



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

**ΜΕΛΕΤΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΥΤΟΝΟΜΙΑΣ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ
ΝΗΣΙΟΥ**

Διπλωματική Εργασία

Αλεξίου Άγγελος

Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος

Ιούνιος 2022



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

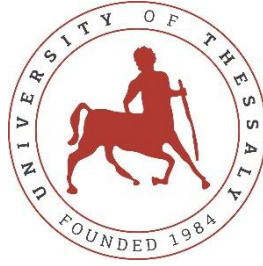
**ΜΕΛΕΤΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΥΤΟΝΟΜΙΑΣ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ
ΝΗΣΙΟΥ**

Διπλωματική Εργασία

Αλεξίου Άγγελος

Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος

Ιούνιος 2022



UNIVERSITY OF THESSALY

SCHOOL OF ENGINEERING

DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING

**STUDY OF ENERGY AUTONOMY OF NON-INTERCONNECTED
ISLAND**

Diploma Thesis

Alexiou Angelos

Supervisor: Bargiotas Dimitrios

June 2022

Εγκρίνεται από την Επιτροπή Εξέτασης:

- Επιβλέπων/πυσα **Μπαργιώτας Δημήτριος**
Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας
- Μέλος **Τσουκαλάς Ελευθέριος**
Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας
- Μέλος **Χροναίος Αλέξανδρος**
Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

ΥΠΕΥΘΥΝΗ ΔΗΛΩΣΗ ΠΕΡΙ ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΗΣ ΔΕΟΝΤΟΛΟΓΙΑΣ ΚΑΙ ΠΝΕΥΜΑΤΙΚΩΝ

ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ

Με πλήρη επίγνωση των συνεπειών του νόμου περί πνευματικών δικαιωμάτων, δηλώνω ρητά ότι η παρούσα διπλωματική εργασία, καθώς και τα ηλεκτρονικά αρχεία και πηγαίοι κώδικες που αναπτύχθηκαν ή τροποποιήθηκαν στα πλαίσια αυτής της εργασίας, αποτελούν αποκλειστικά προϊόν προσωπικής μου εργασίας, δεν προσβάλλουν οποιασδήποτε μορφής δικαιώματα διανοητικής ιδιοκτησίας, προσωπικότητας και προσωπικών δεδομένων τρίτων, δεν περιέχουν έργα/εισφορές τρίτων για τα οποία απαιτείται άδεια των δημιουργών/δικαιούχων και δεν είναι προϊόν μερικής ή ολικής αντιγραφής, οι πηγές δε που χρησιμοποιήθηκαν περιορίζονται στις βιβλιογραφικές αναφορές και μόνον και πληρούν τους κανόνες της επιστημονικής παράθεσης. Τα σημεία όπου έχω χρησιμοποιήσει ιδέες, κείμενο, αρχεία ή/και πηγές άλλων συγγραφέων αναφέρονται ευδιάκριτα στο κείμενο με την κατάλληλη παραπομπή και η σχετική αναφορά περιλαμβάνεται στο τμήμα των βιβλιογραφικών αναφορών με πλήρη περιγραφή. Δηλώνω επίσης ότι τα αποτελέσματα της εργασίας δεν έχουν χρησιμοποιηθεί για την απόκτηση άλλου πτυχίου. Αναλαμβάνω πλήρως, ατομικά και προσωπικά, όλες τις νομικές και διοικητικές συνέπειες που δύναται να προκύψουν στην περίπτωση κατά την οποία αποδειχθεί, διαχρονικά, ότι η εργασία αυτή ή τμήμα της δεν μου ανήκει διότι είναι προϊόν λογοκλοπής.

Ο/Η Δηλών/ούσα

Αλεξίου Άγγελος

DISCLAIMER ON ACADEMIC ETHICS AND INTELLECTUAL PROPERTY RIGHTS

Being fully aware of the implications of copyright laws, I expressly state that this diploma thesis, as well as the electronic files and source codes developed or modified in the course of this thesis, are solely the product of my personal work and do not infringe any rights of intellectual property, personality and personal data of third parties, do not contain work / contributions of third parties for which the permission of the authors / beneficiaries is required and are not a product of partial or complete plagiarism, while the sources used are limited to the bibliographic references only and meet the rules of scientific citing. The points where I have used ideas, text, files and / or sources of other authors are clearly mentioned in the text with the appropriate citation and the relevant complete reference is included in the bibliographic references section. I also declare that the results of the work have not been used to obtain another degree. I fully, individually and personally undertake all legal and administrative consequences that may arise in the event that it is proven, in the course of time, that this thesis or part of it does not belong to me because it is a product of plagiarism.

The Declarant

Alexiou Angelos

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Γράφοντας τις τελευταίες λέξεις στην τελευταία μου εργασία, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου για την υποστήριξη που μου πρόσφερε στα φοιτητικά μου χρόνια και μου συμπαραστάθηκε σε κάθε δύσκολη στιγμή.

Ακόμα είμαι ευγνώμων στους φίλους και συμφοιτητές μου για όλες τις αξέχαστες στιγμές που περάσαμε μαζί αυτά τα πέντε χρόνια.

Τέλος, νιώθω την ανάγκη και την υποχρέωση να ευχαριστήσω έναν προς έναν όλους τους καθηγητές της σχολής για τα εφόδια και τις γνώσεις που μου πρόσφεραν και ιδιαίτερα τον κ. Δημήτριο Μπαργιώτα για την υπομονή και επιμονή του, τις καλύτερες συμβουλές του και τη γρήγορη ανταπόκριση που μου έδειχνε κατά τη διάρκεια εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας.

ΜΕΛΕΤΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΥΤΟΝΟΜΙΑΣ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ

ΝΗΣΙΟΥ

Αλεξίου Άγγελος

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Οι ενεργειακές απαιτήσεις για την κάλυψη των ανθρώπινων δραστηριοτήτων αυξάνονται συνεχώς τις τελευταίες δεκαετίες. Τα ελληνικά νησιά αντιμετωπίζουν μεγάλο πρόβλημα με την ηλεκτρική ενέργεια. Τα περισσότερα από αυτά δεν είναι διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό δίκτυο και για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας διαθέτουν αυτόνομα συστήματα, τα οποία καταναλώνουν ορυκτά καύσιμα. Η χρήση ορυκτών καυσίμων, τα οποία είναι αποκλειστικά εισαγόμενα, έχει ως αποτέλεσμα το αυξημένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και την επιβάρυνση του περιβάλλοντος με ρυπογόνες ουσίες. Για τους λόγους αυτούς, πραγματοποιείται μελέτη εγκατάστασης υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα μη διασυνδεδεμένο νησί όπως είναι η Αμοργός. Στα πρώτα κεφάλαια γίνεται ανασκόπηση της εξέλιξης της ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο, σε επίπεδο χώρας, στα ελληνικά νησιά και ειδικότερα στην Αμοργό. Τα επόμενα κεφάλαια καλύπτουν το θεωρητικό υπόβαθρο των επιμέρους στοιχείων που θα συγκροτήσουν το υβριδικό σύστημα παραγωγής. Παράλληλα εξετάζεται και εγκατάσταση μονάδας αφαλάτωσης. Στη συνέχεια χρησιμοποιείται το λογισμικό HOMER Pro για τη μελέτη της ενεργειακής μετάβασης. Με την εξαγωγή των αποτελεσμάτων παρουσιάζονται τα οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη.

Λέξεις-κλειδιά:

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μη διασυνδεδεμένα νησιά, ΑΠΕ, αποθήκευση ενέργειας, φωτοβολταϊκό πάρκο, ανεμογεννήτρια, υβριδικό σύστημα, ορυκτά καύσιμα, διείσδυση ΑΠΕ, μετατροπείς, συσσωρευτές, αντλησιοταμίευση, αφαλάτωση, HOMER Pro

STUDY OF ENERGY AUTONOMY OF NON-INTERCONNECTED ISLAND

Alexiou Angelos

ABSTRACT

The energy requirements to cover human activities have been steadily increasing in recent decades. The Greek islands face a big problem with electricity. Most of them are non-interconnected to the mainland electricity grid and have autonomous systems to produce electricity, which consume fossil fuels. The use of fossil fuels, which are exclusively imported, contributes to increased cost of electricity generation and the burden on the environment with pollutants. For these reasons, a study is being carried out to install a hybrid electricity generation system on a non-interconnected island such as Amorgos. The first chapters review the evolution of energy at the global level, at the country level, in the Greek islands and especially in Amorgos. The following chapters cover the theoretical background of the individual components that will make up the hybrid production system. At the same time, the installation of a desalination plant is being examined. The HOMER Pro software is then used to study the energy transition. Study's results present the economic and environmental benefits.

Keywords:

Electricity generation, non-interconnected islands, renewable energy sources, energy storage, photovoltaic park, wind turbine, hybrid system, fossil fuels, RES penetration, converters, batteries, pump storage plant, desalination, HOMER Pro

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ	xiii
ΠΕΡΙΛΗΨΗ	xv
ABSTRACT	xvii
ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ.....	xix
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ.....	xxiii
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ	xxvii
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ.....	xxxι
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1.....	1
ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	1
1.1 Ενέργεια – Ορισμός και αξιοποίησή της	1
1.2 Η ενέργεια στην Ευρώπη.....	3
1.3 Η ενέργεια στην Ελλάδα	6
1.3.1 Από το χθες στο σήμερα	6
1.3.2 Από το σήμερα στο αύριο.....	8
1.3.3 Στόχοι του αύριο για τις Α.Π.Ε.	15
1.4 Η ενέργεια στα ελληνικά νησιά	19
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.....	24
ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	24
2.1 Τι είναι οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) – Ορισμός	24
2.2 Ανάλυση των διαφόρων μορφών ΑΠΕ	24
2.3 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα των ΑΠΕ.....	31
2.4 Υβριδικό σύστημα βάσει της ελληνικής νομοθεσίας	33
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.....	35
Η ΑΜΟΡΓΟΣ	35

3.1 Γενικά στοιχεία.....	35
3.2 Ιστορική αναδρομή.....	37
3.3 Η ενέργεια του νησιού στο σήμερα	38
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4.....	41
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ.....	41
4.1 Ηλιακή Ακτινοβολία και Ενέργεια	41
4.1.1 Ηλιακή Ακτινοβολία στην Ελλάδα	43
4.2 Φωτοβολταϊκά Συστήματα – Αρχή λειτουργίας	44
4.2.1 Φωτοβολταϊκές μονάδες και διατάξεις – Ισχύς εξόδου και χαρακτηριστικές καμπύλες	46
4.2.2 Τρόποι στήριξης των ηλιακών συλλεκτών και προσανατολισμός τους	48
4.3 Φωτοβολταϊκή εγκατάσταση στην Αμοργό	50
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5.....	54
ΑΙΟΛΙΚΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ.....	54
5.1 Άνεμος	54
5.2 Ανεμογεννήτρια – Αρχή λειτουργίας	58
5.2.1 Βασικές γνώσεις και χρήση.....	58
5.2.2 Τύποι ανεμογεννητριών και διαχωρισμός	59
5.2.3 Δομή ανεμογεννήτριας οριζοντίου άξονα – Τεχνικά χαρακτηριστικά	62
5.2.4 Βαθμός απόδοσης αιολικού μετατροπέα.....	65
5.2.5 Αρχή λειτουργίας, απώλειες καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας.....	65
5.2.6 Συντελεστής χρησιμοποίησης ανεμογεννήτριας C_f και μηχανισμός ελέγχου ισχύος	68
5.2.7 Τόποι εγκατάστασης και τοπολογία ανεμογεννητριών αιολικού πάρκου.....	70
5.3 Αιολική εγκατάσταση στην Αμοργό.....	72
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6.....	76
ΥΔΡΟΔΟΤΗΣΗ ΤΗΣ ΑΜΟΡΓΟΥ ΚΑΙ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗ.....	76
6.1 Ιστορικά στοιχεία της αφαλάτωσης.....	76
6.2 Μέθοδοι αφαλάτωσης.....	77
6.3 Υδροδότηση της Αμοργού	79
6.4 Επιλογή εγκατάστασης αφαλάτωσης	81
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7.....	83

ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΑ ΙΣΧΥΟΣ	83
7.1 Τι είναι τα ηλεκτρονικά ισχύος και ποια η χρήση τους.....	83
7.2 Ανάλυση των μετατροπών	84
7.3 Επιλογή μετατροπών υβριδικού συστήματος Αμοργού.....	85
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8.....	91
ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	91
8.1 Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και μέθοδοι.....	91
8.2 Αντλησιοταμίευση και συσσωρευτές.....	93
8.3 Επιλογή συσσωρευτή υβριδικού συστήματος Αμοργού	96
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9.....	99
ΜΕΛΕΤΗ ΜΕ ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ HOMER PRO.....	99
9.1 Το λογισμικό HOMER Pro	99
9.2 Εισαγωγή δεδομένων μελέτης	100
9.2.1 Εισαγωγή ηλεκτρικού φορτίου Αμοργού	100
9.2.2 Εισαγωγή κλιματικών δεδομένων του νησιού	102
9.2.3 Εισαγωγή τεχνικών χαρακτηριστικών συμβατικών μονάδων	105
9.2.4 Εισαγωγή δεδομένων φωτοβολταϊκής εγκατάστασης.....	108
9.2.5 Εισαγωγή δεδομένων ανεμογεννήτριας	110
9.2.6 Εισαγωγή δεδομένων συστήματος αποθήκευσης	112
9.2.7 Εισαγωγή δεδομένων μετατροπών	113
9.2.8 Εισαγωγή οικονομικών και λοιπών δεδομένων	114
9.3 Προτεινόμενο υβριδικό σύστημα	116
9.3.1 Ανάλυση προτεινόμενου υβριδικού συστήματος	116
9.3.2 Οικονομικά χαρακτηριστικά προτεινόμενου υβριδικού συστήματος	117
9.3.3 Λειτουργία συμβατικών μονάδων	121
9.3.4 Λειτουργία φωτοβολταϊκής εγκατάστασης.....	124
9.3.5 Λειτουργία ανεμογεννητριών	125
9.3.6 Λειτουργία μετατροπών	127
9.3.7 Λειτουργία συστήματος αποθήκευσης	128
9.3.8 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υβριδικού συστήματος	130
9.4 Επιλογή και αξιολόγηση υβριδικού συστήματος.....	134
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10.....	136

ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΟΥΜΕΝΟΙ ΡΥΠΟΙ.....	136
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11.....	138
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ.....	138
11.1 Τα οικονομικά με μια άλλη ματιά.....	138
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 12.....	143
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	143
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	144

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 2.1: Η μεγαλύτερη ανεμογεννήτρια στον κόσμο.....	25
Εικόνα 2.2: Συστοιχία φωτοβολταϊκών πλαισίων.....	26
Εικόνα 2.3: Υδροηλεκτρικό φράγμα.....	27
Εικόνα 2.4: Βιομάζα σε πέλλετ.....	28
Εικόνα 2.5: Γεωθερμικό πεδίο.....	29
Εικόνα 2.6: Εκμετάλλευση κυματικής ενέργειας.....	30
Εικόνα 2.7: Τοποθεσία παραγωγής ενέργειας από ώσμωση.....	31
Εικόνα 2.8: Μικρού μεγέθους υβριδικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	34
Εικόνα 3.1: Αμοργός.....	36
Εικόνα 3.2: Δορυφορική φωτογραφία της Αμοργού από Google Earth Pro.....	36
Εικόνα 4.1: Στην επιφάνεια της Γης καταφθάνουν 2 συνιστώσες της ηλιακής ακτινοβολίας, η άμεση που φθάνει απευθείας από τον ήλιο και η διάχυτη που φθάνει στην επιφάνεια της Γης έχοντας υποστεί αρκετές σκεδάσεις στα μόρια του αέρα της ατμόσφαιρας.....	42
Εικόνα 4.2: Η κατά μέσο όρο ημερήσια και ετήσια ποσότητα ενέργειας (kWh/m ²) που αξιοποιείται από την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε φωτοβολταϊκά πλαίσια σε διάφορες περιοχές της Ελληνικής επικράτειας.....	43
Εικόνα 4.3: Κατασκευαστική δομή της φωτοβολταϊκής κυψέλης πυριτίου: 1 – Προστατευτικό γυαλί, 2 – Διαφανής επικάλυψη EVA (Ethylene vinyl acetate), 3 – Αντιανακλαστική επίστρωση που μειώνει την ανάκλαση της προσπίπτουσας ακτινοβολίας περίπου στο 5%, 4 – Μεταλλικό πλέγμα της επαφής καθόδου που καλύπτει περίπου το 15% της επιφάνειας, 5 – Ημιαγωγός τύπου n, 6 – Περιοχή κένωσης, 7 – Υπόστρωμα από ημιαγωγό τύπου p, 8 – Συμπαγής μεταλλική επαφή της ανόδου.....	45
Εικόνα 4.4: Σταθερή βάση στήριξης φωτοβολταϊκών πλαισίων.....	48
Εικόνα 4.5: Στήριξη φωτοβολταϊκών πλαισίων με δυνατότητα εποχικής ρύθμισης.....	49
Εικόνα 4.6: Στήριξη φωτοβολταϊκών πλαισίων τύπου tracker.....	49

Εικόνα 4.7: Χωροθέτηση του φωτοβολταϊκού πάρκου στην Κάτω Μεριά Αμοργού από Google Earth Pro.....	51
Εικόνα 4.8: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή Trina Solar Vertex 540Wp.....	53
Εικόνα 5.1: Κατεύθυνση ανέμων στη Γη.....	54
Εικόνα 5.2: Κίνηση αέρα σε κοιλάδα.....	55
Εικόνα 5.3: Κίνηση αέρα σε παραθαλάσσια περιοχή.....	55
Εικόνα 5.4: Αριστερά ανεμόμετρο, δεξιά ανεμοδείκτης.....	56
Εικόνα 5.5: Παγκόσμιο αιολικό δυναμικό.....	57
Εικόνα 5.6: Ευρωπαϊκό αιολικό δυναμικό.....	57
Εικόνα 5.7: Ελληνικό αιολικό δυναμικό.....	58
Εικόνα 5.8: Ανεμογεννήτρια τύπου Darrieus.....	60
Εικόνα 5.9: Ανεμογεννήτρια τύπου Savonius.....	61
Εικόνα 5.10: Αιολικό πάρκο με ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα.....	62
Εικόνα 5.11: Μέρη και θεμελίωση της ανεμογεννήτριας.....	63
Εικόνα 5.12: Χωροθέτηση ανεμογεννητριών σε αιολικό πάρκο.....	70
Εικόνα 5.13: Αιολικό πάρκο στη Μεσσηνία.....	71
Εικόνα 5.14: Υπεράκτιο αιολικό πάρκο.....	72
Εικόνα 5.15: Χωροθέτηση ανεμογεννητριών σύμφωνα με το αιολικό δυναμικό της Αμοργού.....	73
Εικόνα 5.16: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή ανεμογεννήτριας Vestas V82.....	75
Εικόνα 6.1: Εγκατάσταση αφαλάτωσης στο Καρμπονέρας της Ισπανίας.....	77
Εικόνα 6.2: Μονάδα αφαλάτωσης στους Λειψούς.....	78
Εικόνα 6.3: Χωροθέτηση της καινούριας μονάδας αφαλάτωσης στην περιοχή Κάτω Μεριά, από Google Earth Pro.....	80
Εικόνα 6.4: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή μονάδας αφαλάτωσης OSMO.....	82
Εικόνα 7.1: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή SUNGROW SG110CX.....	87
Εικόνα 7.2: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή SolarEdge SE10K-RWS.....	90
Εικόνα 8.1: Σχηματική παράσταση εγκατάστασης αντλησιοταμίευσης.....	94
Εικόνα 8.2: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή LG Chem RESU10.....	98
Εικόνα 9.1: Σχέση αλληλοεξάρτησης των διεργασιών που εκτελεί το λογισμικό HOMER Pro.....	100

Εικόνα 9.2: Δεδομένα συμβατικής μονάδας MITSUBISHI S16R-PTA.....	107
Εικόνα 9.3: Εισαγωγή δεδομένων (αριστερό μέρος) και εξαγωγή καμπύλης λειτουργίας (δεξιό μέρος) συμβατικής μονάδας MITSUBISHI S16R-PTA.....	107
Εικόνα 9.4: Δεδομένα συμβατικής μονάδας CEGIELSKI 6AL20/24.....	108
Εικόνα 9.5: Εισαγωγή δεδομένων (αριστερό μέρος) και εξαγωγή καμπύλης λειτουργίας (δεξιό μέρος) συμβατικής μονάδας CEGIELSKI 6AL20/24.....	108
Εικόνα 9.6: Δεδομένα φωτοβολταϊκού πάρκου.....	110
Εικόνα 9.7: Δεδομένα ανεμογεννήτριας Vestas V82 [1,65MW].....	111
Εικόνα 9.8: Εισαγωγή δεδομένων (αριστερό μέρος) και εξαγωγή καμπύλης λειτουργίας (δεξιό μέρος) ανεμογεννήτριας Vestas V82.....	112
Εικόνα 9.9: Δεδομένα συστήματος αποθήκευσης LG Chem RESU10.....	113
Εικόνα 9.10: Δεδομένα συστήματος μετατροπής SolarEdge SE10K-RWS.....	114
Εικόνα 9.11: Προεξοφλητικό επιτόκιο, πληθωρισμός και χρονική διάρκεια της μελέτης.....	115
Εικόνα 9.12: Κόστος αγοράς εκπομπών ρυπογόνων ουσιών.....	116

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

Διάγραμμα 1.1: Παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας ανά πηγή.....	2
Διάγραμμα 1.2: Ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας για τις 28 χώρες της ΕΕ για το έτος 2019.....	5
Διάγραμμα 1.3: Καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, Ευρωπαϊκή Ένωση, 2019 (% , σε GWh).....	6
Διάγραμμα 1.4: Σύγκριση των ποσοστών Α.Π.Ε έτους 2030, μεταξύ αρχικού και τελικού ΕΣΕΚ.....	13
Διάγραμμα 1.5: Σύγκριση των συνολικά εκπεμπόμενων αερίων του θερμοκηπίου έτους 2030, μεταξύ του αρχικού και τελικού ΕΣΕΚ με έτη αναφοράς το 1990 και το 2005.....	13
Διάγραμμα 1.6: Σύγκριση συμμετοχής καυσίμων στη καθαρή ηλεκτροπαραγωγή έτους 2030, μεταξύ του αρχικού και τελικού ΕΣΕΚ.....	14
Διάγραμμα 1.7: Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά είδος καυσίμου έτους 2030, μεταξύ του αρχικού και τελικού ΕΣΕΚ.....	14
Διάγραμμα 1.8: Πορεία εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ από το 2017 έως το 2030.....	17
Διάγραμμα 1.9: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών (θαλασσί) και φωτοβολταϊκών (ροζ) στα ΜΔΝ.....	22
Διάγραμμα 1.10: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά (θαλασσί) και φωτοβολταϊκά (ροζ) στα ΜΔΝ.....	22
Διάγραμμα 4.1: Μεταβολή του ρεύματος εξόδου I_o και της ισχύος εξόδου P_o , ως προς της τάση εξόδου V_o , σε μια φωτοβολταϊκή μονάδα.....	47
Διάγραμμα 4.2: Μεταβολή της χαρακτηριστικής ρεύματος εξόδου – τάσης εξόδου μιας φωτοβολταϊκής μονάδας, με την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας G (α) και με τη θερμοκρασία T (β).....	48
Διάγραμμα 5.1: Καμπύλη λειτουργίας ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 850kW.....	68
Διάγραμμα 6.1: Κατανομή πηγών ύδρευσης Αμοργού.....	79

Διάγραμμα 8.1: Παγκόσμια αποθηκευτική ισχύς ανά τεχνολογία.....	92
Διάγραμμα 8.2: Εξέλιξη του κόστους του συσσωρευτή.....	95
Διάγραμμα 9.1: Μέση ωριαία ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος.....	101
Διάγραμμα 9.2: Μηνιαία απεικόνιση ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος (ελάχιστη ζήτηση, μέση ημερήσια ελάχιστη ζήτηση, μέση ζήτηση, μέση ημερήσια μέγιστη ζήτηση, μέγιστη ζήτηση).....	101
Διάγραμμα 9.3: Απεικόνιση της ζήτησης για όλες τις ώρες του 2020.....	102
Διάγραμμα 9.4: Απεικόνιση μέσης μηνιαίας καθαρότητας του ουρανού (πορτοκαλί) και μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία (μπλε).....	103
Διάγραμμα 9.5: Απεικόνιση μέσης μηνιαίας ταχύτητας του ανέμου.....	104
Διάγραμμα 9.6: Απεικόνιση μέσης μηνιαίας θερμοκρασίας.....	105
Διάγραμμα 9.7: Συνολικό κόστος κάθε στοιχείου.....	118
Διάγραμμα 9.8: Ετήσιο κόστος κάθε στοιχείου.....	119
Διάγραμμα 9.9: Μερίδιο κάθε είδους κόστους στο συνολικό καθαρό κόστος.....	119
Διάγραμμα 9.10: Μερίδιο κάθε είδους κόστους στο συνολικό ετήσιο κόστος.....	120
Διάγραμμα 9.11: Ροή κόστους κάθε στοιχείου του υβριδικού συστήματος.....	120
Διάγραμμα 9.12: Ροή κόστους κάθε είδους κόστους του υβριδικού συστήματος.....	120
Διάγραμμα 9.13: Παραγόμενη ισχύς από τη συμβατική μονάδα MITSUBISHI [1MW] του υβριδικού συστήματος ωριαία σε ετήσια κλίμακα.....	122
Διάγραμμα 9.14: Παραγόμενη ισχύς από τη συμβατική μονάδα CEGIELSKI [460kW] του υβριδικού συστήματος ωριαία σε ετήσια κλίμακα.....	123
Διάγραμμα 9.15: Κατανάλωση πετρελαίου των συμβατικών μονάδων του υβριδικού συστήματος ωριαία σε ετήσια βάση.....	124
Διάγραμμα 9.16: Κατανάλωση πετρελαίου σε μηνιαία κλίμακα.....	124
Διάγραμμα 9.17: Παραγόμενη ισχύς από το Φ/Β πάρκο του υβριδικού συστήματος ωριαία σε ετήσια κλίμακα.....	125
Διάγραμμα 9.18: Παραγόμενη ισχύς από το αιολικό πάρκο του υβριδικού συστήματος ωριαία σε ετήσια κλίμακα.....	126
Διάγραμμα 9.19: Ισχύς εξόδου του αντιστροφέα ωριαία σε ετήσια κλίμακα.....	128
Διάγραμμα 9.20: Ισχύς εξόδου του ανορθωτή ωριαία σε ετήσια κλίμακα.....	128

Διάγραμμα 9.21: Κατάσταση φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης ωριαία σε ετήσια κλίμακα.....	130
Διάγραμμα 9.22: Απεικόνιση του ελάχιστου, το ελάχιστου μέσου ημερήσιου, του μέσου, του μέγιστου μέσου ημερήσιου και του μέγιστου ποσοστού φόρτισης σε μηνιαία κλίμακα.....	130
Διάγραμμα 9.23: Αναπαράσταση της συχνότητας κατά την οποία είναι φορτισμένο το σύστημα αποθήκευσης και το ύψος του ποσοστού φόρτισης.....	130
Διάγραμμα 9.24: Απεικόνιση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κάθε στοιχείου του υβριδικού συστήματος σε μηνιαία κλίμακα.....	131
Διάγραμμα 9.25: Απεικόνιση της στιγμιαίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. διαιρεμένη με τη στιγμιαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ωριαία σε ετήσια βάση.....	132
Διάγραμμα 9.26: Απεικόνιση της στιγμιαίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. διαιρεμένη με τη συνολική στιγμιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ωριαία σε ετήσια βάση.....	133
Διάγραμμα 9.27: Απεικόνιση της διαφοράς του αριθμού 1, με τη στιγμιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες πετρελαίου διαιρεμένη με τη στιγμιαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ωριαία σε ετήσια κλίμακα.....	133
Διάγραμμα 11.1: Τιμή kWh των δύο συστημάτων για διάφορες τιμές του πετρελαίου...	142

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1.1: Περιβαλλοντικοί και ενεργειακοί στόχοι σε Εθνικό επίπεδο για τη χρονική περίοδο 2021-2030, με βάση την Ευρωπαϊκή πολιτική.....	10
Πίνακας 1.2: Σύνοψη εθνικών στόχων στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ.....	11
Πίνακας 1.3: Σύγκριση στόχων του ενεργειακού συστήματος για το έτος 2030, με βάση το αρχικό και τελικό ΕΣΕΚ.....	12
Πίνακας 1.4: Ποσοστά ΑΠΕ ανά τομέα και στόχο από το 2020 μέχρι το 2030.....	16
Πίνακας 1.5: Πρόοδος ως προς την επίτευξη στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ ανά τομέα από το 2022 μέχρι το 2030.....	16
Πίνακας 1.6: Πορεία της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το 2020 μέχρι το 2030.....	16
Πίνακας 1.7: Πορεία της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ μεταξύ των ετών 2020 και 2030.....	17
Πίνακας 1.8: Πλάνο υλοποίησης διασυνδέσεων.....	19
Πίνακας 1.9: Ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ.....	20
Πίνακας 1.10: Ποσοστό συμμετοχής Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή των μεγάλων ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ.....	23
Πίνακας 1.11: Ποσοστό συμμετοχής Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή των μικρών ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ.....	23
Πίνακας 3.1: Ενεργειακές απαιτήσεις Αμοργού 2021.....	39
Πίνακας 3.2: Ενεργειακές απαιτήσεις Αμοργού 2019.....	40
Πίνακας 9.1: Στοιχεία ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας Αμοργού για το 2020.....	102
Πίνακας 9.2: Μέση μηνιαία καθαρότητα του ουρανού, μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία και μέση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία.....	103
Πίνακας 9.3: Μέση μηνιαία ταχύτητα του ανέμου και μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου.....	104
Πίνακας 9.4: Μέση μηνιαία θερμοκρασία και μέση ετήσια θερμοκρασία.....	105

Πίνακας 9.5: Συνολικό και ανά στοιχείο κόστος συστήματος.....	118
Πίνακας 9.6: Ετήσιο συνολικό και ανά στοιχείο κόστος.....	118
Πίνακας 9.7: Λειτουργία συμβατικής μονάδας MITSUBISHI του υβριδικού συστήματος.....	121
Πίνακας 9.8: Λειτουργία συμβατικής μονάδας CEGIELSKI [460kW] του υβριδικού συστήματος.....	122
Πίνακας 9.9: Κατανάλωση πετρελαίου των συμβατικών μονάδων του υβριδικού συστήματος.....	123
Πίνακας 9.10: Λειτουργία Φ/Β πάρκου του υβριδικού συστήματος.....	125
Πίνακας 9.11: Λειτουργία αιολικού πάρκου του υβριδικού συστήματος.....	126
Πίνακας 9.12: Λειτουργία μετατροπέων του υβριδικού συστήματος.....	127
Πίνακας 9.13: Λειτουργία συστήματος αποθήκευσης του υβριδικού συστήματος.....	129
Πίνακας 9.14: Ποσοστό παραγωγής και ηλεκτρικής ενέργειας κάθε στοιχείου στη συνολική παραγωγή του υβριδικού σταθμού.....	131
Πίνακας 9.15: Ποσοστά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.....	132
Πίνακας 10.1: Εκλυόμενοι ρύποι στο περιβάλλον.....	136
Πίνακας 10.2: Εξοικονομούμενοι ρύποι λόγω μη καύσης πετρελαίου σε ετήσια βάση.....	137
Πίνακας 11.1: Οικονομική σύγκριση των δύο συστημάτων για διάφορες τιμές του πετρελαίου.....	141

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.1 Ενέργεια – Ορισμός και αξιοποίησή της

Η ενέργεια [1] ορίζεται ως η ικανότητα που έχει ένα σώμα ή ένα σύστημα να παράγει έργο. Είναι απολύτως συνυφασμένη με την καθημερινότητα των ανθρώπων. Οι δραστηριότητες των ανθρώπων για να μπορέσουν να εκτελεστούν απαιτούν τεράστιες ποσότητες ενέργειας. Κάθε πολίτης του ανεπτυγμένου κόσμου χρειάζεται να καταναλώσει ημερησίως περίπου όση ενέργεια μπορούν να παράγουν 100 μεγαλόσωμοι άνδρες ή 12 δυνατά άλογα [2]. Ο πλανήτης Γη σχεδόν εξ ολοκλήρου καλύπτει τις ενεργειακές του ανάγκες από τον Ήλιο. Η ενέργεια εμφανίζεται με πολλές και διαφορετικές μορφές και αυτό διαχωρίζεται από τον τρόπο που αυτή έχει αποκτηθεί, μετατραπεί ή αποθηκευτεί. Ενδεικτικά υπάρχουν οι παρακάτω μορφές:

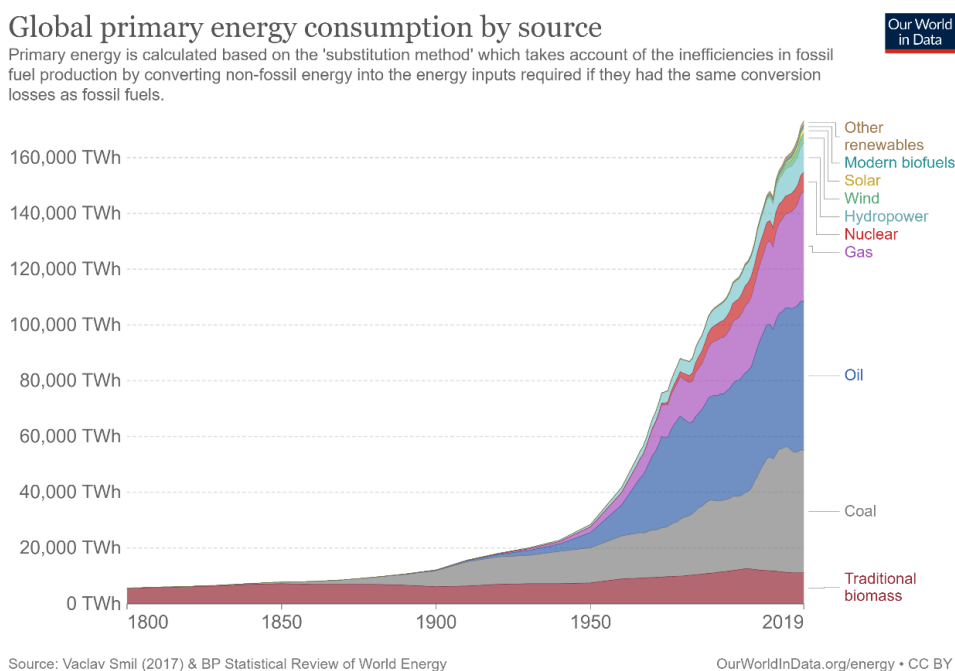
1. Μηχανική ενέργεια
2. Πυρηνική ενέργεια
3. Θερμική ενέργεια
4. Χημική ενέργεια
5. Ηλεκτρομαγνητική ενέργεια

Ήδη από την αρχαιότητα ο άνθρωπος έχει αρχίσει να εκμεταλλεύεται τη δύναμη του ήλιου, του νερού και του αέρα για την παραγωγή ενέργειας και ως απώτερο σκοπό την επιβίωσή του. Ο άνθρωπος χρησιμοποιούσε τη φωτιά για θέρμανση, φωτισμό, μαγείρεμα. Με τη δύναμη του αέρα συνειδητοποιεί ότι μπορεί να ταξιδέψει με πλοίο στη θάλασσα και να εξερευνήσει τον κόσμο αλλά και να δημιουργήσει τους ανεμόμυλους για την άλεση των δημητριακών που έπαιρνε από την καλλιέργεια. Ακόμα, εκμεταλλεύεται το νερό που τρέχει στα ποτάμια και στα ρέματα για την άρδευση των χωραφιών και την ύδρευση. Από την αρχαιότητα κίόλας είναι πρόδηλη η αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για να καλυφθούν οι ανάγκες του ανθρώπου.

Τα χρόνια περνούν και ο άνθρωπος προοδεύει και εξελίσσεται. Αυτό έχει ως άμεσο αποτέλεσμα να αυξάνονται συνεχώς οι ενεργειακές του ανάγκες. Φτάνοντας στα μέσα του

17^{ου} αιώνα, ο άνθρωπος ανακαλύπτει τον άνθρακα και την εκμετάλλευσή του. Κατά τη διάρκεια του 18^{ου} αιώνα ο Thomas Newcomen ανακαλύπτει την πρώτη ατμομηχανή η οποία έπειτα από κάποιες σημαντικές βελτιώσεις με το πέρασμα του χρόνου χρησιμοποιήθηκε στη βιομηχανία, στη ναυτιλία, στο σιδηρόδρομο και έτσι αποτέλεσε την αρχή της βιομηχανικής επανάστασης στη βορειοδυτική Ευρώπη. Αρχές του 19^{ου} αιώνα οι ατμομηχανές χρησιμοποιούνται ευρέως στην καθημερινότητα του ανθρώπου μέσω του σιδηροδρόμου και της ναυτιλίας. Εν έτει 1880 τέθηκε σε λειτουργία η πρώτη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο τον άνθρακα. Προηγουμένως, και πιο συγκεκριμένα στη Β. Αμερική το 1859 λαμβάνει χώρα η πρώτη εξόρυξη πετρελαίου και έτσι ο άνθρωπος κατασκευάζει τις πρώτες μηχανές εσωτερικής καύσης ώστε να μπορέσει να εκμεταλλευτεί τα κοιτάσματα πετρελαίου που έχει ανακαλύψει.

Έχοντας φτάσει στον 20^ο αιώνα παρατηρείται τρομακτική αύξηση στις ενεργειακές ανάγκες των ανθρώπων (Διάγραμμα 1.1). Τα αποθέματα είναι αρκετά και ο κόσμος δεν ενδιαφέρεται για τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις αλλά ούτε και για την εξάντληση των ενεργειακών πόρων στο μέλλον. Για να υπάρχει επάρκεια ορυκτών καυσίμων (πετρέλαιο, φυσικό αέριο) θα πρέπει ο κόσμος να στραφεί σε μεγάλο βαθμό στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που είναι ανεξάντλητες έτσι ώστε να καλύψει τις ανάγκες του σε ενέργεια και να προστατεύσει το περιβάλλον από την εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου.



Διάγραμμα 1.1: Παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας ανά πηγή. [3]

1.2 Η ενέργεια στην Ευρώπη

Κατά τον 20^ο αιώνα οι ενεργειακές ανάγκες του ανθρώπου παρουσίασαν κατακόρυφη αύξηση. Για την κάλυψη αυτών των αναγκών, ο άνθρωπος παρέβλεψε την προστασία του περιβάλλοντος και το γεγονός ότι οι ενεργειακοί πόροι δεν είναι ανεξάντλητοι. Τα ορυκτά καύσιμα χρησιμοποιούνται αλόγιστα για να καλύψουν τις ενεργειακές ανάγκες των ανθρώπων. Οι προβλέψεις για το μέλλον και την επάρκεια των ορυκτών καυσίμων είναι δυσοίωνες. Οι ειδικοί κάνουν λόγο για 60-70 χρόνια που τα αποθέματα του πετρελαίου θα είναι επαρκή ακόμα.

Στα τέλη του 20^{ου} αιώνα η υπέρμετρη καύση ορυκτών καυσίμων για παραγωγή ενέργειας αναδεικνύει τις σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκαλεί. Το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι σε έξαρση, κάνουν την εμφάνισή τους οι όξινες βροχές και τα αστικά κέντρα υποφέρουν από ατμοσφαιρική ρύπανση.

Η μεγάλη ανάγκη για φθινό πετρέλαιο προκάλεσε γεωπολιτικές συγκρούσεις. Μεγάλες δυνάμεις του δυτικού κόσμου προσπαθούσαν να ελέγξουν πολιτικά τις χώρες της Μέσης Ανατολής όπου το φθινό πετρέλαιο ήταν σε αφθονία. Έτσι λοιπόν εγένετο ο πόλεμος του Κόλπου το 1990 [1]. Η εισβολή του Ιράκ στο Κουβέιτ τον Αύγουστο του 1990 σήμανε την έναρξη του Πολέμου του Κόλπου. Το Ιράκ κατηγόρησε το Κουβέιτ, ότι «έκλεβε» ιρακινό πετρέλαιο κάνοντας πλάγιες γεωτρήσεις. Στη συνέχεια τα Ηνωμένα Έθνη επέβαλαν οικονομικές κυρώσεις και έτσι άρχισαν οι εχθροπραξίες τον Ιανουάριο του 1991, οι οποίες είχαν ως αποτέλεσμα τη νίκη των συμμάχων υπό την καθοδήγηση των Ηνωμένων Πολιτειών της Αμερικής.

Τα σοβαρά προβλήματα που εμφανίστηκαν στο περιβάλλον, αφυπνίζουν διεθνείς οργανισμούς και φορείς που προασπίζουν την προστασία του περιβάλλοντος. Η πίεση προς τις κυβερνήσεις των κρατών δείχνει να έχει αποτέλεσμα καθώς λαμβάνονται σοβαρές αποφάσεις για να αντιμετωπιστεί η κλιματική αλλαγή. Σημαντικές διακρατικές συμφωνίες όπως το «Πρωτόκολλο του Κιότο» και η «Συνθήκη της Λισαβόνας» υπογράφονται και βάζουν την ενέργεια στο επίκεντρο. Ενδεικτικά η Ευρωπαϊκή Ένωση θέτει του εξής στόχους με ορίζοντα το 2030 [6]:

- Μείωση των αερίων του θερμοκηπίου κατά 40% ποσοστό τουλάχιστον σε σύγκριση με τα αντίστοιχα του 1990.

