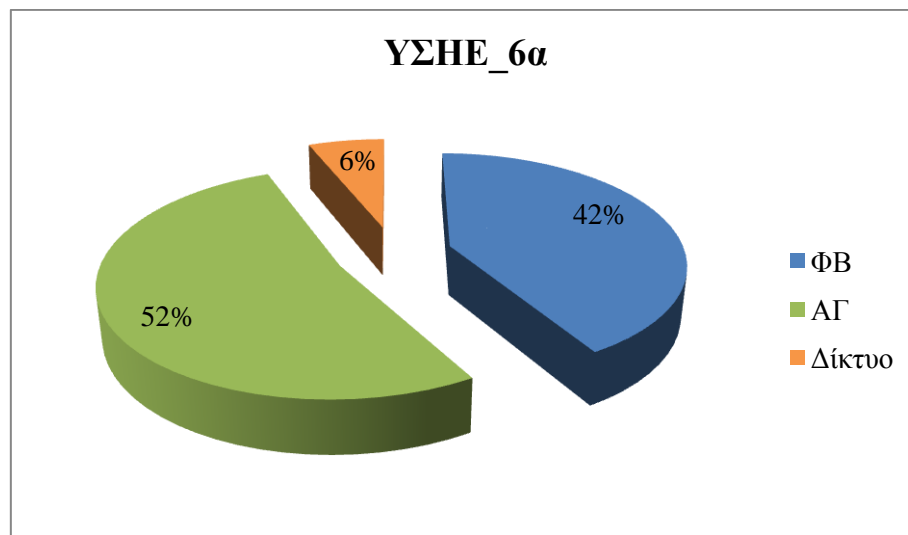
Σχήμα 6.47 Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_6α

Στο Πίνακα 6.52, που ακολουθεί, παρουσιάζεται η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του ΥΣΗΕ_6α, που αποτελείται από την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των επιμέρους στοιχείων του συστήματος αλλά και το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που προήλθε από το δίκτυο ετησίως για τη κάλυψη του φορτίου της περιοχής.

Πίνακας 6.52 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_6α

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΦΒ	135,406	42%
ΑΓ	170,822	52%
Δίκτυο	20,053	6%
Σύνολο	326,281	100%

Το ποσοστό συμβολής της κάθε μονάδας παραγωγής του παραπάνω πίνακα παρουσιάζεται και διαγραμματικά στο ακόλουθο Σχήμα 6.48.



Σχήμα 6.48 Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_6α

Το ποσό επαναπώλησης (SR) στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

$$SR = \frac{0.353 \cdot 135406 + 0.25 \cdot 170822}{135406 + 170822} = 0.296 \text{ €/kWh}$$

Η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας στο παρόν σύστημα είναι 640 kWh ετησίως, άρα μόλις το 0.196% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει αναξιοποίητο. Αυτό οφείλεται στη δυνατότητα των διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ για επαναπώληση της περισσευούμενης ενέργειας στο δίκτυο, σε αντίθεση με τα απομονωμένα. Αναλυτικά τα στοιχεία του δικτύου παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 6.53.

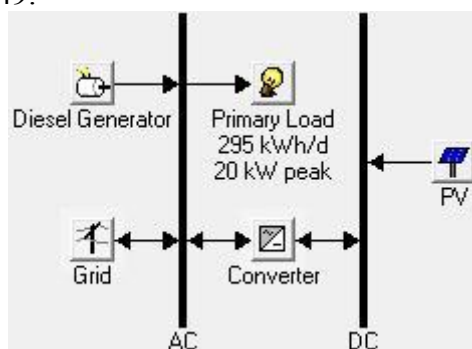
Πίνακας 6.53 Χαρακτηριστικά δικτύου

Μήνας	Ενέργεια από το δίκτυο	Ενέργεια προς το δίκτυο	Καθαρή Ενέργεια δικτύου	Αιχμή ζήτησης	Κόστος ενέργειας
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(€)
Ιανουάριος	1,408	15,783	-14,375	15	-4,517
Φεβρουάριος	1,762	13,854	-12,093	16	-3,907
Μάρτιος	2,050	16,513	-14,463	14	-4,662
Απρίλιος	1,569	18,010	-16,441	14	-5,158
Μάιος	1,300	20,785	-19,485	16	-6,009
Ιούνιος	924	24,138	-23,214	17	-7,043
Ιούλιος	1,599	16,470	-14,871	14	-4,699
Αύγουστος	1,279	20,153	-18,874	15	-5,825
Σεπτέμβριος	1,946	14,593	-12,647	15	-4,105
Οκτώβριος	1,845	16,891	-15,046	15	-4,797
Νοέμβριος	2,244	13,300	-11,056	17	-3,690
Δεκέμβριος	2,126	13,998	-11,872	19	-3,910
Ετησίως	20,053	204,490	-184,437	19	-58,323

Η συνολική ηλεκτρική ενέργεια που προήλθε από το δίκτυο είναι 20,053 kWh ετησίως, ενώ το σύνολο που πωλήθηκε στο δίκτυο είναι 204,490 kWh ετησίως. Η διαφορά τους είναι η καθαρή συνολική ηλεκτρική ενέργεια που μεταπωλήθηκε από το σύστημα προς το δίκτυο και είναι 184,437 kWh ετησίως. Το ετήσιο λειτουργικό κέρδος του συστήματος, που προήλθε από την επαναπώληση αυτή, είναι 58,323 €, όπως φαίνεται και στον παραπάνω πίνακα.

6.4.2 Διασυνδεδεμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6β): ΦΒ, Νηζελογεννήτρια, Μετατροπέας

Το σύστημα αυτό αποτελεί παραλλαγή της προηγούμενης περίπτωσης, χωρίς ΑΓ. Τόσο τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των υπολοίπων συστατικών του νέου ΥΣΗΕ όσο και τα δεδομένα ζήτησης του φορτίου αλλά και τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής παραμένουν ίδια. Το διαμορφωμένο ΥΣΗΕ_6β απεικονίζεται στο ακόλουθο Σχήμα 6.49.



Σχήμα 6.49 Γραφική απεικόνιση ΥΣΗΕ_6β

6.4.2.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Το βέλτιστο ΥΣΗΕ_6β που προκύπτει περιέχει ΦΒ 80 kW και μετατροπέα 60 kW, ενώ η χρησιμοποίηση της νηξελογεννήτριας δεν κρίνεται απαραίτητη. Τα τεchnοοικονομικά χαρακτηριστικά του παρουσιάζονται στο Πίνακα 6.54 και πραγματοποιείται σύγκριση με το ΥΣΗΕ_6α του αρχικού σεναρίου.

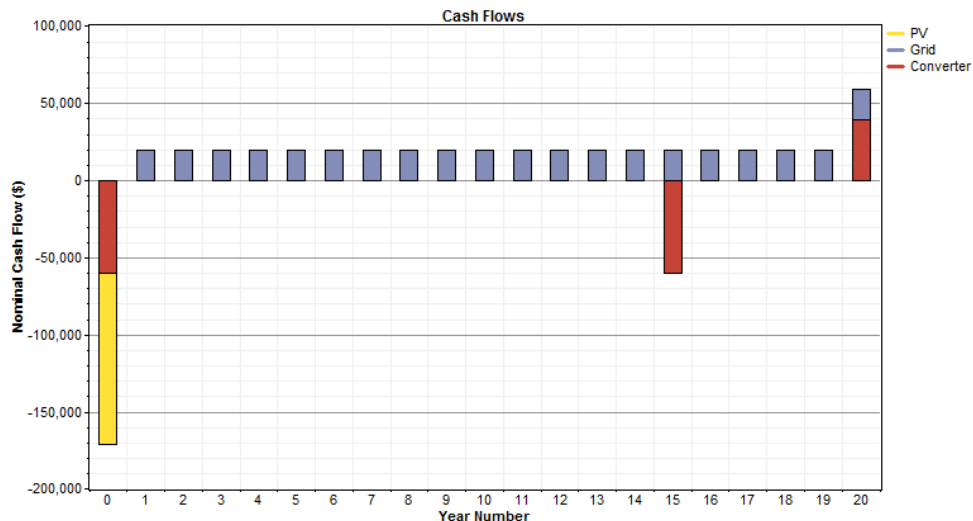
Πίνακας 6.54 Τεchnοοικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_6β και σύγκριση με ΥΣΗΕ_6α

Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλωση Καυσίμου (L)	Ώρες λειτουργίας νηξελογεν. (hrs)
ΦΒ 80 kW, Μετ 60 kW	171,200	-17,634	-31,057	-0.025	0	0
[ΥΣΗΕ_6α]	321,200	-53,628	-293,906	-0.238	0	0

Τα αρνητικά πρόσημα που προκύπτουν στο παραπάνω πίνακα οφείλονται στα έσοδα που προέρχονται από την πώληση ενέργειας στο δίκτυο τα οποία υπερβαίνουν τα κόστη του συστήματος. Το μειωμένο κέρδος σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο οφείλεται αφενός στο μεγάλο αρχικό κόστος της ΑΓ, που χρησιμοποιήθηκε στο προηγούμενο σενάριο, και αφετέρου στην ευρύτερη χρησιμοποίηση του κεντρικού δικτύου, αντικαθιστώντας την για την κάλυψη της ζήτησης του φορτίου.

6.4.2.1.1 Οικονομικά αποτελέσματα

Οι ετήσιες χρηματοροές ανά συστατικό του βέλτιστου ΥΣΗΕ_6β παρουσιάζονται στο Σχήμα 6.50 που ακολουθεί.

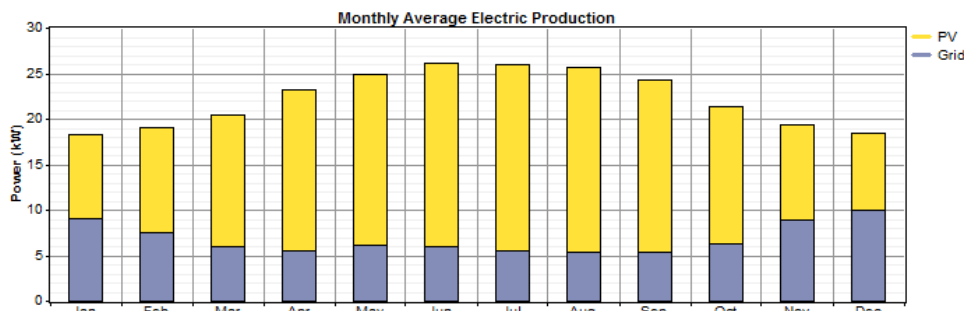


Σχήμα 6.50 Ετήσιες χρηματοροές συστατικών ΥΣΗΕ_6β

Όπως προκύπτει από τα τεχνικά χαρακτηριστικά του μετατροπέα θα πρέπει να υπάρξει αντικατάστασή του μετά από 15 έτη, με το ανάλογο κόστος. Το ετήσιο λειτουργικό κέρδος στο συγκεκριμένο σύστημα είναι της τάξης των 18729 €, σαφώς μικρότερο από το αντίστοιχο κέρδος του συστήματος του προηγούμενου σεναρίου (ΥΣΗΕ_6α).

6.4.2.1.2 Ενεργειακά αποτελέσματα

Η μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του ΥΣΗΕ_6β παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.51 που ακολουθεί.



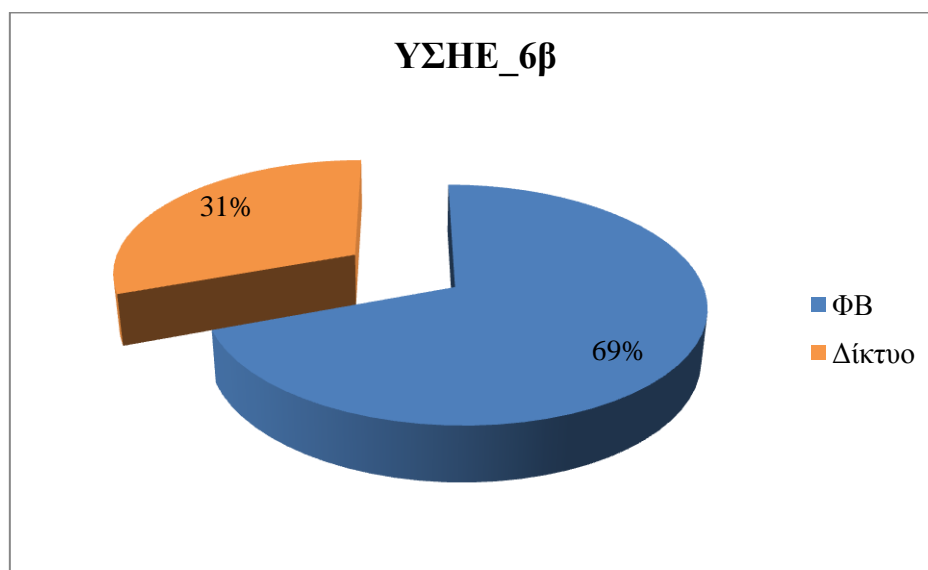
Σχήμα 6.51 Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_6β

Στο Πίνακα 6.55, που ακολουθεί, παρουσιάζεται η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του ΥΣΗΕ_6β, που αποτελείται από την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των ΦΒ στοιχείων του συστήματος και το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που προήλθε από το δίκτυο ετησίως για τη κάλυψη του φορτίου της περιοχής.

Πίνακας 6.55 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_6β

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΦΒ	135,406	69%
Ντηζελογεννήτρια	0	0%
Δίκτυο	59,766	31%
Σύνολο	195,172	100%

Το ποσοστό συμβολής της κάθε μονάδας παραγωγής του παραπάνω πίνακα παρουσιάζεται και διαγραμματικά στο ακόλουθο Σχήμα 6.52.



Σχήμα 6.52 Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_6β

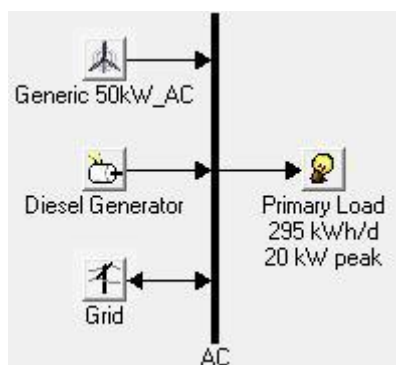
Το ποσό επαναπώλησης (SR) στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

$$SR = \frac{0.353 \cdot 135406}{135406} = 0.353 \text{ €/kWh}$$

Η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας στο παρόν σύστημα είναι 640 kWh ετησίως, άρα το 0.33% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει αναξιοποίητο. Στο ΥΣΗΕ_6β η συνολική ηλεκτρική ενέργεια που προήλθε από το δίκτυο είναι 59,766 kWh ετησίως ενώ το σύνολο που πωλήθηκε στο δίκτυο είναι 73,380 kWh ετησίως. Συμπερασματικά, η καθαρή συνολική ηλεκτρική ενέργεια που μεταπωλήθηκε από το σύστημα προς το δίκτυο είναι 13,614 kWh με λειτουργικό κέρδος του συστήματος, που προήλθε από την επαναπώληση αυτή, 19,329 € ετησίως.

6.4.3 Διασυνδεδεμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6γ): ΑΓ, Ντηζελογεννήτρια

Το σύστημα αυτό αποτελεί επίσης παραλλαγή της αρχικής περίπτωσης, χωρίς ΦΒ. Τόσο τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των υπολοίπων συστατικών του νέου ΥΣΗΕ όσο και τα δεδομένα ζήτησης του φορτίου αλλά και τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής παραμένουν ίδια. Το ΥΣΗΕ_6γ απεικονίζεται στο ακόλουθο Σχήμα 6.53.



Σχήμα 6.53 Γραφική απεικόνιση ΥΣΗΕ_6γ

6.4.3.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Το βέλτιστο ΥΣΗΕ_6γ που προκύπτει περιέχει ΑΓ 50 kW ενώ η χρησιμοποίηση της ντηζελογεννήτριας, και στο σύστημα αυτό, δεν κρίνεται απαραίτητη. Τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά του παρουσιάζονται στο Πίνακα 6.56.

Πίνακας 6.56 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά βέλτιστου ΥΣΗΕ_6γ

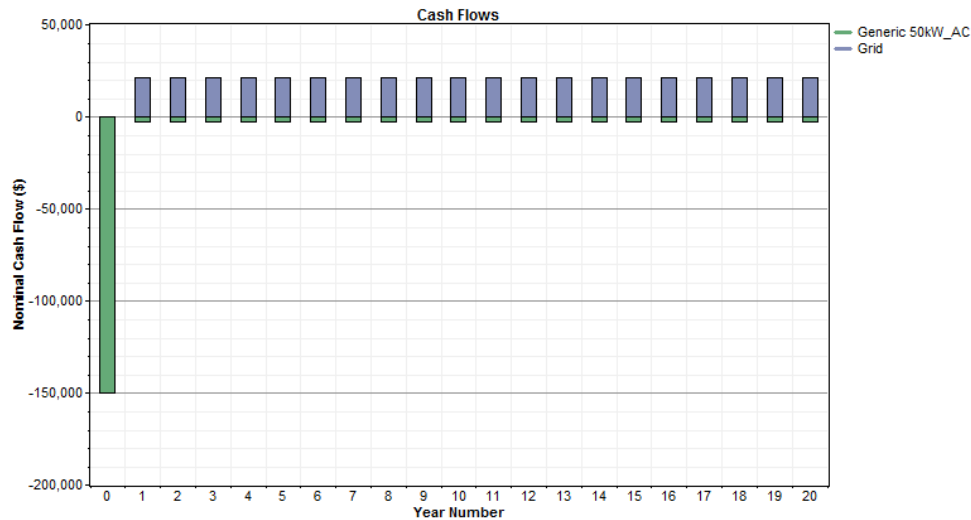
Στοιχεία υβριδικού συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Κατανάλωση Καυσίμου (L)	Ώρες λειτουργίας ντηζελογεν. (hrs)
ΑΓ 50 kW	150,000	-18,399	-61,033	-0.049	0	0
[ΥΣΗΕ_6α]	321,200	-53,628	-293,906	-0.238	0	0

Τα αρνητικά πρόσημα που προκύπτουν στο παραπάνω πίνακα οφείλονται στα έσοδα που προέρχονται από την πώληση ενέργειας στο δίκτυο τα οποία υπερβαίνουν τα κόστη του συστήματος. Η μείωση των κερδών συγκριτικά με το ΥΣΗΕ_6α οφείλεται

κυρίως στην ευρύτερη χρησιμοποίηση του κεντρικού δικτύου για την κάλυψη της ηλεκτρικής ζήτησης του φορτίου.