- Αύξηση του μεριδίου των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ώστε κατά ποσοστό 32% τουλάχιστον της ενέργειας που καταναλώνεται, να παράγεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Ο συγκεκριμένος στόχος θα επανεξεταστεί το 2023 και το ποσοστό θα μπορεί μόνο να αυξηθεί.
- Αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας σε ποσοστό τουλάχιστον 32,5%.

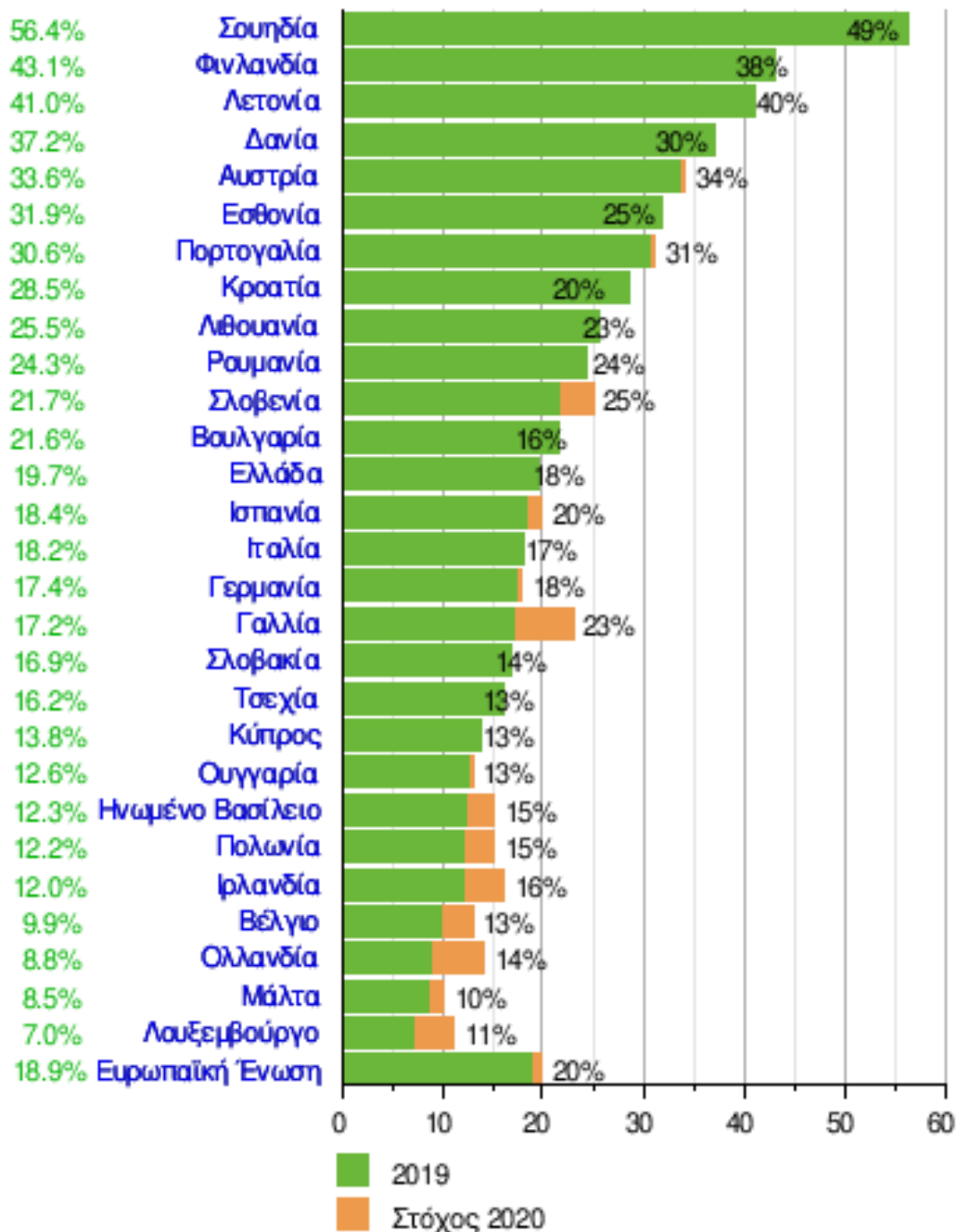
Επίσης η Ευρωπαϊκή Ένωση προχωράει και σε άλλες συμφωνίες μεταξύ των κρατών μελών της όσον αφορά τους στόχους που έχει θέσει για την κλιματική αλλαγή. Μέσω της «Πράσινης Συμφωνίας» έχει θέσει ως στόχο τον μηδενισμό των αερίων του θερμοκηπίου ως το 2050. Αυτό πρακτικά σημαίνει το τέλος των ορυκτών καυσίμων αφού όλα τα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης υποχρεώνονται να περιορίσουν τις εκπομπές «αερίων του θερμοκηπίου» κατά 55% ως το 2030 και να τις μηδενίσουν ως το 2050. Τα σχέδια περιλαμβάνουν ουσιαστικά την απαγόρευση της πώλησης βενζινοκίνητων και πετρελαιοκίνητων αυτοκινήτων εντός 20 ετών. Μερικές βασικές προτάσεις της «Πράσινης Συμφωνίας» [5] είναι:

- Φόρο επί των αεροπορικών καυσίμων και 10ετής φοροαπαλλαγή για εναλλακτικές λύσεις χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.
- Δασμολογικό όριο άνθρακα, το οποίο θα απαιτούσε από κατασκευαστές εκτός ΕΕ να πληρώσουν περισσότερα για την εισαγωγή υλικών όπως ο χάλυβας και το σκυρόδεμα.
- Επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Ανακαίνιση express σε κτήρια που δεν θεωρούνται ενεργειακά αποδοτικά.

Σύμφωνα με τα στοιχεία που ανακοινώνει η Eurostat για την ενέργεια στην Ευρωπαϊκή Ένωση, η κατανάλωση ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές υπερδιπλασιάστηκε από το 2004 (8,5%) και 2017 (17%), πλησιάζοντας τον στόχο του 20% έως το 2020. Υπάρχουν όμως ακόμα μεγάλες αποκλίσεις ανάμεσα στις χώρες της Ε.Ε.

Στο ακολουθούμενο Διάγραμμα 1.2 φαίνεται ότι τα 14 από τα 28 κράτη μέλη της Ε.Ε είχαν φτάσει στο στόχο που είχε οριστεί για το 2020. Ενδεικτικά η Ελλάδα σαν χώρα, με τις εκτιμήσεις του 2019, είχε ήδη φτάσει το ποσοστό του 18% που ήταν ο στόχος που είχε τεθεί. Πιο συγκεκριμένα η Σουηδία είναι πρώτη σε κατανάλωση ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ με ποσοστό 56,4% ενώ αντίστοιχα τελευταίο βρίσκεται το Λουξεμβούργο με ποσοστό μόλις 7%. Όσον αφορά την πρόοδο, την μεγαλύτερη άνοδο την κατέχει η Κροατία

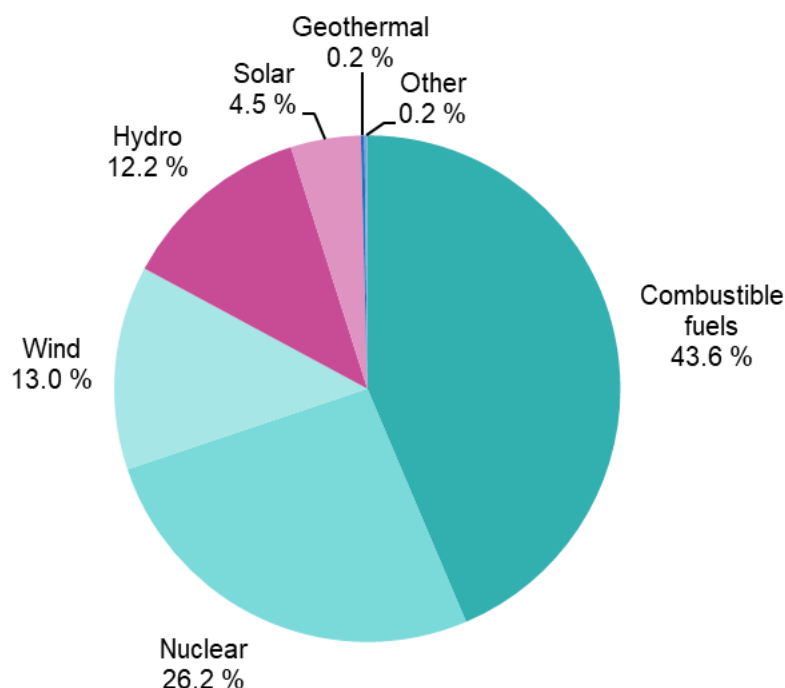
που βρίσκεται ήδη σε ποσοστό 28,5% ενώ ο στόχος που είχε οριστεί ήταν στο 20%. Στον αντίποδα την μεγαλύτερη απόκλιση από τον στόχο την παρουσιάζει η Ολλανδία. Το ποσοστό της σε κατανάλωση ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ είναι 8,8% ενώ ο στόχος που έχει οριστεί είναι 14%. Η απόκλιση είναι 5,2%. Στο Διάγραμμα 1.3 παρουσιάζεται το ποσοστό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ε.Ε από διάφορες πηγές.



Διάγραμμα 1.2: Ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας για τις 28 χώρες της ΕΕ για το έτος 2019. [1]

Net electricity generation, EU, 2019

(%, based on GWh)



Source: Eurostat (online data code: nrg_ind_peh)

eurostat 

Διάγραμμα 1.3: Καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, Ευρωπαϊκή Ένωση, 2019

(%, σε GWh). [4]

1.3 Η ενέργεια στην Ελλάδα

1.3.1 Από το χθες στο σήμερα

Το 1889 εμφανίστηκε στην Ελλάδα και συγκεκριμένα στην Αθήνα η πρώτη ηλεκτροπαραγωγική μονάδα [1]. Στην τουρκοκρατούμενη Θεσσαλονίκη, εταιρεία βελγικών συμφερόντων αρχίζει να κατασκευάζει ηλεκτροπαραγωγική εγκατάσταση την ίδια χρονιά. Το 1896, η Γενική Εταιρεία Εργοληψιών εξαγοράζεται από την Ελληνική Ηλεκτρική Εταιρεία, με την τελευταία να ιδρύει εργοστάσιο ηλεκτροφωτισμού στο Νέο Φάληρο. Η ισχύς από τα 3MVA το 1903 ανέρχεται το 1949 στα 43 MVA. Το 1925 δημιουργήθηκε η Γενική Ηλεκτρική Εταιρεία, η οποία ήταν αποτέλεσμα συνεργασίας του ελληνικού δημοσίου, τραπεζών της Ελλάδας και Βρετανικών κεφαλαίων. Εν συνεχεία

συστάθηκαν δύο θυγατρικές εταιρείες που ήταν αρμόδιες, η μία για την παραγωγή και η άλλη για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες μετέπειτα ενώθηκαν δημιουργώντας την εταιρεία με επωνυμία «Ηλεκτρική Εταιρεία Αθηνών-Πειραιώς». Περίπου 400 εταιρείες τροφοδοτούσαν με ηλεκτρικό ρεύμα μεγάλες και μικρές πόλεις της Ελλάδας πριν ιδρυθεί η ΔΕΗ. Αυτές οι εταιρείες ήταν είτε ιδιωτικές, είτε κοινοτικές, είτε δημοτικές και πρόσφεραν τις υπηρεσίες τους από την αρχή του 20^{ου} αιώνα. Ενδεικτικά αναφέρεται η λειτουργία των εταιρειών στη Χαλκίδα το 1902 και στα Τρίκαλα το 1906. Στις αρχές η απόσταση μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας ήταν περιορισμένη καθώς διανεμόταν με συνεχές και όχι με εναλλασσόμενο ρεύμα. Με το Νόμο 1468/1950 ιδρύθηκε η ΔΕΗ, η οποία απορρόφησε υποχρεωτικά όλες τις τοπικές ηλεκτρικές εταιρείες που παρήγαγαν, μετέφεραν και διένεμαν ηλεκτρικό ρεύμα. Η απορρόφηση έγινε σταδιακά σε χρονικό διάστημα 6 ετών. Νωρίτερα και συγκεκριμένα το 1945 εμφανίζεται η παραγωγή, μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας με εναλλασσόμενο ρεύμα. Η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού είχε ως σκοπό:

- ❖ Να αυξηθεί η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ούτως ώστε να ικανοποιούνται οι συνεχώς αυξανόμενες ανάγκες.
- ❖ Να επεκταθεί και να βελτιωθεί το ηλεκτρικό δίκτυο τροφοδοσίας σε όλη την Ελλάδα, ακόμα και στα μικρότερα χωριά.
- ❖ Να βελτιώσει τεχνικό – οικονομικά την οργάνωση για τη διανομή σε όλον τον Ελλαδικό χώρο.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 1939 ανερχόταν στις 234 GWh, ενώ μέχρι το 1956 γνώρισε αύξηση της τάξεως των 1.116 GWh και τελικώς το 1966 εικοσιπενταπλασιάστηκε σε σχέση με την παραγωγή του 1939. Το μερίδιο παραγωγής κατείχε η καύση λιγνιτών με ποσοστό 41%, ακολουθούσαν τα υδροηλεκτρικά εργοστάσια με ποσοστό 31% και το υπόλοιπο ποσοστό συμπληρωνόταν από την καύση diesel και από κλασματικές αποστάξεις του. Οι πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούσε η ΔΕΗ ήταν η λιγνιτική και η υδροηλεκτρική κυρίως και το πετρέλαιο στα αυτόνομα νησιωτικά δίκτυα ενώ γινόταν και χρήση λιθάνθρακα.

1.3.2 Από το σήμερα στο αύριο

Στο ΦΕΚ με στοιχεία τεύχος Β αριθμός 4893 [7] της 31-12-2019 (σελ. 55457-55924) δημοσιεύθηκε το Εθνικό Σχέδιο που αφορά την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) και αποτελεί για το Ελληνικό κράτος ένα στρατηγικό σχέδιο για τα προβλήματα του Κλίματος και της Ενέργειας. Το ΕΣΕΚ παρουσιάζει τους στόχους που έχουν τεθεί και αναλύει τους τρόπους με τους οποίους θα επιτευχθούν αυτοί οι στόχοι, έχοντας ως αποτέλεσμα το κοινωνικό όφελος για την περίοδο μέχρι το 2030.

Το Εθνικό στρατηγικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα διαμορφώνεται με βάση τις οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης και των Ηνωμένων Εθνών για τη βιώσιμη ανάπτυξη και την προστασία του περιβάλλοντος. Με βάση το ΕΣΕΚ θα πρέπει να επιτευχθεί η ενεργειακή μετάβαση έως το 2030 προκειμένου να μειωθούν οι εκπεμπόμενοι ρύποι όπως τα αέρια του θερμοκηπίου.

Προς τούτο το ΕΣΕΚ για τη χρονική περίοδο μέχρι το 2030 (Πίνακας 1.1) προτείνει:

- ❖ στα πλαίσια της Κλιματικής Αλλαγής, τη μείωση των εκπεμπόμενων αερίων του θερμοκηπίου σε ποσοστό τουλάχιστον 42% συγκρινόμενο με το έτος 1990 και σε ποσοστό τουλάχιστον 56% συγκρινόμενο με το έτος 2005, που είναι υψηλότερο των κεντρικών ευρωπαϊκών ποσοστών, ενώ τα αντίστοιχα ποσοστά του αρχικού ΕΣΕΚ ήταν 33% και 49%.
- ❖ όσον αφορά τις ΑΠΕ, να αυξηθεί το ποσοστό συμμετοχής τους στην κατανάλωση ενέργειας, σε επίπεδο 35%, αντί του 31% του αρχικού ΕΣΕΚ, το οποίο είναι υψηλότερο και από το ποσοστό που έχει θέσει ως στόχο η ΕΕ και ανέρχεται στο 32%. Όσον αφορά την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, η ενεργειακή μετάβαση στοχεύει σε ποσοστό 60% παραγόμενη ενέργεια από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Στόχος της Ελληνικής Κυβέρνησης είναι να διαμορφώσει εκ νέου το νομοθετικό πλαίσιο ώστε να απλοποιηθεί η αδειοδοτική διαδικασία για να ενταχθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο η αποθήκευση ενέργειας και να προωθηθεί η ηλεκτροκίνηση.
- ❖ να βελτιωθεί η ενεργειακή απόδοση κατά 38% σύμφωνα με τον τρόπο που προτείνει η Ευρωπαϊκή Ένωση. Το αρχικό ΕΣΕΚ έθετε στόχο 32% ενώ αντίστοιχα ο ευρωπαϊκός στόχος ανέρχεται σε ποσοστό 32,5%.

Εμβληματικό στόχο του ΕΣΕΚ αποτελεί η πλήρης απολιγνιτοποίηση μέχρι το 2028, ιδιαίτερα φιλόδοξος αλλά ρεαλιστικός στόχος.

Οι παραπάνω φιλόδοξοι στόχοι θα επιτευχθούν ύστερα από τη λήψη μέτρων όπως:

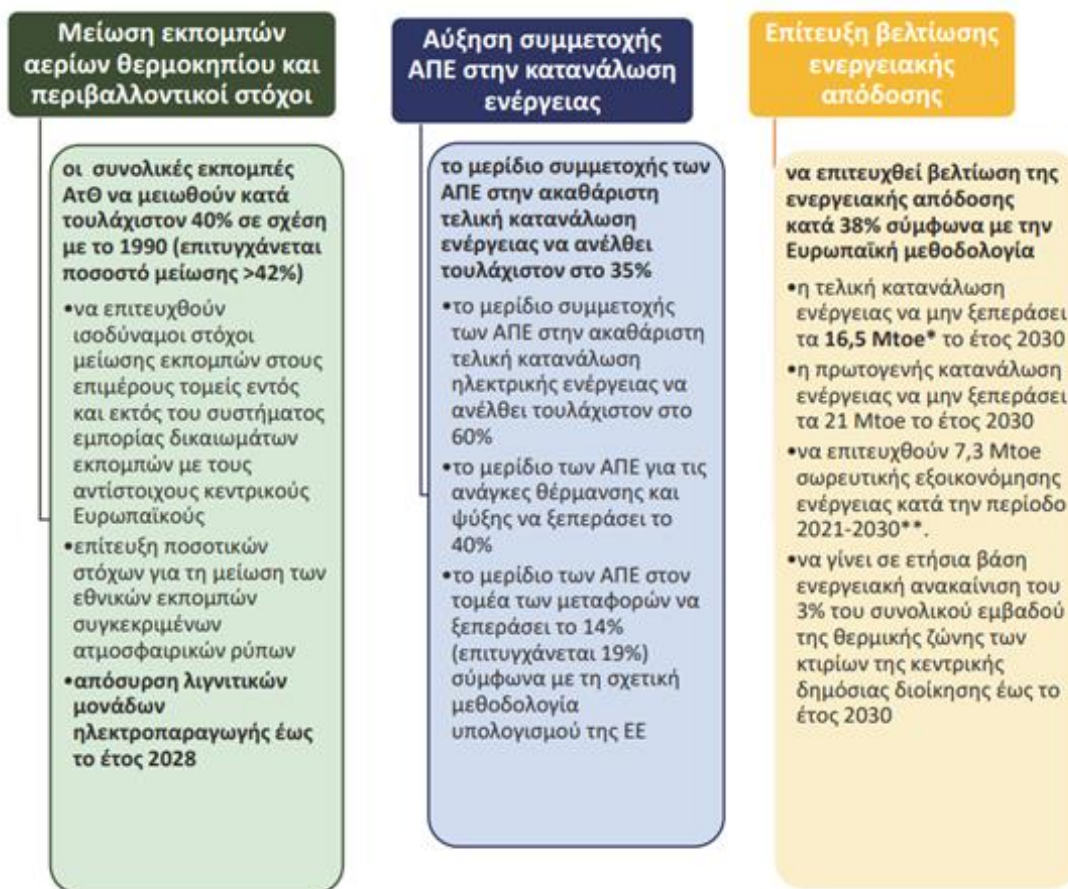
1. Ταχύτερη διασύνδεση ηλεκτροδότησης των ελληνικών Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.
2. Διαμόρφωση του μοντέλου αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
3. Ανάπτυξη διακρατικών συνδέσεων ενέργειας.
4. Υλοποίηση έργων που αφορούν την αποθήκευση ενέργειας.
5. Τεχνολογική ανάπτυξη του ηλεκτρικού δικτύου.
6. Κίνητρα για αύξηση της ηλεκτροκίνησης στις μεταφορές.
7. Ανάπτυξη νέων τεχνολογιών.
8. Καθιέρωση νέων εργαλείων για χρηματοδότηση και
9. Δράσεις για θέματα ανάπτυξης, καινοτομίας, έρευνας με απώτερο σκοπό την ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας.

Το σχέδιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το Περιβάλλον και την Ενέργεια προωθεί ενιαίο πλαίσιο δραστηριοτήτων για την ενεργειακή συνένωση, η οποία για να επιτευχθεί απαιτείται:

1. να επιτευχθεί η ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού.
2. να ολοκληρωθεί βιώσιμη αγορά ενέργειας.
3. να λειτουργήσει οικονομία χαμηλής έντασης άνθρακα.
4. να προχωρήσει ο χωρικός σχεδιασμός.
5. να προχωρήσει ο βιοκλιματικός και αστικός σχεδιασμός.
6. να αυξηθεί η ενεργειακή απόδοση:
 - a. στον κτιριακό τομέα
 - b. στον μεταφορικό τομέα.
7. να προωθηθεί η έρευνα και η καινοτομία.

Σχηματοποιημένα και ποσοτικοποιημένα τα παραπάνω παρουσιάζονται (Πίνακες 1.2, 1.3 και Διαγράμματα 1.4, 1.5, 1.6, 1.7) ως εξής:

Πίνακας 1.1: Περιβαλλοντικοί και ενεργειακοί στόχοι σε Εθνικό επίπεδο για τη χρονική περίοδο 2021-2030, με βάση την Ευρωπαϊκή πολιτική. [7]



*χωρίς να συνυπολογιστεί η συνεισφορά της θερμότητας περιβάλλοντος

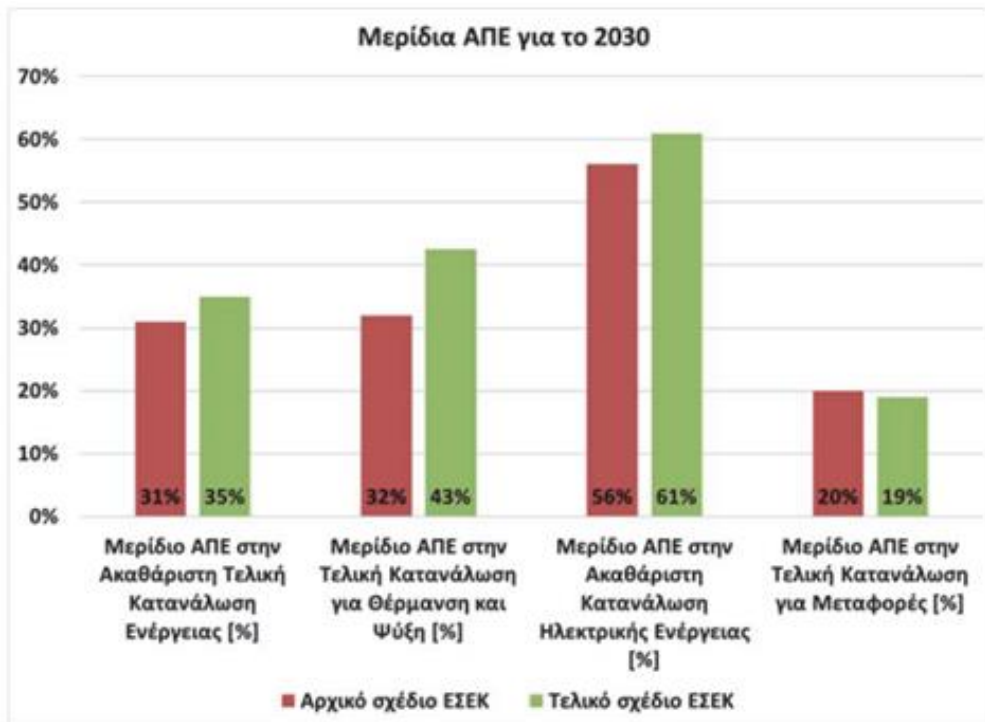
**Ο στόχος έχει υπολογιστεί βάσει των απολογιστικών στοιχείων τελικής κατανάλωσης ενέργειας των ετών 2016 – 2017 και των προσωρινών για το έτος 2018

Πίνακας 1.2: Σύνοψη εθνικών στόχων στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ. [7]

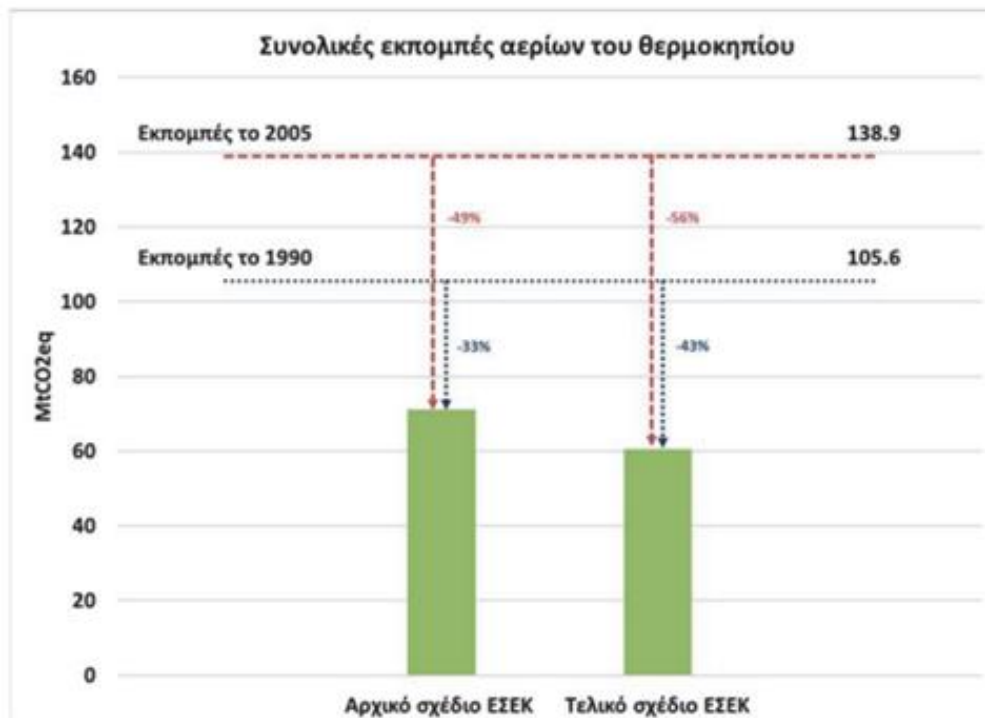
Έτος στόχου: 2030	Τελικό ΕΣΕΚ	Αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ	νέοι Στόχοι ΕΣΕΚ σε σχέση με στόχους Ευρωπαϊκής Ένωσης
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≥35%	31%	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32% ΕΕ
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	≈61-64%	56%	
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≈16,1-16,5 Mtoe (≥38% σε σχέση με προβλέψεις 2007)	18,1 Mtoe (32%) (αναφερόταν σε 17,3 Mtoe χωρίς θερμότητα περιβάλλοντος)	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32.5% και επίτευξη στόχου βάσει νέου δείκτη ΕΕ για μείωση κατανάλωσης σε σχέση με το έτος 2017
Μερίδιο Λιγνίτη στην Ηλεκτροπαραγωγή	0%	16,5%	
Μείωση ΑτΘ	≥42% vs σε σχέση με 1990, ≥56% σε σχέση με 2005	33% σε σχέση με 1990, 49% σε σχέση με 2005	Σε ταύτιση με κεντρικούς Ευρωπαϊκούς στόχους και υπεραπόδοση σε σχέση με εθνικές δεσμεύσεις στους τομείς εκτός ΣΕΔΕ

Πίνακας 1.3: Σύγκριση στόχων του ενεργειακού συστήματος για το έτος 2030, με βάση το αρχικό και τελικό ΕΣΕΚ. [7]

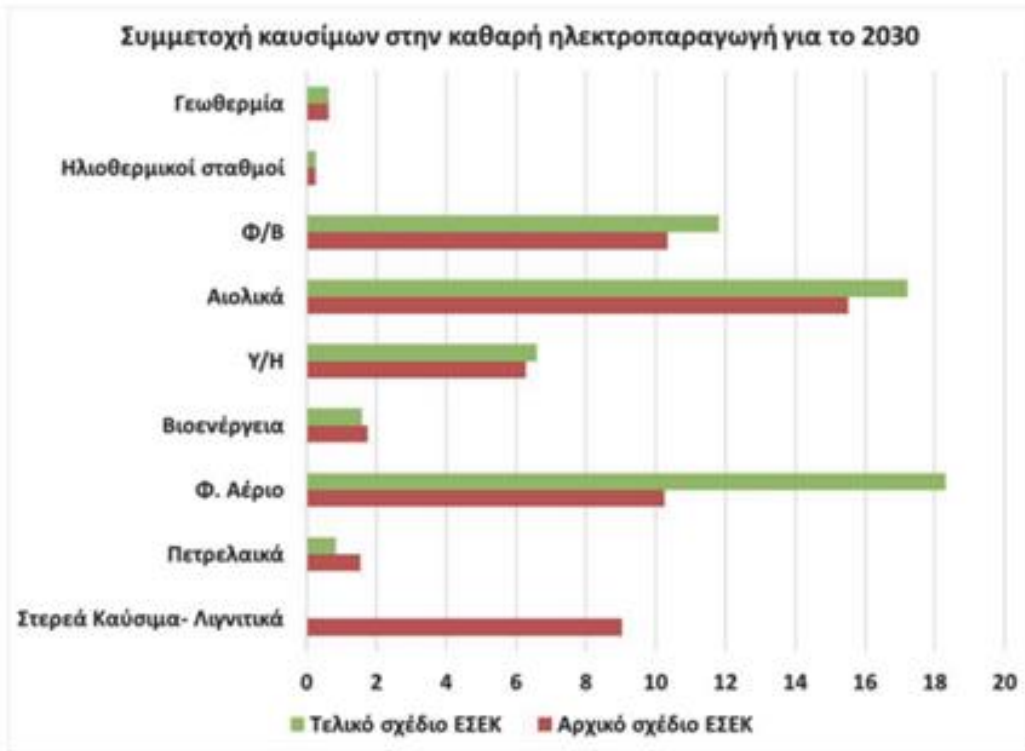
Συγκριτικός πίνακας	Αρχικό ΕΣΕΚ	Τελικό ΕΣΕΚ
Βασικοί δείκτες		
Συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (MtCO ₂ eq)	71	60,6
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας [%]	31%	35%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Θέρμανση και Ψύξη [%]	32%	43%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Κατανάλωση Ηλεκτρικής ενέργειας [%]	56%	61%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Μεταφορές [%]	20%	19%
Παραγωγικότητα Ενέργειας [εκατ. € '10/ktoe]	9,98	11,03
Κατανάλωση Ενέργειας		
Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση	23,02	22,19
Πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας [Mtoe]	22,26	20,55
Τελική κατανάλωση ενέργειας [Mtoe]	18,04	17,38
Τελική κατανάλωση ενέργειας (χωρίς θερμότητα περιβάλλοντος) [Mtoe]	17,32	16,51
Τομέας ηλεκτροπαραγωγής		
Εγκατεστημένη Ισχύς [GW]		
Λιγνίτης	2,70	0,00
Φ. Αέριο	5,40	6,91
Αιολικά	6,60	7,05
Φ/Β	6,80	7,66
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή	17,70	19,03
Ακαθάριστη Ηλεκτροπαραγωγή [TWh]	57,37	57,93
Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή [TWh]	55,56	57,22
Λιγνίτης	9,03	0,00
Πετρελαϊκά	1,54	0,83 ⁵
Φ. Αέριο	10,26	18,30
Βιοενέργεια	1,74	1,58
Υ/Η	6,27	6,60
Αιολικά	15,51	17,21
Φ/Β	10,34	11,82
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0,26	0,26
Γεωθερμία	0,63	0,63
Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή από Ορυκτά καύσιμα [TWh]	20,80	19,13
Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας [TWh]	4,16	4,58
Συνολική διάθεση ηλεκτρικής ενέργειας [TWh] ⁶	59,72	61,80
Τελική Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας [TWh]	54,32	56,4
Κτιριακός τομέας		
Συνολικός αριθμός ανακαίνισης κατοικιών έως το έτος 2030	400.000	600.000



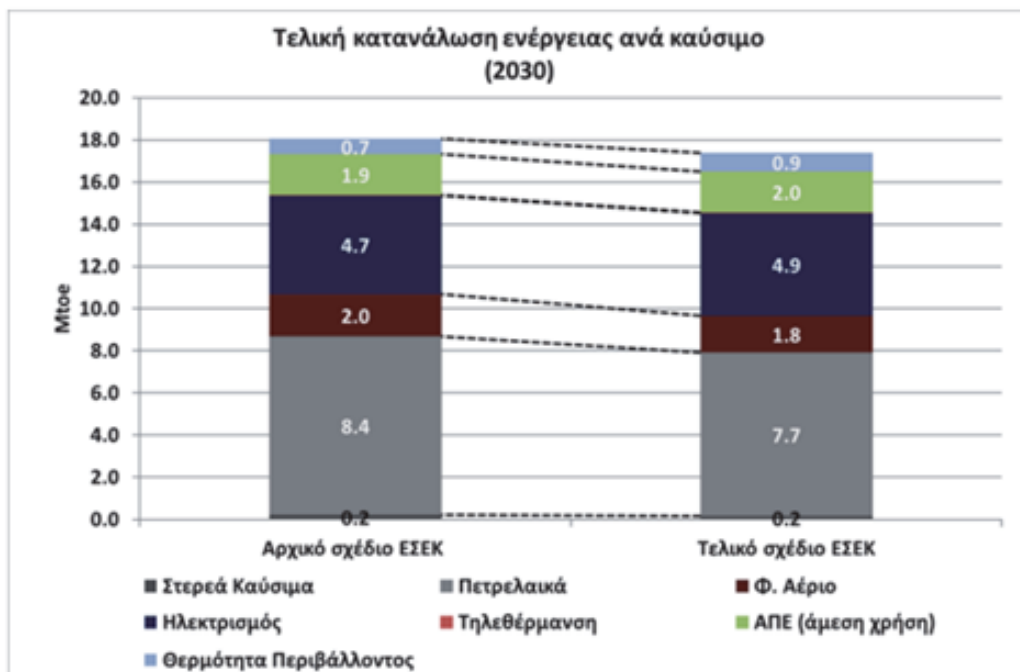
Διάγραμμα 1.4: Σύγκριση των ποσοστών Α.Π.Ε έτους 2030, μεταξύ αρχικού και τελικού ΕΣΕΚ. [7]



Διάγραμμα 1.5: Σύγκριση των συνολικά εκπεμπόμενων αερίων του θερμοκηπίου έτους 2030, μεταξύ του αρχικού και τελικού ΕΣΕΚ με έτη αναφοράς το 1990 και το 2005. [7]



Διάγραμμα 1.6: Σύγκριση συμμετοχής καυσίμων στη καθαρή ηλεκτροπαραγωγή έτους 2030, μεταξύ του αρχικού και τελικού ΕΣΕΚ. [7]



Διάγραμμα 1.7: Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά είδος καυσίμου έτους 2030, μεταξύ του αρχικού και τελικού ΕΣΕΚ. [7]

1.3.3 Στόχοι του αέριου για τις Α.Π.Ε.

Στόχος της Ελληνικής Κυβέρνησης είναι η διείσδυση των ΑΠΕ [7] στην τελική κατανάλωση να ανέλθει σε ποσοστό άνω του 35%, με συμμετοχή 60% στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και 40% στις ανάγκες για θέρμανση και ψύξη. Αντίστοιχα για τον τομέα των μεταφορών στόχος είναι η διείσδυση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ να υπερβεί το 14% σύμφωνα με τη μέθοδο υπολογισμού της ΕΕ. Προϋπόθεση για την εκπλήρωση των ανωτέρω στόχων είναι η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και έτσι ο συγκεκριμένος τομέας να αποτελέσει προτεραιότητα για την έγκαιρη και αποδοτικότερη εφαρμογή των μέτρων που αναλύθηκαν προηγουμένως. Για να επιτευχθεί η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ θα πρέπει να επιταχυνθεί η εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας καθώς υπάρχει το απαραίτητο επιστημονικό και τεχνικό δυναμικό και το μεγάλο ενδιαφέρον επενδυτικών κεφαλαίων, κατάσταση που απαιτεί την άριστη λειτουργία και συνεργασία των φορέων του δημοσίου τομέα που εμπλέκονται στην αξιολόγηση και αδειοδότηση των επενδυτικών σχεδίων. Παράλληλος στόχος είναι και ο εξηλεκτρισμός των διαφόρων τομέων με εκείνο των μεταφορών να αποτελεί την μεγάλη πρόκληση, με τον σιδηρόδρομο να προηγείται και να είναι πιο κοντά στην πλήρη επίτευξη του στόχου. Οι αντλίες θερμότητας σε συνδυασμό με την μελλοντική μεγαλύτερη δυνατότητα αποθήκευσης και αυτοπαραγωγής των συστημάτων θα έχουν σημαντικό ρόλο προς αυτή την κατεύθυνση καθώς ερευνάται και αξιολογείται η εκμετάλλευση και διοχέτευση του υδρογόνου ή του μεθανίου που μπορούν να παραχθούν από ΑΠΕ στο δίκτυο φυσικού αερίου.

Στόχος επίσης είναι η εγκατάσταση συστημάτων ΑΠΕ [7] σε κτίρια και εγκατάσταση συστημάτων διεσπαρμένης παραγωγής, για ενεργειακό συμψηφισμό (net metering) και αυτοπαραγωγή. Με ορίζοντα το 2030 (Διάγραμμα 1.8) το ΕΣΕΚ προβλέπει ότι η λειτουργία τέτοιων μονάδων ΑΠΕ θα έχει ονομαστική εγκατεστημένη ισχύ 1 GW, που θα προσφέρουν ενεργειακή κάλυψη 330.000 νοικοκυριών με μέσες ενεργειακές καταναλώσεις.

Στους Πίνακες 1.4, 1.5, 1.6 και 1.7 αποτυπώνεται ο οδικός χάρτης για την χρονική επίτευξη των στόχων.

Πίνακας 1.4: Ποσοστά ΑΠΕ ανά τομέα και στόχο από το 2020 μέχρι το 2030. [7]

Εξέλιξη μεριδίων ΑΠΕ	2020	2022	2025	2027	2030
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας [%]	19,7%	23,4%	27,1%	29,6%	35%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Θέρμανση και Ψύξη [%]	30,6%	33,8%	36,8%	38,3%	42,5%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Κατανάλωση Ηλεκτρισμού [%]	29,2%	38,6%	46,8%	52,9%	61%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Μεταφορές [%]	6,6%	7,3%	10,1%	11,7%	19,0%

Πίνακας 1.5: Πρόοδος ως προς την επίτευξη στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ ανά τομέα από το 2022 μέχρι το 2030. [7]

Εξέλιξη προόδου ως προς στο μερίδιο ενέργειας από ΑΠΕ για την επίτευξη του στόχου του 2030	2022	2025	2027	2030	
στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	31,8%	53,6%	68,5%	100%	
στην Τελική Κατανάλωση για Θέρμανση και Ψύξη	27,0%	52,3%	64,5%	100%	
στην Ακαθάριστη Κατανάλωση Ηλεκτρισμού	29,6%	55,4%	74,6%	100%	
στην Τελική Κατανάλωση για Μεταφορές	5,6%	28,3%	41,3%	100%	

Πίνακας 1.6: Πορεία της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το 2020 μέχρι το 2030. [7]

Ηλεκτροπαραγωγή - Εγκατεστημένη Ισχύς [GW]	2020	2022	2025	2027	2030
Βιομάζα & Βιοαέριο	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3
Υ/Η (συμπ. μεικτών αντλητικών)	3,4	3,7	3,8	3,9	3,9
Αιολικά	3,6	4,2	5,2	6,0	7,0
Φ/Β	3,0	3,9	5,3	6,3	7,7
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Σύνολο	10,1	11,9	14,6	16,4	19,0

Πίνακας 1.7: Πορεία της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ μεταξύ των ετών 2020 και 2030. [7]

Ηλεκτροπαραγωγή [TWh]	2020	2022	2025	2027	2030
Βιομάζα & Βιοαέριο	0,4	0,5	0,8	1,0	1,6
Υ/Η	5,5	6,4	6,5	6,6	6,6
Αιολικά	7,3	10,1	12,6	14,4	17,2
Φ/Β	4,5	6,0	8,2	9,7	11,8
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3
Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6
Σύνολο	17,7	23,0	28,4	32,2	38,1



Διάγραμμα 1.8: Πορεία εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ από το 2017 έως το 2030. [7]

Επιπρόσθετος στόχος για το μέλλον αποτελεί η έρευνα και αξιολόγηση νέων μονάδων και μεθόδων ΑΠΕ που θα χρησιμοποιηθούν για μεγαλύτερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τέτοιες μέθοδοι είναι:

1. εκμετάλλευση της κυματικής ενέργειας
2. παραγωγή και χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο

3. αφαλάτωση νερού με τη χρήση ΑΠΕ
4. εγκατάσταση συστημάτων παραγωγής σε απομακρυσμένες περιοχές

Η ενεργειακή επάρκεια και ασφάλεια είναι ο τελικός στόχος όλων των συνιστώμενων στόχων, η οποία ασφάλεια και επάρκεια μπορούν να εξασφαλίσουν την ομαλή οικονομική και κοινωνική δραστηριότητα χωρίς απρόοπτα και κλυδωνισμούς. Οι στόχοι για την επίτευξη αυτής είναι πολλές φορές συμπληρωματικοί και αλληλοσυνδεόμενοι, οι οποίοι χρειάζονται τις συμπληρωματικές ενεργειακές υποδομές τόσο των εσωτερικών διασυνδέσεων όσο και των εξωτερικών.