6.4.3.1.1 Οικονομικά αποτελέσματα

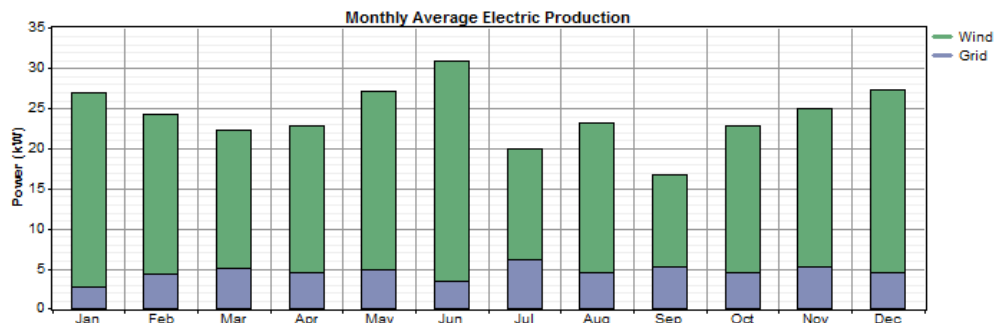
Οι ετήσιες χρηματοροές ανά συστατικό του βέλτιστου ΥΣΗΕ_6γ παρουσιάζονται στο ακόλουθο Σχήμα 6.54.



Σχήμα 6.54 Ετήσιες χρηματοροές συστατικών ΥΣΗΕ_6γ

6.4.3.1.2 Ενεργειακά αποτελέσματα

Η μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του ΥΣΗΕ_6γ παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.55 που ακολουθεί.



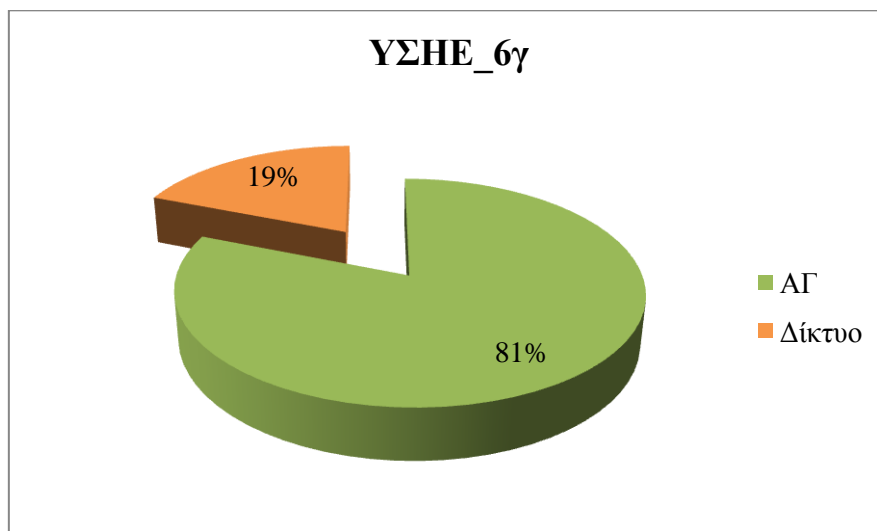
Σχήμα 6.55 Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_6γ

Στο Πίνακα 6.57, που ακολουθεί, παρουσιάζεται η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του ΥΣΗΕ_6γ, που αποτελείται από την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της ΑΓ και το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που προήλθε από το δίκτυο ετησίως για τη κάλυψη του φορτίου της περιοχής.

Πίνακας 6.57 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_6γ

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(kWh/yr)	(%)
ΑΓ	170,822	81%
Ντηζελογεννήτρια	0	0%
Δίκτυο	40,086	19%
Σύνολο	210,908	100%

Το ποσοστό συμβολής της κάθε μονάδας παραγωγής του παραπάνω πίνακα παρουσιάζεται και διαγραμματικά στο ακόλουθο Σχήμα 6.56.



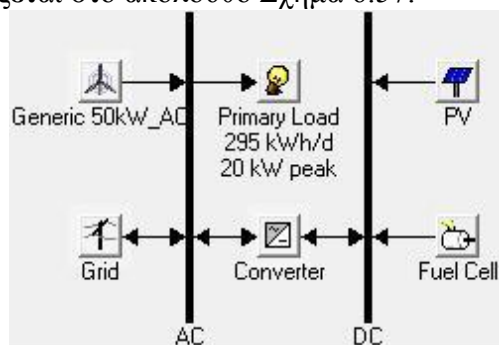
Σχήμα 6.56 Ποσοστό συμμετοχής κάθε μονάδος παραγωγής του ΥΣΗΕ_6γ

Το ποσό επαναπώλησης (SR) στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι 0.25 €/kWh. Η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας στο παρόν σύστημα είναι 0.000162 kWh ετησίως, άρα πρακτικά το σύνολο της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας αξιοποιείται είτε για τη κάλυψη του φορτίου της περιοχής είτε για επαναπώληση στο δίκτυο. Στο ΥΣΗΕ_6γ η συνολική ηλεκτρική ενέργεια που προήλθε από το δίκτυο είναι 40,086 kWh ετησίως ενώ το σύνολο που πωλήθηκε στο δίκτυο είναι 103,233 kWh ετησίως. Συμπεραίνουμε λοιπόν, ότι η καθαρή συνολική ηλεκτρική ενέργεια που μεταπωλήθηκε από το σύστημα προς το δίκτυο είναι 63,147 kWh ετησίως γεγονός που αποφέρει στο σύστημα 21,399 € ετησίως.

6.4.4 Διασυνδεδεμένο Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_6δ): ΑΓ, ΦΒ, Μετατροπέας, Γεννήτρια Κυψέλης Καυσίμου

Στο παρόν σύστημα εξετάστηκε η αντικατάσταση της νητζελογεννήτριας του ΥΣΗΕ_6α με γεννήτρια κυψέλης καυσίμου (Fuel cell).

Το ΥΣΗΕ_6δ απεικονίζεται στο ακόλουθο Σχήμα 6.57.



Σχήμα 6.57 Γραφική απεικόνιση ΥΣΗΕ_6δ

6.4.4.1 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Το βέλτιστο ΥΣΗΕ_6δ που προκύπτει περιέχει ΑΓ 50 kW, ΦΒ 80 kW, μετατροπέα 60 kW ενώ η χρησιμοποίηση της γεννήτριας κυψέλης καυσίμου δεν κρίνεται απαραίτητη, γεγονός που μας οδηγεί στη περίπτωση του ΥΣΗΕ_6α το οποίο εξετάστηκε προηγουμένως.

6.5 ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ - ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

6.5.1 Απομονωμένα Υβριδικά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας

Συγκεντρωτικά, τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας παρουσιάζονται στον ακόλουθο Πίνακα 6.58.

Πίνακας 6.58 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά απομονωμένων ΥΣΗΕ

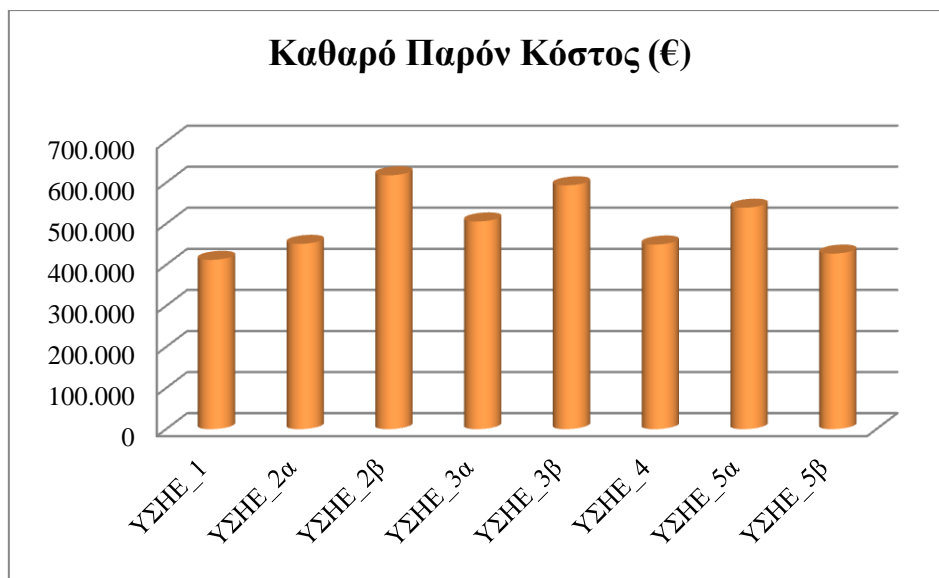
Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Εκπομπές CO ₂ (kg/yr)
ΥΣΗΕ_1	290,350	10,622	412,182	0.334	8,186
ΥΣΗΕ_2α	242,500	18,186	451,097	0.365	22,955
ΥΣΗΕ_2β	115,350	43,822	617,981	0.500	70,315
ΥΣΗΕ_3α	209,600	25,816	505,706	0.409	34,665
ΥΣΗΕ_3β	155,000	38,238	593,583	0.481	56,943
ΥΣΗΕ_4	364,500	7,408	449,469	0.364	6,161
ΥΣΗΕ_5α	325,600	18,614	539,102	0.437	22,574
ΥΣΗΕ_5β	299,450	11,153	427,378	0.346	8,370

Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας	Κατανάλωση Καυσίμου (L, m ³)	Ώρες λειτουργίας γεννήτριας (hrs)	Περίσσεια ενέργεια (kWh/yr)
ΥΣΗΕ_1	3,109	630	136,806
ΥΣΗΕ_2α	8,717	1,491	46,397
ΥΣΗΕ_2β	26,702	6,413	63,452
ΥΣΗΕ_3α	13,164	2,216	90,185
ΥΣΗΕ_3β	21,624	5,672	113,344
ΥΣΗΕ_4	3,194	885	115,545
ΥΣΗΕ_5α	8,575	2,446	115,015
ΥΣΗΕ_5β	3,184	942	86,639

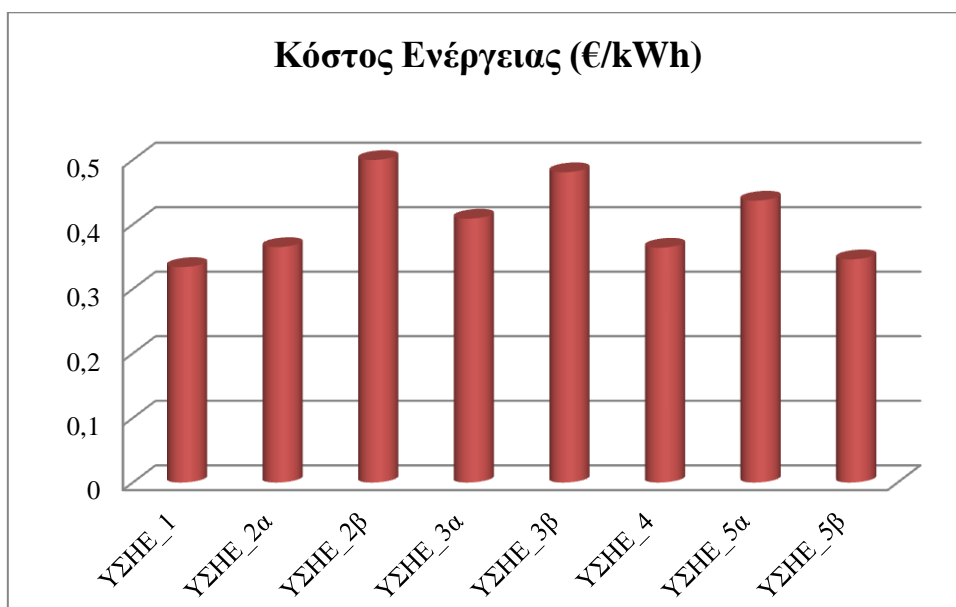
Στο παραπάνω πίνακα το χαμηλότερο αρχικό κόστος παρατηρείται στο ΥΣΗΕ_2β, που εμπεριέχει φωτοβολταϊκά, μετατροπέα και νηξελογεννήτρια, χωρίς κάποιο

αποθηκευτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ το υψηλότερο παρατηρείται στο ΥΣΗΕ_4, που εμπεριέχει φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτρια, συσσωρευτές, μετατροπέα και γεννήτρια κυψέλης καυσίμου φυσικού αερίου.

Για την κατάταξη των ΥΣΗΕ χρησιμοποιήθηκαν τα εξής κριτήρια: το Καθαρό Παρόν Κόστος, το Κόστος Ενέργειας (ως οικονομικά κριτήρια) και οι Εκπομπές CO₂ (ως περιβαλλοντικό κριτήριο). Διαγραμματικά η σύγκριση των απομονωμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας παρουσιάζεται ακολούθως στα Σχήματα 6.58 έως 6.60.



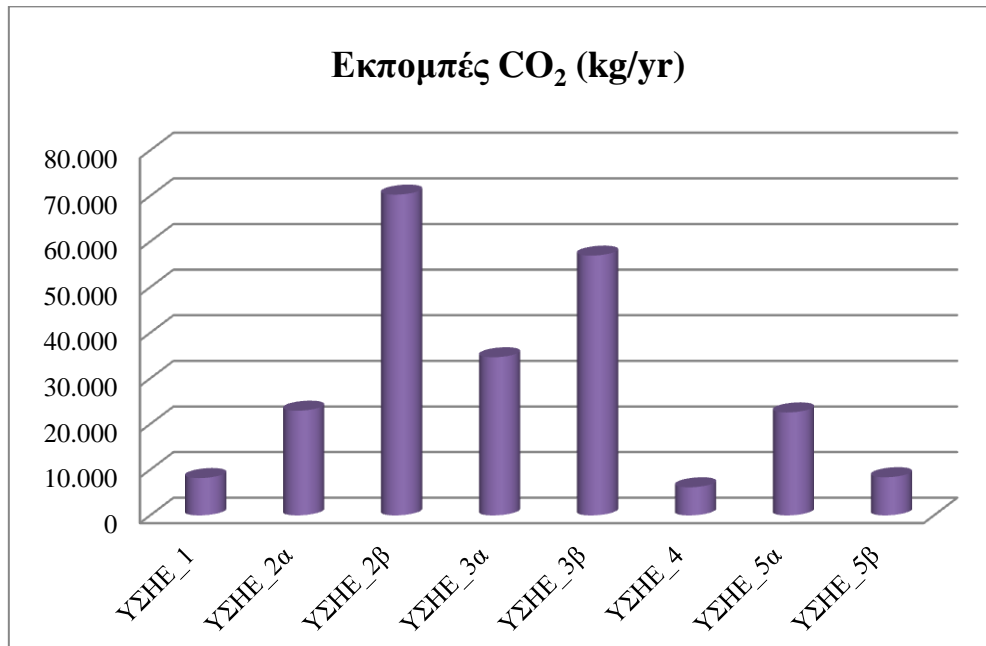
Σχήμα 6.58 Καθαρό παρόν κόστος απομονωμένων ΥΣΗΕ



Σχήμα 6.59 Κόστος ενέργειας απομονωμένων ΥΣΗΕ

Όπως προκύπτει από τα παραπάνω διαγράμματα και το συγκεντρωτικό Πίνακα 6.58 το ΥΣΗΕ_1 κρίνεται ως το βέλτιστο καθώς παρουσιάζει τόσο το μικρότερο Καθαρό Παρόν Κόστος όσο και το μικρότερο Κόστος Ενέργειας. Το ΥΣΗΕ_2β κρίνεται ως το

χείριστο καθώς παρουσιάζει το υψηλότερο Καθαρό Παρόν Κόστος και Κόστος Ενέργειας συγκριτικά με τα υπόλοιπα ΥΣΗΕ.



Σχήμα 6.60 Εκπομπές CO₂ απομονωμένων ΥΣΗΕ

Από το παραπάνω διάγραμμα και το συγκεντρωτικό Πίνακα 6.58 προκύπτει ότι το ΥΣΗΕ_4 είναι το περισσότερο φιλικό προς το περιβάλλον καθώς παρουσιάζει τις λιγότερες εκπομπές CO₂ από τα υπόλοιπα ΥΣΗΕ. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αντικατάσταση της ντηζελογεννήτριας με κυψέλη καυσίμου φυσικού αερίου οδηγώντας βέβαια και στο υψηλότερο αρχικό κόστος μεταξύ των ΥΣΗΕ.

Συγκεντρωτικά, τα αποτελέσματα της συνολικής ετήσιας παραγωγής των απομονωμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας αλλά και των επιμέρους στοιχείων τους παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 6.59.

Πίνακας 6.59 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας απομονωμένων ΥΣΗΕ

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή (kWh/yr)				
	ΥΣΗΕ_1	ΥΣΗΕ_2α	ΥΣΗΕ_2β	ΥΣΗΕ_3α	ΥΣΗΕ_3β
ΦΒ	76,166	152,332	110,018	0	0
ΑΓ	170,822	0	0	170,822	170,822
Ντηζελογεν.	8,403	25,327	65,766	38,474	50,197
Σύνολο	255,391	177,659	177,659	209,296	221,019

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή (kWh/yr)		
	ΥΣΗΕ_4	ΥΣΗΕ_5α	ΥΣΗΕ_5β
ΦΒ	50,777	67,703	93,092
ΑΓ	170,822	170,822	170,822
Ντίζελογεν.	0	18,645	6,707
Κυψέλη Καυσίμου	12,777	0	0
Γεννήτρια H ₂	0	9,892	22,493
Σύνολο	234,376	267,062	293,113

Όπως παρατηρείται στο παραπάνω πίνακα το ΥΣΗΕ_5β έχει τη μεγαλύτερη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συγκριτικά με τα υπόλοιπα ΥΣΗΕ, ενώ η μικρότερη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζεται στο ΥΣΗΕ_2α και 2β.

6.5.2 Διασυνδεδεμένα Υβριδικά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας

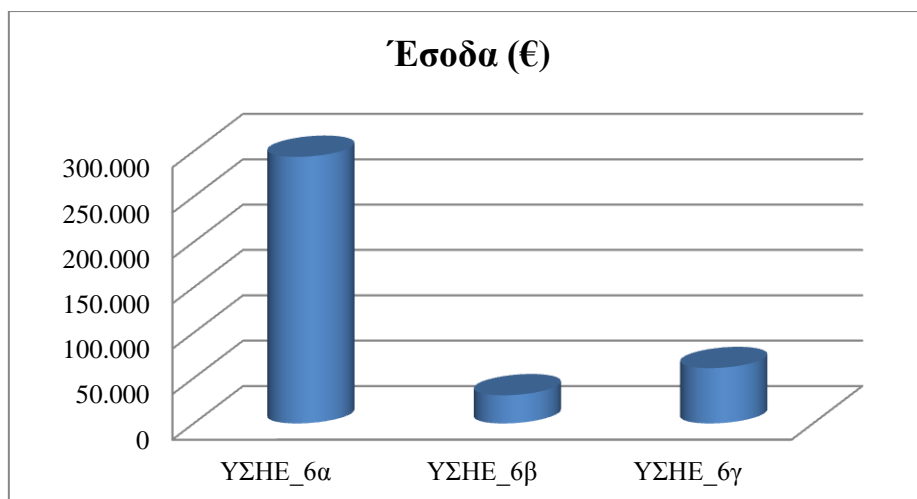
Στον ακόλουθο Πίνακα 6.60 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας.

Πίνακας 6.60 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ

Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Καθαρή ενέργεια προς το δίκτυο (kWh/yr)	Εκπομπές CO ₂ (kg/yr)
ΥΣΗΕ_6α	321,200	-53,628	-293,906	-0.238	184,437	-116,564
ΥΣΗΕ_6β	171,200	-17,634	-31,057	-0.025	13,614	-8,604
ΥΣΗΕ_6γ	150,000	-18,399	-61,033	-0.049	63,147	-39,909

Όπως παρατηρείται στο παραπάνω πίνακα το ΥΣΗΕ_6γ παρουσιάζει το χαμηλότερο αρχικό κόστος, ενώ το υψηλότερο παρατηρείται στο ΥΣΗΕ_6α. Επίσης, η καθαρή ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο είναι κατά πολύ μεγαλύτερη στο ΥΣΗΕ_6α συγκριτικά με τα υπόλοιπα διασυνδεδεμένα ΥΣΗΕ. Η ενέργεια αυτή προέρχεται από τη χρήση ΑΠΕ, έτσι παρουσιάζεται μια ετήσια εξοικονόμηση στις εκπομπές του CO₂. Για το λόγο αυτό το ΥΣΗΕ_6α παρουσιάζει και τη μεγαλύτερη εξοικονόμηση εκπομπών CO₂ ετησίως.

Η κατάταξη των διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ πραγματοποιήθηκε βάσει του κριτηρίου του Καθαρού Παρόντος Κόστους κάθε συστήματος. Πρέπει να επισημανθεί ότι τα αρνητικά κόστη μεταφράζονται ως έσοδα (κέρδη) που προέρχονται από τη πώληση ενέργειας από το σύστημα προς το τοπικό κεντρικό δίκτυο. Διαγραμματικά η σύγκριση των διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.61 που ακολουθεί.



Σχήμα 6.61 Έσοδα διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ

Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα της συνολικής ετήσιας παραγωγής των διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας καθώς και των επιμέρους στοιχείων τους παρουσιάζονται στο Πίνακα 6.61 που ακολουθεί.

Πίνακας 6.61 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή (kWh/yr)		
	ΥΣΗΕ_6α	ΥΣΗΕ_6β	ΥΣΗΕ_6γ
ΦΒ	135,406	135,406	0
ΑΓ	170,822	0	170,822
Δίκτυο	20,053	59,766	40,086
Σύνολο	326,281	195,172	210,908

Συμπερασματικά, τόσο από το διάγραμμα του Σχήματος 6.61 όσο και από τους συγκεντρωτικούς Πίνακες 6.60 και 6.61 ως βέλτιστο κρίνεται το ΥΣΗΕ_6α καθώς παρουσιάζει τη μεγαλύτερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ως εκ τούτου τα περισσότερα έσοδα από τη πώληση της περίσσειας ενέργειας προς το τοπικό κεντρικό δίκτυο, με μοναδικό μειονέκτημά του το υψηλό αρχικό κόστος.

6.6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Τα διασυνδεδεμένα ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας κρίνονται ως περισσότερο οικονομικά σε σχέση με τα απομονωμένα τόσο βάσει του κριτηρίου του Καθαρού Παρόντος Κόστους όσο και του Κόστους Ενέργειας. Αυτό οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι στα διασυνδεδεμένα ΥΣΗΕ υπάρχει η δυνατότητα επαναπώλησης της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας στο κεντρικό δίκτυο αυξάνοντας έτσι τα έσοδα των συστημάτων αυτών.

Όπως παρατηρείται η διασύνδεση των ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας με το κεντρικό δίκτυο οδήγησε σε καθολική αντικατάσταση της χρήσης συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως η νηζελογεννήτρια, καθώς και των αποθηκευτικών συστημάτων. Ως αποτέλεσμα αυτού τα διασυνδεδεμένα ΥΣΗΕ παρουσιάζουν

μειωμένες εκπομπές ρύπων, συγκριτικά με τα απομονωμένα, και έτσι μπορούν να χαρακτηριστούν περισσότερο φιλικά προς το περιβάλλον.

Επιπλέον, το αρχικό κόστος των διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ παρουσιάζεται αρκετά μειωμένο συγκριτικά με αυτό των απομονωμένων, χωρίς όμως να λαμβάνεται υπόψιν το κόστος διασύνδεσης με το κεντρικό δίκτυο, που στις περισσότερες περιπτώσεις θεωρείται αρκετά σημαντικό.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

Ανάλυση σεναρίων με το λογισμικό RETScreen

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται μια οικονομοτεχνική ανάλυση και αξιολόγηση συγκεκριμένων μη διασυνδεδεμένων στο κεντρικό δίκτυο ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας του προηγούμενου κεφαλαίου με τη βοήθεια του λογισμικού RETScreen. Η μοντελοποίηση όλων των δυνατών σεναρίων δεν ήταν εφικτή καθώς δεν παρέχεται η δυνατότητα εξέτασης συνδυασμού πολλών συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τεχνολογιών ΑΠΕ με το λογισμικό αυτό. Στο RETScreen ακολουθείται μια διαφορετικού τύπου ανάλυση περισσότερο επικεντρωμένη στις οικονομικές παραμέτρους του συστήματος.

7.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΈΡΓΟΥ

Η εγκατάσταση των ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας μελετήθηκε σε οικισμό της περιοχής Σούδας Χανίων. Τα δεδομένα της τοποθεσίας του έργου καθώς και μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής που αναπτύχθηκε παρουσιάζονται στον ακόλουθο Πίνακα 7.1.

Πίνακας 7.1 Δεδομένα περιοχής έργου

Σούδα Χανιά		Μονάδα	Τοποθεσία έργου	
Γεωγραφικό πλάτος		°B	35.5	
Γεωγραφικό μήκος		°A	24.2	
Υψόμετρο		m	146	
Μήνας	Μέση θερμοκρασία αέρα	Μέση οριζόντια ηλιακή ακτινοβολία	Μέση ταχύτητα ανέμου	
	°C	kWh/m ² /ημ	m/s	
Ιανουάριος	11.0	2.31	7.4	
Φεβρουάριος	10.8	3.20	6.9	
Μάρτιος	12.6	4.57	6.2	
Απρίλιος	15.7	6.30	6.3	
Μάιος	20.1	7.45	6.9	
Ιούνιος	24.6	8.45	8.1	
Ιούλιος	26.6	8.41	5.6	
Αύγουστος	26.1	7.58	6.7	
Σεπτέμβριος	23.3	6.14	5.3	
Οκτώβριος	19.9	4.28	6.5	
Νοέμβριος	15.6	2.65	6.7	
Δεκέμβριος	12.1	2.05	8.1	
Ετησίως	18.2	5.29	6.7	

Η συνολική ετήσια οριζόντια ηλιακή ακτινοβολία της περιοχής είναι 1.93 MWh/ m² ενώ η μέση θερμοκρασία ετησίως είναι 18.2 °C. Κατά τη προσομοίωση των κλιματικών δεδομένων της περιοχής στο RETScreen λαμβάνονται οι μέσες μηνιαίες τιμές της ημερήσιας οριζόντιας ηλιακής ακτινοβολίας και ταχύτητας του ανέμου, σε αντίθεση με το HOMER όπου η προσομοίωση είναι ωριαία και προφανώς

περισσότερο ρεαλιστική. Η συνολική ημερήσια ηλεκτρική ζήτηση του οικισμού είναι ίση με 295 kWh, επομένως η ετήσια ηλεκτρική ζήτηση είναι της τάξεως των 107.675 MWh, όπως και στο προηγούμενο κεφάλαιο. Η ετήσια αιχμή του φορτίου είναι 20 kW.

Τόσο τα δεδομένα ζήτησης του φορτίου της περιοχής όσο και τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής παραμένουν ίδια σε όλα τα σενάρια που μελετήθηκαν.

7.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

Ακολουθεί μια σύντομη περιγραφή των διάφορων παραλλαγών απομονωμένων ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας που εξετάστηκαν με τη βοήθεια του λογισμικού RETScreen:

- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_2α) με φωτοβολταϊκά, συσσωρευτές (μπαταρίες), μετατροπέα και νηξελογεννήτρια ως συμβατική μονάδα παραγωγής.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_2β) με φωτοβολταϊκά, μετατροπέα και νηξελογεννήτρια ως συμβατική μονάδα παραγωγής, χωρίς όμως αποθηκευτικό μέσο.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_3α) με ανεμογεννήτρια, συσσωρευτές (μπαταρίες), μετατροπέα και νηξελογεννήτρια ως συμβατική μονάδα παραγωγής.
- Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΥΣΗΕ_3β) με ανεμογεννήτρια και νηξελογεννήτρια, χωρίς τη παρουσία αποθηκευτικού συστήματος.

Στον συγκεντρωτικό Πίνακα 7.2 που ακολουθεί παρουσιάζονται όλες οι περιπτώσεις των ΥΣΗΕ που εξετάστηκαν μαζί με τις επιμέρους τεχνολογίες τους.

Πίνακας 7.2 Χαρακτηριστικά ΥΣΗΕ

	Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4
	ΥΣΗΕ_2α	ΥΣΗΕ_2β	ΥΣΗΕ_3α	ΥΣΗΕ_3β
ΑΓ	–	–	✓	✓
ΦΒ	✓	✓	–	–
Νηξελογεννήτρια	✓	✓	✓	✓
Μπαταρίες	✓	–	✓	–
Μετατροπέας	✓	✓	✓	–

Ανάλογα με τις μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούνται σε κάθε σενάριο υπάρχει και διαφορετική συμβολή στη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος είναι να βρεθεί το βέλτιστο οικονομοτεχνικά ΥΣΗΕ με όσο το δυνατόν μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ για την κάλυψη της ετήσιας ζήτησης.

7.3 ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΕΠΙΜΕΡΟΥΣ ΣΥΣΤΑΤΙΚΩΝ ΥΣΗΕ

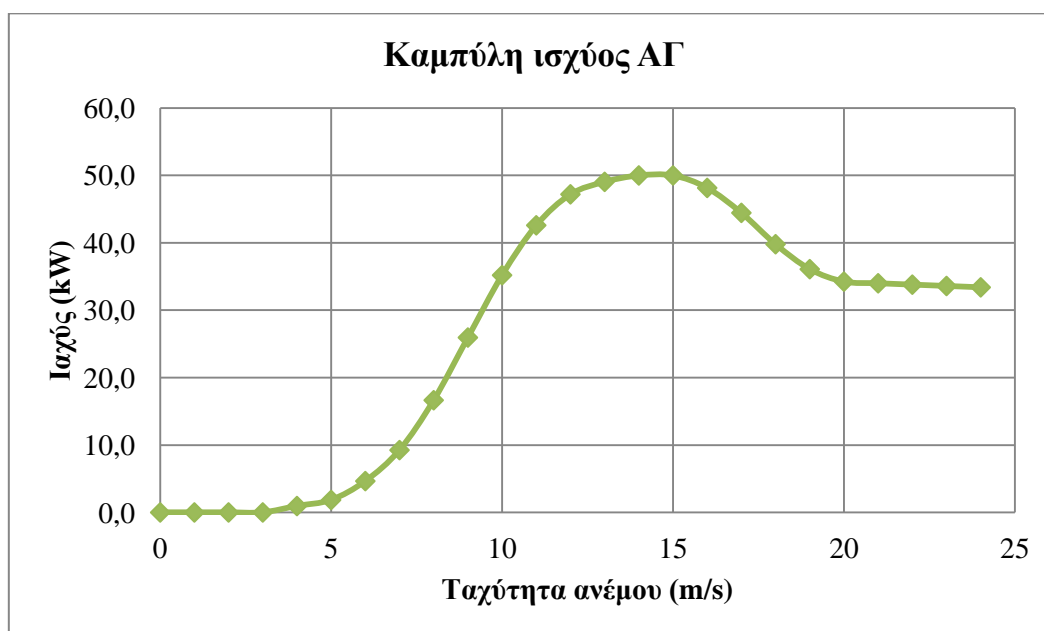
7.3.1 Φωτοβολταϊκά

Τα ΦΒ πάνελ που επιλέχθηκαν είναι μονοκρυσταλλικού πυριτίου και τοποθετήθηκαν με κλίση 30° σε νότιο προσανατολισμό, αφού το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής είναι 35°. Η ονομαστική απόδοση του συγκεκριμένου μοντέλου ΦΒ είναι 14 % και η

ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των ΦΒ στοιχείων (NOCT) είναι 45°C. Η μέθοδος ελέγχου που εφαρμόζεται, για τη διασύνδεση της διάταξης με το υπόλοιπο σύστημα, είναι αυτή της μέγιστης ισχύος ιχνηλάτησης σημείου (MPPT).

7.3.2 Ανεμογεννήτρια

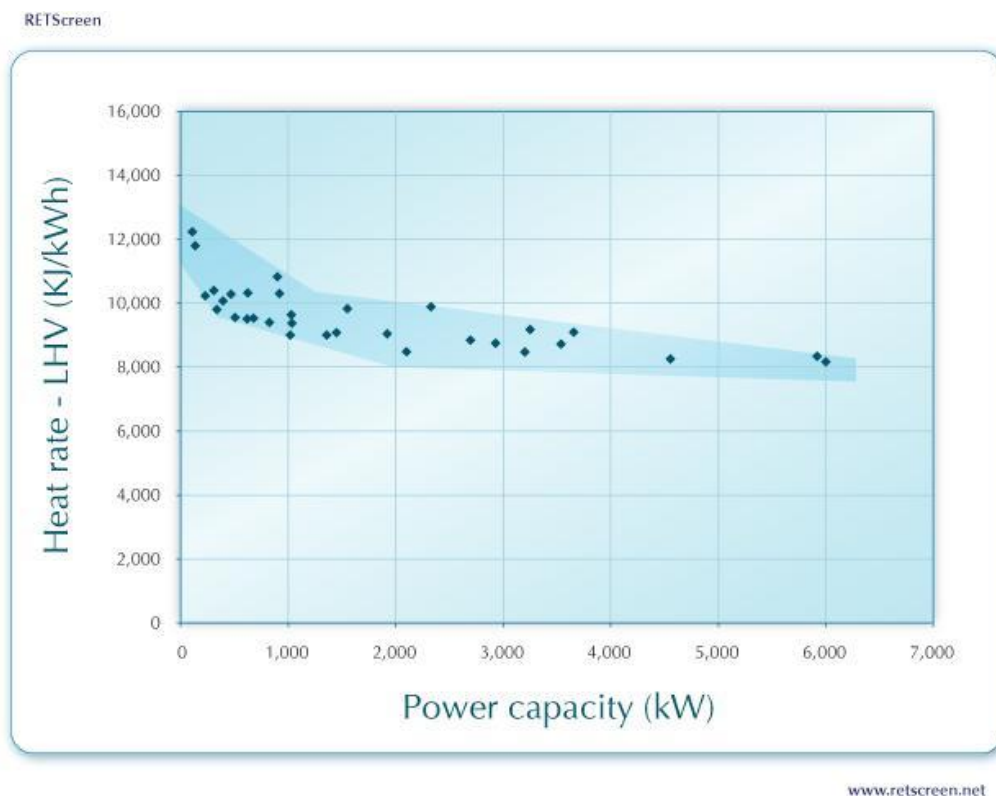
Η ανεμογεννήτρια που χρησιμοποιήθηκε είναι οριζόντιου άξονα, τύπου AC, ισχύος 50 kW με ύψος πυλώνα 42.7 m. Επιλέχθηκε το μοντέλο E-3120 της κατασκευάστριας εταιρείας Endurance Wind Power με διάμετρο ρότορα 19 m και επιφάνεια σάρωσης 290 m². Επίσης οι απώλειες του πτερυγίου τέθηκαν ίσες με 0.5% ενώ οι υπόλοιπες απώλειες της διάταξης ίσες με 3 %. Η καμπύλη ισχύος, του συγκεκριμένου τύπου ανεμογεννήτριας, παρουσιάζεται στο ακόλουθο Σχήμα 7.1.



Σχήμα 7.1 Καμπύλη ισχύος ΑΓ 50 kW

7.3.3 Ντηζελογεννήτρια

Η ντηζελογεννήτρια (εμβολοφόρος μηχανή) που επιλέχθηκε είναι ισχύος 20 kW ώστε να καλύπτεται η αιχμή του φορτίου ετησίως ενώ η τιμή του καυσίμου diesel ορίστηκε στα 1.5 €/L. Η ειδική κατανάλωση θερμότητας, επιλέγοντας Κατώτερη Θερμογόνο Ικανότητα (ΚΘΙ) κατά την ανάλυσή μας, για τη ντηζελογεννήτρια που χρησιμοποιήθηκε, βρέθηκε περίπου ίση με 10000 kJ/kWh, όπως προκύπτει από το ακόλουθο Σχήμα 7.2 [23].



Σχήμα 7.2 Ειδική κατανάλωση θερμότητας

Κατά τη προσομοίωση του συστήματος πραγματοποιείται σύγκριση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των τεχνολογιών ΑΠΕ με την υπάρχουσα τεχνολογία, στη προκειμένη περίπτωση με τη νηξελογεννήτρια, για την εύρεση του βέλτιστου ΥΣΗΕ.