Ο ασφαλής ενεργειακός εφοδιασμός απαιτεί:

1. Συνδυασμό διαφορετικών πηγών ενέργειας και συνεργασία με περισσότερους προμηθευτές από γειτονικές χώρες.
2. Τη μέγιστη εκμετάλλευση των εγχώριων πηγών ενέργειας.
3. Την αξιοποίηση της γεωγραφικής θέσης της χώρας ώστε να αποτελέσει ενεργειακό κόμβο με επιμέρους έργα και επενδύσεις:
 - Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Βουλγαρίας (Πίνακας 1.8).
 - Περαιτέρω διασύνδεση Ελλάδας – Κύπρου – Ισραήλ μέσω της υλοποίησης διασύνδεσης της Κρήτης.
 - Αναβάθμιση της διασύνδεσης Ελλάδας με την Δημοκρατία της Βόρειας Μακεδονίας.
4. Την ελαχιστοποίηση της εξάρτησης από εισαγόμενη ενέργεια.
5. Την ηλεκτρική διασύνδεση μεταξύ του ηπειρωτικού ηλεκτρικού δικτύου και των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών που καλύπτουν τις ενεργειακές τους απαιτήσεις από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα (29 πλέον αυτόνομα).
6. Τη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος Συστήματος.

Πίνακας 1.8: Πλάνο υλοποίησης διασυνδέσεων. [7]

Εσωτερικές Διασυνδέσεις	Διασύνδεση Κυκλάδων	A Φάση: Λαύριο – Σύρος – Τήνος – Μύκονος	2018
		B Φάση: Πάρος - Νάξος, Νάξος - Μύκονος	2019
		Γ Φάση: Δεύτερη σύνδεση Λαύριο-Σύρος (2 ^ο καλώδιο)	2020
		Δ Φάση: Δυτικές και Νότιες Κυκλάδες	2023-2024: Διασύνδεση 2025: Έτος πλήρους λειτουργίας
	Διασύνδεση Κρήτης	Φάση I: 150kV, 2x200 MVA	2020: Διασύνδεση 2021: Έτος πλήρους λειτουργίας
		Φάση II (Αριάδνη): ΕΣΜΗΕ αναλαμβάνει όλο το φορτίο της Κρήτης	2022: Διασύνδεση 2023: Έτος πλήρους λειτουργίας
			2027: Διασύνδεση 2028: Έτος πλήρους λειτουργίας
	Διασύνδεση Δωδεκάνησα*		2027: Διασύνδεση 2028: Έτος πλήρους λειτουργίας
	Διασύνδεση Β. Αιγαίο **		2028: Διασύνδεση 2029: Έτος πλήρους λειτουργίας
	Διεθνείς Διασυνδέσεις	2η Διασύνδεση με Βουλγαρία, 600 MW	

* Η διασύνδεση των Δωδεκανήσων περιλαμβάνει τη διασύνδεση σε Υψηλή Τάση των νησιών Κω, Ρόδου και Καρπάθου και μέσω αυτών με διασυνδέσεις Μέσης Τάσης τα νησιά Κάσος, Χάλκη, Κάλυμνος, Ψέριμος, Τέλενδος, Νίσυρος, Τήλος, Λέρος, Λειψοί, Γυαλί, Πάτμος, Αρκιοί, Μαράθι και Σύμη.

** Η διασύνδεση Β. Αιγαίου περιλαμβάνει τη διασύνδεση σε Υψηλή Τάση των νησιών Λήμνος, Λέσθος, Σκύρος, Χίος και Σάμος και μέσω αυτών με διασυνδέσεις Μέσης Τάσης τα νησιά Ικαρία και Αγαθονήσι.

1.4 Η ενέργεια στα ελληνικά νησιά

Η Ελλάδα αριθμεί πάνω από 6.000 νησιά και βραχονησίδες. Ωστόσο μόνο το 3,8% (227 νησιά) κατοικούνται. Η πλειονότητα των νησιών βρίσκεται στο Αιγαίο πέλαγος και ένα μικρό ποσοστό βρίσκεται στο Ιόνιο πέλαγος [1].

Από άποψης ηλεκτρικής ενέργειας, τα ελληνικά νησιά χωρίζονται σε δύο υποκατηγορίες. Η πρώτη είναι τα διασυνδεδεμένα στο ηπειρωτικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και αφορά κυρίως τα νησιά που βρίσκονται γεωγραφικά κοντά στην ηπειρωτική Ελλάδα, ενώ η δεύτερη υποκατηγορία αφορά τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά που καλύπτουν τις ενεργειακές τους ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια από αυτόνομα συστήματα. Τα συστήματα αυτά αποτελούνται από ηλεκτροπαραγωγικά ζεύγη πετρελαίου και μικρής ισχύος εγκαταστάσεων Α.Π.Ε.. Το σύνολο των Μη

Διασυνδεδεμένων Νησιών χωρίζεται και ηλεκτροδοτείται από το σύνολο των 29 αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων (Πίνακας 1.9) καύσης πετρελαίου:

Πίνακας 1.9: Ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ. [8]

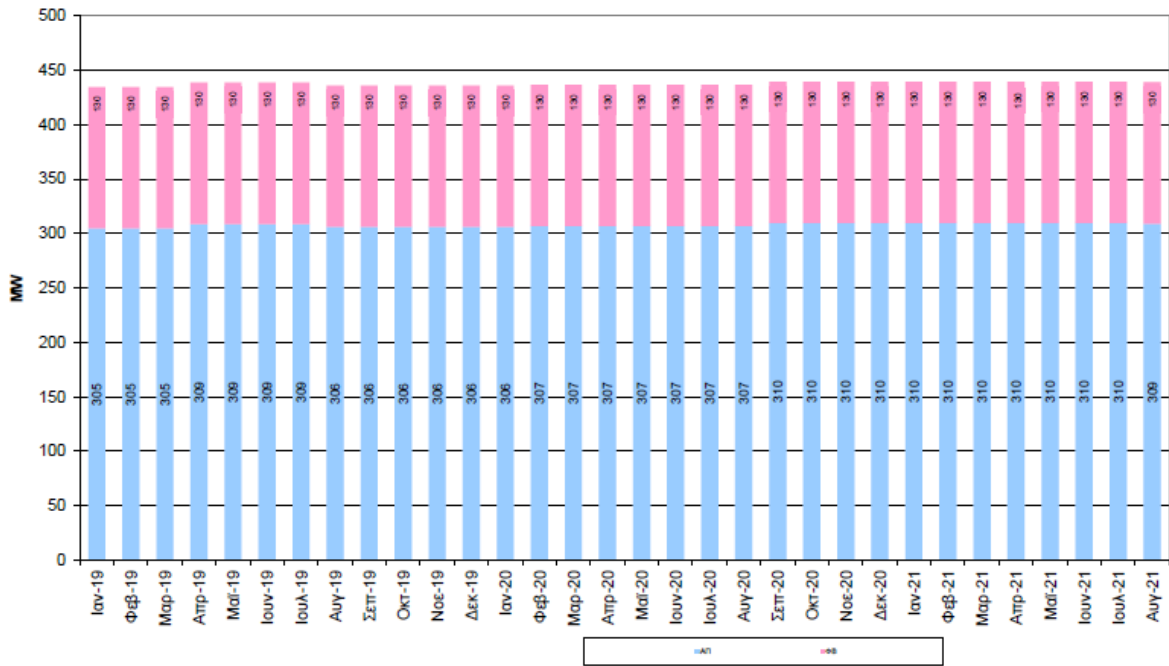
ΛΙΣΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΤΑ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ		
α/α	Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΔΝ	Νηοί
1	ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ
2	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ
3	ΑΜΟΡΓΟΣ	ΑΜΟΡΓΟΣ
4	ΑΝΑΦΗ	ΑΝΑΦΗ
5	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ
6	ΑΡΚΙΟΙ	ΑΡΚΙΟΙ
		ΜΑΡΑΒΙ
7	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ
8	ΓΑΥΔΟΣ	ΓΑΥΔΟΣ
9	ΔΟΝΟΥΣΑ	ΔΟΝΟΥΣΑ
10	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	ΕΡΕΙΚΟΥΣΙΑ
11	ΘΗΡΑ	ΘΗΡΑ
		ΘΗΡΑΣΙΑ
12	ΙΚΑΡΙΑ	ΙΚΑΡΙΑ
13	ΚΑΡΠΑΘΟΣ	ΚΑΡΠΑΘΟΣ
		ΚΑΣΟΣ
14	ΚΡΗΤΗ	ΚΡΗΤΗ
15	ΚΥΘΝΟΣ	ΚΥΘΝΟΣ
16	ΚΩΣ - ΚΑΛΥΜΝΟΣ	ΚΩΣ
		ΨΕΡΙΜΟΣ
		ΓΥΑΛΙ
		ΚΑΛΥΜΝΟΣ
		ΛΕΡΟΣ
		ΛΕΙΨΟΙ
		ΤΕΛΕΝΔΟΣ
17	ΛΕΣΒΟΣ	ΛΕΣΒΟΣ
18	ΛΗΜΝΟΣ	ΜΕΓΑΛΟΝΗΣΙ
		ΛΗΜΝΟΣ
19	ΜΕΓΙΣΤΗ	ΜΕΓΙΣΤΗ
20	ΜΗΛΟΣ	ΜΗΛΟΣ
		ΚΙΜΩΛΟΣ
21	ΟΦΙΩΝΙ	ΟΦΙΩΝΙ
22	ΠΑΤΜΟΣ	ΠΑΤΜΟΣ
23	ΡΟΔΟΣ	ΡΟΔΟΣ
		ΧΑΛΚΗ
24	ΣΑΜΟΣ	ΣΑΜΟΣ
		ΦΟΥΡΝΟΙ
		ΘΥΜΑΙΝΑ
25	ΣΕΡΙΦΟΣ	ΣΕΡΙΦΟΣ
26	ΣΙΦΝΟΣ	ΣΙΦΝΟΣ
27	ΣΚΥΡΟΣ	ΣΚΥΡΟΣ
28	ΣΥΜΗ	ΣΥΜΗ
29	ΧΙΟΣ	ΧΙΟΣ
		ΟΙΝΟΥΣΣΕΣ
		ΨΑΡΑ

Σύντομα η Κρήτη θα συνδεθεί με διπλό καλώδιο με το υπόλοιπο ηλεκτρικό δίκτυο της ηπειρωτικής Ελλάδας. Ήδη το έργο κατασκευάζεται.

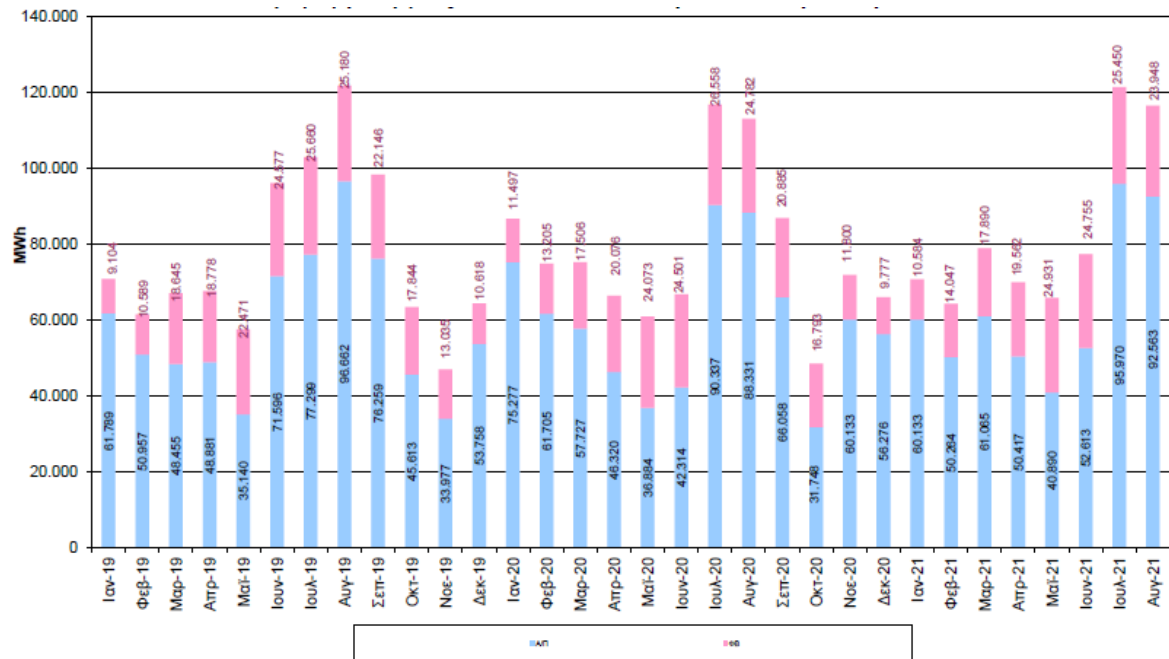
Αρμόδιος υπεύθυνος για τη διαχείριση και λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά είναι η διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων του ΔΕΔΔΗΕ που έχει έδρα στην Αθήνα. Η διαχείριση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ είναι δύσκολη καθώς σε ετήσια βάση παρουσιάζει μεγάλη διακύμανση. Κατά τη χειμερινή περίοδο η ζήτηση είναι σταθερή και σχετικά χαμηλή ενώ κατά τη θερινή περίοδο αυξάνεται κατακόρυφα. Πιο συγκεκριμένα ο μήνας Αύγουστος παρουσιάζει τη μέγιστη ζήτηση καθώς τα νησιά δέχονται μεγάλο αριθμό τουριστών.

Η εκμετάλλευση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στα ΜΔΝ συναντά εμπόδια. Αρχικά υπάρχουν περιορισμοί στην εγκατεστημένη ισχύ που μπορεί να δεχθεί και να υποστηρίξει το υπάρχον ηλεκτρικό δίκτυο. Κατά δεύτερον πολλά νησιά διαθέτουν αρκετούς αρχαιολογικούς χώρους και έτσι ελαττώνεται η ωφέλιμη περιοχή για εγκατάσταση Α.Π.Ε.. Ωστόσο τα νησιά της Ελλάδας διαθέτουν άριστες συνθήκες για παραγωγή ενέργειας μέσω εκμετάλλευσης της ηλιακής και της αιολικής ενέργειας. Θα μπορούσε να αυξηθεί η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Α.Π.Ε. μέσω της διασύνδεσης των νησιών, το κόστος όμως σε πολλές περιπτώσεις θα είναι υπέρογκο.

Η «πράσινη μετάβαση» είναι η λύση μέσω μιας οικονομικά βιώσιμης εγκατάστασης υβριδικού συστήματος το οποίο θα αποτελείται από τις συμβατικές μονάδες καύσης πετρελαίου που θα έχουν εφεδρικό ρόλο, φωτοβολταϊκή εγκατάσταση, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς η τεχνολογία που υποστηρίζει τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας αναπτύσσεται με ταχύτατους ρυθμούς. Στους Πίνακες 1.10 και 1.11 και στα Διαγράμματα 1.9 και 1.10 παρουσιάζεται η ενεργειακή κατάσταση που επικρατεί στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.



Διάγραμμα 1.9: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών (θαλασσί) και φωτοβολταϊκών (ροζ) στα ΜΔΝ. [9]



Διάγραμμα 1.10: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά (θαλασσί) και φωτοβολταϊκά (ροζ) στα ΜΔΝ. [9]

Πίνακας 1.10: Ποσοστό συμμετοχής Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή των μεγάλων ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ. [9]

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ 2020 (MW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΕΤΗΣΙΑ ΑΙΧΜΗ ΖΗΤΗΣΗΣ 2020 (MW)*	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ (MWh)***	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MWh)	ΜΠΚΠ_ΜΔΝ (€/MWh)	ΜΜΚ_ΜΔΝ (€/MWh)	ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ
ΚΡΗΤΗ	819,42	605,10	83.140,22	231.334,93	237,05	203,31	26,44%
ΡΟΔΟΣ	326,96	155,80	17.491,55	104.380,58	182,81	135,29	14,35%
ΛΕΣΒΟΣ	102,60	63,19	4.203,10	26.730,30	188,29	158,09	13,59%
ΚΩΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ	138,74	74,00	5.978,90	47.273,73	177,35	157,61	11,23%
ΛΗΜΝΟΣ	26,15	12,90	816,33	6.706,95	190,43	138,96	10,85%
ΜΗΛΟΣ	22,98	11,77	686,60	6.625,53	146,62	123,05	9,39%
ΧΙΟΣ	77,78	43,00	2.971,65	20.014,88	166,89	130,14	12,93%
ΣΑΜΟΣ	49,63	27,80	3.543,45	11.815,22	184,19	140,04	23,07%
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	19,05	7,51	751,88	5.303,10	199,16	150,79	12,42%
ΥΠΟΛΟΙΠΑ ΗΣ**	169,98		1.726,21	53.360,15			3,13%
ΣΥΝΟΛΟ	1.753,29		121.309,88	513.545,37			19,11%

Πίνακας 1.11: Ποσοστό συμμετοχής Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή των μικρών ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ. [9]

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ 2020 (MW)	ΜΕΓΙΣΤΗ* ΕΤΗΣΙΑ ΑΙΧΜΗ ΖΗΤΗΣΗΣ 2020 (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ (MWh)**	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MWh)	ΜΠΚΠ_ΜΔΝ (€/MWh)	ΜΜΚ_ΜΔΝ (€/MWh)	ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ
ΑΓΙΟΣ ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	0,84	0,31	0,00	145,88	370,06	235,69	0,00%
ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	0,64	0,22	0,00	99,43	701,61	297,08	0,00%
ΑΜΟΡΓΟΣ	6,20	2,71	51,36	1.760,13	336,96	234,74	2,84%
ΑΝΑΦΗ	1,15	0,55	0,00	278,03	184,66	121,35	0,00%
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	0,41	0,09	0,00	39,35	924,72	419,18	0,00%
ΑΡΚΙΟΙ	0,41	0,14	0,00	66,59	732,36	401,28	0,00%
ΑΣΤΥΠΑΛΑΙΑ	5,10	2,06	60,77	1.199,38	330,86	238,81	4,82%
ΓΑΥΔΟΣ	0,43	0,14	0,00	86,11	803,67	454,75	0,00%
ΔΟΝΟΥΣΑ	0,99	0,51	0,00	212,98	573,40	269,51	0,00%
ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	0,77	0,41	0,00	167,32	676,78	476,32	0,00%
ΘΗΡΑ	80,19	38,25	118,66	31.392,31	258,69	219,83	0,38%
ΙΚΑΡΙΑ	20,02	6,84	576,71	3.242,27	380,76	203,09	15,10%
ΚΥΘΝΟΣ	7,20	3,46	41,57	2.055,63	323,52	250,59	1,98%
ΜΕΓΙΣΤΗ	1,64	0,94	0,00	590,19	449,05	253,33	0,00%
ΟΒΩΝΟΙ	0,66	0,25	0,00	115,75	700,27	354,59	0,00%
ΠΑΤΜΟΣ	8,93	4,60	453,57	2.461,98	335,42	266,84	15,56%
ΣΕΡΙΦΟΣ	6,69	3,52	23,88	1.820,72	282,19	222,75	1,29%
ΣΙΦΝΟΣ	11,48	5,65	330,50	3.271,73	382,83	263,61	9,17%
ΣΚΥΡΟΣ	7,65	3,91	44,90	2.218,93	310,63	224,44	1,98%
ΣΥΜΗ	8,60	3,91	24,28	2.135,44	327,01	250,81	1,12%

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 Τι είναι οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) – Ορισμός

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) είναι οι μορφές ενέργειας που προέρχονται από φυσικές διεργασίες όπως είναι ο ήλιος, ο αέρας, η θερμότητα που εκπέμπει η γη, η ροή του νερού κλπ. [1]. Άλλες ονομασίες που χρησιμοποιούνται στη βιβλιογραφία για τις ΑΠΕ είναι: πράσινη ενέργεια και ήπιες μορφές ενέργειας.

Τον όρο “πράσινη” ενέργεια [2] τον χρησιμοποιούμε καθώς για να παραχθεί ενέργεια, αφενός εκμεταλλευόμαστε πηγές ενέργειας που δεν χρειάζονται ουδεμία ενεργητική παρέμβαση (εξόρυξη, άντληση, καύση) και αφετέρου κατά την παραγωγή της ενέργειας δεν βλάπτει το περιβάλλον μέσω της αποδέσμευσης τοξικών αερίων (οξείδια του θείου, οξείδια του αζώτου, διοξείδιο του άνθρακα).

Η χρήση παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ θεωρούνται, από τις περισσότερες χώρες του πλανήτη, ως η απαρχή για την προστασία του περιβάλλοντος. Ο ρυθμός με τον οποίο μειώνονται τα μη ανανεώσιμα ορυκτά καύσιμα επισημαίνει την ανάγκη για στροφή στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ήδη τα τελευταία χρόνια τα κράτη της ΕΕ αλλά και όλης της υφηλίου υιοθετούν νέα πολιτική για τις ΑΠΕ έτσι ώστε να βελτιώσουν το ενεργειακό τους αποτύπωμα.

2.2 Ανάλυση των διαφόρων μορφών ΑΠΕ

Τα είδη των διαφόρων μορφών ΑΠΕ χαρακτηρίζονται από τη φυσική διαδικασία που εκμεταλλεύονται για την παραγωγή ενέργειας.

Οι πλέον διαδεδομένες τεχνολογίες της πράσινης ενέργειας θεωρούνται οι εξής:

1. Αιολική ενέργεια

Η ενέργεια που εκμεταλλεύεται την ύπαρξη της κίνησης του αέρα. Ο ύπαρξη του ανέμου οφείλεται στην περιστροφή της γης, στην ακτινοβολία του ήλιου και στο ανάγλυφο της επιφάνειας της γης. Για την παραγωγή ενέργειας χρησιμοποιούνται οι ανεμογεννήτριες. Η ανεμογεννήτρια (Εικόνα 2.1) είναι μια συσκευή με πτερύγια, τα

οποία κινούνται λόγω της ταχύτητας του ανέμου. Παράγει ηλεκτρική ενέργεια από μετατροπή της μηχανικής, η οποία είναι αποτέλεσμα μετατροπής της κινητικής ενέργειας του ανέμου.



Εικόνα 2.1: Η μεγαλύτερη ανεμογεννήτρια στον κόσμο. [10]

2. Ηλιακή ενέργεια

Ορίζεται ως η ενέργεια του ήλιου που φτάνει στη γη. Η ενέργεια αυτή προέρχεται από την μεγάλη θερμοκρασία του ήλιου και «ταξιδεύει» στο διάστημα με ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία αλλά και με σωματιδιακή μορφή. Ο ήλιος αποτελεί μία ανεξάντλητη πηγή ενέργειας δωρεάν διαθέσιμη και η συνολική ενέργεια που προσφέρει θα μπορούσε να καλύψει την ετήσια κατανάλωση ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο έως και 10.000 φορές. Ανάλογα με τον τρόπο αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας για χρήση, τα συστήματα διακρίνονται σε:

- a. Παθητικά ηλιακά συστήματα. Σε αυτά τα συστήματα έχουμε άμεση αξιοποίηση της ηλιακής ακτινοβολίας χωρίς προηγούμενες μετατροπές. Τα παθητικά ηλιακά συστήματα συναντώνται κυρίως σε κτηριακές κατασκευές ώστε να εξυπηρετούν τα θερμικά φορτία. Αποτελούν ανεπτυγμένες και συμφέρουσες οικονομικά τεχνολογίες. Τα παθητικά ηλιακά συστήματα εκμεταλλεύονται το φαινόμενο του θερμοκηπίου εγκλωβίζοντας τη θερμότητα που οφείλεται στην ηλιακή ακτινοβολία. Η βιοκλιματική

αρχιτεκτονική που εφαρμόζεται σε όλα τα είδη των κτηρίων επιτυγχάνεται μέσω της χρήσης παθητικών ηλιακών συστημάτων.

- b. Ενεργητικά ηλιακά συστήματα. Τα συστήματα αυτά απορροφούν την ηλιακή ενέργεια μέσω κάποιου ρευστού, συνήθως χρησιμοποιείται το νερό, και τη μεταφέρουν ως θερμότητα. Μπορούν να χρησιμοποιούνται σε οικιακές ή βιομηχανικές εφαρμογές όπως το ζεστό νερό χρήσης, ηλιακοί φούρνοι, αφαλάτωση. Η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας γίνεται μέσω ηλιακών συλλεκτών. Οι ηλιακοί συλλέκτες είναι επιφάνειες προσανατολισμένες προς τον ήλιο.
- c. Φωτοβολταϊκά συστήματα (Εικόνα 2.2). Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια είναι μια παραγόμενη βιομηχανικά μονάδα που αποτελείται από φωτοβολταϊκά στοιχεία τα οποία είναι τα βασικά κύτταρα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ημιαγωγοί πυριτίου ενώνονται και συμβάλλουν στη δημιουργία ηλεκτρικού κυκλώματος εν σειρά. Η ηλεκτρική τάση παράγεται καθώς οι ημιαγωγοί πυριτίου προσλαμβάνουν την ηλιακή ακτινοβολία μέσω φωτονίων. Η ύπαρξη ηλεκτρικής τάσης συνεπάγεται δημιουργία ηλεκτρικού ρεύματος το οποίο μπορεί να τροφοδοτήσει απευθείας ηλεκτρικές συσκευές, είτε με κατάλληλους μετασχηματισμούς να αποθηκευτεί ή να διοχετευτεί ενέργεια στο ηλεκτρικό δίκτυο του ΔΕΔΔΗΕ και του ΑΔΜΗΕ.



Εικόνα 2.2: Συστοιχία φωτοβολταϊκών πλαισίων. [11]

3. Υδραυλική ενέργεια

Γνωστή και ως υδροηλεκτρική ενέργεια στο ευρύ κοινό. Εκμεταλλεύεται τη δυναμική και την κινητική ενέργεια μεγάλων συσσωρευμένων ποσοτήτων νερού. Από τη συνεχόμενη ροή του ελεύθερου νερού μέσω και της μεγάλης υψομετρικής διαφοράς, η δυναμική ενέργεια μετατρέπεται πλέον σε κινητική μέσω της πτώσης του ύδατος. Έπειτα η κινητική ενέργεια μπορεί να μετατραπεί σε ηλεκτρική, χημική ή άλλες μορφές που μπορούν να αποθηκευτούν. Την υδραυλική ενέργεια την εκμεταλλευόμαστε μέσω υδροηλεκτρικών έργων (ταμιευτήρες, τεχνητά φράγματα, υδροστρόβιλοι, ηλεκτρογεννήτριες).

Τα υδροηλεκτρικά έργα (Εικόνα 2.3) ανάλογα με τη δυναμικότητά τους χωρίζονται σε μεγάλα και μικρά. Για τη κατασκευή μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων, χρειάζεται να κατασκευαστούν τεχνητά φράγματα και μεγάλες δεξαμενές συλλογής νερού. Η κατασκευή τέτοιων μεγάλων έργων επιβαρύνει το περιβάλλον επηρεάζοντας το τοπικό οικοσύστημα. Από την άλλη, τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα έχουν δυναμικότητα έως 30MW. Οι εγκαταστάσεις παραγωγής λαμβάνουν χώρα κυρίως δίπλα σε ποτάμια ή κανάλια οπότε η λειτουργία τους δεν επηρεάζει το τοπικό οικοσύστημα σε μεγάλο βαθμό. Η λειτουργία τους είναι αρκετά απλή. Μέρος της ροής του ποταμιού ή του καναλιού κατευθύνεται με τεχνητό τρόπο σε υδροστρόβιλο για την παραγωγή μηχανικής ενέργειας και μετέπειτα σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω της γεννήτριας. Το νερό που χρησιμοποιείται για αυτή τη διαδικασία επιστρέφει ξανά στη φυσική ροή του ποταμιού ή του καναλιού.



Εικόνα 2.3: Υδροηλεκτρικό φράγμα. [1]

4. Βιομάζα

Είναι η ύλη οργανικής προελεύσεως. Προέρχεται από φυτικά ή ζωικά απόβλητα, αστικά απόβλητα και απορρίμματα. Οι φυτικοί οργανισμοί φωτοσυνθέτουν και μετασχηματίζουν την ηλιακή ενέργεια η οποία δεσμεύεται και αποθηκεύεται υπό τη μορφή βιομάζας (Εικόνα 2.4). Σήμερα η βιομάζα χρησιμοποιείται για:

- a. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- b. Παραγωγή βιοαερίου.
- c. Παραγωγή υγρών καυσίμων (βιοντήζελ).
- d. Τηλεθέρμανση. Εξασφάλιση ζεστού νερού χρήσης και θέρμανση κατοικημένων περιοχών.
- e. Θέρμανση των θερμοκηπίων για καλλιέργειες τροφίμων.



Εικόνα 2.4: Βιομάζα σε πέλλετ. [12]

5. Γεωθερμική ενέργεια

Γεωθερμική ενέργεια ή αλλιώς γεωθερμία είναι η φυσική θερμότητα της γης που διαρρέει από το εσωτερικό του πλανήτη προς την επιφάνεια λόγω θερμοκρασιακής διαφοράς (Εικόνα 2.5). Πρακτικά αποτελεί μία ανεξάντλητη και ανανεώσιμη πηγή ενέργειας. Προέρχεται από τη διάσπαση των ραδιενεργών στοιχείων στο εσωτερικό της γης. Η θερμότητα βρίσκεται αποθηκευμένη στα θερμά πετρώματα, σε θερμά νερά και αέρια που εκλύονται στην επιφάνεια (θερμοπίδακες) και σε τηγμένα πετρώματα. Οι εφαρμογές στις οποίες συναντάται η γεωθερμική ενέργεια ποικίλουν αναλόγως τη θερμοκρασία και χρησιμοποιούνται για:

- a. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- b. Θέρμανση, ψύξη, κλιματισμό.
- c. Αφαλάτωση θαλασσινού νερού.
- d. Θερμά λουτρά.
- e. Ανάπτυξη των ψαριών στις ιχθυοκαλλιέργειες καθώς απαιτείται συγκεκριμένη θερμοκρασία.



Εικόνα 2.5: Γεωθερμικό πεδίο. [13]

6. Ενέργεια από τη θάλασσα

Η θάλασσα έχει τη δυνατότητα να αποφέρει μεγάλη ποσότητα ενέργειας με διάφορους τρόπους. Πιο συγκεκριμένα:

- a. Ενέργεια από παλίρροιας. Αξιοποιείται η ανύψωση της στάθμης του νερού που προκαλείται από την βαρύτητα του ήλιου και της σελήνης. Η αύξηση και η μείωση της στάθμης του νερού, το οδηγούν ώστε να περάσει μέσα από μια τουρμπίνα. Ήδη εφαρμόζεται σε χώρες όπως η Αγγλία, η Γαλλία, η Ρωσία καθώς και πολλές άλλες χώρες.
- b. Ενέργεια από κύματα (Εικόνα 2.6). Αξιοποιεί την κινητική ενέργεια των κυμάτων της θάλασσας. Ένας πλωτήρας ή αντίστοιχα νέες τεχνολογίες που έχουν αναπτυχθεί (η σχεδία του Κόκερελ, η πάπια του Salter) κινούνται και παράγουν μηχανική ενέργεια. Πιο συγκεκριμένα ο πλωτήρας έχει ένα διάκενο κάτω από τη στάθμη της θάλασσας. Το κύμα εισέρχεται στο διάκενο και πιέζει τον αέρα προς τα πάνω περιστρέφοντας την τουρμπίνα και έτσι η ηλεκτρογεννήτρια παράγει ηλεκτρικό ρεύμα.

- c. Ενέργεια των ωκεανών. Με τη χρήση θερμικών κύκλων αξιοποιείται η θερμοκρασιακή διαφορά των διαφόρων στρωμάτων του ωκεανού. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με αυτή τη μέθοδο βρίσκεται σε πρώιμο στάδιο έρευνας.



Εικόνα 2.6: Εκμετάλλευση κυματικής ενέργειας. [14]

7. Ωσμωτική ενέργεια

Η γαλάζια ενέργεια προέρχεται από την ανάμειξη ποτάμιου νερού (γλυκού) και θαλασσινού νερού (αλμυρού) απελευθερώνοντας ενέργεια. Αυτό συμβαίνει στις εκβολές των ποταμών (Εικόνα 2.7). Η ανάκτηση της ενέργειας αυτής γίνεται όταν το νερό του ποταμού διέρχεται μέσα από μια ημι-διαπερατή μεμβράνη, η οποία χωρίζει το γλυκό νερό του ποταμού και το αλμυρό θαλασσινό νερό.



Εικόνα 2.7: Τοποθεσία παραγωγής ενέργειας από ώσμωση. [15]

2.3 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα των ΑΠΕ

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας αποτελούν τη λύση στα προβλήματα που αντιμετωπίζει το περιβάλλον από την ανθρώπινη δραστηριότητα. Όλα τα κράτη δημιουργούν νομοθετικά πλαίσια με σκοπό την επέκταση και την προώθηση των ΑΠΕ για παραγωγή ενέργειας. Τα σημαντικά πλεονεκτήματά τους [1] σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής περιλαμβάνουν:

- ❖ Είναι πρακτικά ανεξάντλητες ενεργειακές πηγές και συμβάλουν στη μείωση της εξάρτησης από τις συμβατικές πηγές ενέργειας (ορυκτά καύσιμα) που εξαντλούνται με αυξανόμενο ρυθμό.
- ❖ Είναι φιλικές προς το περιβάλλον με μηδενικά κατάλοιπα και απόβλητα. Συμβάλουν στη μείωση της ρύπανσης καθώς κατά τη λειτουργία τους δεν εκπέμπουν επιβλαβή αέρια όπως το διοξείδιο του άνθρακα, τα οξείδια του θείου, τα οξείδια του αζώτου κλπ..
- ❖ Είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και συνεισφέρουν στην εθνική ενεργειακή ανεξαρτησία. Επίσης δίνουν τη δυνατότητα για ενεργειακή αυτονομία μικρών και αναπτυσσόμενων χωρών.
- ❖ Ενισχύουν την αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος καθώς βρίσκονται διάσπαρτες σε πολλά μήκη και πλάτη. Έτσι αποφορτίζονται οι υποδομές και καλύπτονται οι ενεργειακές ανάγκες τόσο σε τοπικό όσο και σε περιφερειακό επίπεδο. Με αυτό τον τρόπο μειώνονται οι απώλειες στη μεταφορά της ενέργειας.

- ❖ Το λειτουργικό κόστος τους κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα και δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις τιμής των συμβατικών καυσίμων.
- ❖ Οι επενδύσεις σε ΑΠΕ συνήθως επιδοτούνται από όλα τα κράτη. Η ανάπτυξη έργων ΑΠΕ συμβάλλει στην κοινωνική και οικονομική ανάπτυξη τοπικών περιοχών, με την προώθηση επενδύσεων και δημιουργίας σημαντικών θέσεων εργασίας σε τοπικό επίπεδο.
- ❖ Ο εξοπλισμός είναι απλός. Η κατασκευή εγκατάστασης παραγωγής δεν προκαλεί περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Ο χρόνος ζωής τους είναι πολύ μεγάλος.

Αντίστοιχα οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας έχουν μειονεκτήματα [2] που καθιστούν την αξιοποίησή τους δυσχερή. Ενδεικτικά τα κύρια είναι:

- ❖ Έχουν αρκετά μικρό συντελεστή απόδοσης που κυμαίνεται σε ποσοστό 30% ή και χαμηλότερο. Η απαιτούμενη επιφάνεια της γης για την ανάπτυξη ενός έργου ΑΠΕ χαρακτηρίζεται ιδιαίτερα μεγάλη, όπως μεγάλο χαρακτηρίζεται και το αρχικό κόστος εφαρμογής. Ο συνδυασμός αυτός αποτρέπει προς το παρόν την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μεγάλων αστικών κέντρων. Ο ρόλος τους από συμπληρωματικός που είναι, επιδιώκεται να γίνει βασικός.
- ❖ Η παραγωγή ενέργειας των ΑΠΕ εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την εποχή του έτους, το γεωγραφικό μήκος και πλάτος της κάθε περιοχής αλλά και το κλίμα της εκάστοτε περιοχής που εγκαθίστανται. Για αυτό το λόγο η παροχή και η απόδοση της ηλιακής, της υδροηλεκτρικής και της αιολικής ενέργειας δεν είναι σταθερές. Όπως για παράδειγμα τα φωτοβολταϊκά συστήματα, τα οποία χαρακτηρίζονται από ημερήσια και ετήσια περιοδικότητα, δεν παράγουν ενέργεια κατά τις βραδινές ώρες και παράγουν λιγότερη ενέργεια τον χειμώνα.
- ❖ Οι ανεμογεννήτριες κατηγορούνται ότι δεν είναι κομψές και υποβαθμίζουν την ομορφιά ενός φυσικού τοπίου. Ακόμα υπάρχει η άποψη ότι προκαλούν θόρυβο και ευθύνονται για το θάνατο πουλιών αν και έχουν αναπτυχθεί τεχνολογίες είτε για απομάκρυνση των πουλιών με χρήση ηχητικών σημάτων είτε για την ακινητοποίηση των πτερυγίων όταν εντοπισθούν πουλιά.
- ❖ Τα υδροηλεκτρικά έργα κατηγορούνται ότι προκαλούν παραγωγή μεθανίου που οφείλεται στην αποσύνθεση των φυτικών οργανισμών που βρίσκονται κάτω από

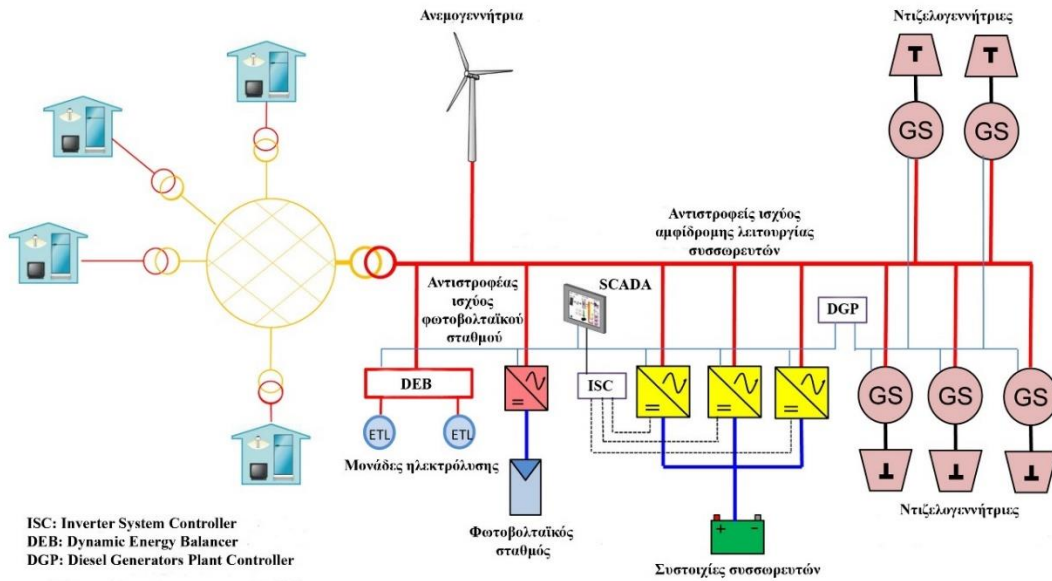
την επιφάνεια του νερού. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη συνεισφορά τους στην έξαρση του φαινομένου του θερμοκηπίου.

2.4 Υβριδικό σύστημα βάσει της ελληνικής νομοθεσίας

Για να χαρακτηριστεί ένας σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ως υβριδικός πρέπει να τηρούνται μερικές προϋποθέσεις. Βάσει της ελληνικής νομοθεσίας και πιο συγκεκριμένα στο άρθρο 2 του νόμου υπ' αριθ. 3468/2006 [16] αναφέρονται ρητά οι προϋποθέσεις:

- ❖ Γίνεται χρήση τουλάχιστον μίας μορφής ΑΠΕ.
- ❖ Η συνολική απορροφούμενη ενέργεια από το ηλεκτρικό δίκτυο ετησίως, δε δύναται να ξεπερνά το 30% της συνολικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού. Η απορροφούμενη ενέργεια του Υβριδικού Σταθμού από το ηλεκτρικό δίκτυο καθορίζεται ως η διαφορά της εισαγόμενης προς το σταθμό ενέργειας και της εξερχόμενης ενέργειας από το σταθμό η οποία διοχετεύεται απευθείας στο ηλεκτρικό δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού (Εικόνα 2.8). Στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά ο υπολογισμός της διαφοράς εισερχόμενης και εξερχόμενης ενέργειας στον Υβριδικό Σταθμό, γίνεται σε ωριαία βάση. Αν για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας εφαρμόζεται τεχνολογία διαφορετική από αυτή των φωτοβολταϊκών, μπορεί να γίνεται χρήση και ενέργειας προερχόμενης από συμβατικές μονάδες που δεν απορροφάται στο Δίκτυο, εφόσον η χρησιμοποίηση της ενέργειας αυτής κρίνεται απαραίτητη για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας. Η χρησιμοποιούμενη συμβατική ενέργεια δε δύναται να ξεπερνάει το 10% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας ετησίως, από τις μονάδες που αξιοποιούν την ηλιακή ενέργεια.
- ❖ Η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας δε δύναται να ξεπερνά τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των αποθηκευτικών μονάδων του σταθμού αυτού, προσαυξημένη σε ποσοστό έως 20%.

Ένας μεγάλου μεγέθους υβριδικός σταθμός μπορεί να ενταχθεί σε ένα σύστημα με σκοπό την πλήρη κάλυψη ισχύος σε ωριαία, ημερήσια αλλά και ετήσια βάση. Αυτό επιτυγχάνεται με την αποθήκευση της περίσσειας ενέργειας κατά την διάρκεια υπερπαραγωγής και την απόδοση αυτής στο δίκτυο κατά την διάρκεια μειωμένης παραγωγής ή αύξησης της ζήτησης.



Εικόνα 2.8: Μικρού μεγέθους υβριδικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. [17]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Η ΑΜΟΡΓΟΣ

3.1 Γενικά στοιχεία

Η Αμοργός (Εικόνα 3.1) είναι νησί των Κυκλάδων και του Αιγαίου Πελάγους [18]. Το όνομά της προέρχεται από το φυτό αμοργίς, το οποίο είναι ένα είδος λιναριού. Από το φυτό αμοργίς φτιάχνονταν οι χιτώνες της Αμοργού γνωστοί και ως «άλικοι αμοργίδες». Βρίσκεται στο νησιωτικό σύμπλεγμα των Κυκλάδων και ειδικότερα νοτιοανατολικά της Νάξου σε απόσταση 140 περίπου ναυτικών μιλίων από το λιμάνι του Πειραιά. Υπάγεται διοικητικά στην Αποκεντρωμένη Διοίκηση Αιγαίου και πιο συγκεκριμένα στην Περιφερειακή Ενότητα Νοτίου Αιγαίου [1]. Η έκταση του νησιού είναι περί τα 121,464 τ. χλμ., ενώ το μήκος της ακτογραμμής ανέρχεται στα 126 χιλιόμετρα. Η υψηλότερη κορυφή ονομάζεται Κρίκελος και βρίσκεται σε υψόμετρο 823 μέτρων. Βάσει της τελευταίας επίσημης απογραφής του ελληνικού κράτους κατά το έτος 2011, ο πληθυσμός της Αμοργού ορίζεται στους 1.973 κατοίκους. Κατά τη θερινή περίοδο λόγω της ραγδαίας αυξανόμενης τουριστικής δραστηριότητας των τελευταίων ετών, ο πληθυσμός μπορεί να ξεπεράσει τους 4.000 κατοίκους. Οι μόνιμοι κάτοικοι του νησιού ασχολούνται με τα επαγγέλματα της αλιείας, της κτηνοτροφίας και της γεωργίας καθώς και με τα ναυτικά επαγγέλματα και τη μελισσοκομία. Όμως τα τελευταία χρόνια πολλοί κάτοικοι ασχολούνται με επαγγέλματα που έχουν σχέση με τον τουρισμό ο οποίος συνεχώς αναπτύσσεται με φρενήρη ρυθμό. Το νησί διαθέτει δύο λιμάνια, αυτό της Αιγιάλης και αυτό των Καταπόλων. Η Χώρα της Αμοργού είναι η πρωτεύουσα του νησιού που εξυπηρετείται από το πιο κοντινό λιμάνι, αυτό των Καταπόλων.



Εικόνα 3.1: Αμοργός.

Η Αμοργός είναι το μεγαλύτερο νησί ενός μικρού συμπλέγματος νησίδων και βραχονησίδων. Σε αυτό το σύμπλεγμα (Εικόνα 3.2) ανήκουν η Αμοργός, η Άνυδρος, το Γραμponήσι, το Κισίρι, το Λιαδί, η Νικουριά, το Πεταλίδι, η Πλάκα Λιαδιού, η Γραμβούσσα, η Φελούκα, η Ψαλίδα, το Άνω και το Κάτω Αντικέρι.



Εικόνα 3.2: Δορυφορική φωτογραφία της Αμοργού από Google Earth Pro.

3.2 Ιστορική αναδρομή

Η ιστορία της Αμοργού [1] είναι μεγάλη καθώς παρατηρούνται ίχνη ανθρώπινης ζωής κατά την 5^η π.Χ. χιλιετία όπου κατά την οποία εικάζεται ότι έγινε η πρώτη κατοίκηση. Στα αρχαία χρόνια η Αμοργός είναι γνωστή και με τα ονόματα Ψυχία, Καρκησία, Παγκάλη και Μελανία, ενώ αποτελεί ένα από τα σημαντικά κέντρα Κυκλαδίτικου πολιτισμού.

Στα χρόνια της μινωικής εποχής, πολλοί μινωίτες κατέκλυσαν το νησί και ίδρυσαν τη Μινώα (σημερινή θέση Μουντουλιά Καταπόλων), η οποία ήταν μία από τις πρώτες πόλεις της Αμοργού. Έπειτα οι Ναξιώτες ίδρυσαν την Αρκεσίνη (σημερινή θέση Καστρί) ενώ την ίδια εποχή οι Μιλήσιοι άρχισαν να κατοικούν στην Αιγιάλη (σημερινή θέση Βίγλα στα Θολάρια). Αυτές αποτέλεσαν τις σημαντικότερες πόλεις του νησιού κατά την αρχαιότητα.

Αργότερα κατά την περίοδο της Ρωμαϊκής εποχής η Αμοργός μετατρέπεται σε τόπο εξορίας. Στη βυζαντινή εποχή το νησί δέχεται επιδρομές πειρατών. Τότε στο νησί επικρατούσε η λατρεία των Ελληνιστικών χρόνων αλλά κατά τον 4^ο αι. μ.Χ. εκχριστιανίστηκαν οι λατρευτικοί χώροι. Οι κάτοικοι του νησιού εξαναγκάζονται να οχυρωθούν στο Κάστρο, το Καστρί και στους άλλους 23 πύργους του νησιού δεχόμενοι τις επιδρομές των Σαρακηνών πειρατών.

Στο νησί ιδρύθηκε τα προηγούμενα χρόνια η μονή της Παναγίας της Χαζοβιώτισσας στην οποία κατέφθασε από την Παλαιστίνη η Θαυματουργή Εικόνα της Παναγίας της Χαζοβιώτισσας [19] κατά την περίοδο της Εικονομαχίας. Το 1088 ο αυτοκράτορας του Βυζαντίου Αλέξιος Κομνηνός προχωρά στην ανακαίνιση της μονής.

Το 1207 η Αμοργός καταλαμβάνεται από τον Μάρκο Σανούδο, γεγονός που σηματοδοτεί την περίοδο της Λατινοκρατίας. Το νησί εκείνη την περίοδο φιλοξενούσε μεγάλο πλήθος επιφανών βυζαντινών επωνύμων. Έπειτα από 330 χρόνια, το έτος 1537, ο Χαϊρεντίν Μπαρμπαρόσα κάνει επιδρομή με το στόλο του στην Αμοργό και τη θέτει υπό την κυριαρχία της Οθωμανικής αυτοκρατορίας (1537-1824).

Στα χρόνια της Τουρκοκρατίας η Αμοργός σημειώνει οικονομική ακμή και εκκλησιαστική αναγέννηση. Μετά την ελληνική επανάσταση του 1821 γίνεται η ενσωμάτωση της στο νεοσύστατο Ελληνικό κράτος και το 1829 με έξοδα της μονής της Παναγίας της Χαζοβιώτισσας χτίζεται ένα από τα πρώτα ελληνικά σχολεία. Τα επόμενα χρόνια το νησί αποτέλεσε πάλι τόπο εξορίας.

Στα κατοχικά χρόνια η Αμοργός αρχικά εντάχθηκε υπό Ιταλική διοίκηση έως το 1943 και εν συνεχεία υπό Γερμανική διοίκηση μέχρι την απελευθέρωσή της το 1944.

3.3 Η ενέργεια του νησιού στο σήμερα

Οι ενεργειακές ανάγκες της Αμοργού καλύπτονται στο μεγαλύτερο βαθμό από τη λειτουργία ενός συμβατικού θερμικού σταθμού παραγωγής, του ΗΣ Αμοργού. Ταυτόχρονα ένα μικρό μέρος των ενεργειακών αναγκών καλύπτεται από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που εκμεταλλεύονται τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

Σύμφωνα με τα στοιχεία που χορηγήθηκαν από τον Αναπληρωτή Διευθυντή του κλάδου διαχείρισης παραγωγής κύριο Ανδρέα Ρέππα και τον Τομεάρχη λειτουργίας συστημάτων ελέγχου ενέργειας κύριο Κωνσταντίνο Καούσια της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νησιών του ΔΕΔΔΗΕ [20] οι ώρες αιχμής φορτίου κατά την περίοδο του χειμώνα παρουσιάζονται συνήθως το μεσημέρι 11:00-14:00 και το βράδυ 18:00-21:00. Ενώ κατά τη θερινή περίοδο η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται συνήθως το μεσημέρι 10:00-14:00 και το βράδυ 18:00-23:00.

Το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων του συστήματος της Αμοργού για το έτος 2020, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος καυσίμου και το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, προέκυψε από τα προσωρινά στοιχεία των μηνιαίων εκκαθαρίσεων ίσο με 212,72 €/MWh. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι το μεσοσταθμικό ετήσιο κόστος αγοράς diesel για το 2020 κυμάνθηκε στα 774,67 €/klt. Το μέσο ετήσιο πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης εκτιμάται ίδιο για κάθε μονάδα και ίσο με 2,97 €/MWh.

Το συνολικό σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συμβατικού σταθμού παραγωγής του συστήματος Αμοργού για το έτος 2020 με βάση τα προσωρινά στοιχεία των μηνιαίων εκκαθαρίσεων προέκυψε ίσο με 180,13 €/MWh. Στο σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συμβατικού σταθμού περιλαμβάνονται οι λειτουργικές δαπάνες δραστηριότητας παραγωγής, αποσβέσεις πάγιου ενεργητικού, κόστος κεφαλαίου και υποστηρικτικές λειτουργίες. Όσον αφορά το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ είναι μηδενικό καθώς ο ΗΣ Αμοργού θεωρείται μικρού μεγέθους σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

Ο ΗΣ Αμοργού αποτελείται από έξι συμβατικές μονάδες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4,92 MW. Πιο συγκεκριμένα ο ΗΣ περιλαμβάνει τέσσερις συμβατικές μονάδες MITSUBISHI S16R-PTA (1 MW) και δύο CEGIELSKI 6AL20/24 (0,46 MW). Το καύσιμο που καταναλώνουν όλες οι προαναφερθείσες συμβατικές μονάδες είναι το πετρέλαιο-diesel.

Σύμφωνα με τα στοιχεία εκκαθαρίσεων που δημοσιεύει ο ΔΕΔΔΗΕ για τα ΜΔΝ η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που χρειάστηκε το νησί της Αμοργού για το έτος 2021 αναγράφεται στον Πίνακα 3.1 που ακολουθεί.

Πίνακας 3.1: Ενεργειακές απαιτήσεις Αμοργού 2021. [21]

	Ενέργεια ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια Συμβατικών Μονάδων (MWh)
Ιανουάριος 2021	22,40	812,55
Φεβρουάριος 2021	28,00	732,47
Μάρτιος 2021	38,82	776,60
Απρίλιος 2021	39,47	667,72
Μάιος 2021	53,06	643,26
Ιούνιος 2021	51,22	897,33
Ιούλιος 2021	53,91	1.438,20
Αύγουστος 2021	51,36	1.760,13
Σεπτέμβριος 2021	45,37	1.162,06
Οκτώβριος 2021	38,79	794,47
Νοέμβριος 2021	27,48	712,64
Δεκέμβριος 2021	17,65	720,03
Σύνολο	467,53	11.117,46

Όπως προκύπτει από τον παραπάνω πίνακα, για το έτος 2021 οι ενεργειακές ανάγκες της Αμοργού ανέρχονταν στις $467,53 + 11.117,46 = 11.584,99 \text{ MWh}$. Το ποσοστό των ενεργειακών αναγκών που καλύπτονταν από ΑΠΕ ήταν μόλις $467,53 / 11.584,99 = 0,0403$ ή διαφορετικά η διείσδυση των ΑΠΕ ήταν μόλις στο 4,03%.

Τα δεδομένα για το έτος 2021 μπορούν να θεωρηθούν αναξιόπιστα για την ενεργειακή εικόνα του νησιού καθώς στην Ελλάδα ήταν σε ισχύ διάφορα μέτρα για την καταπολέμηση

της πανδημίας του Covid-19, γεγονός που μπορεί να εμπόδισε την επίσκεψη πολλών τουριστών. Ωστόσο στον Πίνακα 3.2 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα αντίστοιχα δεδομένα για το έτος 2019 όπου ο κορονοϊός δεν είχε κάνει την εμφάνισή του.

Πίνακας 3.2: Ενεργειακές απαιτήσεις Αμοργού 2019. [21]

	Ενέργεια ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια Συμβατικών Μονάδων (MWh)
Ιανουάριος 2019	18,97	800,55
Φεβρουάριος 2019	23,66	732,60
Μάρτιος 2019	40,74	748,83
Απρίλιος 2019	44,54	757,06
Μάιος 2019	44,30	767,04
Ιούνιος 2019	54,52	1.014,21
Ιούλιος 2019	56,02	1.409,24
Αύγουστος 2019	53,57	1.559,05
Σεπτέμβριος 2019	44,26	1.050,93
Οκτώβριος 2019	36,53	737,67
Νοέμβριος 2019	25,04	604,91
Δεκέμβριος 2019	19,43	660,94
Σύνολο	461,58	10.843,03

Όπως προκύπτει από τον παραπάνω πίνακα, για το έτος 2019 οι ενεργειακές ανάγκες της Αμοργού ανέρχονταν στις $461,58 + 10.843,03 = 11.304,61 \text{ MWh}$. Το ποσοστό των ενεργειακών αναγκών που καλύπτονταν από ΑΠΕ ήταν μόλις $461,58 / 11.304,61 = 0,0408$ ή διαφορετικά η διείσδυση των ΑΠΕ ήταν μόλις στο 4,08%.

Από τα δεδομένα που παρουσιάστηκαν, διακρίνεται ότι στο νησί της Αμοργού δεν παρουσιάστηκε κάποια μεταβολή στις ενεργειακές ανάγκες από την εμφάνιση της πανδημίας. Το ποσοστό της διείσδυσης των ΑΠΕ παραμένει ιδιαίτερα χαμηλό, κοντά στο 4%.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

4.1 Ηλιακή Ακτινοβολία και Ενέργεια

Ηλιακή ακτινοβολία ή ηλιακή ενέργεια είναι η ακτινοβολία-ενέργεια που δέχεται η Γη από τον Ήλιο. Ο ήλιος είναι ο σημαντικότερος και πιο λαμπρός αστέρας του ηλιακού μας συστήματος.

Από το σύνολο της εκπεμπόμενης ηλιακής ενέργειας του ήλιου, ο πλανήτης Γη υπολογίζεται ότι δέχεται πολύ μικρή ποσότητα, ίση περίπου με 2 δισεκατομμυριοστά. Ηλιακή σταθερά ορίζεται ως η ποσότητα της ηλιακής ενέργειας η οποία προσπίπτει κάθετα στην επιφάνεια που είναι τοποθετημένη στο ανώτερο όριο της ατμόσφαιρας, στη μονάδα του χρόνου και στη μονάδα της επιφάνειας, με τη Γη να βρίσκεται στη μέση απόσταση από τον ήλιο. Η τιμή της «ηλιακής σταθεράς» είναι 1371 W/m^2 .

Η ηλιακή ακτινοβολία είναι αποτέλεσμα των πυρηνικών αντιδράσεων που λαμβάνουν χώρα στον πυρήνα του ήλιου «ανεβάζοντας» τη θερμοκρασία στο εσωτερικό του σε 10^7 K με ταυτόχρονη ροή της ηλιακής ακτινοβολίας από τον πυρήνα προς την εξωτερική του επιφάνεια όπου παρατηρείται θερμοκρασία έως 5.800 K . Η εξωτερική επιφάνεια μετατρέπεται σε νέο πομπό ακτινοβολίας με ακτίνες διαφόρων μηκών κύματος δημιουργώντας φάσμα που μοιάζει με το φάσμα του μελανού σώματος παρόμοιας θερμοκρασίας.

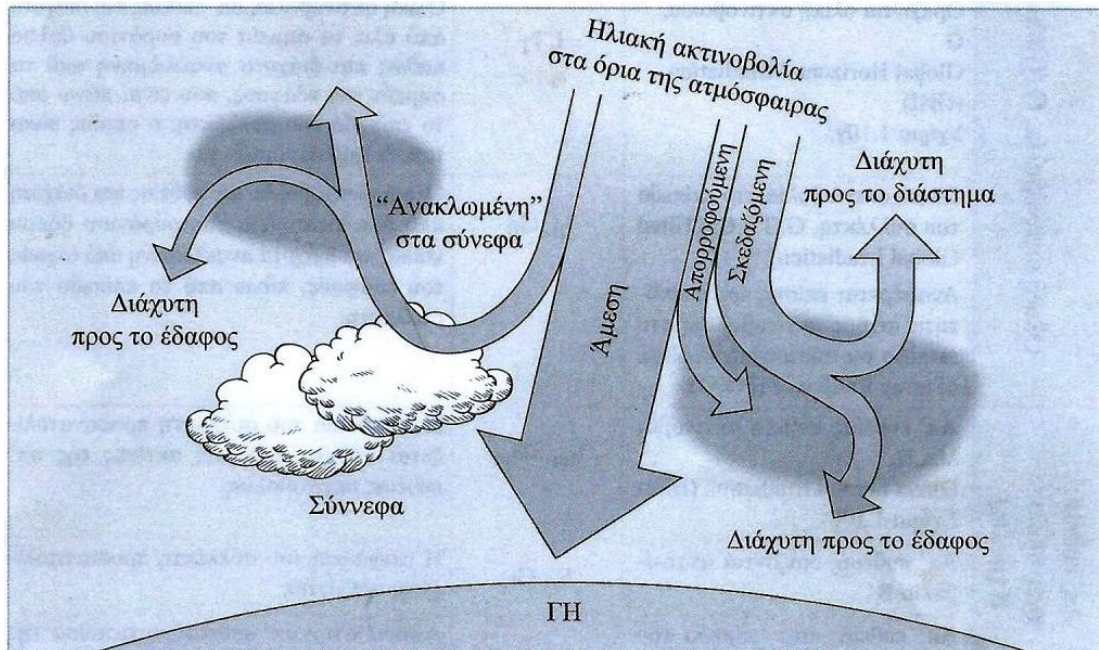
Καθώς οι ακτίνες του ήλιου διέρχονται από την ατμόσφαιρα της Γης, μειώνεται η έντασή τους (Εικόνα 4.1) λόγω της σκέδασης των φωτονίων από τα μόρια της ατμόσφαιρας. Έτσι τα φωτόνια διασκορπίζονται σε μικρής και μεγάλης διαμέτρου αιωρήματα όπως είναι οι υδρατμοί, η σκόνη και ο καπνός.

Έτσι σε κάθε σημείο της επιφάνειας της γης καταφθάνουν 2 συνιστώσες της ηλιακής ακτινοβολίας:

A) G_a που είναι η άμεση ακτινοβολία και

B) G_δ που είναι η διάχυτη ακτινοβολία που είναι διασκορπισμένη στα μόρια του αέρα

Συνεπώς η συνολική ηλιακή ακτινοβολία δίνεται από τη σχέση $G_{ολ} = G_a + G_\delta$.



Εικόνα 4.1: Στην επιφάνεια της Γης καταφθάνουν 2 συνιστώσες της ηλιακής ακτινοβολίας, η άμεση που φθάνει απευθείας από τον ήλιο και η διάχυτη που φθάνει στην επιφάνεια της Γης έχοντας υποστεί αρκετές σκεδάσεις στα μόρια του αέρα της ατμόσφαιρας. [23]

Η ολική ηλιακή ακτινοβολία που είναι το άθροισμα της απευθείας και της διάχυτης ακτινοβολίας εξαρτάται από:

- A) την υγρασία και τα αιωρούμενα σωματίδια της ατμόσφαιρας
- B) την ημερομηνία του έτους
- Γ) τη γωνία με την οποία προσπίπτουν οι ακτίνες του ήλιου

Ουσιαστικά η ετήσια λαμβανόμενη ακτινοβολία δίνεται από τον τύπο:

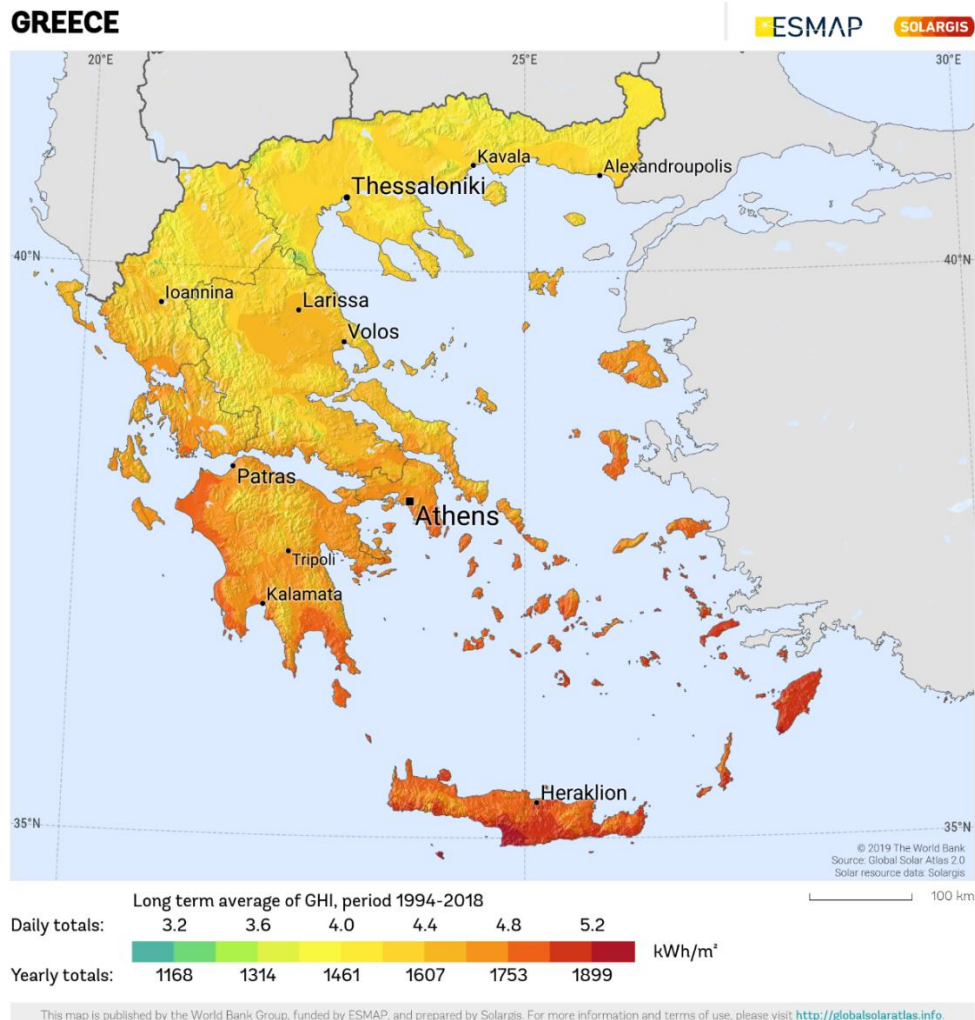
$$H_{ολ} = \int \{G_{\alpha} \cos \theta + G_{\delta}\} dt,$$

όπου θ είναι η γωνία πρόσπτωσης, δηλαδή η γωνία που σχηματίζεται από τη διεύθυνση της ηλιακής ακτινοβολίας και την κατακόρυφη στην επιφάνεια συλλογής της ακτινοβολίας. Αν ο ήλιος προσπίπτει κάθετα στην επιφάνεια συλλογής τότε $\theta = 0^{\circ}$ και $\cos \theta = 1$. Το ολοκλήρωμα στην περίπτωση για $\theta = 0^{\circ}$ λαμβάνει τη μεγαλύτερη τιμή με αποτέλεσμα να γίνεται μέγιστη η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε έναν τόπο.

4.1.1 Ηλιακή Ακτινοβολία στην Ελλάδα

Η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στη χώρα μας είναι αρκετά μεγάλη, από τις υψηλότερες στον κόσμο [26]. Συνεπώς η αξιοποίησή της αποτελεί ευκαιρία για μεγάλη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω φωτοβολταϊκών συστημάτων. Από το Κέντρο Ερευνών της ΕΕ έχουν γίνει μελέτες για την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε όλες τις χώρες, αλλά και για τη χώρα μας όπως απεικονίζεται στο χάρτη που ακολουθεί. Βέβαια παρόμοιοι χάρτες έχουν καταρτιστεί και για το αιολικό δυναμικό της χώρας.

Ο χάρτης (Εικόνα 4.2) αντιπροσωπεύει την ετήσια ποσότητα ενέργειας (kWh / m^2) που αξιοποιείται από την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε φωτοβολταϊκά πλαίσια σε διάφορα σημεία της Ελλάδας.



Εικόνα 4.2: Η κατά μέσο όρο ημερήσια και ετήσια ποσότητα ενέργειας (kWh/m^2) που αξιοποιείται από την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε φωτοβολταϊκά πλαίσια σε διάφορες περιοχές της Ελληνικής επικράτειας. [25]

4.2 Φωτοβολταϊκά Συστήματα – Αρχή λειτουργίας

Για την μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια, χρησιμοποιούνται φωτοβολταϊκές ή ηλιακές κυψέλες που εκμεταλλεύονται το φωτοβολταϊκό φαινόμενο.

Όταν η ηλιακή ακτινοβολία προσπίπτει σε μερικά υλικά απελευθερώνονται στο εσωτερικό τους ηλεκτρικά φορτία, κάτι που συμβαίνει όταν η ενέργεια των προσπιπτόντων φωτονίων υπερβαίνει τη χαρακτηριστική τιμή του κάθε υλικού.

Η δε ενέργεια των φωτονίων ορίζεται από τη σχέση:

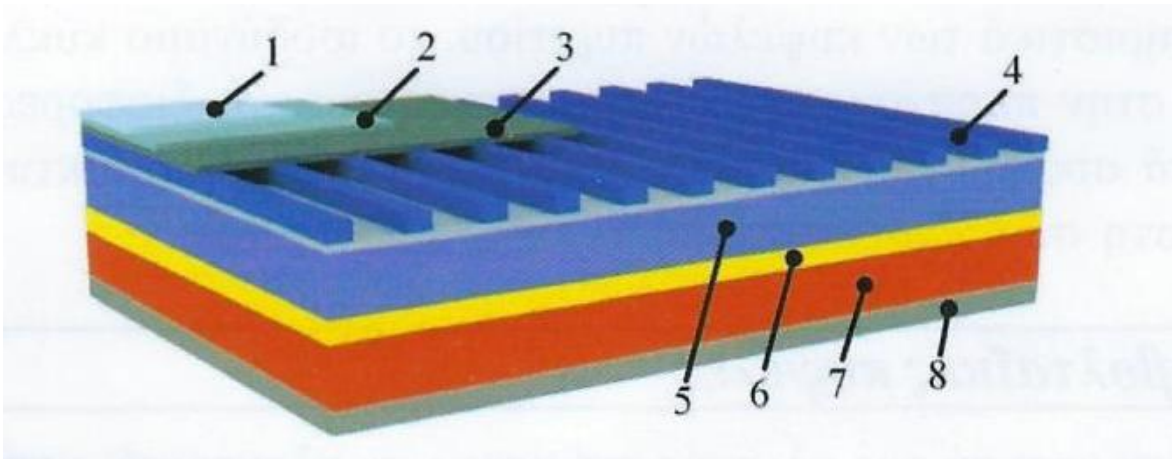
$$E = h \cdot f = \frac{h \cdot c}{\lambda} [J] = \frac{1240}{\lambda [nm]} [eV]$$

όπου, $h = 6.626 \cdot 10^{-34} [J \cdot s]$ είναι η σταθερά του Planck, $c = 3 \cdot 10^8 [m/s]$ είναι η ταχύτητα του φωτός, f η συχνότητα και λ το μήκος κύματος.

Οι φωτοβολταϊκές κυψέλες (Εικόνα 4.3) είναι συνήθως επαφές p-n, όπως οι δίοδοι κατασκευασμένες από κατάλληλα ημιαγωγά υλικά. Το πιο διαδεδομένο υλικό για την κατασκευή φωτοβολταϊκών πλαισίων είναι το Si (πυρίτιο). Αποτελείται από ένα υπόστρωμα πυριτίου (7) στο οποίο εισάγονται προσμίξεις κάποιου τρισθενούς στοιχείου όπως Βο (βόριο), με αποτέλεσμα να εμφανίζει πλεόνασμα οπών, ημιαγωγός τύπου p.

Με διάχυση κάποιου δότη, δηλαδή ενός πεντασθενούς στοιχείου όπως είναι ο φώσφορος σχηματίζεται η περιοχή τύπου n της ένωσης (5) με πλεόνασμα ηλεκτρονίων και πολύ μικρό πάχος. Σαν αποτέλεσμα της διάχυσης των ηλεκτρονίων και των οπών, παρατηρείται η αλληλεξουδετέρωσή τους σε δύο μικρά τμήματα κάθε τύπου ημιαγωγού. Έτσι εμφανίζεται η περιοχή φραγμού ή κένωση εκατέρωθεν της επαφής (6) στην οποία εμφανίζεται ένα ηλεκτρικό πεδίο.

Όταν τα φωτόνια προσπίπτουν στη φωτοβολταϊκή κυψέλη με δεδομένη ενέργεια E , παράγονται ζεύγη ηλεκτρονίων και οπών. Τα ηλεκτρόνια υπό την επίδραση του ηλεκτρικού πεδίου της περιοχής κένωσης, οδεύουν προς τον ημιαγωγό τύπου n (κάθοδος, 4) και οι οπές προς τον ημιαγωγό τύπου p (άνοδος, 8).



Εικόνα 4.3: Κατασκευαστική δομή της φωτοβολταϊκής κυψέλης πυριτίου: 1 – Προστατευτικό γυαλί, 2 – Διαφανής επικάλυψη EVA (Ethylene vinyl acetate), 3 – Αντιανακλαστική επίστρωση που μειώνει την ανάκλαση της προσπίπτουσας ακτινοβολίας περίπου στο 5%, 4 – Μεταλλικό πλέγμα της επαφής καθόδου που καλύπτει περίπου το 15% της επιφάνειας, 5 – Ημιαγωγός τύπου n, 6 – Περιοχή κένωσης, 7 – Υπόστρωμα από ημιαγωγό τύπου p, 8 – Συμπαγής μεταλλική επαφή της ανόδου. [22]

Μια φωτοβολταϊκή μονάδα αποτελείται από κατάλληλο αριθμό κυψελών οι οποίες είναι συνδεδεμένες εν σειρά για λήψη κατάλληλης τάσης και ισχύος. Με την εν σειρά σύνδεση των φωτοβολταϊκών πλαισίων επιτυγχάνεται τάση πολλαπλάσια της τάσης κάθε φωτοβολταϊκού πλαισίου. Η σύνδεση μεταξύ των φωτοβολταϊκών πλαισίων γίνεται με τη σύνδεση του θετικού πόλου κάθε πλαισίου με τον αντίστοιχο αρνητικό πόλο του επόμενου σε σειρά πλαισίου έως ότου συνδεθούν όλα.

Για να επιτευχθεί η σύνδεση των φωτοβολταϊκών πλαισίων σε σειρά, θα πρέπει τα πλαίσια να έχουν το ίδιο ρεύμα βραχυκύκλωσης (I_{sc}) και το ίδιο ρεύμα ισχύος (I_m). Η συνολική τάση της συστοιχίας φωτοβολταϊκών πλαισίων είναι το άθροισμα των τάσεων των n πλαισίων [24],

$$V_{oc} = V_{oc1} + V_{oc2} + \dots + V_{ocn}$$

$$V_m = V_{m1} + V_{m2} + \dots + V_{mn}$$

Οι φωτοβολταϊκές μονάδες κατασκευάζονται συνήθως σε τάσεις 12V, 24V, 48V και ισχύ από λίγα Watt έως 600+ Watt τα οποία συνεχώς αυξάνονται.

Οι φωτοβολταϊκές μονάδες διαιρούνται σε:

1. Μονοκρυσταλλικού πυριτίου με βαθμό απόδοσης από 15% έως 21%.
2. Πολυκρυσταλλικού πυριτίου με βαθμό απόδοσης από 13% έως 15%.

3. Άμορφου πυριτίου με βαθμό απόδοσης από 6% έως 8%.

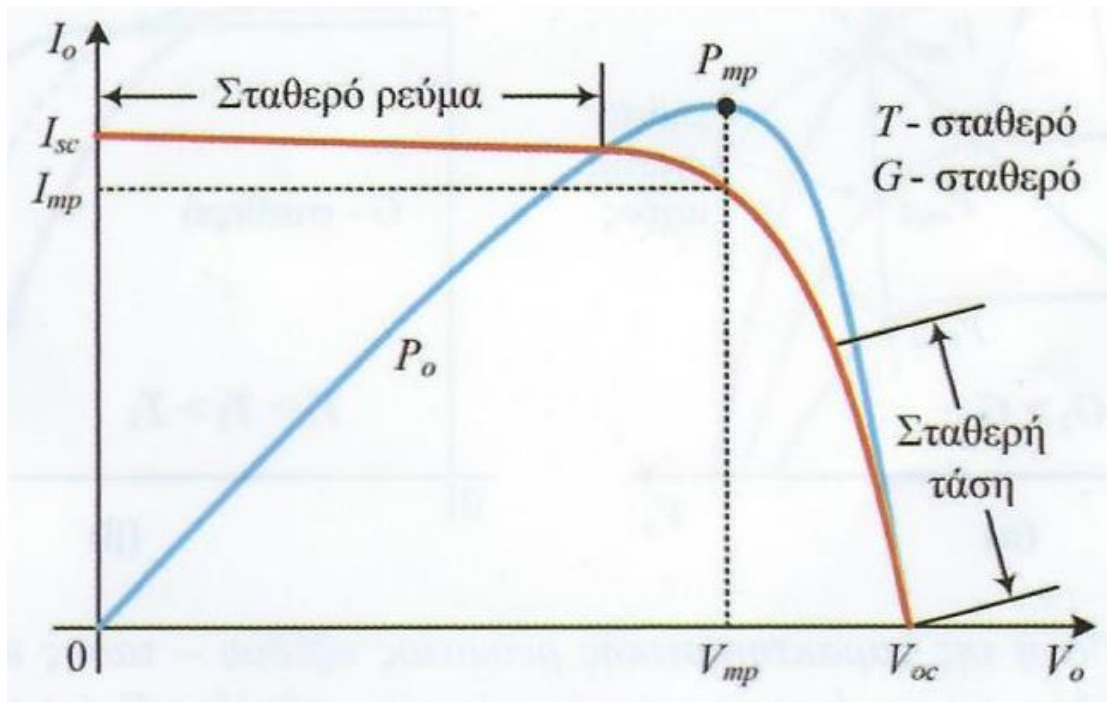
Οι επικρατέστερες φωτοβολταϊκές μονάδες τελευταία είναι οι μονάδες μονοκρυσταλλικού πυριτίου επειδή έχουν μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης ενώ έχει μειωθεί και το κόστος κατασκευής τους.

4.2.1 Φωτοβολταϊκές μονάδες και διατάξεις – Ισχύς εξόδου και χαρακτηριστικές καμπύλες

Η ισχύς που παράγουν οι φωτοβολταϊκές μονάδες [27], εξαρτάται από τη συνθήκη φόρτισης που λειτουργούν. Η μέγιστη παραγόμενη ισχύς εκφράζεται σε Watt peak (Wp) και ορίζεται από τους κατασκευαστές σε κάποιες πρότυπες συνθήκες ακτινοβολίας και θερμοκρασίας οι οποίες είναι:

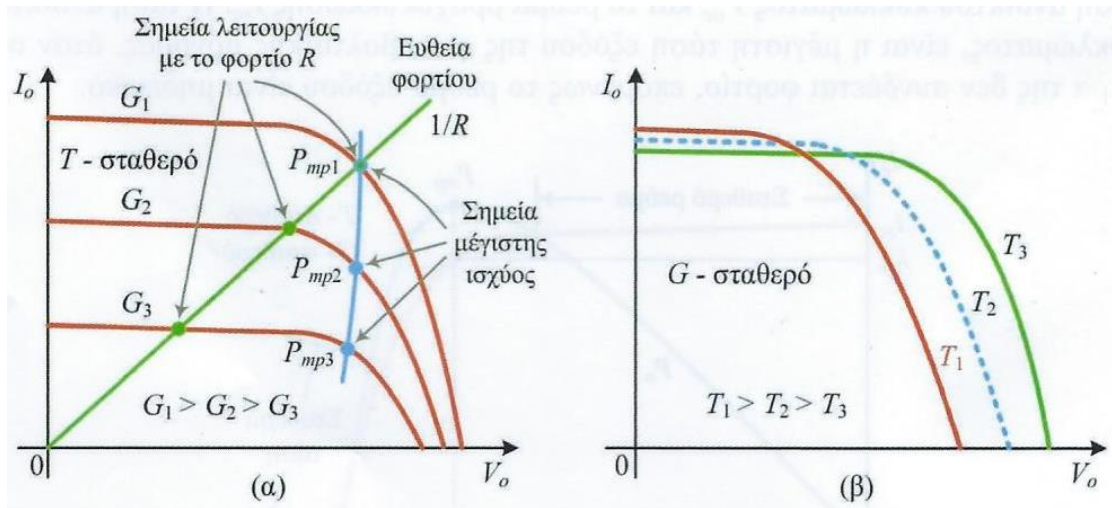
- Θερμοκρασία 25° C
- Πυκνότητα ισχύος της ακτινοβολίας ίση με 1 Kw / m²
- Φασματική κατανομή AM 1,5
- Κάθετη πρόσπτωση

Η μεταβολή της τιμής του ρεύματος εξόδου I_o , ως προς την τάση εξόδου V_o , σε μια τυπική φωτοβολταϊκή μονάδα, απεικονίζεται με κόκκινη γραμμή στο Διάγραμμα 4.1. Η καμπύλη αναφέρεται σε μία θερμοκρασία T και σε μια ένταση προσπίπτουσας ακτινοβολίας G. Από τη χαρακτηριστική ρεύματος – τάσης, ορίζονται η τάση ανοικτού κυκλώματος V_{oc} και το ρεύμα βραχυκύκλωσης I_{sc} . Η τάση ανοικτού κυκλώματος, είναι η μέγιστη τάση εξόδου της φωτοβολταϊκής μονάδας, όταν στα άκρα της δεν συνδέεται φορτίο, επομένως το ρεύμα εξόδου είναι μηδενικό.



Διάγραμμα 4.1: Μεταβολή του ρεύματος εξόδου I_o και της ισχύος εξόδου P_o , ως προς της τάση εξόδου V_o , σε μια φωτοβολταϊκή μονάδα. [22]

Αν και η λειτουργία της φωτοβολταϊκής μονάδας είναι δυνατή σε κάθε σημείο της χαρακτηριστικής ρεύματος – τάσης, ανάλογα με το ωμικό φορτίο R που συνδέεται στα άκρα της, υπάρχει ένα σημείο της χαρακτηριστικής καμπύλης, όπου η ισχύς εξόδου $P_o = V_o * I_o$ γίνεται μέγιστη. Το σημείο μέγιστης ισχύος P_{mp} βρίσκεται στο γόνατο της καμπύλης ρεύματος – τάσης, μεταξύ των τμημάτων σταθερής τάσης και σταθερού ρεύματος (Διάγραμμα 4.1). Στο Διάγραμμα 4.2 παριστάνεται η μεταβολή της χαρακτηριστικής ρεύματος εξόδου – τάσης εξόδου μιας φωτοβολταϊκής μονάδας, με την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας G (α) και με τη θερμοκρασία T (β).



Διάγραμμα 4.2: Μεταβολή της χαρακτηριστικής ρεύματος εξόδου – τάσης εξόδου μιας φωτοβολταϊκής μονάδας, με την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας G (α) και με τη θερμοκρασία T (β). [28]

4.2.2 Τρόποι στήριξης των ηλιακών συλλεκτών και προσανατολισμός τους

Η στήριξη των φωτοβολταϊκών συλλεκτών (Εικόνες 4.4, 4.5, 4.6) μπορεί να γίνει με τους εξής τρόπους:

1. Στήριξη συλλέκτη με σταθερή γωνία κλίσης ($\beta = \beta_{\text{βέλτιστη}}$), όπου η γωνία β εξαρτάται από το γεωγραφικό πλάτος [26] και υπάρχουν διάφορα μοντέλα υπολογισμού.



Εικόνα 4.4: Σταθερή βάση στήριξης φωτοβολταϊκών πλαισίων.

2. Στήριξη με δυνατότητα εποχικής ρύθμισης της γωνίας κλίσης. Αυτό μπορεί να γίνει για μικρές κατασκευές και η ρύθμιση να γίνεται με χειροκίνητο τρόπο.



Εικόνα 4.5: Στήριξη φωτοβολταϊκών πλαισίων με δυνατότητα εποχικής ρύθμισης.

3. Στήριξη με δυνατότητα παρακολούθησης της τροχιάς του ήλιου γύρω από έναν ή δύο άξονες:

A) άξονας Ανατολής – Δύσης ή
άξονας Βορρά – Νότου και

B) άξονας ταυτόχρονα Ανατολής – Δύσης και Βορρά – Νότου (trackers)



Εικόνα 4.6: Στήριξη φωτοβολταϊκών πλαισίων τύπου tracker.