Στη περίπτωση χρησιμοποίησης μόνο της νηξελογεννήτριας, το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησής της θα ήταν $0.010 \text{ (€/kWhr)} \cdot 8760 \text{ (hr)} \cdot 20 \text{ (kW)} = 1750 \text{ €}$ ενώ η συνολική ποσότητα καυσίμου που θα καταναλωνόταν ετησίως θα ήταν 29673 L με συνολικό κόστος 42262 €.

7.3.4 Συσσωρευτές

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συσσωρευτών που χρησιμοποιήθηκαν παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω Πίνακα 7.3.

Πίνακας 7.3 Τεχνικά χαρακτηριστικά συσσωρευτών

Ημέρες αυτονομίας	1.0 ημέρα
Τάση	4.0 V
Βαθμός απόδοσης	80 %
Μέγιστο βάθος απόρριψης	60 %
Απόδοση ελεγκτή φόρτισης	95 %
Μέθοδος ελέγχου θερμοκρασίας	Περιβάλλοντος
Χωρητικότητα	1,900 Ah

Στην μελέτη που ακολουθεί, η αυτονομία των συσσωρευτών τέθηκε ίση με μία ημέρα, οπότε η προτεινόμενη χωρητικότητά τους, από το λογισμικό, είναι 147656 Ah. Επομένως προτείνεται να χρησιμοποιηθούν $147656 / 1900 = 78$ μπαταρίες. Επειδή όμως κάθε συστοιχία περιέχει 12 μπαταρίες τελικά χρησιμοποιούνται 84. Ο

περιορισμός της αυτονομίας των συσσωρευτών αποτελεί σημαντική διαφοροποίηση των δύο λογισμικών καθώς κατά τη μοντελοποίηση των συσσωρευτών στο HOMER δεν λαμβάνεται υπόψιν.

7.3.5 Μετατροπéας

Ο μετατροπέας που επιλέχθηκε είναι χωρητικότητας 20 kW ώστε να καλύπτεται η μέγιστη ζήτηση του φορτίου ετησίως, με βαθμό απόδοσης 90 %. Λοιπές απώλειες στη διάταξη αυτή δεν συμπεριλήφθηκαν.

7.4 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΑΤΙΚΩΝ ΥΣΗΕ

Κατά τη μοντελοποίηση των συστημάτων λαμβάνονται υπόψη επίσης τα περιοδικά κόστη αντικατάστασης, λόγω φθορών, των επιμέρους συστατικών τους ως εξής:

- Η διάρκεια ζωής της νηξελογεννήτριας σε ώρες λειτουργίας, σύμφωνα με τον κατασκευαστή, είναι 15000 ώρες. Μετά την προσομοίωση του συστήματος, με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER, βρέθηκε ότι η νηξελογεννήτρια λειτουργεί 1491 ώρες/ έτος. Επομένως, αντικατάσταση της νηξελογεννήτριας πραγματοποιείται κάθε $15000 / 1491 = 10$ χρόνια, δηλαδή στα μισά χρόνια της διάρκειας ζωής του έργου, με κόστος 5.000 €.
- Αντίστοιχα, στα σενάρια χωρίς συσσωρευτές, κατά τα οποία η νηξελογεννήτρια λειτουργεί για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα ετησίως, επιβάλλεται η αντικατάστασή της κάθε $15000 / 5672 = 2,64$, δηλαδή σχεδόν κάθε 3 χρόνια, με κόστος 5.000 €.
- Μετά από προσομοίωση των συστημάτων που εμπεριέχουν συσσωρευτές, με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER, προκύπτει αντικατάστασή τους περίπου κάθε 10 χρόνια, με κόστος 92.400 €.
- Αντικατάσταση μετατροπέα κάθε 15 χρόνια, με κόστος 20.000 €, όπως προκύπτει από τον κατασκευαστή.

Αναλυτικά τα κόστη κάθε συστατικού των ΥΣΗΕ παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.4 που ακολουθεί.

Πίνακας 7.4 Οικονομικά χαρακτηριστικά ΥΣΗΕ

Μέρη Συστήματος	Κόστος μονάδος (€)	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)
Φωτοβολταϊκά 90 kW	1390	125100	0
Ανεμογεννήτρια 50 kW	3000	150000	3000
Μπαταρίες 84	1100	92400	840
Νηξελογεννήτρια 20 kW	250	5000	300
Μετατροπέας 20 kW	1000	20000	200
Σύστημα συνολικά		392500	4340

7.5 ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΥΣΗΕ_2Α): ΦΒ, ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ, ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΑΣ, ΝΤΗΞΕΛΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ

Στο σενάριο που ακολουθεί το ΥΣΗΕ_2α περιέχει νηξελογεννήτρια ισχύος 20 kW, 84 μπαταρίες, μετατροπέα χωρητικότητας 20 kW ενώ το εύρος των ΦΒ που εξετάστηκε ήταν από 30 έως 100 kW. Η διάρκεια ζωής του έργου ορίστηκε στα 20 χρόνια με επιτόκιο αναγωγής 6 %.

7.5.1 Αποτελέσματα οικονομοτεχνικής ανάλυσης

Στον συγκεντρωτικό Πίνακα 7.5 που ακολουθεί παρουσιάζονται αναλυτικά οι χρηματοοικονομικοί δείκτες της κάθε περίπτωσης καθώς και τα ποσοστά συμμετοχής κάθε μονάδας παραγωγής, είτε συμβατικής (νηξελογεννήτρια) είτε ανανεώσιμης (ΦΒ), στη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 7.5 Οικονομοτεχνικά χαρακτηριστικά ΥΣΗΕ_2α

Χρηματοοικονομικοί δείκτες					Ηλεκτρική ενέργεια αποδιδόμενη στο φορτίο			
					Φωτοβολταϊκά		Νηξελογεννήτρια	
ΦΒ (kW)	ΚΠΑ (€)	IRR	Έτος αποπληρωμής	O-K	MWh	Ποσοστό (%)	MWh	Ποσοστό (%)
30	-4724	5.6%	8.5	0.97	53.59	49.8%	54.1	50.2%
35	31323	8.5%	7.4	1.19	61.30	56.9%	46.4	43.1%
40	66659	11.0%	6.6	1.39	68.88	64.0%	38.8	36.0%
45	101536	13.0%	6.1	1.56	76.38	70.9%	31.3	29.1%
50	136106	14.8%	5.6	1.73	83.82	77.8%	23.9	22.2%
55	159745	15.9%	5.4	1.82	89.30	82.9%	18.4	17.1%
60	172049	16.2%	5.3	1.86	92.76	86.1%	14.9	13.9%
65	180759	16.3%	5.3	1.87	95.56	88.8%	12.1	11.2%
70	188431	16.3%	5.3	1.88	98.18	91.2%	9.5	8.8%
75	191652	16.2%	5.4	1.86	100.01	92.9%	7.7	7.1%
80	193552	15.9%	5.4	1.85	101.59	94.4%	6.1	5.6%
85	195426	15.7%	5.5	1.83	103.18	95.8%	4.5	4.2%
90	196362	15.5%	5.6	1.81	104.59	97.1%	3.1	2.9%
95	196268	15.2%	5.7	1.79	105.82	98.3%	1.9	1.7%
100	195268	14.9%	5.8	1.76	106.89	99.3%	0.8	0.7%
105	192722	14.6%	5.9	1.73	107.73	100.0%	0	0.0%

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης είναι ο λόγος της μέσης παραγόμενης ισχύος προς τη μέγιστη παραγόμενη ισχύ σε δεδομένο χρονικό διάστημα. Στη συγκεκριμένη περίπτωση ο συντελεστής αυτός των ΦΒ, με εφαρμογή της μεθόδου ελέγχου μέγιστης ισχύος ιχνηλάτησης σημείου, είναι ίσος με 22.2 %.

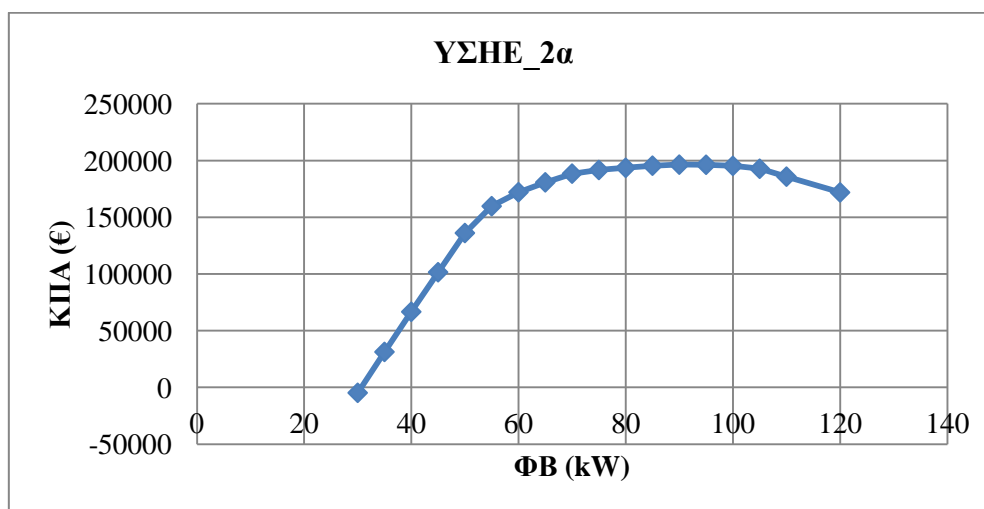
7.5.2 Οικονομική βιωσιμότητα συστήματος (Σύγκριση εναλλακτικών κριτηρίων αξιολόγησης)

Κάθε ένα από τα τέσσερα κριτήρια αξιολόγησης μπορεί να οδηγήσει στην επιλογή διαφορετικού τύπου υβριδικού συστήματος και κατά συνέπεια σε διαφορετικό επενδυτικό σχέδιο. Η χρησιμοποίηση του κριτηρίου της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ) οδηγεί στην επιλογή υβριδικού συστήματος με ΦΒ ισχύος 90 kW, το κριτήριο του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης (IRR) οδηγεί στην επιλογή υβριδικού συστήματος με ΦΒ ισχύος 65 kW, με το κριτήριο της αναλογίας Οφέλους – Κόστους (Ο-Κ) επιλέγεται σύστημα με ΦΒ ισχύος 70 kW, ενώ με το κριτήριο επανείσπραξης του αρχικού κεφαλαίου επιλέγεται σύστημα με ΦΒ ισχύος 60 kW.

Στην πράξη συχνά επιλέγεται το επενδυτικό σχέδιο με τον υψηλότερο IRR, με την προϋπόθεση ότι ο IRR είναι μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($IRR > 0.06$) ή το σχέδιο με τη μικρότερη περίοδο επανείσπραξης. Τα σχέδια αυτά είναι συνήθως υποβέλτιστα, δηλαδή δεν οδηγούν στην επιλογή του συστήματος με την υψηλότερη παρούσα αξία και ως εκ τούτου του σχεδίου το οποίο επιτυγχάνει τη βέλτιστη κατανομή των πόρων.

Από αυτή τη σκοπιά, η ΚΠΑ αποτελεί το προτιμητέο κριτήριο αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων. Ο λόγος είναι ότι με το κριτήριο της ΚΠΑ η αξία της επένδυσης εκφράζεται σε απόλυτες τιμές (σε ευρώ), ενώ με το κριτήριο του IRR εκφράζεται ως ποσοστό. Έτσι, ο IRR, ως ποσοστό αγνοεί τη διάσταση «μέγεθος», και μπορεί να οδηγήσει στην επιλογή μιας επένδυσης με μεγάλο ποσοστό κέρδους αλλά πολύ μικρό μέγεθος κέρδους, έναντι μιας άλλης με μικρό ποσοστό κέρδους αλλά μεγάλο κέρδος σε απόλυτη τιμή. Η ΚΠΑ λαμβάνει υπόψη της την απόδοση (μέσω του επιτοκίου προεξόφλησης) και το μέγεθος της επένδυσης. Επιπλέον, το κριτήριο της ΚΠΑ δεν επηρεάζεται από τις εναλλαγές των προσήμων των ταμειακών ροών, που μπορεί να δώσουν πολλαπλές λύσεις με περισσότερους από έναν θετικούς IRR σε ορισμένες περιπτώσεις.

Συμπερασματικά, η οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε οδηγεί στην επιλογή του βέλτιστου οικονομικά ΥΣΗΕ_2α με τη μέγιστη ΚΠΑ που περιλαμβάνει ΦΒ ισχύος 90 kW. Διαγραμματικά τα αποτελέσματα της ανάλυσης αυτής παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.3 που ακολουθεί.



Σχήμα 7.3 Διάγραμμα ΚΠΑ περιπτώσεων ΥΣΗΕ_2α

7.5.3 Ενεργειακή ανάλυση βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α

Η επιφάνεια των ΦΒ ισχύος 90 kW είναι 642.9 m² με συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια 104.59 MWh όπως παρουσιάζεται και στον ακόλουθο Πίνακα 7.6. Η συνολική ετήσια ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στην κεκλιμένη επιφάνεια των ΦΒ είναι 2.09 MWh/ m².

Πίνακας 7.6 Χαρακτηριστικά ΦΒ πάνελ

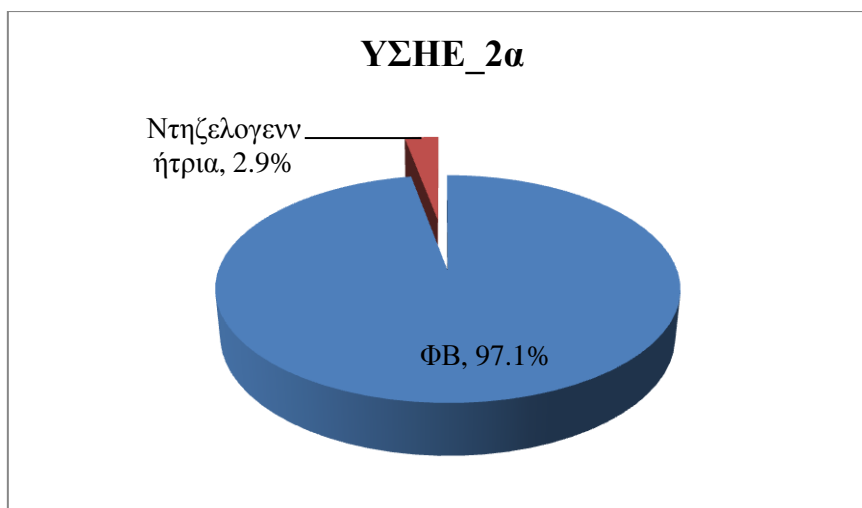
Μήνας	Μέση ηλιακή ακτινοβολία κεκλιμένου επίπεδου	Ηλεκτρική ενέργεια αποδιδόμενη στο φορτίο
	kWh/m²/ημ	MWh
Ιανουάριος	3.30	7.47
Φεβρουάριος	4.14	8.21
Μάρτιος	5.29	9.27
Απρίλιος	6.55	9.07
Μάιος	7.05	9.45
Ιούνιος	7.63	9.20
Ιούλιος	7.74	9.48
Αύγουστος	7.61	9.41
Σεπτέμβριος	6.96	9.01
Οκτώβριος	5.52	9.22
Νοέμβριος	3.74	7.98
Δεκέμβριος	3.01	6.81
Ετήσιο	5.72	104.59

Η συνολική ετήσια παραγωγή του βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α αλλά και των επιμέρους στοιχείων του παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 7.7.

Πίνακας 7.7 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_2α

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(MWh/yr)	(%)
ΦΒ	104.59	97.1%
Ντηζελογεννήτρια	3.1	2.9%
Σύνολο	107.69	100%

Τα ποσοστά συμβολής κάθε μονάδας παραγωγής παρουσιάζονται και διαγραμματικά στο Σχήμα 7.4 που ακολουθεί.



Σχήμα 7.4 Ποσοστό συμμετοχής των επιμέρους μονάδων παραγωγής του ΥΣΗΕ_2α

Παρατηρούμε ότι το μεγαλύτερο μέρος της ηλεκτρικής ζήτησης ετησίως καλύπτεται από τα ΦΒ ενώ η λειτουργία της ντηζελογεννήτριας είναι κυρίως επικουρική. Συγκριτικά με τα αντίστοιχα αποτελέσματα προσομοίωσης του ΥΣΗΕ_2α με το λογισμικό HOMER (Πίνακας 6.21) παρατηρείται μεγαλύτερο ποσοστό χρησιμοποίησης των ΦΒ και κατά συνέπεια πολύ μικρή χρησιμοποίηση της ντηζελογεννήτριας, αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το RETScreen λαμβάνει υπόψη για την ανάλυσή του τις μέσες μηνιαίες τιμές των μεγεθών, και όχι τις ωριαίες τιμές όπως στην περίπτωση του HOMER, το οποίο καθιστά τα αποτελέσματά του λιγότερο ρεαλιστικά. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του ΥΣΗΕ_2α με το λογισμικό HOMER φαίνεται να προσεγγίζουν καλύτερα την πραγματικότητα.

7.5.4 Ανάλυση Κόστους βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α

Τα οικονομικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.8 που ακολουθεί.

Πίνακας 7.8 Οικονομικά χαρακτηριστικά ΥΣΗΕ_2α

Μέρη Συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)	Κόστος Καυσίμου (€)
ΦΒ 90 kW	125100	0	0
Μπαταρίες 84	92400	840	0
Ντηζελογεννήτρια 20 kW	5000	300	1500
Μετατροπέας 20 kW	20000	200	0
Σύστημα συνολικά	242500	1340	1500

7.5.5 Οικονομική ανάλυση βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α

7.5.5.1 Ετήσια χρηματορροή

Στον παρακάτω Πίνακα 7.9 παρουσιάζονται αναλυτικά οι ετήσιες ταμειακές ροές κατά τη λειτουργία του βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α για 20 έτη, που αποτελεί τον προσδοκώμενο κύκλο ζωής του έργου, συγκρινόμενη με τη βασική περίπτωση

λειτουργίας ενός συστήματος που δεν εμπεριέχει μονάδες ΑΠΕ αλλά μόνο συμβατικές μονάδες παραγωγής (στη περίπτωση μας μόνο νηξελογεννήτρια). Σε αντίθεση με την ανάλυση αυτή του RETScreen, κατά την οποία πραγματοποιείται σύγκριση σε σχέση με μια βασική περίπτωση, στο HOMER υπολογίζεται το καθαρό κόστος του συστήματος.