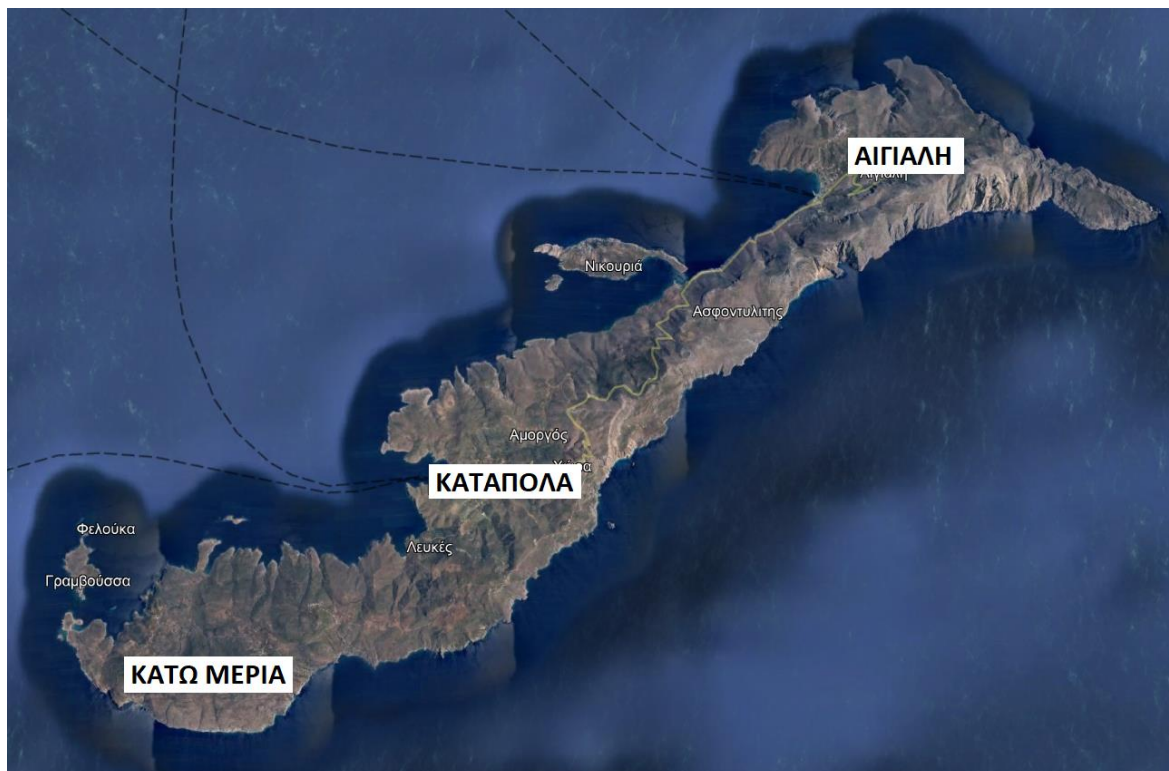
4.3 Φωτοβολταϊκή εγκατάσταση στην Αμοργό

Για το φωτοβολταϊκό πάρκο που θα συμμετέχει στο υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Αμοργού, θα χρησιμοποιηθεί φωτοβολταϊκό πλαίσιο μονοκρυσταλλικού πυριτίου. Η επιλογή τέτοιου είδους πλαισίου γίνεται λόγω του μεγάλου βαθμού απόδοσης. Στη σημερινή εποχή ο μέγιστος βαθμός απόδοσης αγγίζει το 22%. Το κόστος σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά πλαίσια πολυκρυσταλλικού και άμορφου πυριτίου είναι μεγαλύτερο ωστόσο η διαφορά στην παραγόμενη ενέργεια κάνει την επιλογή μας οικονομικότερη σε βάθος εικοσαετίας.

Το φωτοβολταϊκό πλαίσιο που επιλέγεται είναι της κινεζικής εταιρείας Trina Solar [29] και συγκεκριμένα το μοντέλο Vertex TSM-DE19 540Wp (Εικόνα 4.8). Σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά που συνοδεύουν το φωτοβολταϊκό πλαίσιο, ο μέγιστος βαθμός απόδοσης για το πλαίσιο με ονομαστική ισχύ των 540 Wp φτάνει το 20,7%. Υπό ιδανικές συνθήκες εκμετάλλευσης της ηλιακής ακτινοβολίας, η παραγόμενη ισχύς του φ/β πλαισίου μπορεί να αυξηθεί κατά 5 Watt. Η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των κυψελών ορίζεται στους 43°C. Η εγγύηση της Trina Solar για το προϊόν ανέρχεται στα 12 χρόνια. Η εγγύηση στην παραγωγή ισχύος ξεκινάει από το 98% την πρώτη χρονιά και καταλήγει στο 84,8% για το 25^ο έτος λειτουργίας.

Όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 4.2.3 υπάρχουν διάφοροι τρόποι στήριξης και το κόστος κυμαίνεται αντίστοιχα. Τα πλαίσια που στηρίζονται σε βάσεις με δυνατότητα παρακολούθησης του ήλιου γύρω από έναν ή δύο άξονες έχουν τη μεγαλύτερη παραγωγή ισχύος και αναλογικά μεγαλύτερο είναι και το κόστος αγοράς των συγκεκριμένων βάσεων. Ωστόσο θα επιλεγεί η σταθερή βάση στήριξης των φωτοβολταϊκών πλαισίων για να διατηρηθεί σε χαμηλά επίπεδα το κόστος κατασκευής του φωτοβολταϊκού πάρκου.

Τέλος σημαντικό παράγοντα στην κατασκευή ενός φωτοβολταϊκού πάρκου αποτελεί ο τόπος εγκατάστασης. Θα πρέπει η περιοχή στην οποία θα κατασκευαστεί το πάρκο να είναι εύκολα προσβάσιμη από φορτηγά που θα μεταφέρουν τον εξοπλισμό. Ακόμα θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η μορφολογία του εδάφους. Δεν είναι επιθυμητή μια βραχώδης περιοχή καθώς καθίσταται δύσκολη η τοποθέτηση των βάσεων στήριξης των φωτοβολταϊκών πλαισίων. Τέλος θα πρέπει κοντά στην περιοχή να περνάει και το ηλεκτρικό δίκτυο του ΔΕΔΔΗΕ ώστε να μην είναι μεγάλο το κόστος για τη σύνδεση του πάρκου. Για όλους τους παραπάνω λόγους επιλέγεται η περιοχή Κάτω Μεριά (Εικόνα 4.7).



Εικόνα 4.7: Χωροθέτηση του φωτοβολταϊκού πάρκου στην Κάτω Μεριά Αμοργού από Google Earth Pro.

Στη συνέχεια παρατίθεται το φυλλάδιο του κατασκευαστή με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του φωτοβολταϊκού πλαισίου. Πλήρης ανάλυση του τρόπου διασύνδεσης των πλαισίων και ανάλυση του κόστους θα γίνουν στο κεφάλαιο 9 που περιλαμβάνει τη μελέτη με το λογισμικό HOMER Pro.

Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE19

PRODUCT RANGE: 530-555W

555W+

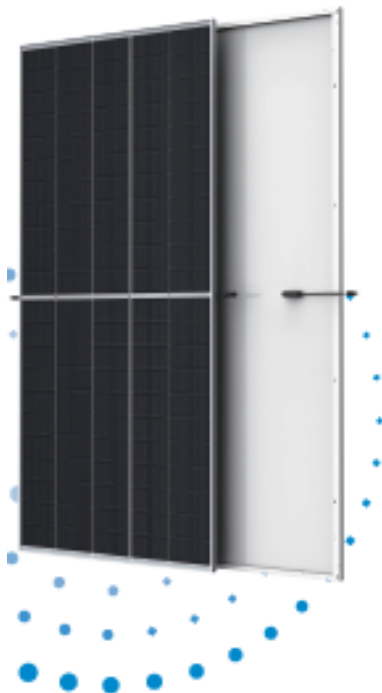
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCDE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on investment



High power up to 555W

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

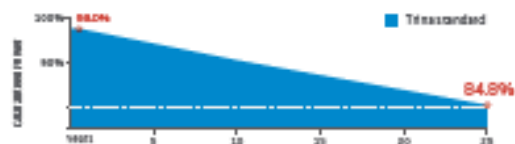
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive curing technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



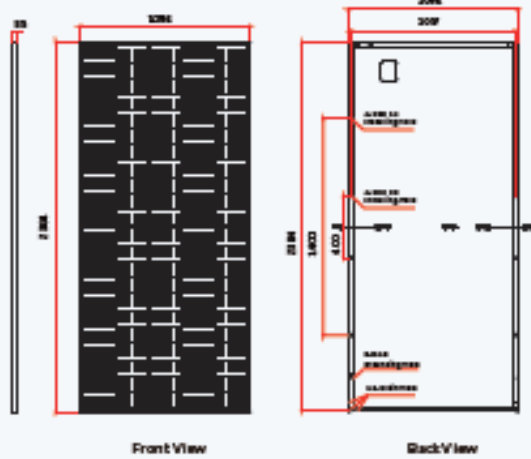
High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

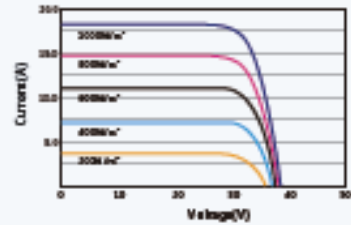
Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



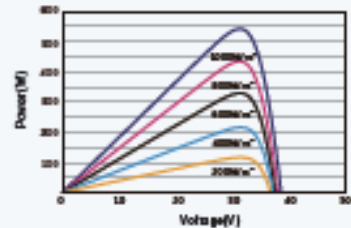
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(545 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(545W)



ELECTRICAL DATA (STC)

MAXIMUM POWER P_{max} (W) ¹	538	535	540	533	530	535
POWER TOLERANCE P_{max} (W)	0-4%					
MODULE POWER VOLTAGE V_{mp} (V) ²	33.8	33.0	33.2	33.4	33.6	33.8
MODULE POWER CURRENT I_{mp} (A)	17.33	17.28	17.38	17.37	17.40	17.43
OPEN CIRCUIT VOLTAGE V_{oc} (V)	37.3	37.3	37.3	37.7	37.8	38.3
SHORT CIRCUIT CURRENT I_{sc} (A)	38.33	38.38	38.82	38.87	38.82	38.88
MODULE EFFICIENCY η (%)	23.8	23.3	23.7	23.8	23.0	23.2

1) At 1000 W/m² irradiance, 25°C module temperature and AM1.5 solar spectrum.
2) At 1000 W/m² irradiance, 25°C module temperature and AM1.5 solar spectrum.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

MODULE POWER P_{max} (W) ¹	432	428	438	433	427	433
MODULE POWER VOLTAGE V_{mp} (V) ²	33.8	33.8	33.0	33.2	33.3	33.3
MODULE POWER CURRENT I_{mp} (A)	12.82	12.88	13.12	13.13	12.99	13.03
OPEN CIRCUIT VOLTAGE V_{oc} (V)	35.0	35.3	35.8	35.3	35.7	35.8
SHORT CIRCUIT CURRENT I_{sc} (A)	34.78	34.80	34.84	34.88	34.80	34.86

1) At 1000 W/m² irradiance, 45°C module temperature and AM1.5 solar spectrum.
2) At 1000 W/m² irradiance, 45°C module temperature and AM1.5 solar spectrum.

MECHANICAL DATA

TYPE CASE	ισοσταθμική
NO OF HOLE	2/20 HOLE
MODULE DIMENSIONS	2084- 1258- 20 (ΠΡΟΣΤΑΣΙΑ- 40.13- Λαβή) mm
WEIGHT	28.5kg (max. wt)
CABLE	6/2mm (μ. 1x) (2mm) ή 6/2mm (μ. 1x) (2mm) (από προεπιλογή)
CONNECTOR TYPE	MC4
WATER PROOF	IP68 (2300)
CABLE	Επιπλέον πληροφορίες σχετικά με τον τύπο του καλωδίου, τον αριθμό των καλωδίων και τον τρόπο σύνδεσης των καλωδίων.
CABLE COOL	MC4 ΕΠΙΣΤΡΩΣΗ*

* Ηλεκτρομαγνητική ασφάλεια (EMC) σύμφωνα με το EN 61730-2.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (τυπική θερμοκρασία αέρα)	45°C (113°C)
TEMPERATURE COEFFICIENT OF P_{max}	-0.38%/°C
TEMPERATURE COEFFICIENT OF V_{oc}	-0.28%/°C
TEMPERATURE COEFFICIENT OF I_{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM TEMPS

OPERATING TEMPERATURE	-40-85°C
MODULE STORAGE VOLTAGE	1500VDC (max)
MAXIMUM SHORT CIRCUIT CURRENT	38A

WARRANTY

12 έτη ή 12000 ώρες λειτουργίας στην ισχύ που αναφέρεται στην ετικέτα του προϊόντος.
2% ετήσια ή 0.03% ετήσια απώλεια ισχύος.
Ολοκληρωμένη προστασία από τη βροχή (IP68).

RA DRAGGING CONFIGURATION

ΜΟΝΟΙ ΠΡΟΤΥΠΟΙ: 2x 12mm
ΜΟΝΟΙ ΠΡΟΤΥΠΟΙ: 2x 12mm- 2x 12mm

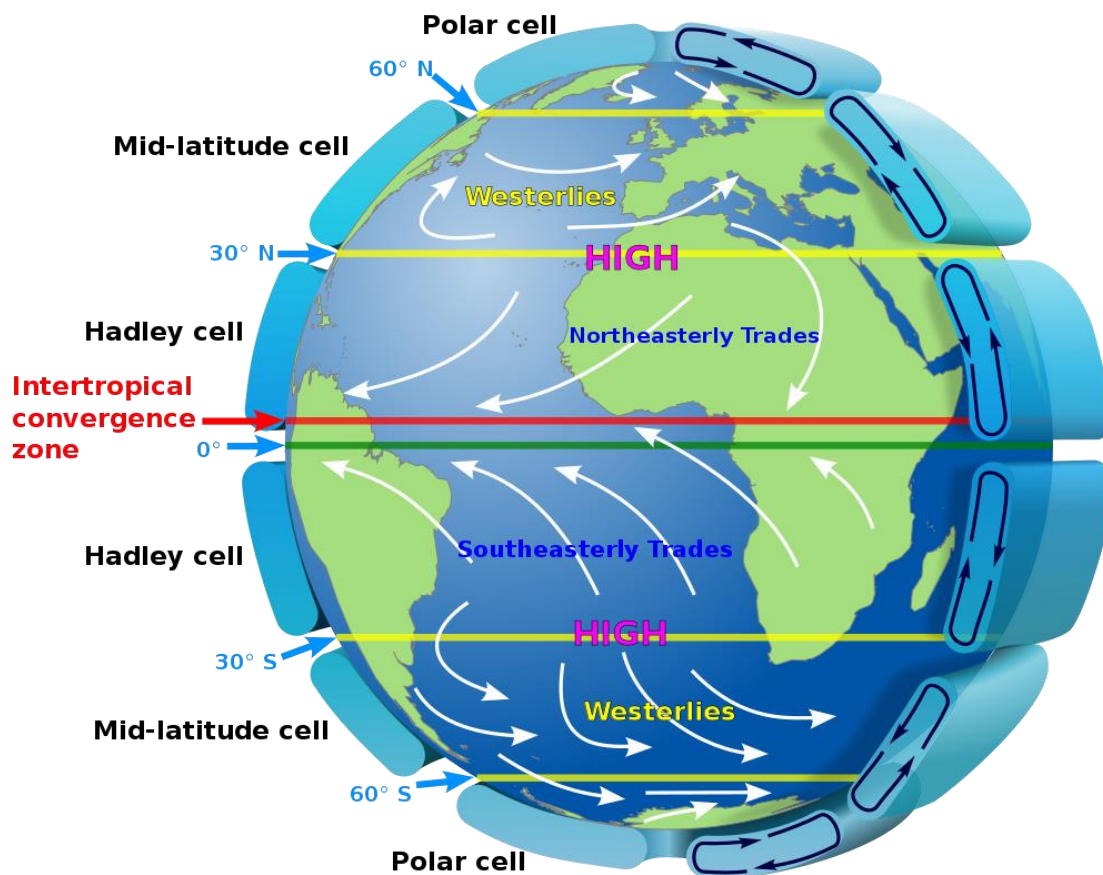
Εικόνα 4.8: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή Trina Solar Vertex 540Wp. [29]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΑΙΟΛΙΚΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

5.1 Άνεμος

Άνεμος [1] είναι η «οριζόντια κίνηση» του αέρα που γίνεται αντιληπτή. Οι αέριες μάζες της ατμόσφαιρας, που περιβάλλουν τη Γη και βρίσκονται σε συνεχή «οριζόντια» και «κατακόρυφη» κίνηση, είναι η αιτία δημιουργίας του ανέμου. Ουσιαστικά ο άνεμος γεννιέται από τη θερμοκρασιακή διαφορά του αέρα. Αν για παράδειγμα δύο συνεχόμενες περιοχές στις οποίες δεν επικρατεί ίδια θερμοκρασία, η μεγαλύτερη ατμοσφαιρική πίεση της ψυχρής περιοχής αναγκάζει τη μετακίνηση αερίων μαζών προς την περιοχή με την υψηλότερη θερμοκρασία όπου παρουσιάζεται χαμηλότερη πίεση (Εικόνα 5.1).

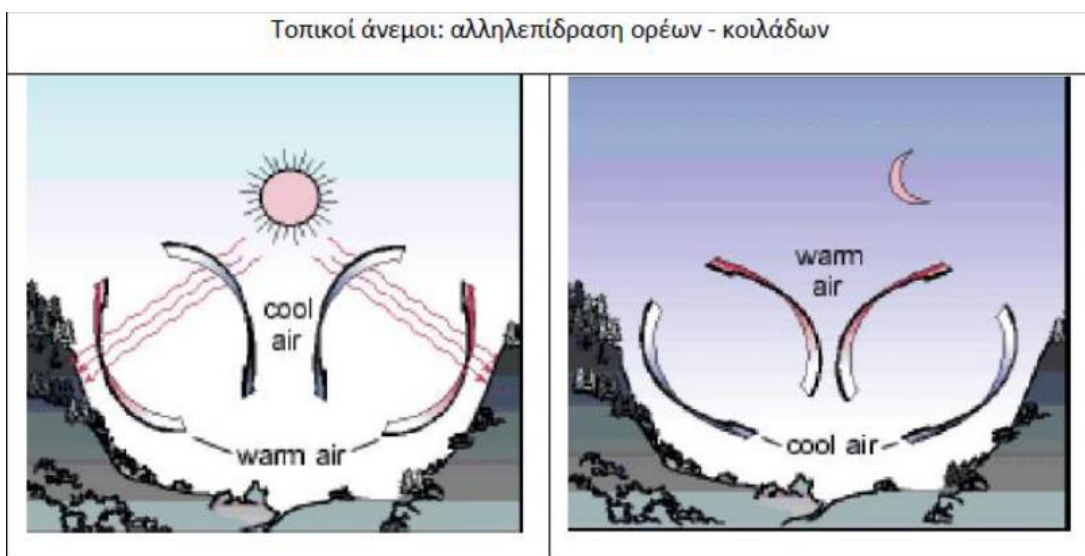


Εικόνα 5.1 Κατεύθυνση ανέμων στη Γη. [1]

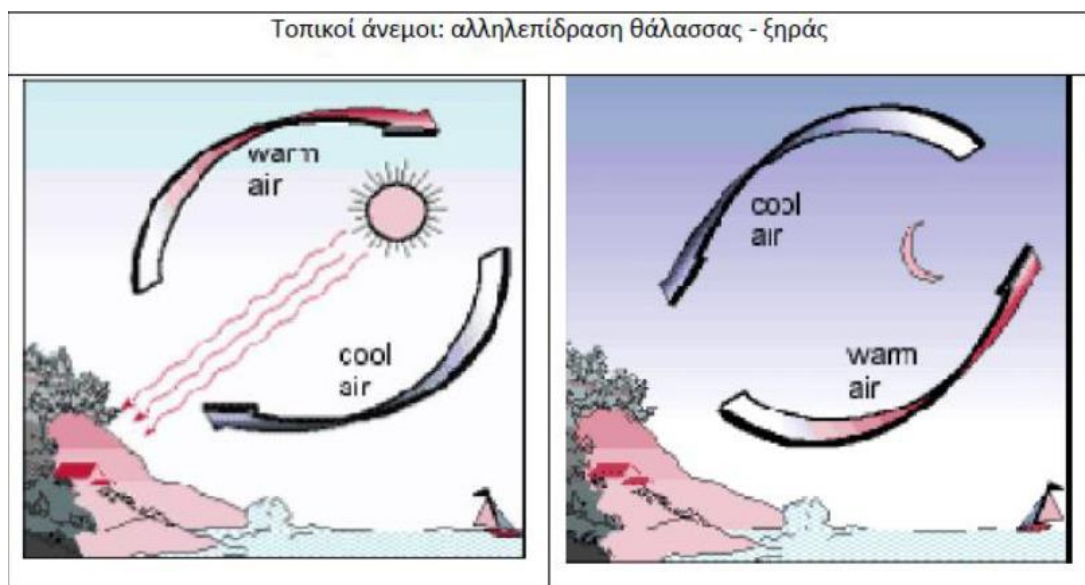
Η θέρμανση μιας μάζας αέρα την κάνει πιο αραιά και ελαφριά και αυτό την οδηγεί να ανεβαίνει ψηλότερα (κίνηση ανοδική). Έτσι οι ψυχρές αέριες μάζες θα κάνουν την αντίθετη κίνηση και θα πάρουν τη θέση των θερμότερων μαζών του αέρα.

Η ψύξη μιας αέριας μάζας την κάνει πυκνότερη και πιο βαριά και αυτό την οδηγεί να κατεβαίνει πιο χαμηλά (κίνηση καθοδική) «σπρώχνοντας» τις θερμές και πιο αραιές μάζες του αέρα και να πάρει τη θέση τους.

Στις Εικόνες 5.2 και 5.3 αποτυπώνεται η κίνηση των αέριων μαζών σε κοιλάδες και παραθαλάσσιες περιοχές.



Εικόνα 5.2: Κίνηση αέρα σε κοιλάδα. [30]



Εικόνα 5.3: Κίνηση αέρα σε παραθαλάσσια περιοχή. [30]

Για να οριστεί ένας άνεμος θα πρέπει να υπάρχουν ακόμα δύο στοιχεία. Τα στοιχεία αυτά είναι η διεύθυνση και η ένταση του ανέμου. Για τον προσδιορισμό της διεύθυνσης χρησιμοποιείται ένα όργανο το οποίο ονομάζεται ανεμοδείκτης, ενώ αντίστοιχα για να προσδιοριστεί η ένταση του ανέμου χρησιμοποιείται ένα όργανο που ονομάζεται ανεμόμετρο (Εικόνα 5.4).

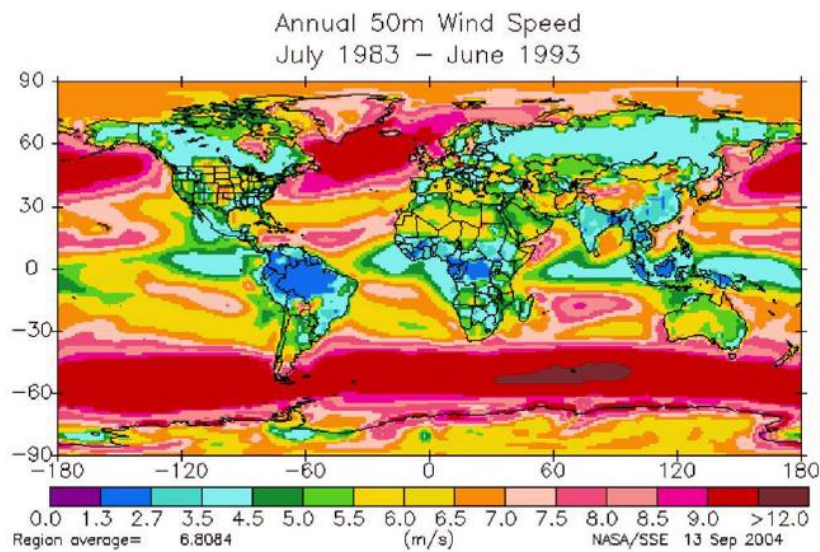


Εικόνα 5.4: Αριστερά ανεμόμετρο, δεξιά ανεμοδείκτης. [31]

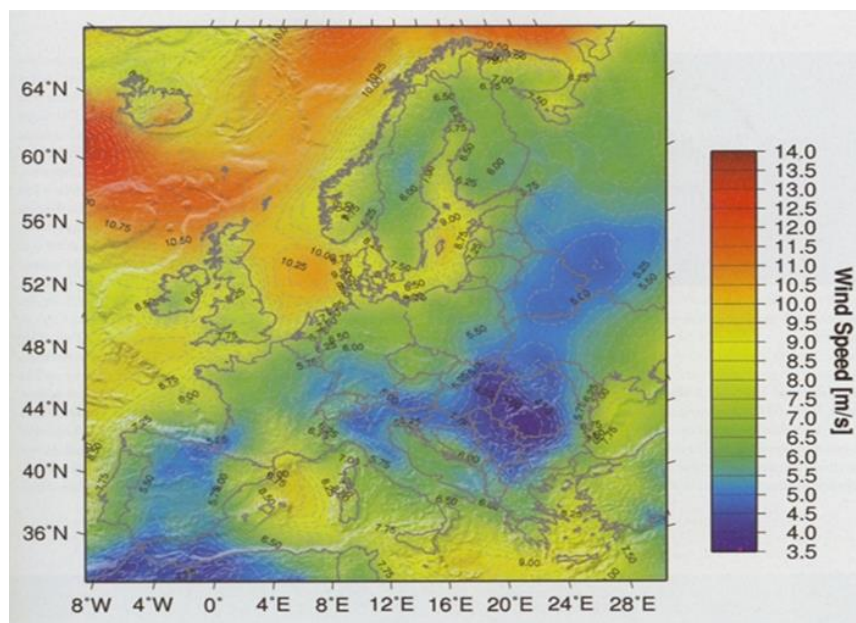
Η αιολική ενέργεια χαρακτηρίζεται ως ήπια μορφή ενέργειας, φιλική προς το περιβάλλον και ουσιαστικά ανεξάντλητη. Σε περίπτωση που ο άνθρωπος είχε τη δυνατότητα με την υπάρχουσα τεχνολογία να εκμεταλλευτεί όλο το αιολικό δυναμικό της Γης σε ένα έτος, θα μπορούσε να καλύψει τις ενεργειακές ανάγκες της ανθρωπότητας για χρονικό διάστημα 2 ετών.

Αιολικό δυναμικό μιας περιοχής (Εικόνες 5.5, 5.6, 5.7) ορίζεται ως η δυνατότητα άντλησης ποσοτήτων ενέργειας από την εκμετάλλευση των ανέμων που πνέουν σε αυτήν την περιοχή.

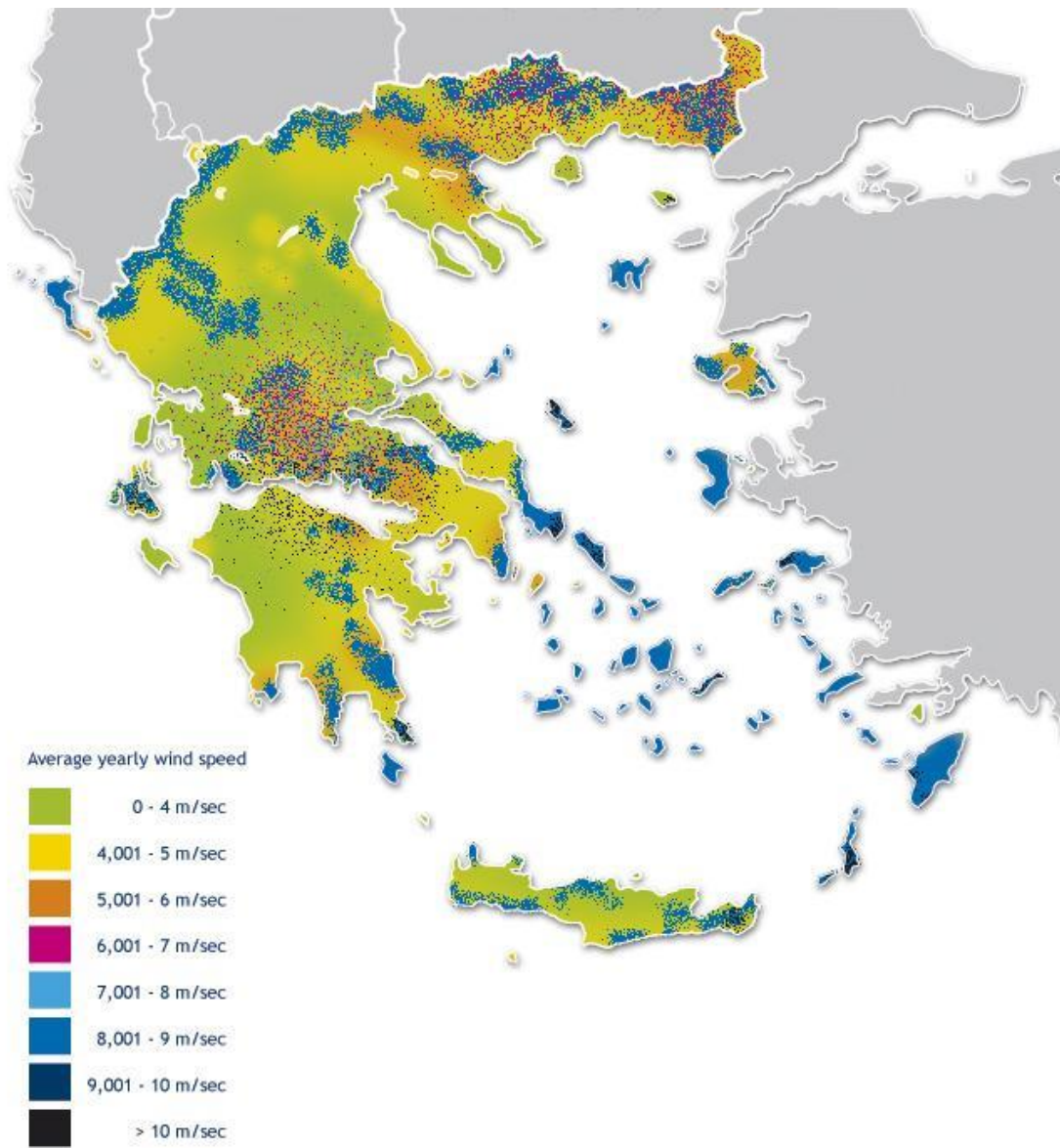
Σύμφωνα με τον παγκόσμιο χάρτη του αιολικού δυναμικού φαίνεται ότι στο 1/4 της επιφάνειας της γης επικρατούν άνεμοι με μέση ετήσια ταχύτητα που υπερβαίνει τα 5 m/sec, σε κατακόρυφη απόσταση από το έδαφος 10m. Όταν οι άνεμοι που πνέουν σε μια περιοχή υπερβαίνουν την ταχύτητα των 5 m/sec καθιστούν το τοπικό αιολικό δυναμικό εκμεταλλεύσιμο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στις περιοχές αυτές μπορούν να εγκατασταθούν αιολικά πάρκα οικονομικά βιώσιμα, σύμφωνα με τα σημερινά δεδομένα [2].



Εικόνα 5.5: Παγκόσμιο αιολικό δυναμικό. [30]



Εικόνα 5.6: Ευρωπαϊκό αιολικό δυναμικό. [32]



Εικόνα 5.7: Ελληνικό αιολικό δυναμικό. [33]

5.2 Ανεμογεννήτρια – Αρχή λειτουργίας

5.2.1 Βασικές γνώσεις και χρήση

Η ανεμογεννήτρια είναι μια μηχανή που εκμεταλλεύεται την ταχύτητα του ανέμου και μετατρέπει την κινητική ενέργεια του αέρα σε ηλεκτρική ενέργεια.

Η κατασκευή της αποτελείται από έναν πύργο κάθετο προς το οριζόντιο επίπεδο στην κορυφή του πύργου υπάρχει μια τουρμπίνα με πτερύγια. Με την πάροδο των ετών η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας [2] γίνεται όλο και πιο διαδεδομένη. Πολλές

ανεμογεννήτριες μαζί αποτελούν ένα αιολικό πάρκο το οποίο τροφοδοτεί με ενέργεια το ηλεκτρικό δίκτυο.

Η Ελλάδα χαρακτηρίζεται για το πλούσιο αιολικό δυναμικό της και η συστηματική αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας μπορεί να συμβάλει:

- ❖ στην αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που έχει ως άμεση συνέπεια την μείωση καύσης ορυκτών καυσίμων. Αυτό συνεπάγεται σημαντικά συναλλαγματικά οφέλη μέσω της πώλησης δικαιωμάτων περιβαλλοντικών ρύπων.
- ❖ σε μεγάλο βαθμό στον περιορισμό της περιβαλλοντικής ρύπανσης καθώς η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από ΑΠΕ και όχι από ορυκτά καύσιμα.
- ❖ στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας.

5.2.2 Τύποι ανεμογεννητριών και διαχωρισμός

Ο άξονας περιστροφής των ανεμογεννητριών μπορεί να είναι οριζόντιος ή κάθετος [1]. Στην περίπτωση του οριζοντίου άξονα, ο δρομέας είναι έλικας και ο άξονας περιστρέφεται συνεχώς παράλληλα προς τη διεύθυνση του ανέμου. Είναι οι πιο διαδεδομένες και η πιο παλιά τεχνολογία. Αντίθετα οι ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα χαρακτηρίζονται για τη μικρότερη παραγωγή ενέργειας και τη σπανιότερη εμφάνισή τους.

Οι ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα (VAWT – Vertical Axis Wind Turbine) έχουν τοποθετημένο τον ρότορά τους κάθετα προς το έδαφος. Το κύριο πλεονέκτημά τους είναι ότι οποιαδήποτε κατεύθυνση και να έχει ο άνεμος, μπορούν να τον εκμεταλλευτούν για να παράξουν ηλεκτρική ενέργεια. Δεν χρειάζεται ουσιαστικά να είναι στραμμένες προς την κατεύθυνση του ανέμου καθώς η περιστροφή τους γίνεται κατά 360° και είναι αποδοτικές σε περιοχές όπου πνέουν μεταβλητοί άνεμοι. Επίσης όλη η εγκατάσταση όπως το κιβώτιο ταχυτήτων και η γεννήτρια είναι τοποθετημένα στο έδαφος, γεγονός που κάνει τις ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα πιο εύκολα προσβάσιμες για συντήρηση και έλεγχο. Ωστόσο η απόδοση αυτού του τύπου ανεμογεννητριών είναι σχετικά χαμηλή αφού η ταχύτητα του ανέμου είναι αντίστοιχα χαμηλή. Το κόστος της γεννήτριας και της συνολικής εγκατάστασης είναι αρκετά υψηλό και η μεγάλη φθορά των πτερυγίων λόγω της περιστροφής των 360°, δυσχεραίνουν τη χρήση τους.

Οι πιο διαδεδομένες ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα είναι οι τύπου Darrieus (Εικόνα 5.8) και οι τύπου Savonius (Εικόνα 5.9). Όσον αφορά τις πρώτες, έχουν καλή

απόδοση και για να τεθούν σε λειτουργία χρειάζονται παρέμβαση από εξωτερική πηγή ενέργειας προκειμένου να αρχίσει η περιστροφή της γεννήτριας. [22]



Εικόνα 5.8: Ανεμογεννήτρια τύπου Darrieus. [36]

Από την άλλη πλευρά οι τύπου Savonius αποτελούνται από δύο συνήθως, ή και περισσότερες, «κουτάλες» οι οποίες είναι ενωμένες αντικριστά τοποθετημένες στον κατακόρυφο άξονα που υπάρχει στο κέντρο. Ο άνεμος που διέπει την εκάστοτε περιοχή ασκεί δύναμη σε αυτές τις «κουτάλες», με αποτέλεσμα να τις θέτει σε κίνηση και κατ' επέκταση να αρχίσει να κινείται ο άξονας της γεννήτριας.



Εικόνα 5.9: Ανεμογεννήτρια τύπου Savonius. [37]

Οι ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα (HAWT – Horizontal Axis Wind Turbines) εδράζονται σε ένα κατακόρυφο πύργο, που έχει θεμελιωθεί στο έδαφος. Στην κορυφή του πύργου η ανεμογεννήτρια στρέφεται (ως προς τον κατακόρυφο άξονα) με την βοήθεια μηχανισμού ώστε ο άξονας περιστροφής των πτερυγίων να είναι παράλληλος με την κατεύθυνση του ανέμου και το επίπεδο στο οποίο περιστρέφονται τα πτερύγια να είναι και αυτό κάθετο στην κατεύθυνση του ανέμου. Στην πλήμνη όπου βρίσκεται ο ρότορας και η γεννήτρια, υπάρχει και το κιβώτιο ταχυτήτων, το οποίο μετατρέπει την αργή περιστροφή των πτερυγίων (μέχρι 50 περιστροφές ανά λεπτό και ανάλογα με το μέγεθος της ανεμογεννήτριας) σε μια ταχύτερη που απαιτείται για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Για λόγους ασφαλείας αλλά και για προστασία του εξοπλισμού, τα πτερύγια μπορούν να περιστραφούν ως προς τον διαμήκη άξονά τους και να μειωθεί η αντίσταση του αέρα πάνω τους χωρίς να καταστραφούν. Ακόμα διαθέτουν εξοπλισμό ασφαλείας στις περιπτώσεις όπου η ταχύτητα του ανέμου είναι υπερβολικά μεγάλη σταματώντας το ρότορα.

Στα αιολικά πάρκα που προορίζονται για εμπορική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα (Εικόνα 5.10) οι οποίες αποτελούνται συνήθως από τρία πτερύγια. Αυτές θα αναλυθούν λεπτομερώς και στην

επόμενη παράγραφο καθώς τέτοιου είδους θα χρησιμοποιηθούν και στη μελέτη της ενεργειακής αυτονομίας της Αμοργού.

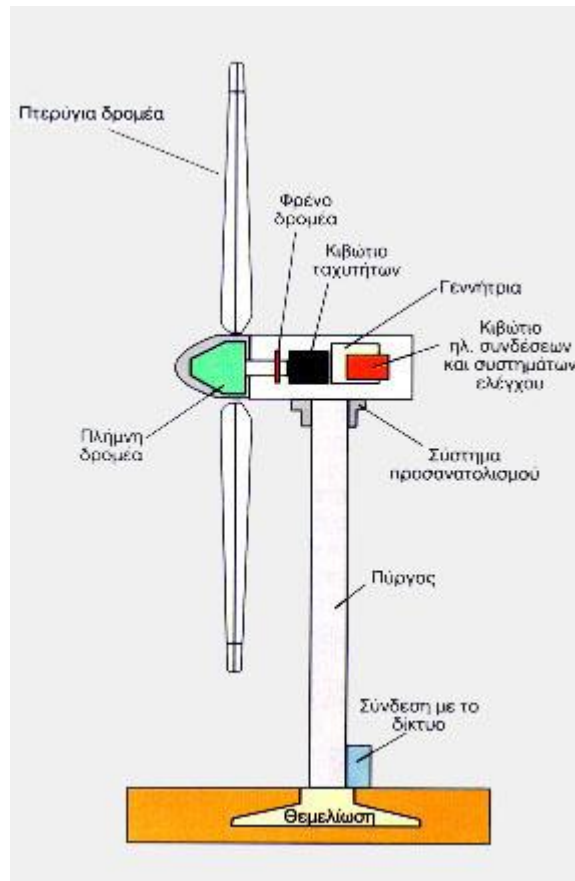


Εικόνα 5.10: Αιολικό πάρκο με ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα. [58]

5.2.3 Δομή ανεμογεννήτριας οριζοντίου άξονα – Τεχνικά χαρακτηριστικά

Οι ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούν συνδυασμούς τεχνικών μοντελοποίησης, προκειμένου να αξιοποιούν το αιολικό δυναμικό που χαρακτηρίζει κάθε περιοχή. Το βέλτιστο ύψος του πύργου, τα συστήματα ελέγχου, ο αριθμός και το σχήμα των λεπίδων καθορίζονται από την αεροδυναμική μοντελοποίηση. Στην αγορά επικρατούν σχεδόν αποκλειστικά οι ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα, με δύο ή τρία πτερύγια. [22]

Μια τυπική ανεμογεννήτρια οριζοντίου άξονα όπως αυτή που απεικονίζεται στην Εικόνα 5.11 αποτελείται από τα εξής μέρη:



Εικόνα 5.11: Μέρη και θεμελίωση της ανεμογεννήτριας. [34]

- ❖ Ρότορας – δρομέας. Πάνω στην πλήμνη βρίσκονται προσδεμένα τα πτερύγια της ανεμογεννήτριας (συνήθως τρία). Έχουν τη δυνατότητα να είναι σταθερά, είτε να περιστρέφονται γύρω από το διαμήκη άξονά τους μεταβάλλοντας το βήμα. Τα πτερύγια είναι κατασκευασμένα με τέτοιο τρόπο ώστε να χαρακτηρίζονται για την υψηλή ακαμψία, το χαμηλό βάρος, την υψηλή αντίσταση κόπωσης και την υψηλή αντοχή. Αποτελούνται από ενισχυμένο πολυεστέρα και για την ενίσχυσή τους χρησιμοποιούνται γυάλινες ίνες και ίνες άνθρακα.
- ❖ Ηλεκτρική γεννήτρια. Η γεννήτρια της κάθε ανεμογεννήτριας αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα και πιο ακριβά μέρη της. Αναλόγως την ονομαστική ισχύ της εκάστοτε ανεμογεννήτριας χρησιμοποιείται και κατάλληλη γεννήτρια. Στις μικρές χρησιμοποιείται γεννήτρια συνεχούς ρεύματος (κάποια kW εγκατεστημένης ισχύος) ενώ στις μεγάλες χρησιμοποιούνται τριφασικές γεννήτριες εναλλασσόμενου ρεύματος. Συνδέεται με την έξοδο του πολλαπλασιαστή μέσω ενός ελαστικού ή υδραυλικού συνδέσμου και μετατρέπει την κινητική σε μηχανική

ενέργεια και μετέπειτα σε ηλεκτρική. Τοποθετείται στον πύργο της ανεμογεννήτριας και διαθέτει σύστημα πέδης, το οποίο με τη σειρά του είναι τοποθετημένο στον κύριο άξονα ή στον άξονα της ανεμογεννήτριας για να μην καταστραφεί ο εξοπλισμός σε περιπτώσεις πολύ ισχυρών ανέμων.

- ❖ Κιβώτιο ταχυτήτων. Η δουλειά του είναι να συγχρονίζει τις συχνότητες του ρότορα και της γεννήτριας. Το κιβώτιο πολλαπλασιασμού των στροφών ουσιαστικά προσαρμόζει την ταχύτητα περιστροφής του ρότορα στη σύγχρονη ταχύτητα της ηλεκτρικής γεννήτριας. Σε μια τυπική ανεμογεννήτρια ο ρότορας περιστρέφεται με συχνότητα περίπου 30-50 στροφές/λεπτό ενώ η γεννήτρια έχει συχνότητα περίπου 1000-1500 στροφές/λεπτό και αυτό εξαρτάται από τον αριθμό των πόλων της. Πλέον αναπτύσσονται ανεμογεννήτριες χωρίς κιβώτιο ταχυτήτων ώστε να μειωθεί ο θόρυβος και να αυξηθεί η απόδοσή τους καθώς περίπου 2-5% της ενέργειας εκλύεται στο περιβάλλον ως θερμική απώλεια λόγω τριβών.
- ❖ Πύργος υποστήριξης. Αποτελεί τη βάση της ανεμογεννήτριας στην οποία στηρίζεται όλη η ηλεκτρομηχανολογική εγκατάσταση. Συνήθως είναι σωληνωτός και σπανίως από οπλισμένο σκυρόδεμα. Στην επαφή του με το έδαφος υπάρχει ισχυρή θεμελίωση για να μπορεί να αντέξει τη δύναμη του αέρα. Το ύψος του πύργου εξαρτάται άμεσα από την ακτίνα των πτερυγίων του δρομέα και το βαθμό απόδοσης του συστήματος. Συνήθως το ύψος κυμαίνεται από 20 έως 80 μέτρα. Πλέον ξεπερνούν και τα 100 μέτρα αλλά το κόστος κατασκευής και μεταφοράς του εξοπλισμού είναι αρκετά μεγάλο.
- ❖ Σύστημα προσανατολισμού. Είναι ο καθοδηγητής της εγκατάστασης καθώς στρέφει συνεχώς τον άξονα περιστροφής του ρότορα ώστε να βρίσκεται σε παράλληλη διεύθυνση με τον άνεμο.
- ❖ Ηλεκτρικός πίνακας και πίνακας ελέγχου. Αυτοί οι πίνακες τοποθετούνται στη βάση του πύργου υποστήριξης για να είναι άμεσα προσβάσιμοι. Παρακολουθούν, ελέγχουν και συντονίζουν όλη την εγκατάσταση φροντίζοντας την απρόσκοπτη λειτουργία της.

Για να γίνει πιο κατανοητό το μέγεθος μιας ανεμογεννήτριας, με ονομαστική ισχύ 1,5MW (συχνά χρησιμοποιούμενος τύπος στην Αμερική), το ύψος του πύργου κυμαίνεται από 70 έως 80 μέτρα. Ο ρότορας-δρομέας ζυγίζει 22 τόνους, ενώ η ηλεκτρογεννήτρια μαζί

με τον υπόλοιπο εξοπλισμό ζυγίζει 52 τόνους. Ο πύργος υποστήριξης αποτελείται από 26 τόνους χαλύβδινου οπλισμού και 190 κυβικά μέτρα σκυρόδεμα. Η βάση στήριξης του πύργου έχει διάμετρο 15 μέτρα και πάχος 2,4 μέτρα [1].

5.2.4 Βαθμός απόδοσης αιολικού μετατροπέα

Το όριο Betz (0,5926) είναι ο βαθμός απόδοσης [30] του ιδανικού αιολικού μετατροπέα. Επομένως θεωρητικά μόνο το 59,26% της αιολικής ενέργειας που προσπίπτει στα πτερύγια της ανεμογεννήτριας μπορεί να μετατραπεί σε μηχανική και μετέπειτα σε ηλεκτρική που θα αποδοθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Η απόδοση των ανεμογεννητριών σε πραγματικές καταστάσεις είναι πάντα μικρότερη του 59,26%. Αυτή η μειωμένη απόδοση οφείλεται στις δυνάμεις οπισθέλκουσας (drag loss), στις δίνες του ανέμου πίσω από τα πτερύγια (wake loss) και στον πεπερασμένο αριθμό πτερυγίων.

Η απόδοση μιας ανεμογεννήτριας εξαρτάται από την ταχύτητα του ανέμου που πνέει σε μια περιοχή και συνεπώς από την ταχύτητα περιστροφής των πτερυγίων. Αν η περιστροφή των πτερυγίων είναι αργή, η απόδοση ελαττώνεται καθώς τα πτερύγια δεν εκμεταλλεύονται μεγάλη ποσότητα αέρα που περνά ανεπηρέαστη. Αν σε άλλη περίπτωση η περιστροφή των πτερυγίων είναι πολύ γρήγορη, η απόδοση πάλι ελαττώνεται καθώς ο στροβιλισμός που προκαλείται από το πρώτο πτερύγιο επηρεάζει την κίνηση των επόμενων πτερυγίων. [22]

5.2.5 Αρχή λειτουργίας, απώλειες καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας

Η αρχή λειτουργίας μιας ανεμογεννήτριας [35] είναι ιδιαίτερα απλή. Στην κορυφή του πύργου της ανεμογεννήτριας υπάρχει ανεμοδείκτης που δείχνει την κατεύθυνση του ανέμου. Ανάλογα με την ταχύτητα και την κατεύθυνση του ανέμου, η ανεμογεννήτρια περιστρέφεται πάνω στον πύργο υποστήριξης ώστε να «βλέπει» τον άνεμο, και τα πτερύγια της περιστρέφονται στον άξονά τους ώστε να δημιουργήσουν τη μεγαλύτερη δυνατή αντίσταση στον αέρα. Η κινητική ενέργεια της ταχύτητας του ανέμου περιστρέφει τα πτερύγια που συνδέονται μέσω της πλήμνης με έναν άξονα χαμηλής ταχύτητας. Κατά την πρόσπτωση του ανέμου πάνω στα πτερύγια δημιουργούνται αεροδυναμικές απώλειες

που οφείλονται στον αεροδυναμικό σχεδιασμό των πτερυγίων. Η ταχύτητα περιστροφής του άξονα χαμηλής ταχύτητας είναι ίδια με την ταχύτητα περιστροφής των πτερυγίων. Το κιβώτιο ταχυτήτων μεταφέρει την περιστροφική κίνηση του άξονα χαμηλής ταχύτητας στον άξονα υψηλής ταχύτητας, με την ταχύτητα του δευτέρου άξονα πολλαπλασιασμένη έως 100 φορές σε σχέση με τον άξονα χαμηλής ταχύτητας, και φτάνει να περιστρέφεται με 1500 στροφές/λεπτό. Ο άξονας υψηλής ταχύτητας είναι συνδεδεμένος με την ηλεκτρογεννήτρια η οποία μετατρέπει την κινητική ενέργεια σε ηλεκτρική ενέργεια. Σε αυτή τη διαδικασία εμφανίζονται επιπλέον μηχανικές απώλειες του συστήματος που οφείλονται στις τριβές μεταξύ των μηχανικών μερών της ανεμογεννήτριας (κιβώτιο ταχυτήτων, πτερύγια, ηλεκτρική γεννήτρια) και εκλύουν θερμότητα στο περιβάλλον. Πλέον η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται στο δίκτυο μέσω κάποιου ηλεκτρικού μετατροπέα (converter) καθώς η συχνότητα, η τάση και η ένταση του δικτύου διαφέρουν από αυτές της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει η ανεμογεννήτρια. Και σε αυτό το στάδιο διακρίνονται ηλεκτρικές απώλειες και οφείλονται στον ηλεκτρικό μετατροπέα (συνήθως έχει απόδοση 95-98%).

Οι βασικοί παράγοντες που καθορίζουν τη δυνατότητα παραγωγής μιας ανεμογεννήτριας είναι:

- ❖ Η ταχύτητα του ανέμου. Όσο μεγαλύτερη είναι η ένταση του ανέμου τόσο μεγαλύτερη μπορεί να είναι και η παραγωγή της ανεμογεννήτριας. Σε περιοχές με ισχυρούς ανέμους, είναι πιο κατάλληλες οι ψηλές ανεμογεννήτριες. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δύναται να υπάρχει σε ταχύτητες του ανέμου 3-25 μέτρα/δευτερόλεπτο.
- ❖ Το μήκος των πτερυγίων. Όσο μεγαλύτερη είναι η επιφάνεια πρόσπτωσης του ανέμου τόσο μεγαλύτερη μπορεί να είναι και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- ❖ Η πυκνότητα του αέρα. Η πυκνότητα μιας αέριας μάζας εξαρτάται από το υψόμετρο, τη θερμοκρασία και την πίεση του αέρα. Μια πυκνή αέρια μάζα κινεί με μεγαλύτερη ευκολία τα πτερύγια της ανεμογεννήτριας.

Στις ανεμογεννήτριες ισχύει η αρχή διατήρησης της μάζας: όση μάζα αέρα εισέρχεται στην ανεμογεννήτρια τόση μάζα αέρα εξέρχεται από αυτή. Σύμφωνα με το όριο Betz (0,5926) που αναλύθηκε προηγουμένως, η μέγιστη αιολική ενέργεια που μπορεί να μετατραπεί σε κινητική ενέργεια ανέρχεται σε ποσοστό 59,26%.

Η ηλεκτρική ισχύς που παράγει μια ανεμογεννήτρια δίνεται από τον παρακάτω μαθηματικό τύπο [1]:

$$P_{el} = \frac{1}{2} n C_p A \rho v^3 , \text{ όπου}$$

n : ηλεκτρομηχανικός συντελεστής απόδοσης της ανεμογεννήτριας. Δίνεται από τον κατασκευαστή της ανεμογεννήτριας και εκφράζει το ποσοστό μηχανικής ισχύος που μπορεί να μετατραπεί σε ηλεκτρική. Οι τιμές είναι συνήθως γύρω στο 0,9 αλλά τα τελευταία χρόνια αγγίζει και το 0,95.

C_p : όριο Betz, τιμή 0,5926

A : επιφάνεια σάρωσης των πτερυγίων

ρ : πυκνότητα του αέρα

v : ταχύτητα του ανέμου

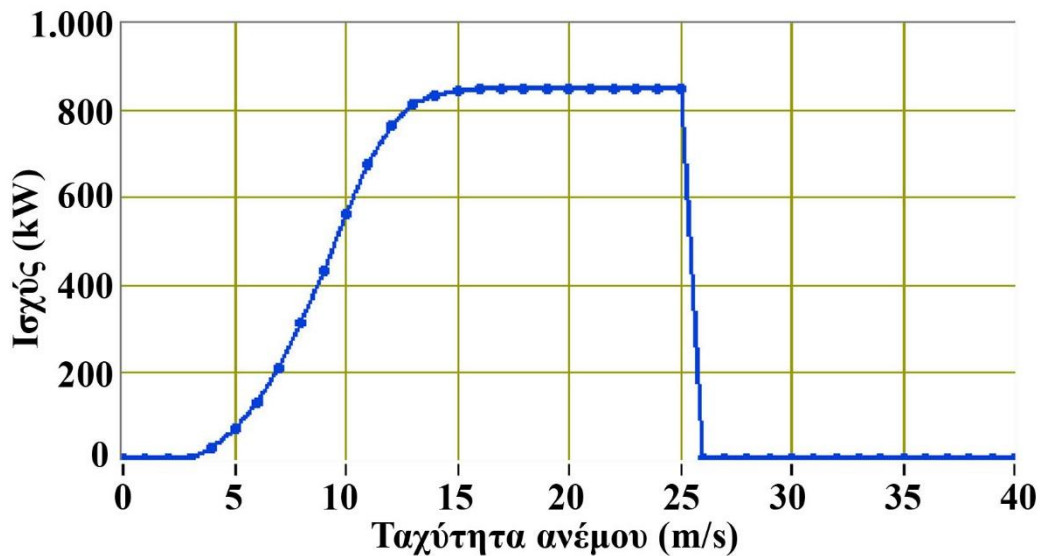
Υπάρχει η καμπύλη $P_{el} = f(v)$ που αποτυπώνει την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ από την ανεμογεννήτρια σε συνάρτηση με την ταχύτητα του ανέμου. Στο Διάγραμμα 5.1 που ακολουθεί απεικονίζεται η καμπύλη ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 850kW.

Όπως είναι διακριτό η ανεμογεννήτρια όταν η ταχύτητα του ανέμου είναι 0-3 μέτρα/δευτερόλεπτο δεν παράγει ηλεκτρική ισχύ απλά ο άνεμος θέτει σε κίνηση τα πτερύγιά της.

Οι εμπορικές ανεμογεννήτριες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αρχίζουν να παράγουν όταν ο άνεμος πνέει με ταχύτητα 4-5 μέτρα/δευτερόλεπτο. Η παραγωγή της ανεμογεννήτριας είναι ανάλογη της τρίτης δύναμης της ταχύτητας του ανέμου. Όπως είναι διακριτό από την καμπύλη, η παραγόμενη ισχύς αυξάνεται μέχρι τα 15 μέτρα/δευτερόλεπτο όπου και σταθεροποιείται. Σε αυτήν την τιμή η ανεμογεννήτρια παράγει την ονομαστική ισχύ της και η ταχύτητα σε αυτό το σημείο ονομάζεται ονομαστική ταχύτητα.

Στη συνέχεια η παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος παραμένει σταθερή όσο και να αυξηθεί η ταχύτητα του ανέμου και μέχρι να φτάσει την ταχύτητα αποκοπής (25 μέτρα/δευτερόλεπτο). Σε αυτό το διάστημα λειτουργεί ηλεκτρονικός μηχανισμός ελέγχου της ισχύος της ανεμογεννήτριας έτσι ώστε η ηλεκτρική ισχύς να παραμένει σταθερή.

Στο σημείο όπου η ταχύτητα του ανέμου ξεπερνάει την ταχύτητα αποκοπής, η ανεμογεννήτρια σταματάει να παράγει ηλεκτρική ισχύ καθώς υπάρχει κίνδυνος καταστροφής της συνολικής εγκατάστασης. [22]



Διάγραμμα 5.1: Καμπύλη λειτουργίας ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 850kW. [38]

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγει και αποδίδει μια ανεμογεννήτρια στο ηλεκτρικό δίκτυο εξαρτάται από το μέγεθος της ανεμογεννήτριας και την ταχύτητα του ανέμου που προσπίπτει πάνω στα πτερύγιά της. Ενδεικτικά μια τυπική ανεμογεννήτρια επί ξηράς ονομαστικής ισχύος 2,5-3 MW μπορεί να παράγει πάνω από 6.000.000 kWh σε ένα έτος που θεωρείται ικανή ποσότητα για να καλύψει τις ενεργειακές ανάγκες περίπου 1.500 σπιτιών στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Αντίστοιχα μια τυπική υπεράκτια ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 3,6 MW μπορεί να καλύψει τις ενεργειακές ανάγκες περίπου 3.312 σπιτιών.

5.2.6 Συντελεστής χρησιμοποίησης ανεμογεννήτριας Cf και μηχανισμός ελέγχου ισχύος

Η κατανομή της ταχύτητας του ανέμου σε ετήσια βάση (διάρκεια και ένταση), ορίζουν τον συντελεστή χρησιμοποίησης [39] μιας ανεμογεννήτριας, ο οποίος δίδεται από την σχέση:

$$Cf = \frac{E}{P_n * 365 * 24} , \text{όπου}$$

E : ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που παρήγαγε η ανεμογεννήτρια σε χρονική διάρκεια

P_n : ονομαστική ισχύς της ανεμογεννήτριας βάσει της καμπύλης ισχύος που δίνει ο κατασκευαστής του εξοπλισμού.

365 : ημέρες του χρόνου

24 : ώρες της ημέρας.

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης ανεμογεννήτριας δείχνει την αποδοτικότητα της στο να μετατρέπει την αιολική ενέργεια που δέχεται στα πτερύγιά της σε ηλεκτρική ενέργεια που αποδίδει στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Οι τιμές του συντελεστή χρησιμοποίησης κυμαίνονται μεταξύ 0,25 και 0,4. Όταν υπερβαίνει το 0,4 δείχνει ότι αξιοποιείται αποτελεσματικά το αιολικό δυναμικό της εκάστοτε περιοχής.

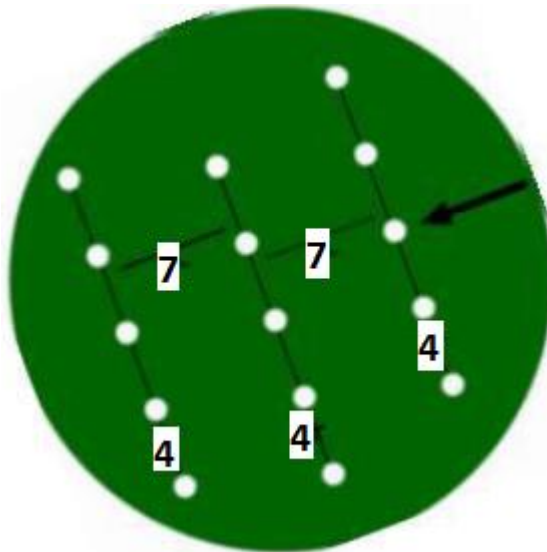
Ο μηχανισμός ελέγχου ισχύος [40], που υπάρχει σε κάθε ανεμογεννήτρια σταθεροποιεί την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ της γεννήτριας όταν η ταχύτητα του ανέμου φτάσει την ονομαστική τιμή της που σημαίνει ότι θα παράγει την ονομαστική ισχύ της ανεμογεννήτριας. Ο μηχανισμός ελέγχου ισχύος προστατεύει την ανεμογεννήτρια από προβλήματα μηχανικής φύσεως και ηλεκτρικής φύσεως. Συνήθως χρησιμοποιούνται δύο βασικοί τύποι τέτοιων μηχανισμών. Ο ένας τύπος είναι ο παθητικός έλεγχος (passive stall) μέσω της απώλειας στήριξης η οποία συμβαίνει σε μεγάλες ταχύτητες. Σε αυτή τη μέθοδο ελέγχεται η ηλεκτρική ισχύς μέσω της προκαθορισμένης ταχύτητας περιστροφής των πτερυγίων της ανεμογεννήτριας. Σε αυτές τις ανεμογεννήτριες τα πτερύγια είναι βιδωμένα σταθερά στην πλήμνη και δεν περιστρέφονται ως προς τον διαμήκη άξονά τους. Η διαμόρφωση των πτερυγίων είναι αυτή που παίζει τον ρόλο του ελέγχου. Η άλλη μέθοδος που χρησιμοποιείται ονομάζεται έλεγχος βήματος πτερυγίου και είναι ενεργητικός. Σε αυτήν τη μέθοδο - ενεργητικό σύστημα ελέγχου (active stall) - αλλάζει η γωνία πρόσπτωσης (με την περιστροφή των πτερυγίων γύρω από τον διαμήκη άξονά τους) του ανέμου στα πτερύγια και έτσι μειώνεται η επιφάνεια σάρωσης των πτερυγίων. Η γωνία πρόσπτωσης μεταβάλλεται συνεχώς ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου ώστε να παραμένει σταθερή η ηλεκτρική ισχύς που παράγει η ανεμογεννήτρια. Τα ενεργητικά είναι πιο πολύπλοκα κατασκευαστικά και απαντώνται σε ανεμογεννήτριες άνω του 1 MW.

5.2.7 Τόποι εγκατάστασης και τοπολογία ανεμογεννητριών αιολικού πάρκου

Οι ανεμογεννήτριες δύνανται να εγκατασταθούν τόσο στην ξηρά όσο και στη θάλασσα. Επίσης μπορούν να εγκατασταθούν μεμονωμένα είτε ως συστοιχία πολλών ανεμογεννητριών που θα αποτελέσουν ένα αιολικό πάρκο.

Η τοπολογία εγκατάστασης των ανεμογεννητριών (Εικόνα 5.12) φέρει συγκεκριμένα χαρακτηριστικά ώστε το αιολικό πάρκο να έχει τη μέγιστη δυνατή απόδοση. Κάθε ανεμογεννήτρια δημιουργεί στροβιλισμούς του αέρα γεγονός που επηρεάζει τις γειτονικές αλλά κυρίως τις υπήνεμες ανεμογεννήτριες. Ενδεικτικά υπάρχουν εμπειρικοί κανόνες για την ελάχιστη απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών που εξαρτάται από τη διάμετρο περιστροφής του δρομέα. Θα πρέπει λοιπόν να είναι όπως φαίνεται και στο παρακάτω σχήμα,

- ❖ 2 έως 4 φορές μεγαλύτερη κατά την ευθεία τη παράλληλη στο επίπεδο περιστροφής
- ❖ 7 έως 10 φορές μεγαλύτερη κατά την ευθεία τη κάθετη στο επίπεδο επιστροφής



Εικόνα 5.12: Χωροθέτηση ανεμογεννητριών σε αιολικό πάρκο. [30]

Η ελάχιστη απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών υπολογίζεται με μεγάλη ακρίβεια και εξαρτάται κυρίως από παράγοντες όπως είναι τα τεχνικά χαρακτηριστικά που δίνονται από τον κατασκευαστή, τα μετεωρολογικά δεδομένα της εκάστοτε περιοχής και το ανάγλυφο της εκάστοτε περιοχής. Στην Εικόνα 5.13 απεικονίζεται ένα αιολικό πάρκο στη Μεσσηνία.



Εικόνα 5.13: Αιολικό πάρκο στη Μεσσηνία. [41]

Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα εγκαθίστανται σε μεγάλη απόσταση από την ακτή και τα τελευταία χρόνια η εμφάνισή τους γίνεται πιο συχνή. Σε σύγκριση με τα ηπειρωτικά αιολικά πάρκα παρουσιάζουν κάποια σημαντικά πλεονεκτήματα.

Το ανάγλυφο της επιφάνειας της θάλασσας είναι ομαλό. Έτσι δεν δημιουργούνται σημαντικής έντασης στροβιλισμοί του ανέμου. Αυτό έχει ως άμεσο αποτέλεσμα να μην καταπονείται η ανεμογεννήτρια και το κόστος συντήρησης να παραμένει σε χαμηλά επίπεδα με το πέρασμα του χρόνου.

Οι άνεμοι που πνέουν στη θάλασσα έχουν μεγαλύτερη ταχύτητα και παρουσιάζουν σταθερότητα ως προς την έντασή τους. Αυτά τα δύο χαρακτηριστικά συμβάλουν στην μεγαλύτερη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος.

Τέλος, τα υπεράκτια αιολικά πάρκα (Εικόνα 5.14) δείχνουν να είναι πιο αποδεκτά από τις τοπικές κοινωνίες. Αυτό συμβαίνει καθώς η ακουστική όχληση που δημιουργείται από τα μηχανικά μέρη της ανεμογεννήτριας δεν τους επηρεάζει. Το ίδιο ισχύει και με την οπτική όχληση καθώς η απόστασή τους από την ακτή είναι αρκετά μεγάλη.

Οι ανεμογεννήτριες ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου συναντούν άλλα προβλήματα. Το κόστος κατασκευής τους είναι ιδιαίτερα υψηλό καθώς πρέπει να είναι ανθεκτικές στο

αλμυρό θαλάσσιο νερό και να έχουν βάσεις στήριξης βαθιά θεμελιωμένες για να αντέχουν τη δύναμη των κυμάτων χωρίς να καταστραφούν.

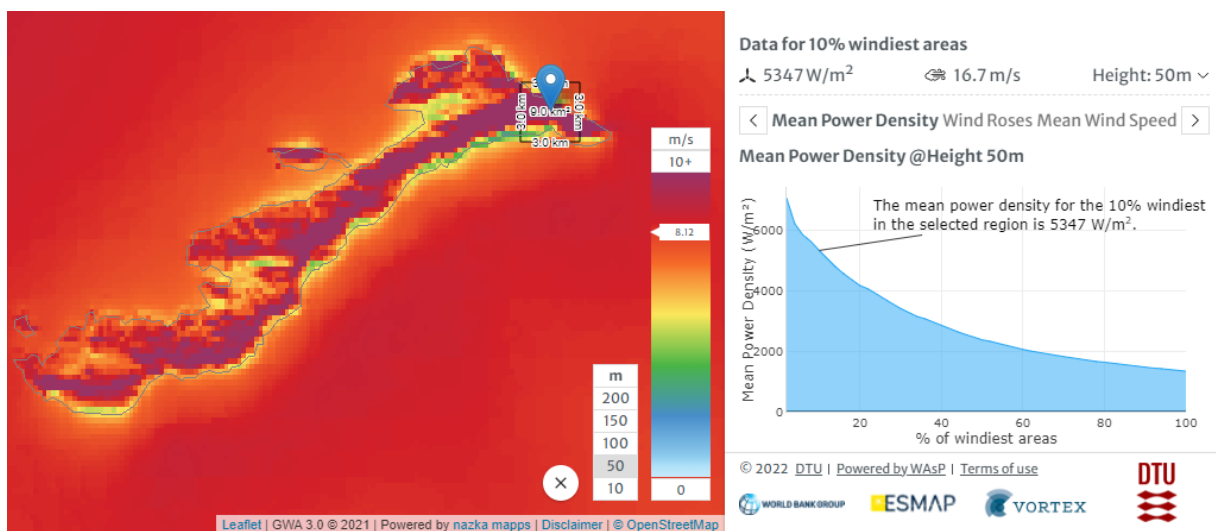


Εικόνα 5.14: Υπεράκτιο αιολικό πάρκο. [42]

5.3 Αιολική εγκατάσταση στην Αμοργό

Η Αμοργός χαρακτηρίζεται για το πολύ υψηλό αιολικό δυναμικό που διαθέτει. Η ανεμογεννήτρια που επιλέγεται για την υποστήριξη του υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι η Vestas V82 η οποία έχει ονομαστική ισχύ 1.650 kW. Η πλήμνη βρίσκεται σε ύψος 80 μέτρων από το οριζόντιο έδαφος και η διάμετρος των πτερυγίων είναι 82 μέτρα. Η συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια επιλέχτηκε γιατί τα κλιματικά δεδομένα ευνοούν μεγάλη παραγωγή ισχύος από την εκμετάλλευση της ταχύτητας του ανέμου. Η εταιρεία Vestas Wind Systems S/A [44] είναι από τις πιο παλιές επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται στον κλάδο έχοντας εγκαταστήσει πάνω από 154 GW, εκ των οποίων 7 GW αφορούν υπεράκτια αιολικά πάρκα. Το συγκεκριμένο μοντέλο V82 αριθμεί πάνω από 2.000 ανεμογεννήτριες σε πάνω από 50 χώρες. Η ανεμογεννήτρια διαθέτει 3 πτερύγια και η παραγωγή ισχύος ξεκινάει για ταχύτητα ανέμου 3,5 m/s ενώ για λόγους ασφαλείας και προστασίας του εξοπλισμού, σταματάει η λειτουργία της με τον μηχανισμό active stall όταν η ταχύτητα του ανέμου ξεπεράσει τα 20 m/s. Η ονομαστική ταχύτητα λειτουργίας όπου η ανεμογεννήτρια παράγει σταθερά ισχύ 1.650 kW είναι τα 13 m/s.

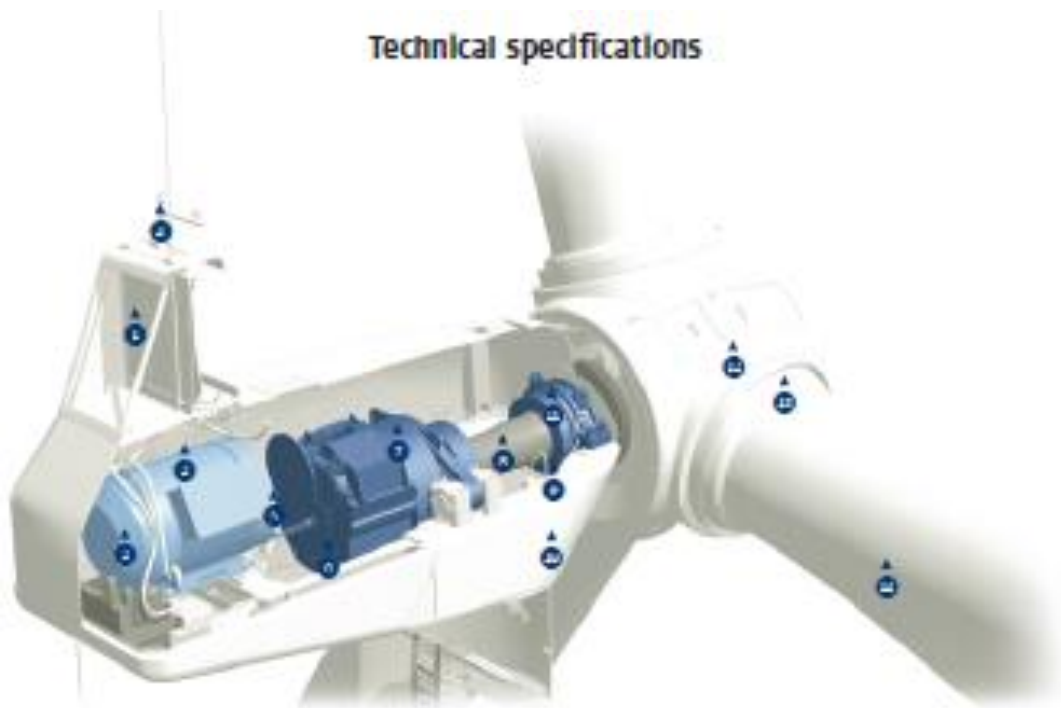
Για την εύρεση της κατάλληλης περιοχής εγκατάστασης ανεμογεννητριών θα πρέπει να πληρούνται τρεις σημαντικές προϋποθέσεις. Η πρώτη παράμετρος σχετίζεται με το υψηλό αιολικό δυναμικό. Η Αμοργός διαθέτει ομοιόμορφα υψηλό αιολικό δυναμικό σε όλη την επιφάνειά της. Η δεύτερη παράμετρος έχει να κάνει με την πρόσβαση στην περιοχή καθώς η μεταφορά των υλικών μιας ανεμογεννήτριας είναι δύσκολη και κοστοβόρα. Για τη μεταφορά των υλικών θα γίνει διάνοιξη δρόμων. Τέλος, η περιοχή εγκατάστασης των ανεμογεννητριών θα πρέπει να απέχει αρκετά από κατοικημένη περιοχή ώστε να μην ενοχλούνται οι κάτοικοι από το θόρυβο. Η κατάλληλη περιοχή ώστε να ικανοποιούνται οι παραπάνω προϋποθέσεις είναι το ανατολικό άκρο του νησιού (Εικόνα 5.15). Ο κοντινότερος οικισμός, αυτός της Αιγιάλης, απέχει 3 χιλιόμετρα σε ευθεία γραμμή ενώ στην περιοχή παρουσιάζεται και μεγάλη ταχύτητα του ανέμου σύμφωνα με το globalwindatlas. [43]



Εικόνα 5.15: Χωροθέτηση ανεμογεννητριών σύμφωνα με το αιολικό δυναμικό της Αμοργού. [43]

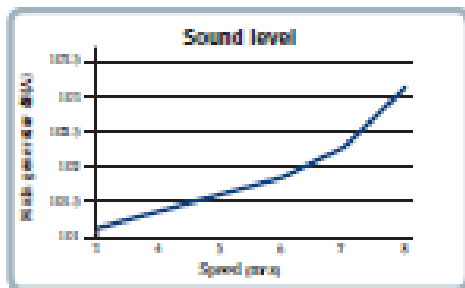
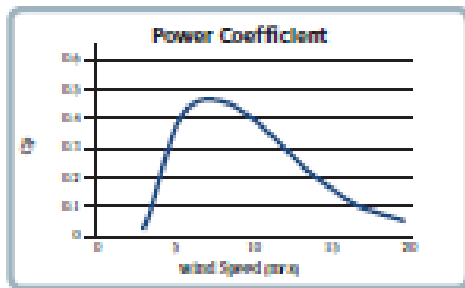
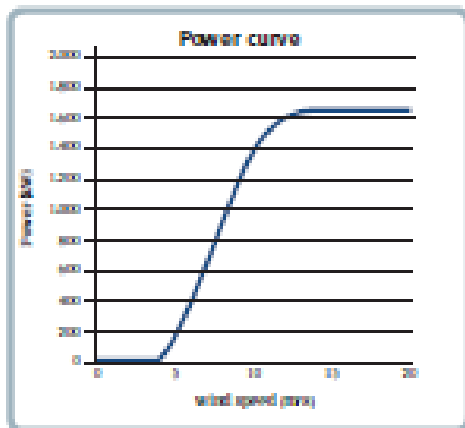
Στη συνέχεια παρατίθεται το φυλλάδιο του κατασκευαστή με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας (Εικόνα 5.16). Πλήρης ανάλυση του τρόπου διασύνδεσης και των οικονομικών δεδομένων θα γίνουν στο κεφάλαιο 9 που περιλαμβάνει τη μελέτη με το λογισμικό HOMER Pro.

Technical specifications



Example of lower internal organization.

- ① Cooler
- ② Converter
- ③ Nacelle controller
- ④ Axiconometer windvane
- ⑤ Coupling
- ⑥ Mechanical brake
- ⑦ Gearbox
- ⑧ Main shaft
- ⑨ Tail system
- ⑩ Machine foundation
- ⑪ Main bearing
- ⑫ Hub controller
- ⑬ Pitch system
- ⑭ Blade
- ⑮ Main panel
- ⑯ Power compensation
- ⑰ Ground controller



Rotor	
Diameter:	82 m
Area swept:	5,281 m ²
Nominal revolution:	14.8 rpm
Number of blades:	3
Power regulation:	Active Stall*
Air brake:	Full blade pitch by three separate hydraulic pitch cylinders.
Tower	
500k, 230V:	Hub height (approx.) 78 m
600k, 110V:	Hub height (approx.) 70 m, 80 m
Operational data	
Cut-in wind speed:	3.5 m/s
Nominal wind speed:	11 m/s
Cut-out wind speed (10 minutes):	20 m/s
Generator	
Type:	Asynchronous water cooled
Nominal output:	1,650 kW
Operational data:	50/60 Hz: 600/600V
Gearbox	
Type:	Planetary/helical stages
Control	
Type:	Microprocessor-based monitoring of all turbine functions with the option of remote monitoring. Output regulation and optimisation via Active-Stall*.
Weight	
Nacelle:	52 t
Rotor:	41 t
Towers:	
500k, 230V:	ICC BA
Hub height:	78 m
	115 t
600k, 110V:	ICC BA
Hub height:	70 m
	105 t
	80 m
	125 t
t = metric tonnes	

Εικόνα 5.16: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή ανεμογεννήτριας Vestas V82. [44]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΥΔΡΟΔΟΤΗΣΗ ΤΗΣ ΑΜΟΡΓΟΥ ΚΑΙ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗ

6.1 Ιστορικά στοιχεία της αφαλάτωσης

Αφαλάτωση ορίζεται ως η αφαίρεση αλάτων κυρίως από αλατούχα ύδατα. Με την αφαλάτωση επιτυγχάνεται η παραγωγή πόσιμου ύδατος από αλμυρά, θαλασσινά συνήθως, και υφάλμυρα ύδατα [1].

Οι περιοχές συνήθως με ξηρό κλίμα και έλλειψη γλυκού πόσιμου ύδατος είναι αυτές που έχουν ανάγκη να εγκαταστήσουν συστήματα αφαλάτωσης, με συνήθη πηγή πρώτης ύλης τη θάλασσα.

Από αναφοράς του Αριστοτέλη (4^{ος} αιώνας π.Χ.) μαθαίνουμε ότι οι Έλληνες ναυτικοί εφάρμοζαν αφαλάτωση με εξάτμιση του θαλασσινού νερού. Κατά την βιομηχανική επανάσταση τον 18^ο αιώνα και την ανάπτυξη της ατμοκίνητης ναυτιλίας, δημιουργήθηκε η ανάγκη για μεγάλη ποσότητα ύδατος για την λειτουργία των ατμομηχανών με χρήση θαλασσινού νερού, προκειμένου να αποφεύγεται η διάβρωση των μηχανικών μερών των ατμόπλοιων. Το 1869 στην Αγγλία χορηγήθηκε το πρώτο δίπλωμα ευρεσιτεχνίας για αφαλάτωση νερού και η πρώτη μεγάλης κλίμακας εγκατάσταση αφαλάτωσης κατασκευάστηκε στο Άντεν της Αγγλίας για τις ανάγκες του ατμοκίνητου στόλου. Στις Ολλανδικές Αντίλλες το 1930 κατασκευάστηκε η πρώτη μεγάλη εργοστασιακή εγκατάσταση αφαλάτωσης ύδατος για εμπορική και βιομηχανική χρήση.

Μετά το 1970 διαδόθηκε η παραγωγή πόσιμου νερού μέσω αφαλάτωσης σε διάφορες χώρες. Με 24% της παγκόσμιας δυναμικής παραγωγής νερού με αφαλάτωση. Η Σαουδική Αραβία είναι πρωταθλήτρια στον τομέα αυτόν ενώ στο δυτικό κόσμο η Ισπανία ξεκίνησε εκτεταμένη χρήση αφαλάτωσης στα Κανάρια Νησιά. Στο Καρμπονέρας της Νότιας Ισπανίας βρίσκεται η μεγαλύτερη εγκατάσταση μονάδας αφαλάτωσης θαλασσινού νερού της Ευρώπης (Εικόνα 6.1).



Εικόνα 6.1: Εγκατάσταση αφαλάτωσης στο Καρμπονέρας της Ισπανίας. [45]

Στην Ελλάδα η αφαλάτωση δεν είναι τόσο ευρέως διαδεδομένη μέθοδος. Θεωρείται όμως ένας καλός τρόπος υδροδότησης των ξηρών νησιών του Αιγαίου Πελάγους και πιο συγκεκριμένα των Κυκλαδίτικων νησιών. Αυτή τη στιγμή τα περισσότερα νησιά των Κυκλάδων υδροδοτούνται με υδροφόρα πλοία. Αυτή η μέθοδος παροχής πόσιμου νερού στα νησιά είναι ιδιαίτερα ακριβή καθώς το Ελληνικό κράτος πληρώνει 5-12€ για κάθε 1 m³.

6.2 Μέθοδοι αφαλάτωσης

Η τεχνική της αντίστροφης ώσμωσης είναι η περισσότερο χρησιμοποιούμενη μέθοδος αφαλάτωσης θαλασσινού νερού στον κόσμο. Έχει αναπτυχθεί και βελτιωθεί σε τέτοιο βαθμό που παρέχει νερό υψηλής ποιότητας για ύδρευση.

Η διαδικασία παραγωγής του πόσιμου ύδατος έχει ως εξής: το θαλασσινό νερό σε υψηλή πίεση διέρχεται μέσα από ημιπερατές μεμβράνες οι οποίες διαχωρίζουν το εισερχόμενο νερό σε δύο κλάσματα. Το νερό που διαπερνά τη μεμβράνη, το διήθημα (permeate), ανέρχεται σε ποσοστό 30-40% του εισερχόμενου νερού ενώ το νερό που δε διαπερνά τη μεμβράνη, το συμπύκνωμα (concentrate), ανέρχεται σε ποσοστό 60-70% του εισερχόμενου νερού. Τα άλατα του διηθήματος παραμένουν σε ποσοστό της τάξεως του

99,8% στο συμπύκνωμα. Η περιεκτικότητα σε άλατα του διηθήματος είναι αρκετά χαμηλή και είναι πλέον κατάλληλο για ύδρευση και βιομηχανική χρήση.

Οι σύγχρονες μονάδες αφαλάτωσης θαλασσινού νερού είναι οι πλέον ενδεδειγμένες για την επαρκή εξασφάλιση πόσιμου νερού σε όλους τους τομείς της οικονομικής δραστηριότητας (ξενοδοχεία, δήμοι, βιομηχανία).

Εκτός της μεθόδου της αντίστροφης ώσμωσης υφίστανται και άλλες μέθοδοι αφαλάτωσης [47], όπως:

- ❖ Μέθοδος με ημιπερατές μεμβράνες (Ηλεκτρόλυση, Νανοφίλτρα)
- ❖ Αφαλάτωση με εκμετάλλευση της γεωθερμίας
- ❖ Διύλιση (Εξάτμιση μερικώς με τη χρήση πολλαπλών βαθμίδων)
- ❖ Παγοποίηση
- ❖ Διύλιση με τη χρήση μεμβρανών
- ❖ Κρυσταλλοποίηση, καθίζηση και απομάκρυνση των αλάτων
- ❖ Ανακύκλωση νερού υψηλής ποιότητας

Στην Εικόνα 6.2 απεικονίζεται η μονάδα αφαλάτωσης στους Λειψούς.