Πίνακας 7.9 Ετήσια χρηματορροή ΥΣΗΕ 2α

Έτος	Προ φόρων	Μετά φόρων	Συνολικά
#	€	€	€
0	-242,500	-242,500	-242,500
1	43,422	43,422	-199,078
2	43,422	43,422	-155,656
3	43,422	43,422	-112,235
4	43,422	43,422	-68,813
5	43,422	43,422	-25,391
6	43,422	43,422	18,031
7	43,422	43,422	61,452
8	43,422	43,422	104,874
9	43,422	43,422	148,296
10	43,422	43,422	191,718
11	-53,978	-53,978	137,739
12	43,422	43,422	181,161
13	43,422	43,422	224,583
14	43,422	43,422	268,005
15	43,422	43,422	311,427
16	23,422	23,422	334,848
17	43,422	43,422	378,270
18	43,422	43,422	421,692
19	43,422	43,422	465,114
20	43,422	43,422	508,535

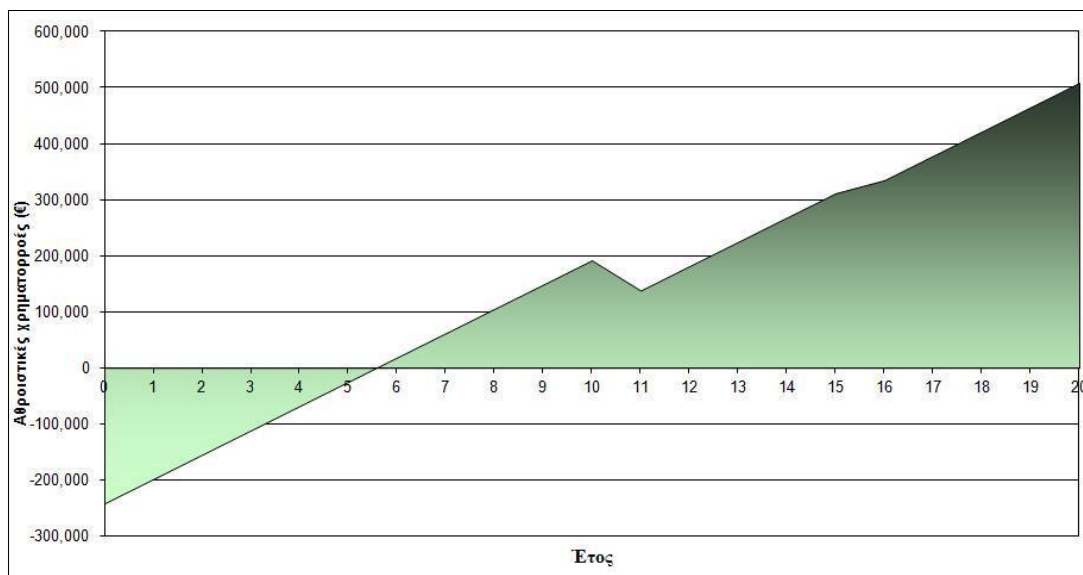
Στην πρώτη στήλη του πίνακα αναγράφεται το εκάστοτε εξεταζόμενο έτος, στη δεύτερη και τρίτη η προ και μετά φόρων καθαρή ταμειακή ροή αντίστοιχα και τέλος, στην τέταρτη στήλη, υπολογίζεται η καθαρή ταμειακή ροή συνολικά. Η καθαρή ταμειακή ροή του συστήματος προ και μετά φόρων παραμένει ίδια διότι για την συγκεκριμένη εγκατάσταση δεν υπάρχουν φόροι.

Η συνολική καθαρή ταμειακή ροή υπολογίζεται από την αλγεβρική διαφορά των συνολικών εσόδων και εξόδων για κάθε έτος. Στα συνολικά έξοδα περιλαμβάνονται το συνολικό αρχικό κόστος του συστήματος, τα περιοδικά κόστη και κόστη λειτουργίας και συντήρησης των τμημάτων του ΥΣΗΕ καθώς και το κόστος του καυσίμου. Τα συνολικά ετήσια έξοδα στη περίπτωση αυτή (βλ. Πίνακα 7.8) είναι $1340 + 1500 = 2840$ € ενώ το συνολικό αρχικό κόστος του βέλτιστου ΥΣΗΕ_2α είναι 242500 €, όπως φαίνεται και στον παραπάνω πίνακα. Ως έσοδα θεωρούνται κυρίως αυτά που εξοικονομούνται μετά την εγκατάσταση τεχνολογιών ΑΠΕ στο σύστημα μειώνοντας έτσι τη χρησιμοποίηση της νηξελογεννήτριας και του καυσίμου της κατ' επέκταση. Στη περίπτωση μας το συνολικό κόστος καυσίμου που εξοικονομείται

ετησίως είναι 46262 €. Επίσης, θετική τιμή της συνολικής καθαρής ταμειακής ροής παρατηρείται κατά το 6ο έτος λειτουργίας του συστήματος.

7.5.5.2 Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών

Συγκεκριμένα η απόσβεση της αρχικής επένδυσης επιτυγχάνεται μετά από 5.6 έτη, όπως απεικονίζεται και στο διάγραμμα που ακολουθεί (Σχήμα 7.5).



Σχήμα 7.5 Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών ΥΣΗΕ_2α

Η μεγάλη μείωση των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών κατά το 11ο έτος οφείλεται στα κόστη αντικατάστασης των μπαταριών και της νηζελογεννήτριας. Μικρότερη μείωση παρατηρείται κατά το 16ο έτος λόγω αντικατάστασης του μετατροπέα.

7.6 ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΥΣΗΕ_2Β): ΦΒ, ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΑΣ, ΝΗΖΕΛΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ

Η περίπτωση αυτή αποτελεί παραλλαγή του προηγούμενου απομονωμένου ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας, χωρίς τη χρήση συσσωρευτών, κυρίως για λόγους περαιτέρω μείωσης του αρχικού κόστους της επένδυσης. Το νέο ΥΣΗΕ_2β που εξετάστηκε περιέχει νηζελογεννήτρια ισχύος 20 kW, μετατροπέα χωρητικότητας 20 kW ενώ το εύρος των ΦΒ που εξετάστηκε ήταν από 10 έως 80 kW. Η διάρκεια ζωής του έργου ορίστηκε στα 20 χρόνια με επιτόκιο αναγωγής 6 %.

7.6.1 Αποτελέσματα οικονομοτεχνικής ανάλυσης

Στον συγκεντρωτικό Πίνακα 7.10 που ακολουθεί παρουσιάζονται αναλυτικά οι χρηματοοικονομικοί δείκτες της κάθε περίπτωσης καθώς και τα ποσοστά συμμετοχής κάθε μονάδας παραγωγής, είτε συμβατικής (νηζελογεννήτρια) είτε ανανεώσιμης (ΦΒ), στη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 7.10 Οικονομοτεχνικά χαρακτηριστικά ΥΣΗΕ_2β

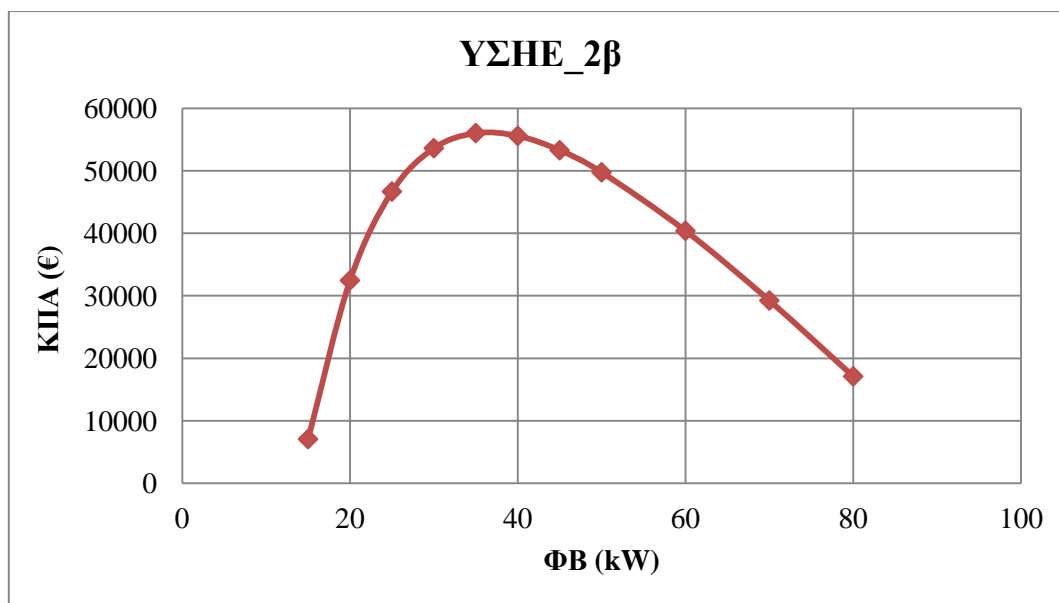
Χρηματοοικονομικοί δείκτες					Ηλεκτρική ενέργεια αποδιδόμενη στο φορτίο			
					Φωτοβολταϊκά		Ντηζελογεννήτρια	
ΦΒ (kW)	ΚΠΑ (€)	IRR	Έτος αποπληρωμής	O-K	MWh	Ποσοστό (%)	MWh	Ποσοστό (%)
10	-31881	-	14	0.18	19.30	17.9%	88.4	82.1%
15	7088	8.2%	6.8	1.15	27.53	25.6%	80.1	74.4%
20	32461	13.6%	5.5	1.61	33.32	30.9%	74.4	69.1%
25	46672	15.3%	5.2	1.78	37.12	34.5%	70.6	65.5%
30	53612	15.5%	5.3	1.80	39.61	36.8%	68.1	63.2%
35	56023	14.9%	5.5	1.76	41.28	38.3%	66.4	61.7%
40	55578	14.1%	5.7	1.69	42.45	39.4%	65.2	60.6%
45	53283	13.2%	6.1	1.61	43.28	40.2%	64.4	59.8%
50	49753	12.3%	6.4	1.53	43.90	40.8%	63.8	59.2%
60	40394	10.5%	7.2	1.37	44.71	41.5%	63.0	58.5%
70	29247	9.0%	8	1.24	45.21	42.0%	62.5	58.0%
80	17117	7.6%	8.8	1.13	45.52	42.3%	62.2	57.7%

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης των ΦΒ στη συγκεκριμένη περίπτωση, με εφαρμογή της μεθόδου ελέγχου μέγιστης ισχύος ιχνηλάτησης σημείου, είναι ίσος με 22.2 %.

7.6.2 Οικονομική βιωσιμότητα συστήματος (Σύγκριση εναλλακτικών κριτηρίων αξιολόγησης)

Κάθε ένα από τα τέσσερα κριτήρια αξιολόγησης μπορεί να οδηγήσει στην επιλογή διαφορετικού τύπου υβριδικού συστήματος και κατά συνέπεια σε διαφορετικό επενδυτικό σχέδιο. Η χρησιμοποίηση του κριτηρίου της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ) οδηγεί στην επιλογή υβριδικού συστήματος με ΦΒ ισχύος 35 kW, τόσο με το κριτήριο του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης (IRR) όσο και με το κριτήριο της αναλογίας Οφέλους – Κόστους (O-K) επιλέγεται σύστημα με ΦΒ ισχύος 30 kW, ενώ με το κριτήριο επανείσπραξης του αρχικού κεφαλαίου επιλέγεται σύστημα με ΦΒ ισχύος 25 kW.

Η κατάταξη των περιπτώσεων του ΥΣΗΕ_2β γίνεται βάσει της ΚΠΑ για τους λόγους που αναλύθηκαν στην ενότητα 7.5.2. Συμπερασματικά, το βέλτιστο οικονομικά ΥΣΗΕ_2β, με τη μεγαλύτερη ΚΠΑ, περιλαμβάνει ΦΒ ισχύος 35 kW. Διαγραμματικά τα αποτελέσματα της ανάλυσης αυτής παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.6 που ακολουθεί.



Σχήμα 7.6 Διάγραμμα ΚΠΑ περιπτώσεων ΥΣΗΕ_2β

7.6.3 Ενεργειακή ανάλυση βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β

Η επιφάνεια των ΦΒ ισχύος 35 kW είναι 250 m² με συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια 41.28 MWh όπως παρουσιάζεται και στον ακόλουθο Πίνακα 7.11. Η συνολική ετήσια ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στην κεκλιμένη επιφάνεια των ΦΒ είναι 2.09 MWh/ m².

Πίνακας 7.11 Χαρακτηριστικά ΦΒ πάνελ

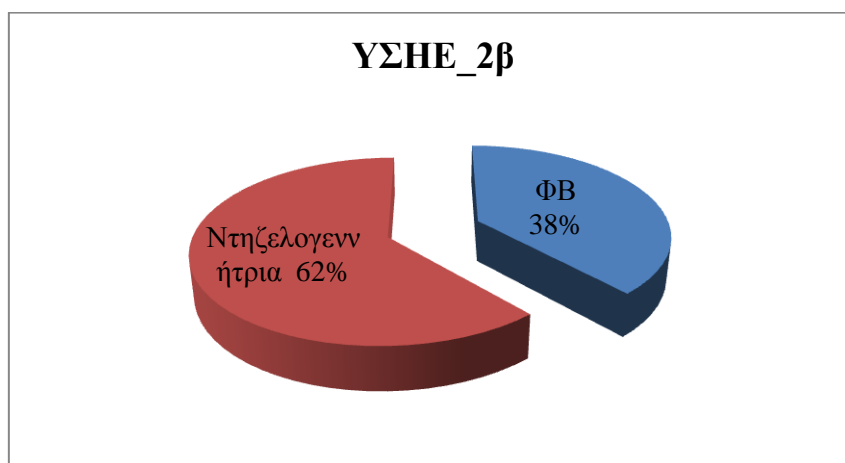
Μήνας	Μέση ηλιακή ακτινοβολία κεκλιμένου επίπεδου	Ηλεκτρική ενέργεια αποδιδόμενη στο φορτίο
	kWh/m ² /ημ	MWh
Ιανουάριος	3.30	2.16
Φεβρουάριος	4.14	2.38
Μάρτιος	5.29	3.27
Απρίλιος	6.55	3.87
Μάιος	7.05	4.53
Ιούνιος	7.63	4.77
Ιούλιος	7.74	4.87
Αύγουστος	7.61	4.44
Σεπτέμβριος	6.96	3.67
Οκτώβριος	5.52	3.05
Νοέμβριος	3.74	2.26
Δεκέμβριος	3.01	2.00
Ετήσιο	5.72	41.28

Η συνολική ετήσια παραγωγή του βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β αλλά και των επιμέρους στοιχείων του παρουσιάζονται στο παρακάτω Πίνακα 7.12.

Πίνακας 7.12 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΣΗΕ_2β

Μέρη Συστήματος	Παραγωγή	
	(MWh/yr)	(%)
ΦΒ	41.28	38.3%
Ντηζελογεννήτρια	66.4	61.7%
Σύνολο	107.68	100%

Τα ποσοστά συμβολής κάθε μονάδας παραγωγής παρουσιάζονται και διαγραμματικά στο Σχήμα 7.7 που ακολουθεί.

**Σχήμα 7.7** Ποσοστό συμμετοχής των επιμέρους μονάδων παραγωγής του ΥΣΗΕ_2β

Παρατηρούμε ότι το μεγαλύτερο μέρος της ηλεκτρικής ζήτησης ετησίως καλύπτεται από τη ντηζελογεννήτρια. Το μεγάλο ποσοστό χρησιμοποίησης της ντηζελογεννήτριας οφείλεται στην ελλιπή αξιοποίηση της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από τα ΦΒ λόγω της απουσίας αποθηκευτικών μέσων από το σύστημα. Η ύπαρξη συσσωρευτών δίνει τη δυνατότητα για καλύτερη διαχείριση της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από τα ΦΒ, με αποτέλεσμα την ευρύτερη χρησιμοποίησή τους, αυξάνοντας όμως και κατά πολύ το αρχικό κόστος του συστήματος. Ενδεικτική είναι η σύγκριση με το ΥΣΗΕ_2α στο οποίο η ύπαρξη συσσωρευτών παρέχει τη δυνατότητα για εγκατεστημένη ισχύ ΦΒ σχεδόν τριπλάσια από αυτή του ΥΣΗΕ_2β.

Επίσης, το RETScreen λαμβάνει υπόψη για την ανάλυσή του τις μέσες μηνιαίες τιμές των μεγεθών, και όχι τις ωριαίες τιμές, όπως στην περίπτωση του HOMER, κάτι το οποίο δεν είναι ιδιαίτερα ρεαλιστικό. Για το λόγο αυτό, η προσομοίωση του αντίστοιχου συστήματος στο HOMER δεν οδηγεί στα ίδια αποτελέσματα, αφού η ντηζελογεννήτρια χρησιμοποιείται κατά πολύ μικρότερο ποσοστό και κατά συνέπεια το μεγαλύτερο ποσοστό της ηλεκτρικής ζήτησης ετησίως καλύπτεται από τα ΦΒ (Πίνακας 6.24).

7.6.4 Ανάλυση Κόστους βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β

Τα οικονομικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.13 που ακολουθεί.

Πίνακας 7.13 Οικονομικά χαρακτηριστικά ΥΣΗΕ_2β

Μέρη Συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)	Κόστος Καυσίμου (€)
ΦΒ 35 kW	48650	0	0
Νηζελογεννήτρια 20 kW	5000	300	32288
Μετατροπέας 20 kW	20000	200	0
Σύστημα συνολικά	73650	500	32288

7.6.5 Οικονομική ανάλυση βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β

7.6.5.1 Ετήσια χρηματορροή

Στον παρακάτω Πίνακα 7.14 παρουσιάζονται αναλυτικά οι ετήσιες ταμειακές ροές κατά τη λειτουργία του βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β για 20 έτη, που αποτελεί τον προσδοκώμενο κύκλο ζωής του έργου, συγκρινόμενη με τη βασική περίπτωση λειτουργίας ενός συστήματος που δεν εμπεριέχει μονάδες ΑΠΕ αλλά μόνο συμβατικές μονάδες παραγωγής (στη περίπτωσή μας μόνο νηζελογεννήτρια).