Εικόνα 6.2: Μονάδα αφαλάτωσης στους Λειψούς. [46]

6.3 Υδροδότηση της Αμοργού

Το νησί της Αμοργού υδροδοτείται με ένα σύνθετο σύστημα. Αυτό αποτελείται από υδροφόρα πλοία, νερό από αφαλατώσεις αλλά και νερό που προέρχεται από γεωτρήσεις. Σύμφωνα με τα στοιχεία που μου χορήγησε η τεχνική υπηρεσία του Δήμου Αμοργού, το νησί της Αμοργού για το έτος 2018 χρειάστηκε συνολικά 246.080 m³ νερού για όλες τις δραστηριότητες. Όσον αφορά την κατανομή (Διάγραμμα 6.1) τα 43.234 m³ μεταφέρθηκαν στο νησί με υδροφόρα πλοία, τα 125.980 m³ προέρχονταν από την αφαλάτωση στην περιοχή της Αιγιάλης (λειτούργουσε μόνο μία μονάδα αφαλάτωσης) και τα υπόλοιπα 76.866 m³ προέρχονταν από διάφορες γεωτρήσεις που διαθέτει το νησί.



Διάγραμμα 6.1: Κατανομή πηγών ύδρευσης Αμοργού.

Στην Αμοργό αυτή τη στιγμή λειτουργούν δύο μεγάλες εγκαταστάσεις αφαλάτωσης θαλασσινού νερού με τη μέθοδο της αντίστροφης ώσμωσης και βρίσκονται στην περιοχή της Αιγιάλης και στην περιοχή των Καταπόλων. Η αφαλάτωση στην Αιγιάλη αποτελείται από δύο μονάδες που έχουν μέγιστη δυνατή παραγωγή πόσιμου νερού 450 m³/ημέρα και 600 m³/ημέρα. Είναι υπεύθυνη για την υδροδότηση του βόρειου τμήματος του νησιού. Από την άλλη η αφαλάτωση που λειτουργεί στα Κατάπολα αποτελείται από δύο μονάδες που έχουν μέγιστη δυνατή παραγωγή πόσιμου νερού 300 m³/ημέρα η καθεμία. Είναι

υπεύθυνη για την υδροδότηση των Καταπόλων και της Χώρας της Αμοργού που βρίσκονται στο κεντρικό τμήμα του νησιού.

Το νότιο τμήμα του νησιού υδροδοτείται μέσω γεωτρήσεων. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε έλλειψη νερού αν σε ένα ή δύο συνεχόμενα έτη η βροχόπτωση είναι ιδιαίτερα χαμηλή. Σε περίπτωση που οι γεωτρήσεις στερέψουν από νερό, το νότιο τμήμα θα μείνει χωρίς νερό καθώς δεν διαθέτει κάποιο λιμάνι ώστε να το προσεγγίσει υδροφόρο πλοίο. Επίσης δεν συνδέεται με το κεντρικό δίκτυο ύδρευσης στα Κατάπολα και έτσι ο μόνος τρόπος μεταφοράς νερού θα ήταν με βυτιοφόρα φορτηγά. Αυτή η λύση δεν προκρίνεται καθώς η χωρητικότητα των φορτηγών είναι μικρή για τις ανάγκες της περιοχής και η απόσταση σχετικά μεγάλη (15 χιλιόμετρα). Ο συνδυασμός όλων των παραπάνω παραγόντων, οδηγεί στην ανάγκη κατασκευής καινούριας μονάδας αφαλάτωσης θαλασσινού νερού με τη μέθοδο της αντίστροφης ώσμωσης στην περιοχή της Κάτω Μεριάς (Εικόνα 6.3).



Εικόνα 6.3: Χωροθέτηση της καινούριας μονάδας αφαλάτωσης στην περιοχή Κάτω Μεριά, από Google Earth Pro.

6.4 Επιλογή εγκατάστασης αφαλάτωσης

Η καινούρια μονάδα αφαλάτωσης θαλασσινού νερού θα εγκατασταθεί στην περιοχή της Κάτω Μεριάς. Η τεχνολογία της μονάδας αφαλάτωσης είναι αντίστροφης ώσμωσης. Επιλέγεται η BLUE MARINE 12500 της εταιρείας Osmo [48]. Το συγκεκριμένο μοντέλο διαθέτει ονομαστική παροχή πόσιμου νερού 12.500 λίτρα/ώρα και συνεπώς 300 κυβικά/ημέρα όσες είναι και οι ανάγκες της περιοχής σύμφωνα με την τεχνική υπηρεσία του Δήμου Αμοργού. Η ονομαστική πίεση στο σύστημα ορίζεται στο διάστημα 56-60 bar και η ονομαστική ισχύς της μονάδας είναι 74 kW. Η ονομαστική ισχύς μπορεί να μειωθεί στα 70 kW σε περίπτωση που χρησιμοποιηθούν μηχανισμοί ανάκτησης ενέργειας. Η ονομαστική τάση λειτουργίας είναι τα 400 V ενώ μπορούν να γίνουν και ειδικές παραγγελίες για διαφορετικά δεδομένα όπως η παροχή, η τάση λειτουργίας, η μορφή και ο σχεδιασμός.

Η μονάδα αφαλάτωσης θα διαθέτει μηχανισμούς ανάκτησης ενέργειας, επομένως η ονομαστική ισχύς του συστήματος θα είναι τα 70 kW. Αυτό σημαίνει ότι η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας είναι 5,6 kWh/m³. Ο χρόνος ζωής της μονάδας ανέρχεται στα 30 χρόνια με ετήσια συντήρηση και αλλαγή των μεμβρανών κάθε περίπου 5-6 χρόνια. Το λειτουργικό κόστος της μονάδας αφαλάτωσης ορίζεται στο 1 €/m³. Το συνολικό κόστος της εγκατάστασης με τα απαραίτητα συνοδά έργα δεν υπερβαίνει τις 250.000€.

Στη συνέχεια παρατίθεται το φυλλάδιο του κατασκευαστή (Εικόνα 6.4) με τις διαθέσιμες μονάδες αφαλάτωσης θαλασσινού νερού.

ΚΥΡΙΕΣ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

- ΥΠΕΡΟΚΕΑΝΙΑ ΠΛΟΙΑ
- ΦΟΡΤΗΓΑ ΠΛΟΙΑ
- ΚΟΤΕΡΑ
- ΣΕΤΙΠΛΟΪΚΑ
- ΑΛΕΥΤΙΚΑ ΠΛΟΙΑ
- ΙΧΘΥΟΚΑΛΛΙΕΡΓΕΙΕΣ
- ΞΕΝΟΔΟΧΕΙΑ
- ΚΟΙΝΟΤΗΤΕΣ



MAIN APPLICATIONS

- MERCANTILE SHIPS
- TRANSPACIFICS
- YACHTS
- SAILBOATS
- FISHING BOATS
- FISHFARMING
- HOTELS
- COMUNITIES









STANDARD SEA WATER BLUE MARINE SPECIFICATIONS

ΤΥΠΟΣ MODEL	ΠΑΡΑΓΩΓΗ PRODUCTION	ΠΙΕΣΗ PRESSURE	ΙΣΧΥΣ POWER	ΤΑΣΗ VOLTAGE	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ FEATURES
BLUE MARINE 32	32 l/h	56-60 BAR	2.2 KW	400 V	Διαφορετικές παραχές, τάση λειτουργίας μορφή ή σχεδιασμός κατόπιν παραγγελίας
BLUE MARINE 64	64 l/h	56-60 BAR	2.2 KW	400 V	
BLUE MARINE 95	95 l/h	56-60 BAR	2.2 KW	400 V	
BLUE MARINE 150	150 l/h	56-60 BAR	2.2 KW	400 V	
BLUE MARINE 250	250 l/h	56-60 BAR	3 KW	400 V	
BLUE MARINE 350	350 l/h	56-60 BAR	4 KW	400 V	
BLUE MARINE 500	500 l/h	56-60 BAR	5 KW	400 V	
BLUE MARINE 750	750 l/h	56-60 BAR	5 KW	400 V	
BLUE MARINE 1000	1000 l/h	56-60 BAR	10 KW	400 V	
BLUE MARINE 1250	1250 l/h	56-60 BAR	12 KW	400 V	
BLUE MARINE 1500	1500 l/h	56-60 BAR	16 KW	400 V	
BLUE MARINE 2200	2200 l/h	56-60 BAR	21 KW	400 V	
BLUE MARINE 3300	3300 l/h	56-60 BAR	30 KW	400 V	
BLUE MARINE 4400	4400 l/h	56-60 BAR	37 KW	400 V	
BLUE MARINE 5500	5500 l/h	56-60 BAR	37 KW	400 V	
BLUE MARINE 6400	6400 l/h	56-60 BAR	52 KW	400 V	
BLUE MARINE 7300	7300 l/h	56-60 BAR	52 KW	400 V	
BLUE MARINE 8800	8800 l/h	56-60 BAR	52 KW	400 V	
BLUE MARINE 10500	10500 l/h	56-60 BAR	60 KW	400 V	
BLUE MARINE 12500	12500 l/h	56-60 BAR	74 KW	400 V	
BLUE MARINE 17000	17000 l/h	56-60 BAR	110 KW	400 V	
BLUE MARINE 22000	22000 l/h	56-60 BAR	150 KW	400 V	

Other capacities voltage, configuration or design upon request

Εικόνα 6.4: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή μονάδας αφαλάτωσης OSMO. [48]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΑ ΙΣΧΥΟΣ

7.1 Τι είναι τα ηλεκτρονικά ισχύος και ποια η χρήση τους

Ηλεκτρονικά ισχύος ορίζονται οι ηλεκτρονικές διατάξεις, οι οποίες χρησιμοποιούνται για την διαχείριση της ηλεκτρικής ενέργειας μετατρέποντας τα μεγέθη του ρεύματος (τάση, ένταση, κυματομορφή) κατά τέτοιο τρόπο, ώστε να μπορεί να γίνει αποτελεσματική αξιοποίηση από τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (συστήματα παραγωγής, αποθήκευσης, μεταφοράς, διανομής και κατανάλωσης) [1].

Ο σκοπός των ηλεκτρονικών ισχύος είναι να διασφαλίζουν την ποσότητα και την ποιότητα της ενέργειας κατά το βέλτιστο δυνατό τρόπο ώστε να αντιστοιχίζουν την παραγωγική δυνατότητα του συστήματος ισχύος με τις απαιτήσεις κατανάλωσης.

Οι ηλεκτρονικές αυτές διατάξεις έχουν σημαντικό ρόλο τροφοδότηση της κατανάλωσης με την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Ενώ τα φωτοβολταϊκά παράγουν συνεχές ρεύμα (DC) ο αντιστροφέας μετατρέπει το συνεχές ρεύμα των φωτοβολταϊκών σε εναλλασσόμενο ρεύμα (AC) το οποίο απαιτεί το δίκτυο μεταφοράς και η κατανάλωση. Οι δε ανεμογεννήτριες, ανάλογα με την ονομαστική ισχύ τους και τεχνολογία παράγου είτε συνεχές (AC) είτε εναλλασσόμενο ρεύμα (DC). Όπως διαπιστώνεται για να είναι εφικτή η αξιοποίηση της παραγόμενης ενέργειας, είναι αναγκαία η χρήση αντιστροφών (inverters) και μετατροπέων (converters). [22]

Ενδεικτικά τα ηλεκτρονικά συστήματα ισχύος διακρίνονται ανάλογα με τη λειτουργία τους σε:

- ❖ Μετατροπείς DC-DC. Μετατρέπουν το συνεχές ρεύμα σε συνεχές, με διαφορετική τάση και ένταση.
- ❖ Μετατροπείς AC-DC ή Ανορθωτές. Μετατρέπουν το εναλλασσόμενο ρεύμα σε συνεχές.
- ❖ Ρυθμιστές AC-AC ή Μετασχηματιστές. Μετατρέπουν το εναλλασσόμενο ρεύμα σε εναλλασσόμενο με διαφορετικό πλάτος.
- ❖ Μετατροπείς DC-AC ή Αντιστροφείς. Μετατρέπουν το συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο.

7.2 Ανάλυση των μετατροπών

Πιο αναλυτικά οι μετατροπές που μπορούν να κάνουν τα ηλεκτρονικά ισχύος είναι οι εξής [1,22]:

- ❖ Μετατροπείς DC-DC. Ο DC-DC converter μετασχηματίζει το συνεχές ρεύμα σε συνεχές ρεύμα με διαφορετικό πλάτος. Ουσιαστικά λειτουργεί όπως λειτουργεί ο μετασχηματιστής στο εναλλασσόμενο ρεύμα με σημαντικές διαφορές, δηλαδή ότι μετασχηματίζει συνεχές σε συνεχές και όχι εναλλασσόμενο όπως ο μετασχηματιστής και ότι βασίζεται στην αρχή λειτουργίας των ημιαγωγών και όχι στο φαινόμενο του ηλεκτρομαγνητισμού. Οι λειτουργίες που μπορεί να έχει ένας τέτοιος μετατροπέας εξαρτάται από την τοπολογία των ηλεκτρονικών διακοπών:
 - Να λειτουργήσει για τον υποβιβασμό συνεχούς τάσης.
 - Να λειτουργήσει για την ανύψωση συνεχούς τάσης.
 - Να λειτουργήσει για ανύψωση και υποβιβασμό της τάσης ανάλογα με το βαθμό χρησιμοποίησης D.
- ❖ Μετατροπείς AC-DC ή Ανορθωτές. Η λειτουργία του μετατροπέα AC-DC είναι ο μετασχηματισμός του εναλλασσόμενου σε συνεχές ρεύμα. Οι ανορθωτές διακρίνονται σε πλήρους κύματος (Full Wave Rectification) και μισού κύματος (Half Wave Rectification). Οι πρώτοι ανορθώνουν το εναλλασσόμενο ρεύμα σε όλη τη διάρκεια της περιόδου ενώ οι δεύτεροι ανορθώνουν το εναλλασσόμενο ρεύμα κατά τη μισή περίοδο και γίνεται αποκοπή στην άλλη μισή περίοδο. Ανάλογα με τους ημιαγωγούς που χρησιμοποιούν διακρίνονται σε ελεγχόμενους και μη ελεγχόμενους.
- ❖ Ρυθμιστές AC-AC ή Μετασχηματιστές. Είναι διατάξεις που χρησιμοποιούνται είτε για την ανύψωση της τάσης είτε για τον υποβιβασμό της τάσης.
- ❖ Μετατροπείς DC-AC ή Αντιστροφείς. Με τον αντιστροφέα (κοινώς inverter ή μετατροπέας DC-AC) γίνεται μετατροπή του συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο, με δυνατότητα ρύθμισης του πλάτους και της συχνότητας (του εναλλασσόμενου). Διακρίνονται αντιστροφείς τετραγωνικού παλμού αντιστροφείς ημιτονοειδούς μορφής. Οι αντιστροφείς χρησιμοποιούνται σε φωτοβολταϊκά πάρκα αφού τα φωτοβολταϊκά πάνελ παράγουν συνεχές ρεύμα ενώ στο δίκτυο διοχετεύεται εναλλασσόμενο. Χρησιμοποιούνται και στην μετατροπή του

συνεχούς ρεύματος των συσσωρευτών και διοχέτευση αυτού στο δίκτυο (εναλλασσόμενου ρεύματος).

7.3 Επιλογή μετατροπέων υβριδικού συστήματος Αμοργού

Το υβριδικό σύστημα της Αμοργού θα διαθέτει ζυγό εναλλασσόμενου ρεύματος και ζυγό συνεχούς ρεύματος. Όλα τα στοιχεία που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια θα είναι συνδεδεμένα στο ζυγό εναλλασσόμενου ρεύματος. Πιο συγκεκριμένα η ανεμογεννήτρια, και οι συμβατικές μονάδες θα συνδεθούν στον ζυγό AC. Η ανεμογεννήτρια διαθέτει μηχανισμούς που ρυθμίζουν τη συχνότητα και την ισχύ εξόδου για να συνδέεται στο εναλλασσόμενο ρεύμα καθώς η παραγωγή της δεν είναι σταθερή και εξαρτάται από τον άνεμο. Οι συσσωρευτές που απαρτίζουν το σύστημα αποθήκευσης του υβριδικού συστήματος συνδέονται στο ζυγό συνεχούς ρεύματος. Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια παράγουν συνεχές ρεύμα (DC). Ωστόσο όλα τα φωτοβολταϊκά πάρκα διαθέτουν αντιστροφείς (inverters) που μετατρέπουν το συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο. Επομένως θα χρησιμοποιηθούν αντιστροφείς για να συνδεθούν τα φωτοβολταϊκά πλαίσια στο ζυγό εναλλασσόμενου ρεύματος και να αποδίδεται η παραγόμενη ισχύς τους στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Ο αντιστροφέας που επιλέγεται είναι ο SG110CX (Εικόνα 7.1) της κινεζικής εταιρείας Sungrow [49]. Αποτελεί έναν από τους πιο διαδεδομένους αντιστροφείς που χρησιμοποιούνται στην κατασκευή φωτοβολταϊκών πάρκων στην Ελλάδα. Τα βασικά τους πλεονεκτήματα είναι το χαμηλό κόστος, η αξιοπιστία που έχουν και ο μεγάλος βαθμός απόδοσης για τα ευρωπαϊκά δεδομένα. Στην ονομαστική λειτουργία ο αντιστροφέας μπορεί να συνδεθεί με φωτοβολταϊκά πλαίσια συνολικής ονομαστικής ισχύος 110 kW σε στοιχειοσειρές. Επομένως με το πλαίσιο που επιλέχθηκε στο κεφάλαιο 4.3, στον αντιστροφέα μπορούν να συνδεθούν έως 203 φωτοβολταϊκά πλαίσια ($110.000/540 \approx 203$). Ωστόσο ποτέ δεν θα συνδέσουμε το μέγιστο αριθμό πλαισίων για την εύρυθμη λειτουργία του πάρκου. Ο βαθμός απόδοσης του συγκεκριμένου αντιστροφέα φτάνει το 98,5% για τα ευρωπαϊκά δεδομένα.

Στη συνέχεια παρατίθεται το φυλλάδιο του κατασκευαστή με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του αντιστροφέα. Πλήρης ανάλυση του τρόπου διασύνδεσης με τα

φωτοβολταϊκά πλαίσια καθώς και των οικονομικών δεδομένων θα γίνουν στο κεφάλαιο 9 που περιλαμβάνει τη μελέτη με το λογισμικό HOMER Pro.

SG110CX **New**

SUNGROW
Clean power for all

Multi-MPPT String Inverter for 1000 Vdc System



HIGH YIELD

- 9 MPPTs with max. efficiency 98.7%
- Compatible with bifacial module
- Built-in PID recovery function

LOW COST

- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Q at night function

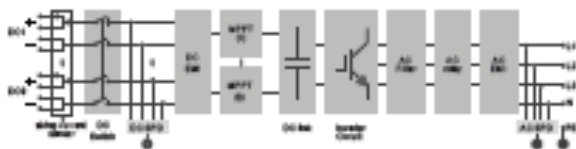
SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Online IV curve scan and diagnosis*
- Fuse free design with smart string current monitoring

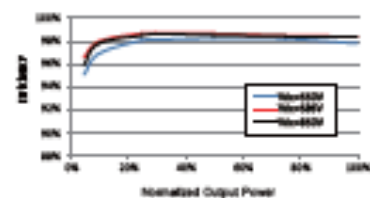
PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 protection
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG110CX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	200 V / 250 V
Nominal PV input voltage	585 V
MPP voltage range	200 – 1000 V
MPP voltage range for nominal power	550V – 850 V
No. of independent MPP inputs	9
Max. number of PV strings per MPP	2
Max. PV input current	26 A * 9
Max. DC short-circuit current	40 A * 9
Output (AC)	
AC output power	110 kVA @ 45 °C / 100 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	158.8 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 400 V
AC voltage range	320 – 460 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	98.7 %
Euro. efficiency	98.5 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes (not available for Australia)
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	106*650*362.5 mm
Weight	89 kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: Wi-Fi, Ethernet
DC connection type	MC4 (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT / DT terminal (Max. 240 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62106, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 410:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50649, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-21, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014, UTE C15-712-1:2013, DEWA
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Εικόνα 7.1: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή SUNGROW SG110CX. [49]

Πλέον έχει συνδεθεί και το φωτοβολταϊκό πάρκο στο ζυγό εναλλασσόμενου ρεύματος. Επομένως, η ζήτηση του φορτίου, οι συμβατικές μονάδες, οι ανεμογεννήτριες και το φωτοβολταϊκό πάρκο είναι συνδεδεμένα στον AC ζυγό. Μόνο οι συσσωρευτές είναι συνδεδεμένοι στο DC ζυγό.

Για να μπορεί το σύστημα να διαχειριστεί την παραγωγή και τη ζήτηση ενέργειας, χρειάζεται έναν «εγκέφαλο». Κρίνεται επιτακτική η προσθήκη υβριδικών μετατροπέων (hybrid converters) που διαθέτουν αντιστροφέα (inverter) για τη μετατροπή του συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο και ανορθωτή (rectifier) για τη μετατροπή του εναλλασσόμενου ρεύματος σε συνεχές. Τις ώρες που η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

μέσω των συμβατικών μονάδων και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κρίνεται πλεονάζουσα, ο υβριδικός μετατροπέας δίνει εντολή να φορτιστούν οι συσσωρευτές. Αντίθετα, όταν η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας δεν μπορεί να καλυφθεί από το σύστημα (συμβατικές μονάδες, ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκό πάρκο), ο υβριδικός μετατροπέας δίνει εντολή για την εκφόρτιση των συσσωρευτών και την απόδοση της αποθηκευμένης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Ο υβριδικός μετατροπέας που επιλέγεται για να αναλάβει το ρόλο του «εγκεφάλου» για τη διαχείριση της παραγωγής και της ζήτησης, είναι ο SE10K-RWS της εταιρείας Solar Edge (ή πλέον StorEdge) [50]. Η ονομαστική ισχύς τους υβριδικού μετατροπέα είναι 10 kW και ο βαθμός απόδοσης για τα ευρωπαϊκά πρότυπα αγγίζει το 97,6% τόσο για τον αντιστροφέα όσο και για τον ανορθωτή.

Στη συνέχεια παρατίθεται το φυλλάδιο του κατασκευαστή (Εικόνα 7.2) με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του υβριδικού μετατροπέα. Πλήρης ανάλυση του τρόπου διασύνδεσης και των οικονομικών δεδομένων θα γίνουν στο κεφάλαιο 9 που περιλαμβάνει τη μελέτη με το λογισμικό HOMER Pro.

StorEdge® Three Phase Inverter

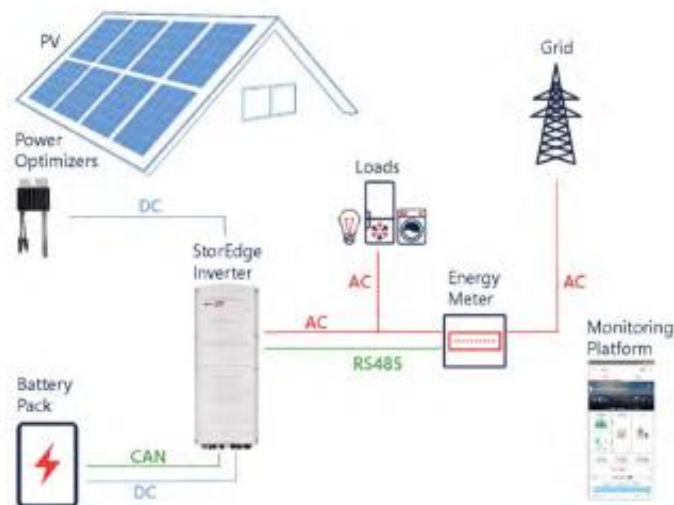
SE5K-RWS / SE7K-RWS / SE8K-RWS / SE10K-RWS

STOREDGE®



Ideal solution for three phase installations with battery storage

- / Simple installation with single inverter for managing both PV production and battery storage
- / More energy using DC-coupled solution architecture that stores PV power directly to the battery without AC conversion losses
- / Quick and easy inverter commissioning directly from a smartphone using the SolarEdge SetApp
- / Designed to eliminate high voltage during installation, maintenance or firefighting for enhanced safety
- / Built-in module-level monitoring and full visibility of battery status, PV production, and self-consumption data
- / Allows connection of low voltage 48V batteries from multiple battery vendors to provide greater flexibility



	SE8K-RWS	SE7K-RWS	SE6K-RWS	SE10K-RWS	
Applicable for inverters with part number	SE8K-00540000X				
OUTPUT					
Rated AC Power Output	5000	7000	8000	10000	VA
Maximum AC Power Output	5000	7000	8000	10000	VA
AC Output Voltage — Line to Line / Line to Neutral (Nominal)	380/220 / 400/230				Vac
AC Output Voltage — Line to Neutral Range	184 - 264.5				Vac
AC Frequency	50/60 ± 5				Hz
Maximum Continuous Output Current (per Phase)	8	11.5	12	16	A
Residual Current Detector / Residual Current Trip Detector	300 / 30				mA
Grid Supported — Three Phase	3 / N / PE (WFE with Neutral)				
Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	Yes				
INPUT PV					
Maximum DC Power (Module STC)	6750	9450	10800	13500	W
Transformer-less, Ungrounded	Yes				
Maximum Input Voltage	900				Vdc
Nominal DC Input Voltage	750				Vdc
Maximum Input Current	8.5	12	13.5	16.5	Adc
Reverse-Polarity Protection	Yes				
Ground-Fault Isolation Detection	300VDC Sensitivity				
Maximum Inverter Efficiency	98				%
European Weighted Efficiency	97.3	97.4	97.6		%
Nighttime Power Consumption	< 2.5				W
INPUT BATTERY					
Maximum DC Power	5000				W
Input Voltage Range	40 - 62				Vdc
Maximum Continuous Input Current	130				Adc
Battery Communication	CAN, RS485 (optional)				
ADDITIONAL FEATURES					
Supported Communication Interfaces	2 x RS485, Ethernet, Zigbee communications for Smart Energy SM , Wi-Fi SM , Built-in cellular (optional)				
STANDARD COMPLIANCE					
Safety	IEC-62109				
Grid Connection Standards	VDE 0126-1-1, VDE-AR-N-4105, G98 / G99				
Emissions	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12				
RoHS	Yes				
INSTALLATION SPECIFICATIONS					
AC Output — Cable Gland Diameter	15 - 21				mm
Battery DC — Cable Gland Diameter	2 x 8-11				mm
PV DC Input	2 x MC4 pair				
Dimensions (HxWxD)	853 x 216 x 193				mm
Weight	37				kg
Operating Temperature Range	-40 - +60				°C
Cooling	Internal and external fans				
Noise	< 50				dB(A)
Protection Rating	IP65 — Outdoor and indoor				
Mounting	Bracket provided				

Εικόνα 7.2: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή SolarEdge SE10K-RWS. [50]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

8.1 Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και μέθοδοι

Ως αποθήκευση ενέργειας ορίζεται η δέσμευση της ενέργειας που παράγεται για χρησιμοποίηση σε μελλοντικό χρονικό διάστημα με σκοπό να εξισορροπήσει όσο είναι δυνατόν την παραγωγή με τη ζήτηση ενέργειας. Μια συσκευή που αποθηκεύει ενέργεια ονομάζεται γενικά συσσωρευτής ή μπαταρία. Η ενέργεια έρχεται σε πολλαπλές μορφές όπως η ακτινοβολία, χημική ενέργεια, ηλεκτρική ενέργεια, μηχανική ενέργεια, θερμική ενέργεια.

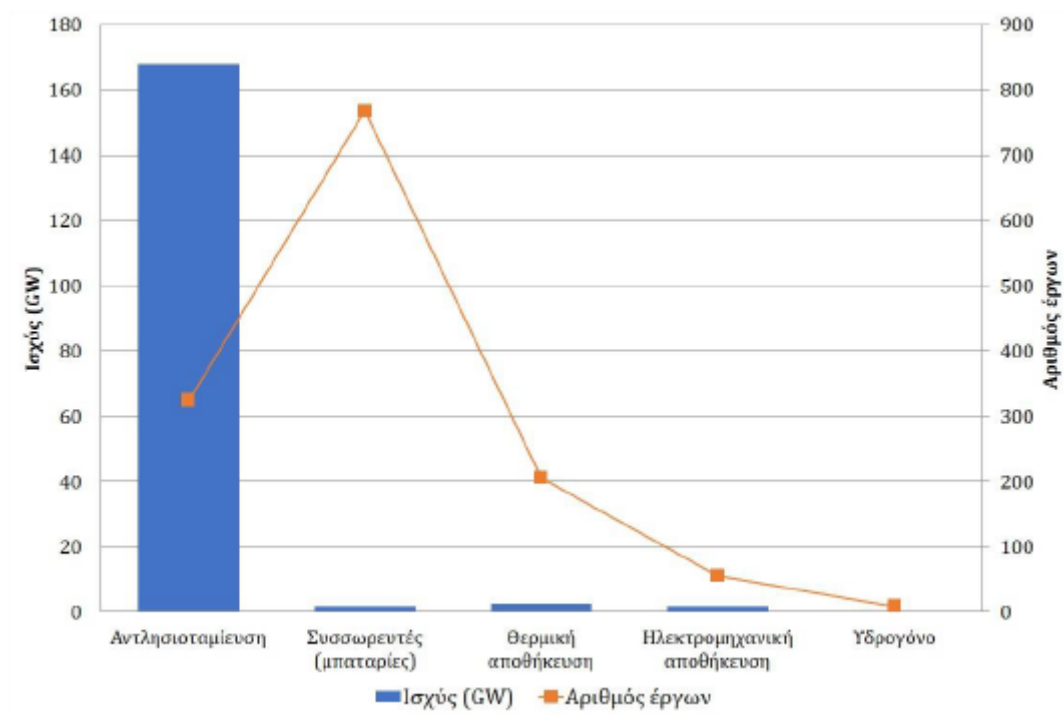
Η επέκταση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) είναι κύριο μέλημα και αποτελεί θεμελιώδη στόχο πολιτικής που έχει υιοθετήσει η Ευρωπαϊκή Ένωση για την κλίμα και την ενέργεια προκειμένου να οδηγηθεί στην κλιματική ουδετερότητα. Με την αύξηση της παραγόμενης ενέργειας μέσω ΑΠΕ απαιτείται μεγαλύτερη δυνατότητα αποθήκευσης αυτής της ενέργειας ώστε να επιτυγχάνεται ισορροπία ανάμεσα στην προσφορά και στη ζήτησή της. Κατά συνέπεια οι τεχνολογίες αποθήκευσης είναι στις προτεραιότητες του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα για το 2030 όσο και στη Μακροχρόνια Στρατηγική της Ελλάδας για το 2050.

Μερικές τεχνολογίες παρέχουν βραχυπρόθεσμη αποθήκευση ενέργειας, ενώ άλλες μπορούν να αντέξουν για πολύ περισσότερο. Οι μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας διακρίνονται βάσει της μορφής ενέργειας που αποθηκεύουν και είναι οι εξής:

- ❖ Μηχανική. Η μέθοδος της μηχανικής αποθήκευσης εκμεταλλεύεται τη δυναμική ενέργεια του νερού σε υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Τα αντλησιοταμιευτικά έργα ουσιαστικά χρησιμοποιούν δύο ταμιευτήρες που έχουν ικανή υψομετρική διαφορά μεταξύ τους και υδροστροβίλους. Σε περίπτωση περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας, λειτουργεί αντλία που «ανεβάζει» το νερό στον υψηλότερο ταμιευτήρα. Όταν υπάρχει μεγάλη ζήτηση φορτίου, το νερό «κατεβαίνει» και οι στρόβιλοι εκμεταλλεύονται την κινητική ενέργεια του νερού για να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια.

- ❖ Θερμική. Η αποθήκευση θερμικής ενέργειας γίνεται μέσω ψύξης ή θέρμανσης κάποιου υγρού ή άλλου μέσου.
- ❖ Ηλεκτροχημική. Αποθήκευση της ηλεκτροχημικής ενέργειας σε συσσωρευτές, μπαταρίες ροής ή σε κυψέλες καυσίμου.
- ❖ Ηλεκτρική. Χρήση πυκνωτών και υπερπυκνωτών. Ακόμα μία γνωστή μέθοδος είναι γνωστή ως Superconducting magnetics. Είναι συστήματα που αποθηκεύουν ενέργεια σε ένα μαγνητικό πεδίο η οποία δημιουργείται από τη ροή του ρεύματος.

Παγκοσμίως υπάρχουν πάνω από 1.300 έργα που λειτουργούν για την αποθήκευση ενέργειας συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 173,7 GW (Διάγραμμα 8.1). Αυτά τα έργα βάσει της μεθόδου που χρησιμοποιούν φαίνονται στο διάγραμμα που ακολουθεί:



Διάγραμμα 8.1: Παγκόσμια αποθηκευτική ισχύς ανά τεχνολογία. [53]

Στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της ηπειρωτικής Ελλάδας λειτουργούν δύο αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί, στους νομούς της Δράμας και της Ημαθίας. Η συνολική ισχύς ανέρχεται στα 699 MW. Στα ΜΔΝ έχουν τεθεί σε λειτουργία δύο μικρά συστήματα αποθήκευσης. Στην Τήλο άρχισε να λειτουργεί το 2018 το πρώτο υβριδικό σύστημα ΑΠΕ στη Μεσόγειο. Το σύστημα περιλαμβάνει μία ανεμογεννήτρια 800 kW, φωτοβολταϊκό πάρκο 160 kW και δύο συσσωρευτές NaNiCl₂ αποθηκευτικής ικανότητας 2,8 MWh. Στην

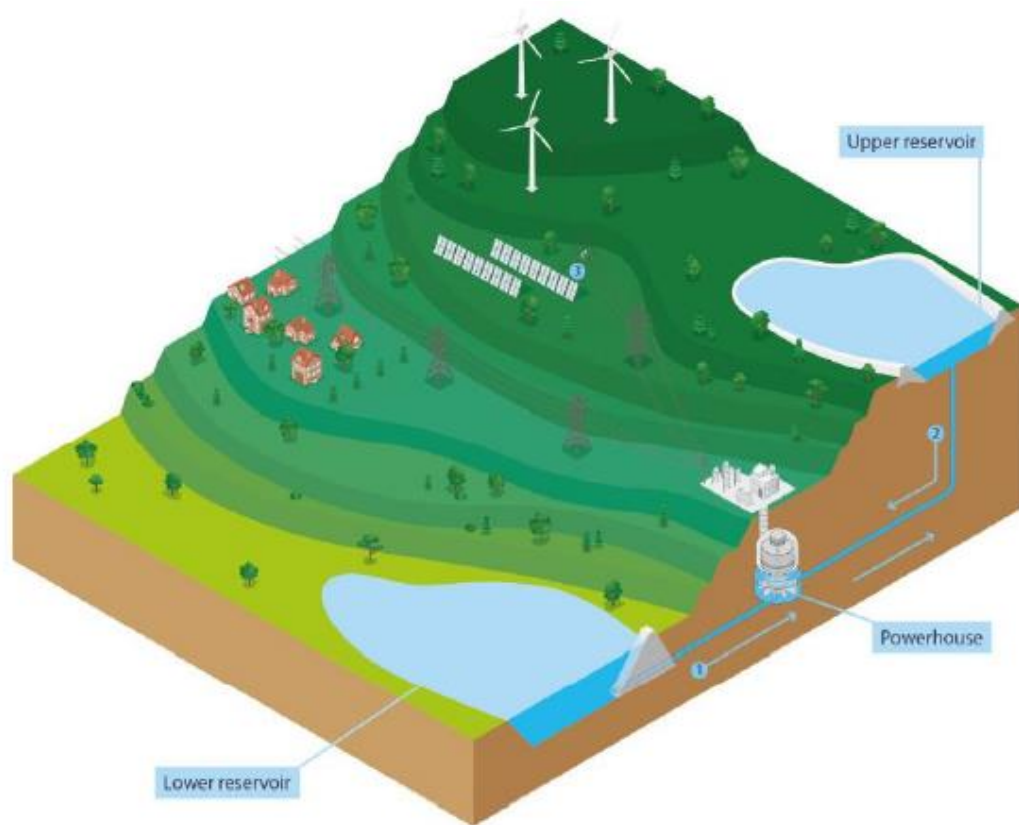
Ικαρία άρχισε να λειτουργεί το 2019 το υβριδικό σύστημα από την εταιρεία ΔΕΗ Ανανεώσιμες, που περιλαμβάνει τρεις ανεμογεννήτριες συνολικής ισχύος 2,7 MW, δύο μικρά υδροηλεκτρικά συστήματα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4,15 MW και συνολική αντλητική ισχύ 3 MW [53,22].

8.2 Αντλησιοταμίευση και συσσωρευτές

Η αντλησιοταμίευση λόγω μεγέθους ποσότητας και διάρκειας ζωής της κατασκευής είναι η περισσότερο ακολουθούμενη τεχνολογία αποθήκευσης παγκοσμίως. Η τεχνολογική ωριμότητα, η ταχεία απόκριση και οι αρκετά υψηλοί βαθμοί απόδοσης είναι και τα κυριότερα πλεονεκτήματά της. Από την άλλη πλευρά η αναζήτηση και εύρεση κατάλληλων περιοχών και η κατασκευή των δύο υδατοταμιευτήρων που χρειάζονται στην αντλησιοταμίευση είναι τα μειονεκτήματά της τα οποία προκαλούν περιβαλλοντικές επιπτώσεις [53].

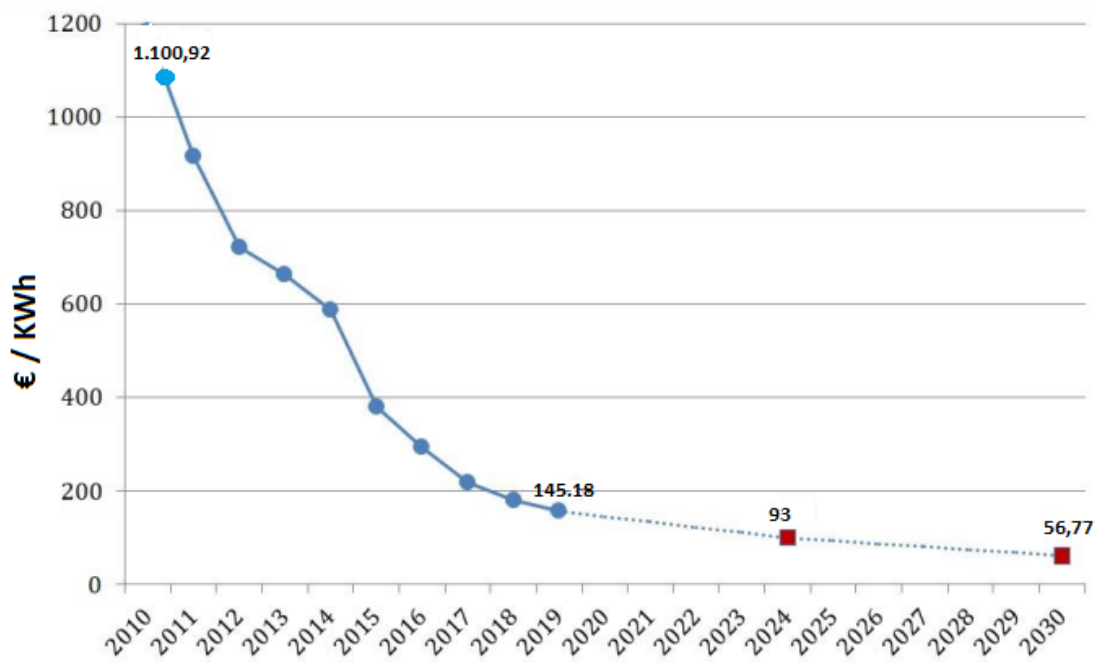
Η αντλησιοταμιευτική μέθοδος λειτουργεί τόσο ως μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όσο και ως μονάδα αποθήκευσης ενέργειας (Εικόνα 8.1). Με την άντληση νερού αποθηκεύεται ενέργεια ενώ για την παραγωγή ενέργειας γίνεται εκμετάλλευση της κινητικής ενέργειας. Για την αντλησιοταμίευση απαιτείται η κατασκευή δύο ταμιευτήρων μεγάλης χωρητικότητας με μεγάλη υψομετρική διαφορά, αγωγούς για την παροχέτευση του νερού και τους αναγκαίους υδροστρόβιλους (Pelton, Kaplan, Francis). Όταν παράγεται περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας η αντλία μέσω του αγωγού αναβιβάζει το νερό παροχετεύει το νερό από τον χαμηλότερο στον υψηλότερο ταμιευτήρα ενώ όταν υπάρχει μεγάλη ζήτηση το νερό παροχετεύεται από τον υψηλότερο ταμιευτήρα στους στροβίλους οι οποίοι παράγουν την απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια, την οποία αποδίδουν στο δίκτυο.

Οι μηχανικές απώλειες (στα μηχανικά μέρη) και η εξάτμιση (ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες) διαμορφώνουν το συντελεστή απόδοσης στο 80%.



Εικόνα 8.1: Σχηματική παράσταση εγκατάστασης αντλησιοταμίευσης. [53]

Ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας αποτελούμενο από συσσωρευτές [52] ανταποκρίνεται ταχύτερα, απαιτεί μικρότερο χρόνο για την εγκατάστασή του και διακρίνεται για το μεγάλο βαθμό απόδοσης και την πληθώρα ενεργειακών υπηρεσιών που προσφέρει συγκρινόμενο με την αντλησιοταμίευση. Η εξέλιξη της τεχνολογίας και η αύξηση της ζήτησης των συσσωρευτών μείωσαν εντυπωσιακά το κόστος τους (87% από το 2010 έως το 2019) με προοπτική περαιτέρω μείωσης στα 57€/KWh έως το 2030 (Διάγραμμα 8.2). Ωστόσο, τα μειονεκτήματα των συσσωρευτών είναι ο μικρός χρόνος ζωής, η ευαισθησία, προβλήματα ασφάλειας, η περιορισμένη επάρκεια πρώτων υλών για την κατασκευή τους και οι επιπτώσεις στο περιβάλλον που επιφέρει η απόρριψή τους, ενώ κρίνεται αναγκαία η ανάπτυξη συστημάτων ανακύκλωσης.