Πίνακας 7.14 Ετήσια χρηματορροή ΥΣΗΕ_2β

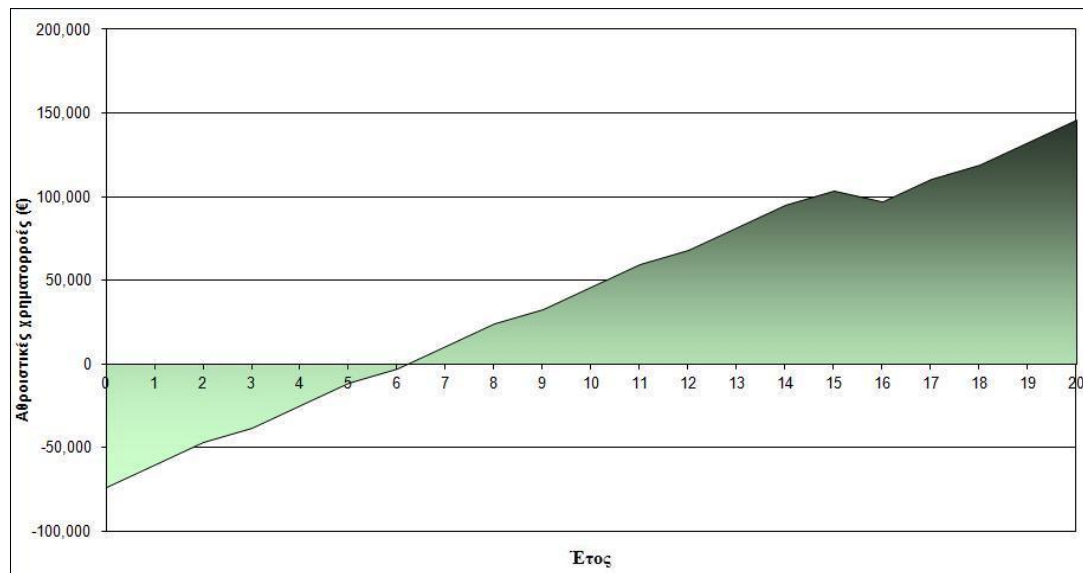
Έτος	Μετά φόρων	Συνολικά
#	€	€
0	-73,650	-73,650
1	13,474	-60,176
2	13,474	-46,701
3	8,474	-38,227
4	13,474	-24,752
5	13,474	-11,278
6	8,474	-2,803
7	13,474	10,671
8	13,474	24,146
9	8,474	32,620
10	13,474	46,094
11	13,474	59,569
12	8,474	68,043
13	13,474	81,518
14	13,474	94,992
15	8,474	103,467
16	-6,526	96,941
17	13,474	110,416
18	8,474	118,890
19	13,474	132,365
20	13,474	145,839

Τα συνολικά ετήσια έξοδα στη περίπτωση αυτή είναι 32788 € (βλ. Πίνακα 7.13), ενώ το συνολικό αρχικό κόστος του βέλτιστου ΥΣΗΕ_2β είναι 73650 €, όπως φαίνεται και στον παραπάνω πίνακα. Ως έσοδα θεωρούνται κυρίως αυτά που εξοικονομούνται μετά την εγκατάσταση τεχνολογιών ΑΠΕ στο σύστημα μειώνοντας έτσι τη

χρησιμοποίηση της νηζελογεννήτριας και του καυσίμου της κατ' επέκταση. Στη περίπτωση μας το συνολικό κόστος καυσίμου που εξοικονομείται ετησίως είναι 46262 €. Επίσης, κατά το 7ο έτος λειτουργίας του συστήματος παρατηρείται θετική τιμή της συνολικής καθαρής ταμειακής ροής.

7.6.5.2 Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών

Συγκεκριμένα η απόσβεση της αρχικής επένδυσης επιτυγχάνεται στα 6.2 έτη, όπως απεικονίζεται και στο διάγραμμα που ακολουθεί (Σχήμα 7.8).

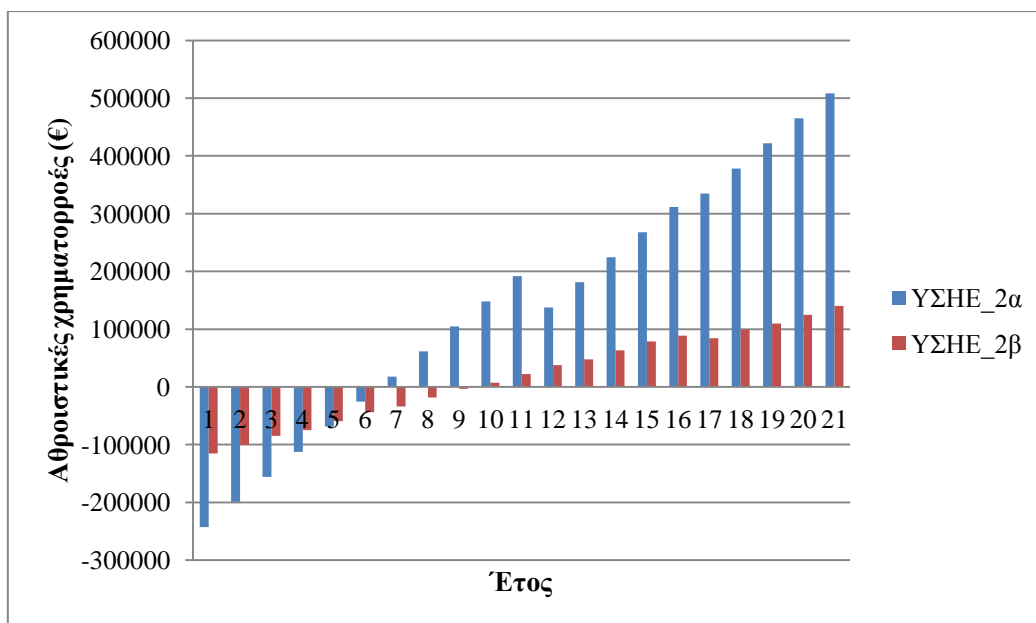


Σχήμα 7.8 Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών ΥΣΗΕ_2β

Λόγω της αυξημένης λειτουργίας της νηζελογεννήτριας, στη περίπτωση αυτή, η αντικατάστασή της γίνεται περίπου κάθε 3 χρόνια με το αντίστοιχο κόστος. Η μείωση των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών που παρατηρείται κατά το 16ο έτος οφείλεται στα κόστη αντικατάστασης του μετατροπέα και της νηζελογεννήτριας.

7.7 ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΥΣΗΕ_2Α ΚΑΙ 2Β

Στο ακόλουθο διάγραμμα απεικονίζεται η σύγκριση των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών των ΥΣΗΕ_2α και 2β.



Σχήμα 7.9 Συγκριτική ανάλυση YΣHE_2α και 2β

Το παραπάνω διάγραμμα απεικονίζει τις συνολικές καθαρές ταμειακές ροές κάθε YΣHE, για κάθε έτος, καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, που ορίστηκε στα 20 έτη. Αρχικά παρατηρείται μεγάλη διαφορά στο αρχικό κόστος κάθε συστήματος, με το YΣHE_2α να είναι κατά πολύ ακριβότερο του YΣHE_2β, γεγονός που οφείλεται στην ύπαρξη αποθηκευτικών μέσων, και συγκεκριμένα συσσωρευτών, στο σύστημα αυτό. Παρόλα αυτά επιτυγχάνεται συντομότερος χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης στο YΣHE_2α και αυτό οφείλεται στα μεγαλύτερα περιθώρια κέρδους που παρουσιάζονται στο σύστημα αφού υπάρχει η δυνατότητα για καλύτερη διαχείριση της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ, και συγκεκριμένα από τα ΦΒ.

Επίσης, η Καθαρή Παρούσα Αξία του YΣHE_2α, που αποτελεί βασικό κριτήριο αξιολόγησης κάθε συστήματος, είναι κατά πολύ μεγαλύτερη από αυτή του YΣHE_2β. Συγκεκριμένα, η ΚΠΑ του YΣHE_2α είναι 196326 € ενώ του YΣHE_2β είναι μόλις 56023 €.

Εμφανώς λοιπόν το YΣHE_2α προτιμάται του 2β αφού παρουσιάζει, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 7.9, μεγαλύτερα κέρδη σε βάθος χρόνου με μοναδικό αρνητικό του το μεγάλο αρχικό κόστος της επένδυσης.

7.8 ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (YΣHE_3Α): ΑΓ, ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ, ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΑΣ, ΝΤΗΖΕΛΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ

Στο σενάριο που ακολουθεί το YΣHE_3α περιέχει ΑΓ ισχύος 50 kW, ντηζελογεννήτρια ισχύος 20 kW, 84 μπαταρίες και μετατροπέα χωρητικότητας 20 kW. Η διάρκεια ζωής του έργου, και σ' αυτή τη περίπτωση, ορίστηκε στα 20 χρόνια με επιτόκιο αναγωγής 6 %.

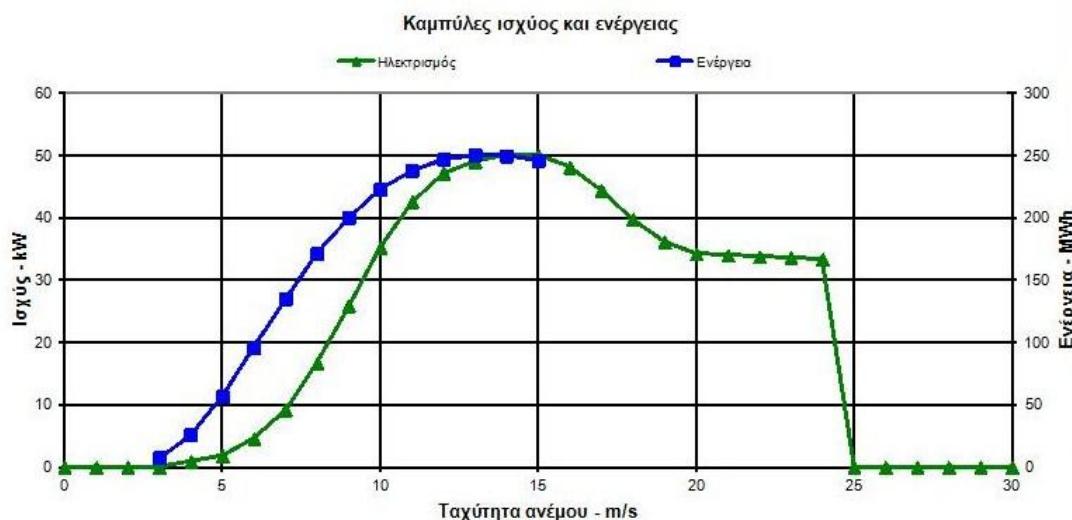
7.8.1 Ενεργειακή ανάλυση ΥΣΗΕ_3α

Τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος (σε kW) και η παραγόμενη ενέργεια (σε MWh) της ΑΓ, σε όλο το εύρος της ταχύτητας του ανέμου παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.15 που ακολουθεί.

Πίνακας 7.15 Χαρακτηριστικά ΑΓ

Ταχύτητα ανέμου	Δεδομένα καμπύλης ισχύος	Ηλεκτρική ενέργεια αποδιδόμενη στο φορτίο
m/s	kW	MWh
0	0.0	
1	0.0	
2	0.0	
3	0.0	7.6
4	1.0	25.9
5	1.9	57.0
6	4.7	95.9
7	9.3	135.5
8	16.7	171.2
9	26.0	200.6
10	35.2	222.8
11	42.6	238.0
12	47.2	246.9
13	49.1	250.5
14	50.0	249.9
15	50.0	246.1
16	48.2	
17	44.5	
18	39.8	
19	36.1	
20	34.3	
21	34.0	
22	33.8	
23	33.6	
24	33.4	

Η γραφική αναπαράσταση των δεδομένων του Πίνακα 7.15 παρουσιάζεται στο ακόλουθο Σχήμα 7.10



Σχήμα 7.10 Καμπύλη ισχύος και παραγόμενη ενέργεια ΑΓ

Η συνολική ενέργεια που παρέχεται στο φορτίο από την ΑΓ είναι 115.9 MWh ετησίως με συντελεστή χρησιμοποίησης ίσο με 26.5 %. Η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι της τάξεως των 107.68 MWh, επομένως το πρόγραμμα θεωρεί ότι το φορτίο καλύπτεται πλήρως από την ΑΓ, η οποία προσφέρει ετήσια το 107.6 % της απαιτούμενης ενέργειας, χωρίς να χρειάζεται να λειτουργήσει η νηξελογεννήτρια. Ουσιαστικά το RETScreen θεωρεί ότι όλη η ενέργεια που παράγει η ΑΓ αποθηκεύεται στις μπαταρίες και χρησιμοποιείται για την κάλυψη φορτίου, κάτι το οποίο δεν είναι ιδιαίτερα ρεαλιστικό και οφείλεται στο γεγονός ότι το RETScreen λαμβάνει υπόψη για την ανάλυσή του τις μέσες μηνιαίες τιμές των μεγεθών, και όχι τις ωριαίες τιμές όπως στην περίπτωση του HOMER. Γι αυτό το λόγο, η προσομοίωση του αντίστοιχου συστήματος στο HOMER δεν οδηγεί στα ίδια αποτελέσματα, αφού η νηξελογεννήτρια χρησιμοποιείται κατά ένα μικρό ποσοστό (Πίνακας 6.27). Το γεγονός αυτό οδηγεί στο συμπέρασμα ότι τα αποτελέσματα του RETScreen δεν είναι ακριβή και δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν με ασφάλεια για τέτοιου είδους συστήματα. Παρ' όλα αυτά μπορούν να εξαχθούν κάποια χρήσιμα συμπεράσματα για την οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης αυτής, όπως θα εξεταστεί ακολούθως.

7.8.2 Ανάλυση Κόστους ΥΣΗΕ_3α

Τα οικονομικά χαρακτηριστικά του ΥΣΗΕ_3α παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.16 που ακολουθεί.

Πίνακας 7.16 Οικονομικά χαρακτηριστικά ΥΣΗΕ_3α

Μέρη Συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)
ΑΓ 50 kW	150000	3000
Μπαταρίες 84	92400	840
Νηξελογεννήτρια 20 kW	5000	300
Μετατροπέας 20 kW	20000	200
Σύστημα συνολικά	267400	4340

7.8.3 Οικονομική ανάλυση ΥΣΗΕ_3α

7.8.3.1 Ετήσια χρηματορροή

Στον παρακάτω Πίνακα 7.17 παρουσιάζονται αναλυτικά οι ετήσιες ταμειακές ροές κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_3α για 20 έτη, που αποτελεί τον προσδοκώμενο κύκλο ζωής του έργου, συγκρινόμενη με τη βασική περίπτωση λειτουργίας ενός συστήματος που δεν εμπεριέχει μονάδες ΑΠΕ αλλά μόνο συμβατικές μονάδες παραγωγής (στη περίπτωση αυτή μόνο νηζελογεννήτρια).

Πίνακας 7.17 Ετήσια χρηματορροή ΥΣΗΕ_3α

Έτος	Μετά φόρων	Συνολικά
#	€	€
0	-267,400	-267,400
1	41,922	-225,478
2	41,922	-183,556
3	41,922	-141,633
4	41,922	-99,711
5	41,922	-57,789
6	41,922	-15,867
7	41,922	26,055
8	41,922	67,977
9	41,922	109,900
10	41,922	151,822
11	-55,478	96,344
12	41,922	138,266
13	41,922	180,188
14	41,922	222,111
15	41,922	264,033
16	21,922	285,955
17	41,922	327,877
18	41,922	369,799
19	41,922	411,721
20	41,922	453,644

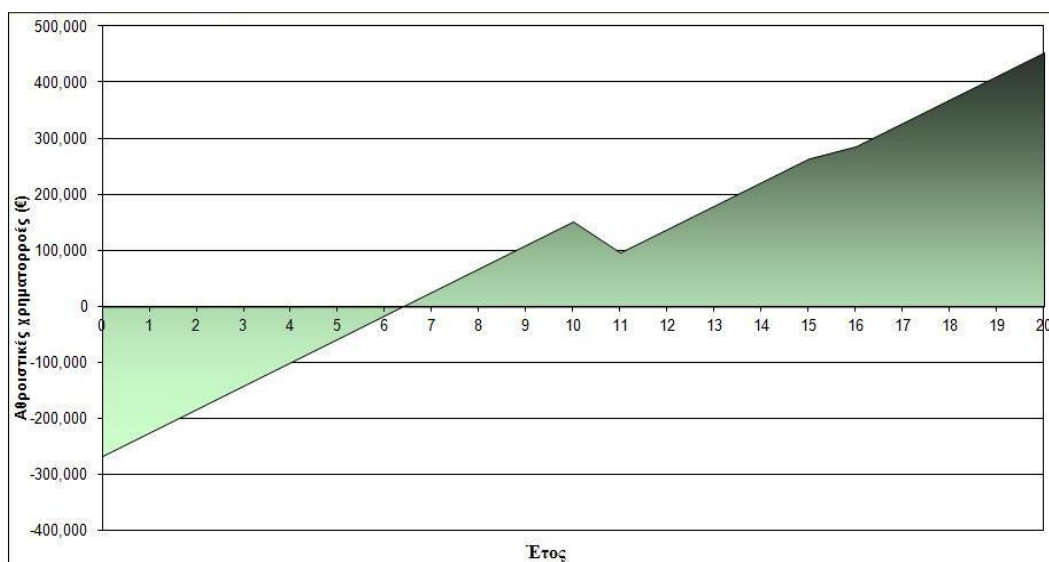
Στο παραπάνω πίνακα κατά το 7ο έτος λειτουργίας του συστήματος παρατηρείται θετική τιμή της συνολικής καθαρής ταμειακής ροής. Οι χρηματοοικονομικοί δείκτες που παρουσιάζονται ακολούθως στον Πίνακα 7.18 διασφαλίζουν την οικονομική βιωσιμότητα του έργου.

Πίνακας 7.18 Χρηματοοικονομικοί δείκτες ΥΣΗΕ_3α

Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης	12.9%
Απλή αποπληρωμή	6.4 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	154,262 €
Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)	1.58

7.8.3.2 Διάγραμμα αθροιστικών χρηματορροών

Στο διάγραμμα του Σχήματος 7.11 απεικονίζονται οι συνολικές ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές καθόλη τη διάρκεια ζωής του έργου.



Σχήμα 7.11 Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών ΥΣΗΕ_3α

Η μεγάλη μείωση των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών κατά το 11ο έτος οφείλεται στα κόστη αντικατάστασης των μπαταριών και της νηξελογεννήτριας. Μικρότερη μείωση παρατηρείται κατά το 16ο έτος λόγω αντικατάστασης του μετατροπέα.

7.9 ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΥΣΗΕ_3Β): ΑΓ, ΝΗΞΕΛΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ

Η περίπτωση αυτή αποτελεί παραλλαγή του προηγούμενου απομονωμένου ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας, χωρίς τη χρήση συσσωρευτών, κυρίως για λόγους περαιτέρω μείωσης του αρχικού κόστους της επένδυσης. Επίσης η χρήση μετατροπέα δεν κρίνεται απαραίτητη καθώς η ΑΓ είναι τύπου AC. Το νέο ΥΣΗΕ_3β που εξετάστηκε περιέχει ΑΓ ισχύος 50 kW και νηξελογεννήτρια ισχύος 20 kW. Η διάρκεια ζωής του έργου ορίστηκε στα 20 χρόνια με επιτόκιο αναγωγής 6 %.

7.9.1 Ενεργειακή ανάλυση ΥΣΗΕ_3β

Τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος (σε kW) και η παραγόμενη ενέργεια (σε MWh) της ΑΓ, σε όλο το εύρος της ταχύτητας του ανέμου παρουσιάστηκαν προηγουμένως (βλ. Πίνακα 7.15). Η συνολική ενέργεια που παρέχεται στο φορτίο από την ΑΓ είναι 117.8 MWh ετησίως με συντελεστή χρησιμοποίησης ίσο με 26.9 %. Η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι της τάξεως των 107.68 MWh, επομένως το πρόγραμμα θεωρεί ότι το φορτίο καλύπτεται πλήρως από την ΑΓ, η οποία προσφέρει ετήσια το 109.4 % της απαιτούμενης ενέργειας, χωρίς να χρειάζεται να λειτουργήσει η νηξελογεννήτρια. Ουσιαστικά, όπως παρατηρήθηκε και στην προηγούμενη περίπτωση, στο RETScreen θεωρείται ότι το σύνολο της ενέργειας που παράγεται από την ΑΓ χρησιμοποιείται για την κάλυψη φορτίου, κάτι το οποίο δεν ανταποκρίνεται στη πραγματικότητα και οφείλεται στο γεγονός ότι το RETScreen λαμβάνει υπόψη για την ανάλυσή του τις μέσες μηνιαίες τιμές των μεγεθών, και όχι τις ωριαίες τιμές όπως στην περίπτωση του HOMER. Για το λόγο αυτό, η προσομοίωση του αντίστοιχου συστήματος στο HOMER δεν οδηγεί στα ίδια αποτελέσματα, αφού η νηξελογεννήτρια χρησιμοποιείται κατά ένα μικρό ποσοστό (Πίνακας 6.30). Το γεγονός αυτό οδηγεί στο συμπέρασμα ότι τα αποτελέσματα του

RETScreen δεν είναι ακριβή και δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν με ασφάλεια για τέτοιου είδους συστήματα. Παρ' όλα αυτά μπορούν να εξαχθούν κάποια χρήσιμα συμπεράσματα για την οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης αυτής, όπως θα εξεταστεί ακολούθως.

7.9.2 Ανάλυση Κόστους ΥΣΗΕ_3β

Τα οικονομικά χαρακτηριστικά του ΥΣΗΕ_3β παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.19 που ακολουθεί.

Πίνακας 7.19 Οικονομικά χαρακτηριστικά ΥΣΗΕ_3β

Μέρη Συστήματος	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/yr)
ΑΓ 50 kW	150000	3000
Νηξελογεννήτρια 20 kW	5000	300
Σύστημα συνολικά	155000	3300

7.9.3 Οικονομική ανάλυση ΥΣΗΕ_3β

7.9.3.1 Ετήσια χρηματορροή

Στον παρακάτω Πίνακα 7.20 παρουσιάζονται αναλυτικά οι ετήσιες ταμειακές ροές κατά τη λειτουργία του ΥΣΗΕ_3β για 20 έτη, που αποτελεί τον προσδοκώμενο κύκλο ζωής του έργου, συγκρινόμενη με τη βασική περίπτωση λειτουργίας ενός συστήματος που δεν εμπεριέχει μονάδες ΑΠΕ αλλά μόνο συμβατικές μονάδες παραγωγής (στη περίπτωση αυτή μόνο νηξελογεννήτρια).

Πίνακας 7.20 Ετήσια χρηματορροή ΥΣΗΕ_3β

Έτος	Μετά φόρων	Συνολικά
#	€	€
0	-155,000	-155,000
1	42,962	-112,038
2	42,962	-69,076
3	37,962	-31,113
4	42,962	11,849
5	42,962	54,811
6	37,962	92,773
7	42,962	135,735
8	42,962	178,697
9	37,962	216,660
10	42,962	259,622
11	42,962	302,584
12	37,962	340,546
13	42,962	383,508
14	42,962	426,471
15	37,962	464,433
16	42,962	507,395
17	42,962	550,357
18	37,962	588,319
19	42,962	631,281
20	42,962	674,244

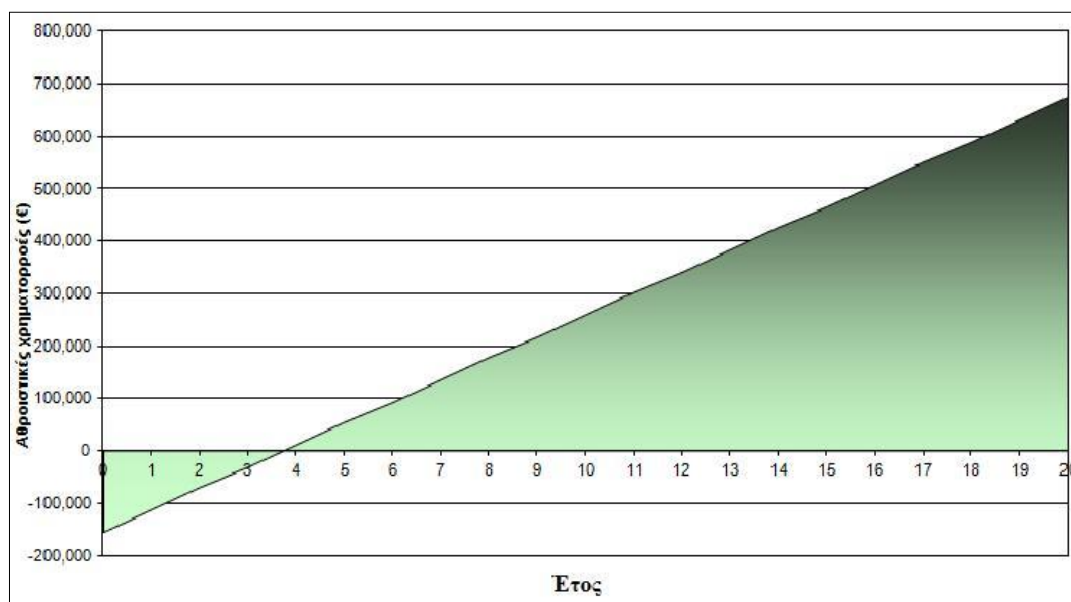
Στο παραπάνω πίνακα παρατηρείται θετική τιμή της συνολικής καθαρής ταμειακής ροής μόλις κατά το 4ο έτος λειτουργίας του συστήματος. Οι χρηματοοικονομικοί δείκτες που παρουσιάζονται ακολούθως στον Πίνακα 7.21 διασφαλίζουν την οικονομική βιωσιμότητα του έργου.

Πίνακας 7.21 Χρηματοοικονομικοί δείκτες ΥΣΗΕ_3β

Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης	26.7%
Απλή αποπληρωμή	3.6 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	320,768 €
Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)	3.07

7.9.3.2 Διάγραμμα αθροιστικών χρηματορροών

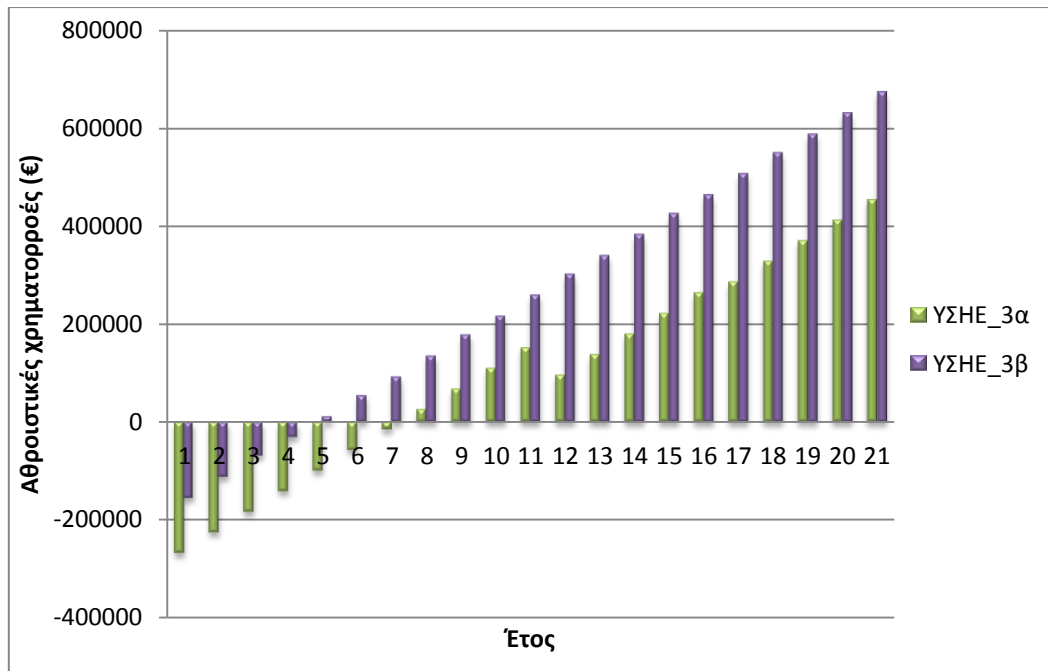
Στο διάγραμμα του Σχήματος 7.12 απεικονίζονται οι συνολικές ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές καθόλη τη διάρκεια ζωής του έργου.



Σχήμα 7.12 Διάγραμμα αθροιστικών χρηματορροών ΥΣΗΕ_3β

7.10 ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΥΣΗΕ_3Α ΚΑΙ 3Β

Στο ακόλουθο διάγραμμα απεικονίζονται οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές των ΥΣΗΕ_3α και 3β για κάθε έτος, καθόλη τη διάρκεια ζωής του έργου, που ορίστηκε στα 20 έτη.



Σχήμα 7.13 Συγκριτική ανάλυση YΣHE_3α και 3β

Αρχικά παρατηρείται μεγάλη διαφορά στο αρχικό κόστος κάθε συστήματος, με το YΣHE_3α να είναι σαφώς ακριβότερο του YΣHE_3β, γεγονός που οφείλεται στην ύπαρξη αποθηκευτικών μέσων, και συγκεκριμένα συσσωρευτών, στο σύστημα αυτό. Επίσης, ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης στο YΣHE_3β είναι συντομότερος, καθώς το αρχικό κόστος του είναι κατά πολύ μικρότερο του YΣHE_3α, ενώ και η ΚΠΑ του YΣHE_3α, που είναι ίση με 154262 €, παρουσιάζεται εμφανώς μικρότερη του YΣHE_3β, που είναι ίση με 320768 €.

Συμπερασματικά, το YΣHE_3β προτιμάται του 3α καθώς παρουσιάζει, όπως απεικονίζεται και στο Σχήμα 7.13, μεγαλύτερα κέρδη σε βάθος χρόνου σε συνδυασμό με το μικρό αρχικό του κόστος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

Συμπεράσματα

8.1 ΣΥΝΟΨΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ ΚΑΙ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΤΗΣ

Η διατριβή αυτή ασχολήθηκε με τα προβλήματα της εύρεσης της οικονομικά βέλτιστης δομής και της περιβαλλοντικής αποτίμησης διαφόρων περιπτώσεων υβριδικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ΥΣΗΕ) μικρής κλίμακας που περιλαμβάνουν τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ώστε να καλυφθεί η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ενός οικισμού στη περιοχή των Χανίων. Η επίλυση των παραπάνω προβλημάτων εμπεριέχει σημαντικές δυσκολίες, λόγω της ύπαρξης ενός μεγάλου αριθμού εναλλακτικών επιλογών σχεδίασης καθώς και εξαιτίας της αβεβαιότητας στις τιμές πολλών και σημαντικών παραμέτρων των συστημάτων.

Στα απομονωμένα ΥΣΗΕ που εξετάστηκαν, τέθηκαν ως στόχοι η αξιόπιστη λειτουργία τους σε όλη τη διάρκεια του έτους, η μεγάλη διείσδυση των τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και ο περιορισμός του αρχικού τους κόστους. Η ανάλυση των αποτελεσμάτων απέδειξε τη σημαντική συνεισφορά των φωτοβολταϊκών, των ανεμογεννητριών, των συσσωρευτών, και των γεννητριών συμβατικού τύπου στην αξιόπιστη και οικονομική λειτουργία του συστήματος. Οι τεχνολογίες των κυψελών καυσίμου και της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω δεξαμενών υδρογόνου δεν αποδείχτηκαν ιδιαίτερα αποδοτικές λόγω του υψηλού τους κόστους, στο μέλλον όμως αναμένεται να επεκταθεί σημαντικά η χρήση τους.

Η αξιολόγηση των ΥΣΗΕ λαμβάνει υπόψη κλασσικά κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης, όπως ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης, η καθαρή παρούσα αξία, η απλή επανείσπραξη και ο χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή που θα παρουσιάσει το έργο. Από τα παραπάνω κριτήρια, τα δύο πρώτα λαμβάνουν υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος, αξιολογώντας με τον τρόπο αυτό το έργο σε όλη τη διάρκειά του, προσδίδοντας ένα μεγάλο βαθμό αξιοπιστίας στα εξαγόμενα συμπεράσματα. Κατά την περιβαλλοντική αποτίμηση των ΥΣΗΕ προτείνεται να ληφθούν ως κριτήριο οι συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου των συστατικών του συστήματος.

Στόχος ήταν να μελετηθούν διαφορετικές τεχνολογικές λύσεις ώστε να γίνει απεξάρτηση από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής με ταυτόχρονη διείσδυση συστημάτων παραγωγής ΑΠΕ και επικουρικών συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Ως τελικός στόχος τέθηκε η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους και των συνολικών εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου του εκάστοτε ΥΣΗΕ.

Ακολουθώς συνοψίζονται τα κυριότερα συμπεράσματα που προέκυψαν από τη συγκριτική αξιολόγηση των λογισμικών HOMER και RETScreen που χρησιμοποιήθηκαν κατά την μοντελοποίηση και προσομοίωση των ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας:

- Στο λογισμικό RETScreen δεν παρέχεται η δυνατότητα εξέτασης συνδυασμού

πολλών συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τεχνολογιών ΑΠΕ, με αποτέλεσμα να μην είναι εφικτή η μοντελοποίηση όλων των δυνατών σεναρίων που εξετάστηκαν με το λογισμικό HOMER.

- Στο RETScreen πραγματοποιείται σύγκριση σε σχέση με μια βασική περίπτωση, ενώ στο HOMER υπολογίζεται το καθαρό κόστος του συστήματος.
- Κατά τη προσομοίωση των κλιματικών δεδομένων της περιοχής στο RETScreen λαμβάνονται οι μέσες μηνιαίες τιμές της ημερήσιας οριζόντιας ηλιακής ακτινοβολίας και ταχύτητας του ανέμου, σε αντίθεση με το HOMER όπου η προσομοίωση είναι ωριαία και προφανώς περισσότερο ρεαλιστική.
- Μόνο στο HOMER περιλαμβάνεται βελτιστοποίηση, ενώ και στα δύο λογισμικά παρέχεται η δυνατότητα για ανάλυσης ευαισθησίας.
- Η εύρεση του απαιτούμενου αριθμού συσσωρευτών στα απομονωμένα συστήματα αποτελεί επίσης μια σημαντική διαφοροποίηση των δύο λογισμικών, καθώς κατά τη μοντελοποίηση στο HOMER προκύπτει ως αυτός που δίνει το μικρότερο καθαρό κόστος, ενώ στο RETScreen καθορίζεται από τις απαιτούμενες ημέρες αυτονομίας του συστήματος.
- Κατά τη προσομοίωση στο RETScreen λαμβάνονται οι μέσες μηνιαίες τιμές των μεγεθών, και όχι οι ωριαίες τιμές, όπως στην περίπτωση του HOMER, το οποίο καθιστά τα αποτελέσματά του λιγότερο ρεαλιστικά. Στο γεγονός αυτό οφείλεται ότι μετά τη προσομοίωση του απομονωμένου ΥΣΗΕ 2α (ΦΒ, νηξελογεννήτρια, συσσωρευτές, μετατροπέας) με το λογισμικό RETScreen (Σχήμα 7.4) προκύπτει μεγαλύτερο ποσοστό χρησιμοποίησης των ΦΒ (97,1 %) και κατά συνέπεια πολύ μικρότερη χρησιμοποίηση της νηξελογεννήτριας, συγκριτικά με τα αντίστοιχα αποτελέσματα της προσομοίωσης με το λογισμικό HOMER (Σχήμα 6.19), όπου το ποσοστό χρησιμοποίησης των ΦΒ είναι 86 %.

Μετά την προσομοίωση των απομονωμένων ΥΣΗΕ, με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER, προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα όσον αφορά τη διάρκεια ζωής και τα περιοδικά κόστη αντικατάστασης, λόγω φθορών, των επιμέρους συστατικών τους:

- Θεωρώντας ως τυπική διάρκεια ζωής της νηξελογεννήτριας τις 15000 ώρες λειτουργίας, προκύπτει ότι στα απομονωμένα ΥΣΗΕ που εμπεριέχουν συσσωρευτές, είναι απαραίτητη η αντικατάστασή της κάθε 10 χρόνια, δηλαδή στα μισά χρόνια της διάρκειας ζωής του έργου, με κόστος 5.000 €.
- Αντίστοιχα, στα σενάρια χωρίς συσσωρευτές, κατά τα οποία η νηξελογεννήτρια λειτουργεί για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα ετησίως, επιβάλλεται η αντικατάστασή της σχεδόν κάθε 3 χρόνια.
- Η αντικατάσταση των συσσωρευτών κρίνεται απαραίτητη περίπου κάθε 10 χρόνια, με κόστος 92.400 €.

- Αντικατάσταση μετατροπέα κάθε 15 χρόνια, με κόστος 20.000 €, όπως προκύπτει από τον κατασκευαστή.

Επίσης παρουσιάζονται συνοπτικά τα συμπεράσματα που προκύπτουν από τη συγκριτική ανάλυση των ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας με τη βοήθεια των δύο λογισμικών:

- Τα απομονωμένα ΥΣΗΕ που εμπεριέχουν αποθηκευτικά μέσα έχουν υψηλότερο αρχικό κόστος έναντι των ΥΣΗΕ χωρίς αποθήκευση ενέργειας.
- Στα απομονωμένα ΥΣΗΕ που εμπεριέχουν αποθηκευτικά μέσα επιτυγχάνεται συντομότερος χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης, επομένως προτιμούνται έναντι των ΥΣΗΕ χωρίς αποθήκευση ενέργειας. Αυτό οφείλεται στα μεγαλύτερα περιθώρια κέρδους που παρουσιάζονται στα συστήματα αυτά λόγω καλύτερης διαχείρισης της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ, είτε από ΦΒ είτε από ΑΓ.
- Μεταξύ των απομονωμένων ΥΣΗΕ που αναπτύσσονται στο HOMER ως βέλτιστο οικονομικά κρίνεται το ΥΣΗΕ 1 (ΦΒ, ΑΓ, συσσωρευτές, μετατροπέας και νηξελογεννήτρια) καθώς παρουσιάζει τόσο το μικρότερο Καθαρό Παρόν Κόστος όσο και το μικρότερο Κόστος Ενέργειας, παρά το υψηλό αρχικό του κόστος. Το ΥΣΗΕ 2β (ΦΒ, μετατροπέα και νηξελογεννήτρια, χωρίς αποθηκευτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας) κρίνεται ως το χειρίστο οικονομικά και για τα δύο λογισμικά (βλ. Πίνακες 8.1 και 8.2) καθώς παρουσιάζει το υψηλότερο Καθαρό Παρόν Κόστος και Κόστος Ενέργειας στο HOMER, καθώς και τη μικρότερη ΚΠΑ στο RETScreen.
- Μεταξύ των 4 σεναρίων που αναπτύχθηκαν στο RETScreen, ως βέλτιστο οικονομικά κρίνεται το ΥΣΗΕ 3β (βλ. Πίνακα 8.2). Αξίζει να σημειωθεί ότι από τη σύγκριση των 4 αυτών σεναρίων στο HOMER εξάγεται ως βέλτιστο το ΥΣΗΕ 2α (βλ. Πίνακα 8.1).
- Το απομονωμένο ΥΣΗΕ 4 (ΦΒ, ΑΓ, συσσωρευτές, μετατροπέας και γεννήτρια κυψέλης καυσίμου φυσικού αερίου) είναι το περισσότερο φιλικό προς το περιβάλλον καθώς παρουσιάζει τις λιγότερες εκπομπές CO₂ από τα υπόλοιπα ΥΣΗΕ. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αντικατάσταση της νηξελογεννήτριας με κυψέλη καυσίμου φυσικού αερίου οδηγώντας βέβαια και στο υψηλότερο αρχικό κόστος μεταξύ των ΥΣΗΕ.
- Μεταξύ των διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ ως βέλτιστο κρίνεται το ΥΣΗΕ 6α (ΦΒ, ΑΓ, μετατροπέας και νηξελογεννήτρια) καθώς παρουσιάζει τη μεγαλύτερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ως εκ τούτου τα περισσότερα έσοδα από τη πώληση της περίσσειας ενέργειας προς το τοπικό κεντρικό δίκτυο, με μοναδικό μειονέκτημά του το υψηλό αρχικό κόστος.
- Τα διασυνδεδεμένα ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας κρίνονται βέλτιστα οικονομικά σε σχέση με τα απομονωμένα τόσο βάσει του κριτηρίου του Καθαρού Παρόντος

Κόστους όσο και του Κόστους Ενέργειας. Αυτό οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι στα διασυνδεδεμένα ΥΣΗΕ υπάρχει η δυνατότητα επαναπώλησης της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας στο κεντρικό δίκτυο αυξάνοντας έτσι τα έσοδα των συστημάτων αυτών.

- Όπως παρατηρείται η διασύνδεση των ΥΣΗΕ μικρής κλίμακας με το κεντρικό δίκτυο οδήγησε σε καθολική αντικατάσταση της χρήσης συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως η νηζελογεννήτρια, καθώς και των αποθηκευτικών συστημάτων. Ως αποτέλεσμα αυτού τα διασυνδεδεμένα ΥΣΗΕ παρουσιάζουν μειωμένες εκπομπές ρύπων, συγκριτικά με τα απομονωμένα, και έτσι μπορούν να χαρακτηριστούν περισσότερο φιλικά προς το περιβάλλον.
- Επιπλέον, το αρχικό κόστος των διασυνδεδεμένων ΥΣΗΕ παρουσιάζεται αρκετά μειωμένο συγκριτικά με αυτό των απομονωμένων, χωρίς όμως να λαμβάνεται υπόψιν το κόστος διασύνδεσης με το κεντρικό δίκτυο, που στις περισσότερες περιπτώσεις θεωρείται αρκετά σημαντικό.

Πίνακας 8.1 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα βελτιστοποίησης ΥΣΗΕ με χρήση του λογισμικού HOMER

Υβριδικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας	Αρχικό Κόστος (€)	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας (€/yr)	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	Εκπομπές CO ₂ (kg/yr)
ΥΣΗΕ_1	290,350	10,622	412,182	0.334	8,186
ΥΣΗΕ_2α	242,500	18,186	451,097	0.365	22,955
ΥΣΗΕ_2β	115,350	43,822	617,981	0.500	70,315
ΥΣΗΕ_3α	209,600	25,816	505,706	0.409	34,665
ΥΣΗΕ_3β	155,000	38,238	593,583	0.481	56,943
ΥΣΗΕ_4	364,500	7,408	449,469	0.364	6,161
ΥΣΗΕ_5α	325,600	18,614	539,102	0.437	22,574
ΥΣΗΕ_5β	299,450	11,153	427,378	0.346	8,370
ΥΣΗΕ_6α	321,200	-53,628	-293,906	-0.238	-116,564
ΥΣΗΕ_6β	171,200	-17,634	-31,057	-0.025	-8,604
ΥΣΗΕ_6γ	150,000	-18,399	-61,033	-0.049	-39,909

Πίνακας 8.2 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης ΥΣΗΕ με χρήση του λογισμικού RETScreen

Χρηματοοικονομικοί δείκτες				
ΥΣΗΕ	ΚΠΑ (€)	IRR	Έτος αποπληρωμής	O-K
ΥΣΗΕ_2α	196,362	15.5%	5.6	1.81
ΥΣΗΕ_2β	56,023	14.9%	5.5	1.76
ΥΣΗΕ_3α	154,262	12.9%	6.4	1.58
ΥΣΗΕ_3β	320,768	26.7%	3.6	3.07

8.2 ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Οι μεθοδολογίες που αναπτύχθηκαν στην παρούσα διατριβή είναι δυνατόν να επεκταθούν με την εφαρμογή τους σε μεγαλύτερο εύρος συστημάτων. Επιπλέον, η προσομοίωση και αξιολόγηση των ΥΣΗΕ όπως και τα προβλήματα που λύθηκαν στη παρούσα διατριβή είναι δυνατόν να επιλυθούν με χρήση εναλλακτικών λογισμικών και μεθόδων. Οι προτεινόμενες επεκτάσεις της διατριβής αυτής παρουσιάζονται ακολούθως:

- Μελέτη περισσότερων τεχνολογιών σε ΥΣΗΕ, όπως συμπαραγωγή ηλεκτρισμού-θερμότητας, κλπ
- Μελέτη εναλλακτικών τεχνολογιών αποθήκευσης, όπως σφόνδυλοι, νέοι τύποι συσσωρευτών, πυκνωτές, υπερπυκνωτές κλπ.
- Μελέτη της επίδρασης του θερμικού φορτίου (όχι μόνο ηλεκτρικού) στα συστήματα, κλπ.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

- [1] Ι.Κ. Καλδέλλης, *Διαχείριση της αιολικής ενέργειας - 2^η Έκδοση*. Εκδόσεις Σταμούλη: Αθήνα, 2005.
- [2] Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας - ΕΛΕΤΑΕΝ: <http://eletaen.gr/>
- [3] Ι.Ε. Φραγκιαδάκης, *Φωτοβολταϊκά συστήματα*. Εκδόσεις Ζήτη: Θεσσαλονίκη, 2006.
- [4] Π.Σ. Γεωργιάκης, *Ηλεκτρική οικονομία*. Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά, 2006.
- [5] M. Muselli, G. Notton, and A. Louche, *Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management*. *Solar Energy*, vol. 65, pp. 143-157, 1999.
- [6] M.A. Elhadidy and S.M. Shaahid, *Promoting applications of hybrid (wind + photovoltaic + diesel + battery) power systems in hot regions*. *Renewable Energy*, vol. 29, pp. 517-528, 2003.
- [7] E.I. Zoulias, R. Glockner, N. Lymberopoulos, T. Tsoutsos, I. Vosseler, O. Gavalda, H.J. Mydske, and P. Taylor, *Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, pp. 432-462, 2006.
- [8] D.B. Nelson, M.H. Nehrir, and C. Wang, *Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems*. *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 1641-1656, 2006.
- [9] Ε.Σ. Καραπιδάκης, *Συμβολή υπολογιστικής νοημοσύνης στην εκτίμηση δυναμικής ασφάλειας αυτόνομων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας σε πραγματικό χρόνο*. Διδακτορική Διατριβή, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2003.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

- [10] Μ.Π. Παπαδόπουλος, *Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές*. Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 1997.
- [11] P. Lilienthal, T. Lambert, and P. Gilman, *Computer modeling of renewable power systems*, *Elsevier Encyclopedia of Energy*, vol. 1, pp. 633-647, 2004.
- [12] RETScreen international. Διαθέσιμο στην ηλεκτρονική διεύθυνση: <http://www.etscreen.net>
- [13] PVSYST. Διαθέσιμο στην ηλεκτρονική διεύθυνση: <http://www.pvsyst.com/>

- [14] HOMER, the micropower optimization model. Διαθέσιμο στην ηλεκτρονική διεύθυνση: <http://www.homerenergy.com/>
- [15] HYBRID2, the hybrid system simulation code. Διαθέσιμο στην ηλεκτρονική διεύθυνση: <http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/>
- [16] PV-DesignPro. Διαθέσιμο στην ηλεκτρονική διεύθυνση: <http://www.mauisolarsoftware.com/>
- [17] PV*SOL. Διαθέσιμο στην ηλεκτρονική διεύθυνση: <http://www.valentin-software.com/>
- [18] European Commission, *Wind energy - the facts*. Technical Report, European Wind Energy Association (EWEA), 2003.
- [19] Π.Σ. Γεωργιάκης, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*. Πανεπιστημιακές Παραδόσεις, Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής & Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά, 2006.
- [20] T. Ackermann, *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons: Chichester, 2005.
- [21] Μ.Ε. Χριστοδούλου, *Επίδραση εξωτερικών παραμέτρων στις χαρακτηριστικές ιδιότητες ηλιακών πλαισίων τύπου CIS*, Διπλωματική Εργασία, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Τεχνολογίας Υπολογιστών, Πολυτεχνική Σχολή Πανεπιστημίου Πατρών, 2009.
- [22] M. Thomson and D.G. Infield, *Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems*. *IETRenewable Power Generation*, vol. 1, no. 1, pp. 33-40, 2007.
- [23] RETScreen international, *Photovoltaic project model online user manual*. Ministry of Natural Resources: Canada, 2005.
- [24] T. Markvart and L. Castaner, *Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications*. Elsevier: UK, 2003.
- [25] J.A. Duffie and W.A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes - 3rd edition*. John Wiley & Sons: New Jersey, 2006.
- [26] D.G. Erbs, S.A. Klein, and J.A. Duffie, *Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation*, *Solar Energy*, vol. 28, no. 4, pp. 293-302, 1982.
- [27] Τεχνική οδηγία Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδας (Τ.Ο.Τ.Ε.Ε.20701-3/2010), *Κλιματικά δεδομένα ελληνικών περιοχών*, Ιούλιος 2010.
- [28] J. Larminie and A. Dicks, *Fuel cell systems explained - 2nd Edition*. John Wiley & Sons: Chichester, 2003.

- [29] Ν. Τάγκας, *Μοντελοποίηση Διεσπαρμένης Παραγωγής*. Διπλωματική Εργασία, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, ΕΜΠ, Αθήνα 2008.
- [30] Γ.Σ. Σταυρακάκης, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*. Πανεπιστημιακές Παραδόσεις, Τμήμα Ηλεκτρονικών Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά, 2006.
- [31] T. Ruberti, *Off-grid hybrids: fuel cell solar-PV hybrids*. *Refocus*, vol. 4, no. 5, pp. 54-57, 2003.
- [32] J.K. Kaldellis, *Stand alone and Hybrid Wind Energy Systems-Technology Energy Storage and Applications*, Cambridge, UK : Woodhead Publishing Series in Energy, CRC Press, 2010.
- [33] F.A. Farret and M.G. Simoes, *Integration of alternative sources of energy*. John Wiley & Sons: New Jersey, 2006.
- [34] Κ. Καγκαράκης, *Φωτοβολταϊκή τεχνολογία*. Εκδόσεις Συμμετρία: Αθήνα, 1992.
- [35] D. Linden and T.B. Teddy, *Handbook of batteries - 3rd edition*. McGraw-Hill: New York, 2002.
- [36] D.Connolly Ph.D project, *A Review of Energy Storage Technologies for the integration of fluctuating renewable energy*. University of Limerick, 2009
- [37] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenbergglabe, W. Rosehart, *Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review*. Energy for Sustainable Development (2010), Elsevier doi:10.1016/j.esd.2010.09.007
- [38] Chen H, Cong Y, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. *Progress in electrical energy storage system: a critical review*. Prog. Nat. Sci. 2009;19(3): 291 - 312.
- [39] Dufo-Lopez R, Bernal-Agustin JL, Dominguez-Navarro JA. *Generation management using batteries in wind farms: economical and technical analysis for Spain*. Energy Policy 2009; 37(1):126 - 39.
- [40] Nakken T, Strand L, Frantzen E, Rohden R, Eide P. *The Utsira wind-hydrogen system operational experience*. European Wind Energy Conference; 2006. p. 1 -9.
- [41] BPC. *Other flywheel applications*. Beacon Power Corp., 2009. Available online: <http://beaconpower.com/>
- [42] Abedini A, Mandic G, Nasiri A. *Wind power smoothing using rotor inertia aimed at reducing grid susceptibility*. Proceedings of Industrial Electronics, IECON 2008, 34th Annual Conference of IEEE, pp. 1445 - 51, Nov. 2008.
- [43] Ι.Α. Κατσίγιαννης, *Βελτιστοποίηση δομής και οικονομική αξιολόγηση απομονωμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζεται σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*. Διδακτορική Διατριβή, Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής & Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά, 2008.

- [44] Tsuchiya H, Kobayashi O. *Mass production cost of pem fuel cell by learning curve*. Int. J. Hydrogen Energy 2004;29(10):9 85- 90.
- [45] Alto P, Holeby. *First Danish hydrogen energy plant is operational*. Renewable Energy, 2007.
- [46] Ν.Κ. Σακκάς, *Μελέτη της συμβολής τεχνολογιών υδρογόνου στη βελτίωση της ποιότητας ισχύος αιολικού πάρκου διασυνδεδεμένου στο δίκτυο και στην αποθήκευση ενέργειας υβριδικού σταθμού παραγωγής*. Διπλωματική Εργασία, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2011.
- [47] C.D. Barley and C.B. Winn, *Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems*, *Solar Energy*, vol. 58, pp. 165-179, 1996.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

- [48] Α.Γ. Τσικαλάκης, *Συμβολή στον προγραμματισμό λειτουργίας Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με μεγάλη διείσδυση διεσπαρμένης και ανανεώσιμης παραγωγής και συσκευών αποθήκευσης*. Διδακτορική Διατριβή, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, ΕΜΠ, Αθήνα 2008.
- [49] H.Lee Willis, Walter G.Scott, *Distributed Power Generation, Planning and Evaluation*. Marcel Dekker Edn.2000.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

- [50] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) <http://www.rae.gr/>
- [51] Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ) <http://www.laie.gr/>
- [52] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) <http://www.admie.gr/>

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

- [53] Κ. Ζοπουνίδης, *Βασικές αρχές και σύγχρονα θέματα του χρηματοοικονομικού μάνατζμεντ*. Εκδόσεις Κλειδάριθμος: Αθήνα, 2003.
- [54] Κ. Σαζώνης, *Βέλτιστη σχεδίαση υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας*, Διπλωματική Εργασία, Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής & Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά 2006.
- [55] P.S. Georgilakis, *State-of-the-art of decision support systems for the choice of renewable energy sources for energy supply in isolated regions*, *International Journal of Distributed Energy Resources*, 2 (2) 129-150, December 2005.
- [56] Duffie, J.A., Beckman, W.A.: *Solar engineering of thermal processes* 2nd ed. Wiley, New York, 1991.
- [57] Evans, D.L.: *Simplified method for predicting photovoltaic array output*. *Solar Energy*, vol. 27, pp. 555-560, 1981.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

- [58] K. Karakoulidis, K. Mavridis, D.V. Bandekas, P. Adoniadis, C. Potolias, N. Vordos, *Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid photovoltaic-diesel-battery-fuel cell power system*. Renewable Energy, August 2011.
- [59] E.I. Zoulias, N. Lymberopoulos, *Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems*. Renewable Energy, April 2007.
- [60] G. Tzamalis, E.I. Zoulias, E. Stamatakis, E. Varkaraki, E. Lois, F. Zannikos, *Techno-economic analysis of an autonomous power system integrating hydrogen technology as energy storage medium*. Renewable Energy, January 2011.