Διάγραμμα 8.2: Εξέλιξη του κόστους του συσσωρευτή. [53]

Μια μπαταρία λειτουργεί δημιουργώντας μια διαφορά δυναμικού (τάση) μεταξύ δύο διαφορετικών στοιχείων (ηλεκτρόδια) ευρισκόμενων σε διάλυμα ηλεκτρολύτη. Ένας συσσωρευτής περιέχει ένα ή περισσότερα ηλεκτροχημικά στοιχεία. Η μετατροπή της περιεχόμενης στα υλικά χημικής ενέργειας σε ηλεκτρική επιτυγχάνεται με αντιδράσεις οξειδοαναγωγής.

Τα κριτήρια για την επιλογή ενός συσσωρευτή βασίζονται στα παρακάτω τεχνικά χαρακτηριστικά:

- ❖ Ηλεκτρεγερτική δύναμη ΗΕΔ. Είναι η τάση στα άκρα ενός συσσωρευτή.
- ❖ Απόδοση (Efficiency). Το πηλίκο του φορτίου που παρέχει ο συσσωρευτής κατά την εκφόρτιση προς το φορτίο που χρειάζεται για να φορτιστεί πλήρως.
- ❖ Χρόνος πλήρους φόρτισης. Ο χρόνος που χρειάζεται για να φορτιστεί πλήρως ο συσσωρευτής.
- ❖ Χρόνος ζωής. Είναι ο αριθμός κύκλων λειτουργίας (φόρτιση-εκφόρτιση) του συσσωρευτή. Συνήθως οι μπαταρίες που χρησιμοποιούνται στα υβριδικά συστήματα έχουν ζωή 8-10 χρόνια.
- ❖ Κατάσταση φόρτισης (State Of Charge). Ποσοστό φόρτισης της μπαταρίας και κυμαίνεται από 0% έως 100%.

- ❖ Χωρητικότητα (Capacity). Μετριέται σε αμπερώρια (Ah) και εκφράζει το μέγιστο ηλεκτρικό φορτίο που μπορεί να αποθηκεύσει ο συσσωρευτής.

Οι βασικοί τύποι των συσσωρευτών [51,22] που χρησιμοποιούνται διακρίνονται βάσει των ηλεκτροδίων που διαθέτουν σε:

- ❖ Μολύβδου. Είναι πολύ δημοφιλείς καθώς η κατασκευή τους είναι εύκολη και φθηνή. Διακρίνονται για τη μεγάλη γκάμα που διαθέτουν σε τάση και χωρητικότητα. Χρησιμοποιούνται ευρέως στα οχήματα και στα φωτοβολταϊκά πάρκα για την αποθήκευση της πλεονάζουσας ενέργειας. Τα βασικά μειονεκτήματά τους είναι ο όγκος, το βάρος και το γεγονός ότι πρέπει να διατηρούνται πάντα φορτισμένες.
- ❖ Ιόντων λιθίου (Lithium Li-ion). Διακρίνονται για τη σχετικά μεγάλη χωρητικότητα και το μικρό βάρος τους. Αν και είναι προηγμένης τεχνολογίας, χαρακτηρίζονται σχετικά ακριβές για φορητή ενέργεια.
- ❖ Αλκαλικοί. Είναι οι πιο κοινοί, οι πιο προσιτοί και οι πιο οικονομικοί. Έχουν μικρή χωρητικότητα και μεγάλο βάρος.
- ❖ Καδμίου-νικελίου NiCad (Nickel Cadmium). Θεωρούνται οι πιο κατάλληλες για μικρές ρομποτικές εφαρμογές. Ο χρόνος επαναφόρτισης είναι συνήθως 1-2 ώρες και παρέχουν μεγάλη ένταση ρεύματος.
- ❖ Νικελίου-Υδριδίου-Μετάλλου NiMH (Nickel Metal Hydride). Παρέχουν σχετικά υψηλής έντασης ρεύμα, έχουν μεγάλη χωρητικότητα και μπορούν να επαναφορτιστούν πολλές φορές. Προήλθαν από την ανάγκη αποφυγής του καδμίου το οποίο θεωρείται τοξικό για το περιβάλλον.

8.3 Επιλογή συσσωρευτή υβριδικού συστήματος Αμοργού

Για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας θα χρησιμοποιηθούν συσσωρευτές και όχι η μέθοδος της αντλησιοταμίευσης. Η μέθοδος της αντλησιοταμίευσης παρόλο που διακρίνεται για το μεγάλο βαθμό απόδοσης που έχει, αντιμετωπίζει δυσκολίες στη μελέτη και την κατασκευή. Παρόλο που το ύψος της ετήσιας βροχόπτωσης κρίνεται ικανοποιητικό θα πρέπει να εξεταστεί η δυνατότητα συγκέντρωσης νερού στους ταμιευτήρες, που εξαρτάται από το μέγεθος της λεκάνης απορροής των βροχοπτώσεων. Θα πρέπει να

πραγματοποιηθούν εδαφοτεχνικές μελέτες ώστε να διαπιστωθεί αν το έδαφος είναι στεγανό και δεν θα παρουσιάζονται απώλειες του συγκεντρωμένου νερού στον άνω και κάτω ταμιευτήρα. Σε αντίθετη περίπτωση θα χρειαστεί να γίνει μια πιο εμπειριστατωμένη μελέτη για την κατασκευή των ταμιευτήρων και το κόστος κατασκευής θα αυξηθεί σημαντικά, ενώ το κόστος συντήρησης είναι χαμηλό και έχει μεγάλη διάρκεια ζωής.

Το σημαντικότερο δίλημμα στην επιλογή του συσσωρευτή αποτελεί ο τύπος βάσει των ηλεκτροδίων που διαθέτει. Θα επιλεγούν μπαταρίες ιόντων λιθίου (Lithium Li-ion) καθώς θεωρούνται προηγμένης τεχνολογίας και χαρακτηρίζονται για τη μεγάλη χωρητικότητά τους. Επιπλέον το βάρος τους και οι διαστάσεις τους είναι σχετικά μικρές, ωστόσο το κόστος τους είναι αυξημένο. Σε βάθος εικοσαετίας αλλά και για τη χρήση που θα γίνεται στο υβριδικό σύστημα της Αμοργού, κρίνεται καταλληλότερη η επιλογή μπαταριών ιόντων λιθίου.

Ύστερα από ενδελεχή αναζήτηση στην ευρωπαϊκή αγορά, επιλέγεται ο συσσωρευτής Chem RESU10 της νοτιοκορεάτικης εταιρείας LG. Η ποσότητα της ενέργειας που μπορεί να αποδώσει ανέρχεται στις 8,8 kWh παρόλο που η μέγιστη ονομαστική ενέργεια ορίζεται στις 9,8 kWh. Η χωρητικότητά του είναι 189 Ah και η τάση σύνδεσης με τον υβριδικό μετατροπέα ορίζεται στα 48 V. Ο συσσωρευτής που επιλέχθηκε είναι απολύτως συμβατός με τα προϊόντα της εταιρείας Solar Edge η οποία θα μας προμηθεύσει τους υβριδικούς μετατροπέες. Ακόμα ο συσσωρευτής LG Chem RESU10 [54] διαθέτει ικανοποιητικό βαθμό προστασίας από σκόνη και νερό, έχοντας IP55.

Στη συνέχεια παρατίθεται το φυλλάδιο του κατασκευαστή με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του συσσωρευτή (Εικόνα 8.2). Πλήρης ανάλυση του τρόπου διασύνδεσης και των οικονομικών δεδομένων θα γίνουν στο κεφάλαιο 9 που περιλαμβάνει τη μελέτη με το λογισμικό HOMER Pro.



Compact Size & Easy Installation

The compact and lightweight nature of the RESU allows easier and faster installation both indoor and outdoor.



Proven Safety

The safety of LG Chem's lithium-ion battery is proven in the automotive and ESS markets.





Diverse Product Options

The RESU series offers diverse product options ranging from 3.3kWh to 13.1kWh.




* The ees Award is one of the most prestigious Awards presented annually at ees Europe, the largest exhibition for batteries and energy storage systems in Europe, with the purpose to pay tribute to pioneering products and solutions for energy storage system.

www.lgesspartner.com

CHANGE YOUR ENERGY, CHARGE YOUR LIFE



Models	RESU3.3	RESU6.5	RESU10	RESU13
Total Energy [kWh] ^①	3.3	6.5	9.8	13.1
Usable Energy [kWh] ^②	2.9	5.9	8.8	12.4
Capacity [Ah]	63	126	189	252
Nominal Voltage [V]	51.8			
Voltage Range [V]	42.0~58.8			
Max Power [kW]	3.0	4.2	5.0	5.0
Peak Power [kW] (for 3 sec.)	3.3	4.6	7.0	7.0 11.0 (Backup Mode)
Dimension [W x H x D, mm]	452 x 403 x 120	452 x 656 x 120	452 x 484 x 227	452 x 626 x 227
Weight [kg]	31	52	75	99
Enclosure Protection Rating	IP55			
Communication	CAN2.0B			
Certificaites	Cell	UL1642		
	Product	UL1973 / TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM		TUV(IEC 62619)/CE/FCC/RCM

Εικόνα 8.2: Τεχνικό φυλλάδιο κατασκευαστή LG Chem RESU10. [54]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

ΜΕΛΕΤΗ ΜΕ ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ HOMER PRO

9.1 Το λογισμικό HOMER Pro

Το λογισμικό HOMER Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) χρησιμοποιείται για το σχεδιασμό, την προσομοίωση και τη βελτιστοποίηση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν μεγάλη πολυπλοκότητα όσον αφορά το κόστος και την αξιοπιστία. Αρχικά αναπτύχθηκε από το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ΗΠΑ (NREL) και βελτιώθηκε από την HOMER Energy για να διανεμηθεί στην αγορά. Το λογισμικό ενσωματώνει τρία ισχυρά εργαλεία που συνδυάζουν τον τεχνικό τομέα με την οικονομία [55].

Το HOMER Pro εκτελεί τρεις βασικές διεργασίες:

❖ Προσομοίωση (Simulation):

Το λογισμικό θα προσπαθήσει να προσομοιώσει ένα βιώσιμο σύστημα για όλους τους πιθανούς συνδυασμούς του εξοπλισμού που θέλει να εξετάσει ο χρήστης. Ανάλογα με τα δεδομένα που εισάγονται, το HOMER μπορεί να προσομοιώσει εκατοντάδες ή και χιλιάδες συστήματα. Το λογισμικό προσομοιώνει τη λειτουργία ενός υβριδικού μικροδικτύου (microgrid) για έναν ολόκληρο χρόνο, σε χρονικά βήματα από ένα λεπτό έως μία ώρα.

❖ Βελτιστοποίηση (Optimization):

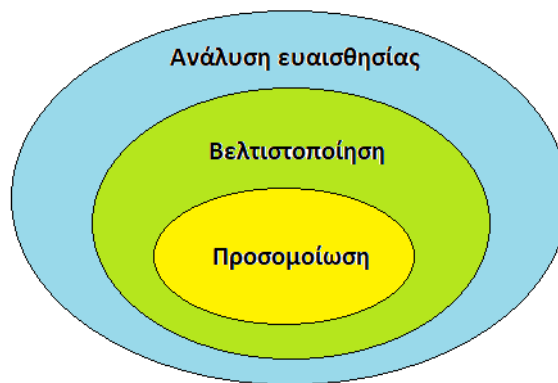
Το λογισμικό εξετάζει όλους τους πιθανούς συνδυασμούς τύπων συστημάτων σε μία μόνο εκτέλεση και στη συνέχεια κατατάσσει τα συστήματα σύμφωνα με τη μεταβλητή βελτιστοποίησης που επιλέγει ο χρήστης. Το HOMER Pro διαθέτει νέο αλγόριθμο βελτιστοποίησης που απλοποιεί σημαντικά τη διαδικασία σχεδιασμού για τον εντοπισμό επιλογών χαμηλού κόστους για μικροδίκτυα ή άλλα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Ο αλγόριθμος HOMER Optimizer αναπτύχθηκε και σχεδιάστηκε για να λειτουργεί ειδικά στο HOMER.

❖ Ανάλυση ευαισθησίας (Sensitivity Analysis):

Ο χρήστης όταν εισάγει τα δεδομένα στο λογισμικό δεν μπορεί να προβλέψει πως θα μεταβληθούν μεταβλητές όπως το κόστος καυσίμου ή η ετήσια ζήτηση

ηλεκτρικής ισχύος. Το λογισμικό δίνει τη διευκολύνει τη σύγκριση χιλιάδων δυνατοτήτων σε μία μόνο εκτέλεση. Αυτό επιτρέπει στο χρήστη να παρατηρήσει και να κατανοήσει πως αλλάζει το βέλτιστο σύστημα με αυτές τις παραλλαγές. Ουσιαστικά δίνεται απάντηση στην ερώτηση “Τι θα γινόταν εάν μεταβαλλόταν η τιμή του κάθε δεδομένου που έχει εισάγει ο χρήστης”.

Συγκριτικά με παρόμοια λογισμικά, το HOMER χαρακτηρίζεται για την απλή λειτουργία και την ικανότητα του να βγάζει ποικιλία αποτελεσμάτων και προτάσεων στο χρήστη. Στην Εικόνα 9.1 αποτυπώνεται η σχέση μεταξύ των τριών βασικών διεργασιών του λογισμικού HOMER Pro.



Εικόνα 9.1: Σχέση αλληλοεξάρτησης των διεργασιών που εκτελεί το λογισμικό HOMER Pro.

9.2 Εισαγωγή δεδομένων μελέτης

9.2.1 Εισαγωγή ηλεκτρικού φορτίου Αμοργού

Το ηλεκτρικό φορτίο του νησιού είναι ο πρώτος και πιο σημαντικός παράγοντας που πρέπει να εισαχθεί στο λογισμικό HOMER Pro [56]. Η Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών του ΔΕΔΔΗΕ είναι αρμόδια για τα δεδομένα της ωριαίας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της Αμοργού [20].

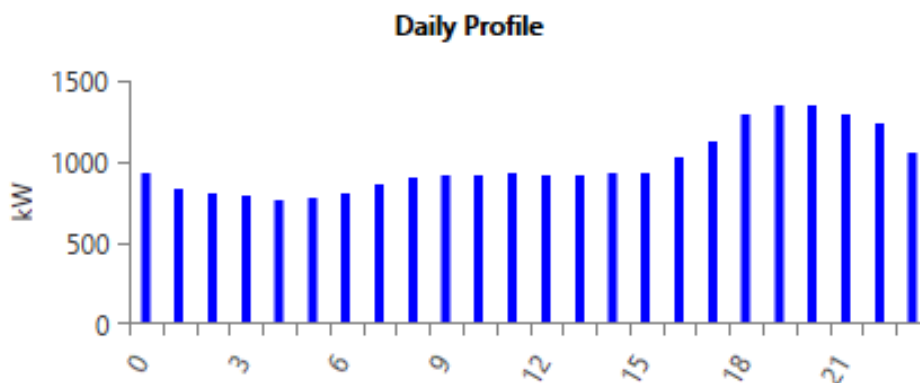
Σύμφωνα με τα στοιχεία που αντλήθηκαν από το ΔΕΔΔΗΕ οι ώρες αιχμής φορτίου σημειώνονται τόσο σε πρωινές προς μεσημβρινές ώρες όσο και σε απογευματινές προς βραδινές ώρες ανεξαρτήτως εποχής. Όπως προκύπτει από την ωριαία χρονοσειρά ο μήνας

με τη μεγαλύτερη ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου είναι ο Αύγουστος. Γενικότερα παρατηρείται ότι οι θερινοί μήνες έχουν τη μεγαλύτερη ζήτηση καθώς το νησί της Αμοργού κατακλύζουν πολλοί τουρίστες κατά τη θερινή περίοδο. Πιο συγκεκριμένα η μέση ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος είναι 1.081,2 kW. Όσον αφορά τη μέση ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σε 24 ώρες, αυτή ανέρχεται στις 25.948,70 kWh. Η μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος για το 2020 καταγράφηκε την Τρίτη 18 Αυγούστου στις 22:00 και ήταν 2.960 kW.

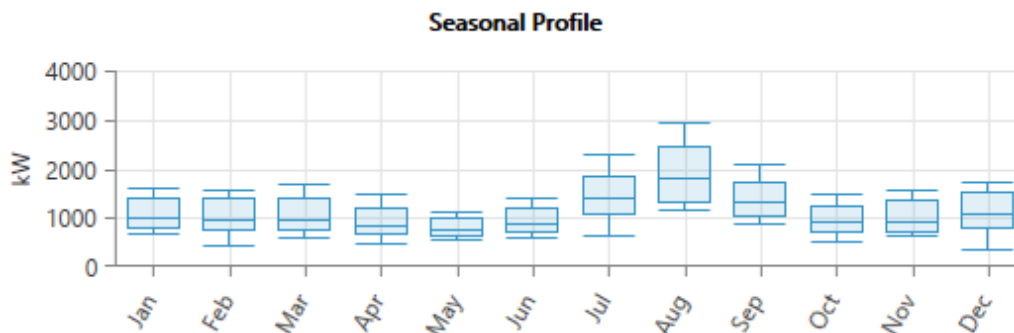
Όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 9.1 ο παράγοντας φορτίου (load factor) υπολογίζεται διαιρώντας τη μέση ζήτηση προς την μέγιστη, δηλαδή:

$$Load\ factor = \frac{Average(kW)}{Peak(kW)} = \frac{1.081,2}{2.960} = 0,36527 \approx 0,37 ,$$

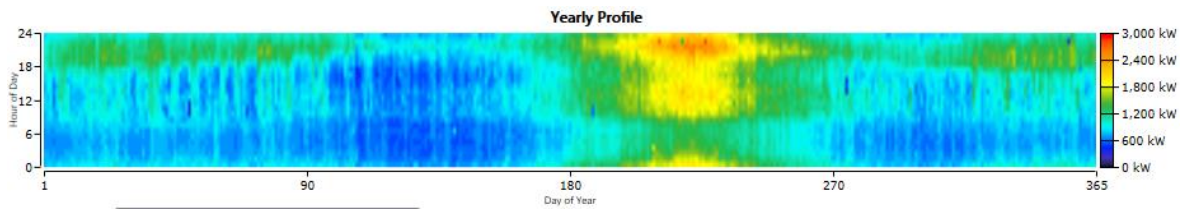
ενώ στο Διάγραμμα 9.2 απεικονίζεται η μηνιαία ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος. Στο Διάγραμμα 9.3 απεικονίζεται η ωριαία ζήτηση για το 2020 και στον Πίνακα 9.1 αποτυπώνονται τα βασικά στοιχεία της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της Αμοργού.



Διάγραμμα 9.1: Μέση ωριαία ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος. [Αποτέλεσμα HOMER]



Διάγραμμα 9.2: Μηνιαία απεικόνιση ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος (ελάχιστη ζήτηση, μέση ημερήσια ελάχιστη ζήτηση, μέση ζήτηση, μέση ημερήσια μέγιστη ζήτηση, μέγιστη ζήτηση). [Αποτέλεσμα HOMER]



Διάγραμμα 9.3: Απεικόνιση της ζήτησης για όλες τις ώρες του 2020.

[Αποτέλεσμα HOMER]

Πίνακα 9.1: Στοιχεία ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας Αμοργού για το 2020.

[Αποτέλεσμα HOMER]

Metric	Baseline	Scaled
Average (kWh/day)	25,948.	25,948.
Average(kW)	1,081.2	1,081.2
Peak (kW)	2,960	2,960
Load factor	.37	.37

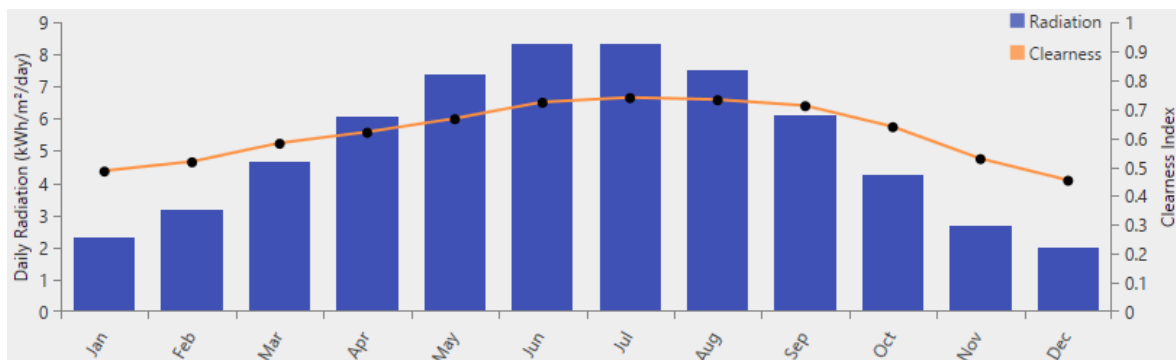
9.2.2 Εισαγωγή κλιματικών δεδομένων του νησιού

Έχοντας ολοκληρώσει την εισαγωγή των ηλεκτρικών φορτίων της Αμοργού, το επόμενο βήμα για μια τεχνικο-οικονομική μελέτη με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER Pro είναι η εισαγωγή των κλιματικών δεδομένων της περιοχής. Το λογισμικό διαθέτει στοιχεία από βάση δεδομένων της NASA η οποία ονομάζεται «NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) database». Τα πρώτα κλιματικά δεδομένα που εισάγονται από τη βάση δεδομένων και παρουσιάζονται αφορούν την ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία (kWh/m²/day) ανά μήνα σε όλη την επιφάνεια της Αμοργού και την καθαρότητα του ουρανού (καθαρός αριθμός) αντίστοιχα ανά μήνα (Πίνακας 9.2 και Διάγραμμα 9.4). Τα στοιχεία είναι αποτελέσματα μελέτης που διενήργησε η NASA την περίοδο Ιούλιος 1983 – Ιούνιος 2005.

Πίνακας 9.2: Μέση μηνιαία καθαρότητα του ουρανού, μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία και μέση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία. [Αποτέλεσμα HOMER]

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m ² /day)
Jan	0.484	2.310
Feb	0.515	3.160
Mar	0.580	4.640
Apr	0.618	6.080
May	0.664	7.360
Jun	0.721	8.340
Jul	0.737	8.330
Aug	0.730	7.500
Sep	0.709	6.110
Oct	0.637	4.250
Nov	0.527	2.670
Dec	0.452	1.970

Annual Average (kWh/m²/day): 5.23



Διάγραμμα 9.4: Απεικόνιση μέσης μηνιαίας καθαρότητας του ουρανού (πορτοκαλί) και μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία (μπλε). [Αποτέλεσμα HOMER]

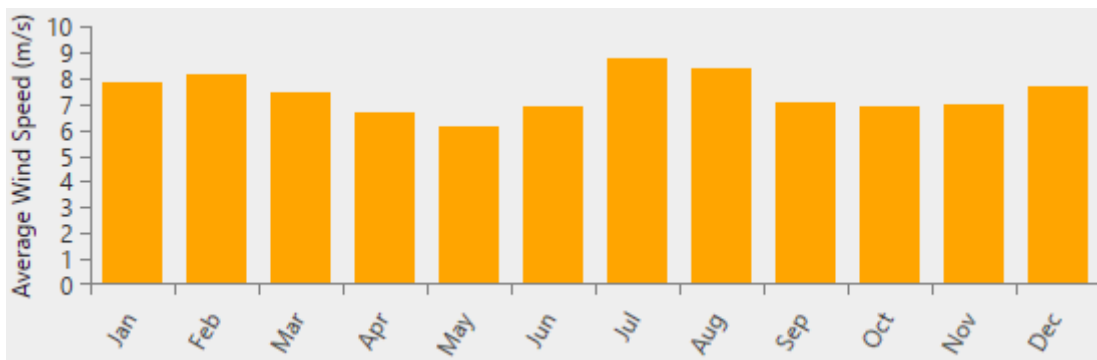
Τα επόμενα κλιματικά δεδομένα που αντλούνται από την ίδια βάση δεδομένων αφορούν το αιολικό δυναμικό που παρουσιάζει το νησί της Αμοργού (Πίνακας 9.3 και Διάγραμμα 9.5). Σε αυτήν την περίπτωση τα στοιχεία που παρουσιάζονται αποτελούν αποτελέσματα μελέτης που διενήργησε η NASA την περίοδο Ιανουάριος 1984 – Δεκέμβριος 2013.

Πίνακας 9.3: Μέση μηνιαία ταχύτητα του ανέμου και μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου.

[Αποτέλεσμα HOMER]

Month	Average (m/s)
Jan	7.840
Feb	8.170
Mar	7.410
Apr	6.680
May	6.090
Jun	6.920
Jul	8.750
Aug	8.360
Sep	7.040
Oct	6.890
Nov	6.940
Dec	7.650

Annual Average (m/s): 7.40



Διάγραμμα 9.5: Απεικόνιση μέσης μηνιαίας ταχύτητας του ανέμου.

[Αποτέλεσμα HOMER]

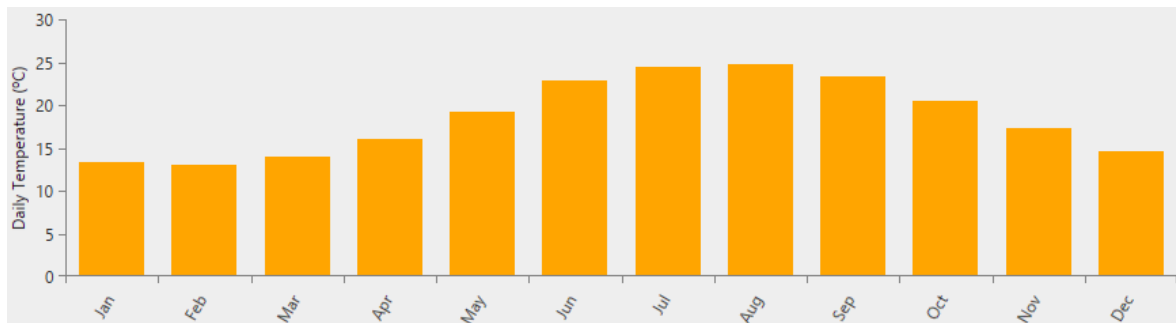
Τέλος, παρατίθενται τα δεδομένα που αφορούν την θερμοκρασία (Πίνακας 9.4 και Διάγραμμα 9.6). Η μελέτη της NASA για τη θερμοκρασία διενεργήθηκε την περίοδο Ιανουάριος 1984 – Δεκέμβριος 2013.

Πίνακας 9.4: Μέση μηνιαία θερμοκρασία και μέση ετήσια θερμοκρασία.

[Αποτέλεσμα HOMER]

Month	Daily Temperature (°C)
Jan	13.280
Feb	12.950
Mar	13.940
Apr	16.070
May	19.150
Jun	22.820
Jul	24.380
Aug	24.840
Sep	23.330
Oct	20.420
Nov	17.260
Dec	14.550

Annual Average (°C): 18.58



Διάγραμμα 9.6: Απεικόνιση μέσης μηνιαίας θερμοκρασίας. [Αποτέλεσμα HOMER]

9.2.3 Εισαγωγή τεχνικών χαρακτηριστικών συμβατικών μονάδων

Σύμφωνα με τα δεδομένα που παρασχέθηκαν από τον ΔΕΔΔΗΕ, ο ΤΣΠ Αμοργού αποτελείται από έξι ηλεκτροπαραγωγικά ζεύγη πετρελαίου. Πιο συγκεκριμένα υπάρχουν τέσσερις συμβατικές μονάδες της ιαπωνικής εταιρείας MITSUBISHI S16R-PTA (1000kW) και δύο συμβατικές μονάδες της πολωνικής εταιρείας CEGIELSKI 6AL20/24 (460kW). Στο νέο υβριδικό σύστημα του νησιού θα διατηρηθούν συνολικά δύο μονάδες από τις υπάρχουσες. Αυτές θα είναι μία MITSUBISHI και μία CEGIELSKI. Στόχος της μελέτης είναι

να φτάσει η διείσδυση των Α.Π.Ε. σε πολύ μεγάλο ποσοστό. Αυτό έχει ως άμεση συνέπεια, να υποβαθμιστεί ο ρόλος των συμβατικών μονάδων και να έχουν εφεδρικό χαρακτήρα στο σύστημα κυρίως για ακραίες περιπτώσεις όπου η ζήτηση είναι πολύ μεγάλη και δεν μπορεί να καλυφθεί από τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και τις μπαταρίες του υβριδικού συστήματος.

Τα δεδομένα και τα τεχνικά χαρακτηριστικά που θα εισαχθούν στο λογισμικό HOMER Pro έχουν δοθεί από τον ΔΕΔΔΗΕ. Οι συγκεκριμένες μονάδες δεν υπάρχουν στις βιβλιοθήκες του λογισμικού οπότε εισάγονται χειροκίνητα. Το κόστος εγκατάστασης των συμβατικών μονάδων είναι μηδέν καθώς υπάρχουν ήδη στο αυτόνομο σύστημα του ΤΣΠ Αμοργού, όπως και το κόστος αντικατάστασης είναι πάλι μηδέν καθώς σε περίπτωση σημαντικής βλάβης κάποιας συμβατικής μονάδας που βρίσκεται σε λειτουργία, υπάρχουν σε απόθεμα ακόμα τρεις μονάδες MITSUBISHI και μία CEGIELSKI. Όσον αφορά το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, ο ΔΕΔΔΗΕ το ορίζει ίδιο και για τους δύο τύπους συμβατικών μονάδων και ανέρχεται στα 2,97 €/ώρα λειτουργίας. Το κόστος καυσίμου (πετρέλαιο) για το έτος 2020 ήταν 774,67 €/klt που σημαίνει 0,775 €/lt.

Ένα ακόμα σημαντικό δεδομένο που πρέπει να εισαχθεί και αφορά τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων είναι το τεχνικό ελάχιστο. Το τεχνικό ελάχιστο μιας συμβατικής μονάδας ορίζεται ως η ελάχιστη δυνατή ισχύς που μπορεί να παράγει. Στο λογισμικό HOMER Pro εισάγεται ως το επί τοις εκατό ποσοστό τεχνικού ελαχίστου προς τη μέγιστη δυναμικότητα της κάθε συμβατικής μονάδας [20,55,56]. Πιο συγκεκριμένα:

Για τη μονάδα της MITSUBISHI,


$$\text{Minimum load ratio}(\%) = \frac{0,637\text{MW}}{1\text{MW}} 100\% = 63,7\%$$

Ενώ για τη μονάδα της CEGIELSKI,

$$\text{Minimum load ratio}(\%) = \frac{0,275\text{MW}}{0,46\text{MW}} 100\% = 59,78\%$$

Τέλος η τεχνική και οικονομική έκθεση του ΔΕΔΔΗΕ παρέχει πολύ σημαντικά στοιχεία για την καμπύλη λειτουργίας των συμβατικών μονάδων. Ειδικότερα, δίνεται η ειδική κατανάλωση καυσίμου σε τρεις διαφορετικές καταστάσεις λειτουργίας παραγόμενης ισχύος. Μέσα από αυτά τα δεδομένα υπολογίζεται η κατανάλωση καυσίμου σε λίτρα ανά ώρα λειτουργίας για παραγωγή ισχύος στο 50%, στο 75% και στο 100% της κάθε συμβατικής μονάδας.

Τα δεδομένα και για τις δύο συμβατικές μονάδες εισάγονται στο λογισμικό HOMER Pro (Εικόνες 9.2, 9.3, 9.4, 9.5).

GENERATOR 

Electrical Bus AC DC

Properties

Name: **MITSUBISHI S16R-PTA 1000KW**

Abbreviation: **MITSUBISHI**

Sizing

Size (kW): 1000

Costs

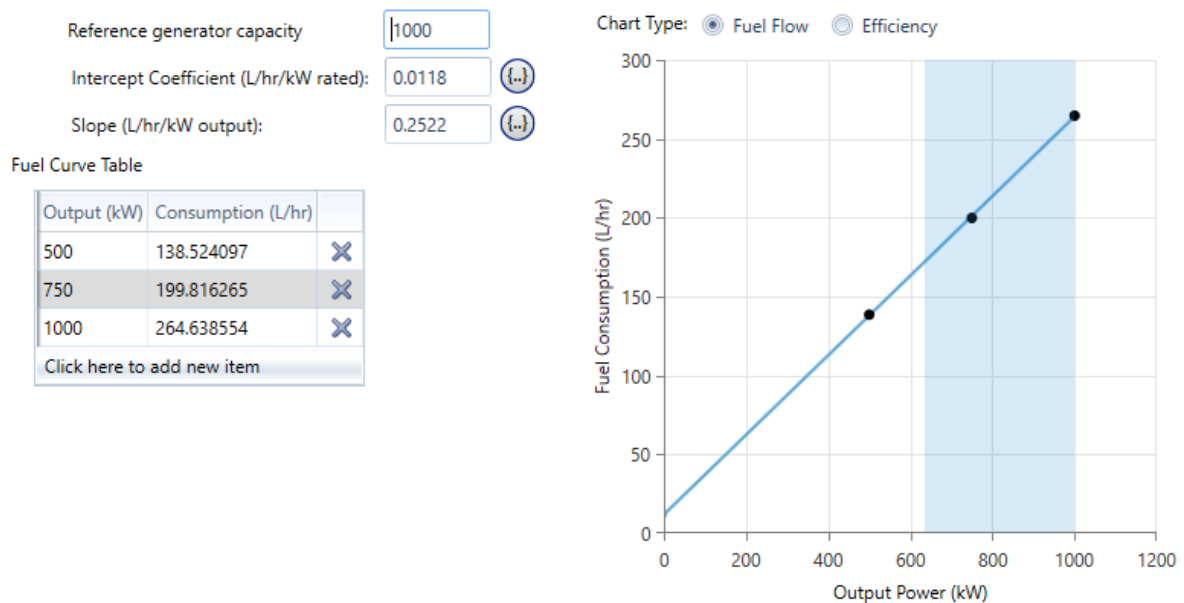
Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/op. hr)
1	€0.0	€0.0	€2.97

[Click here to add new item](#)


Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): 63.70 Diesel Fuel Price (€/L): 0.775

Εικόνα 9.2: Δεδομένα συμβατικής μονάδας MITSUBISHI S16R-PTA. [HOMER]



Εικόνα 9.3: Εισαγωγή δεδομένων (αριστερό μέρος) και εξαγωγή καμπύλης λειτουργίας (δεξιό μέρος) συμβατικής μονάδας MITSUBISHI S16R-PTA. [HOMER]

GENERATOR 

Electrical Bus AC DC

Properties

Name: **CEGIELSKI 6AL20/24 460KW**

Abbreviation: **CEGIELSKI**

Sizing

Size (kW):

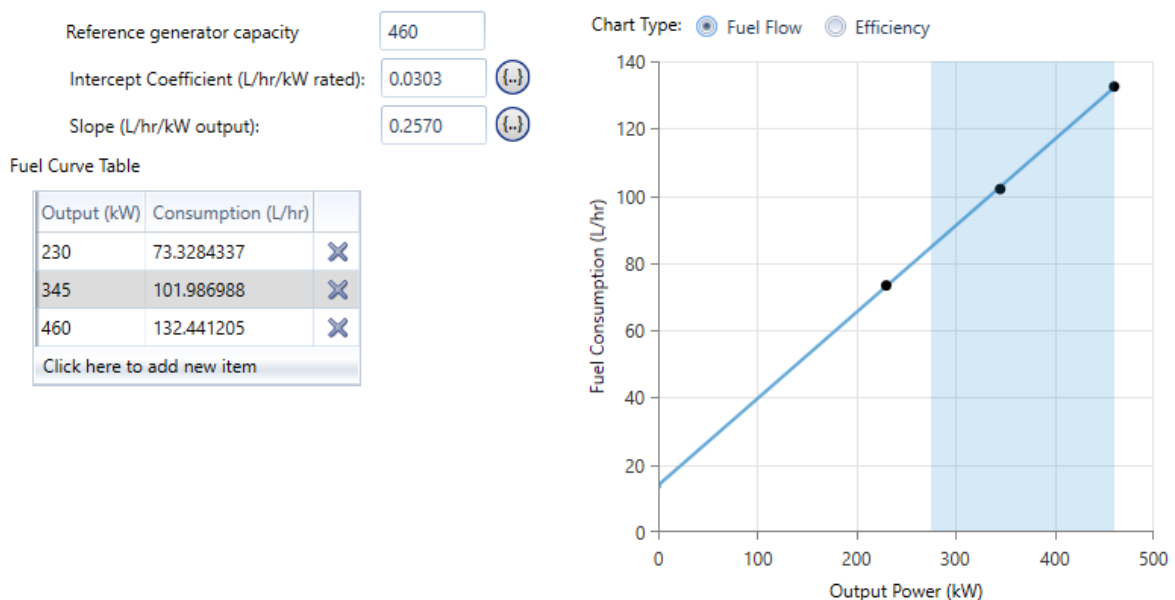
Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/op. hr)
1	€0.0	€0.0	€2.97

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): Diesel Fuel Price (€/L):

Εικόνα 9.4: Δεδομένα συμβατικής μονάδας CEGIELSKI 6AL20/24. [HOMER]




Εικόνα 9.5: Εισαγωγή δεδομένων (αριστερό μέρος) και εξαγωγή καμπύλης λειτουργίας (δεξιό μέρος) συμβατικής μονάδας CEGIELSKI 6AL20/24. [HOMER]

9.2.4 Εισαγωγή δεδομένων φωτοβολταϊκής εγκατάστασης

Στο κεφάλαιο 4.3 έγινε επιλογή του φωτοβολταϊκού πάνελ Trina Solar Vertex TSM-DE19 540Wp της κινεζικής εταιρείας Trina Solar που ηγείται στην πώληση προϊόντων φωτοβολταϊκών. Τα φωτοβολταϊκά πάνελ δέχονται την ηλιακή ενέργεια και παράγουν ηλεκτρική ενέργεια σε συνεχές ρεύμα (DC). Ωστόσο για να αποδοθεί η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στο ηλεκτρικό δίκτυο, θα χρησιμοποιηθεί αντιστροφείας τύπου Sungrow SG110CX όπως επιλέχθηκε στο κεφάλαιο 7.3 που θα μετατρέπει το συνεχές

ρεύμα σε εναλλασσόμενο. Για την κατασκευή ενός φωτοβολταϊκού πάρκου ακόμα απαιτούνται οι βάσεις στήριξης των φωτοβολταϊκών πλαισίων. Στη μελέτη χρησιμοποιείται ως γωνία κλίσης των φωτοβολταϊκών πλαισίων σε σχέση με το οριζόντιο έδαφος, η γωνία που ορίζει το γεωγραφικό πλάτος της Αμοργού. Ωστόσο για εμπορικούς λόγους τυποποίησης, στην Ελλάδα όλοι οι κατασκευαστές βάσεων στήριξης χρησιμοποιούν τη γωνία των 30°. Η διαφορά λόγω της γωνίας κλίσης στην παραγόμενη ισχύ των φωτοβολταϊκών πλαισίων σε ετήσια βάση είναι μερικά Watt.

Στο λογισμικό εισάγεται το κόστος σε €/kW και είναι το άθροισμα που αποτελείται από το κόστος του φωτοβολταϊκού πλαισίου, του αντιστροφέα και των σταθερών βάσεων στήριξης μαζί με την καλωδίωση. Το φωτοβολταϊκό πλαίσιο κοστίζει 189€, επομένως το κάθε kW φωτοβολταϊκού στοιχίζει 350€. Ο αντιστροφέας της κινεζικής εταιρείας Sungrow στην ευρωπαϊκή αγορά στοιχίζει 4.749€ μαζί με τη μεταφορά του στην Ελλάδα. Στα ονομαστικά του δεδομένα μπορεί να συνδεθεί με φωτοβολταϊκά πλαίσια συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 110kW. Έτσι για κάθε kW στον αντιστροφέα το κόστος ανέρχεται στα 43,11€. Τέλος, το κόστος βάσεων στήριξης μαζί με την καλωδίωση των φωτοβολταϊκών πλαισίων υπολογίζεται στα 73,89€ ανά kW. Αθροίζοντας όλες τις παραπάνω τιμές, προκύπτει το συνολικό κόστος των 467 €/kW για το φωτοβολταϊκό πάρκο. Το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ανέρχεται στα 4.000 €/MW, επομένως ανάγεται σε 4 €/kW. Στην Εικόνα 9.6 παρουσιάζονται τα δεδομένα που θα εισαχθούν για το φωτοβολταϊκό πάρκο.

PV 

Electrical Bus

AC DC

Properties

Name: **Trina Solar Vertex 540Wp**



Abbreviation: **Trina 540Wp**

Panel Type: **Flat plate**



Cost

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	467.00	467.00	4.00

Lifetime

time (years):   [More...](#)

Site Specific Input

Derating Factor (%):  

Ground Reflectance (%):	<input type="text" value="20.00"/>	<input style="border: none; border-radius: 50%;" type="button" value="{..}"/>
Tracking System:	<input type="text" value="No Tracking"/>	
<input type="checkbox"/> Use default slope	Panel Slope (degrees):	<input type="text" value="36.84"/> <input style="border: none; border-radius: 50%;" type="button" value="{..}"/>
<input type="checkbox"/> Use default azimuth	Panel Azimuth (degrees West of South):	<input type="text" value="0.00"/> <input style="border: none; border-radius: 50%;" type="button" value="{..}"/>
<input checked="" type="checkbox"/> Consider temperature effects?		
Using ambient temperature defined in the temperature resource.		
Temperature effects on power (%/°C):	<input type="text" value="-0.500"/>	<input style="border: none; border-radius: 50%;" type="button" value="{..}"/>
Nominal operating cell temperature (°C):	<input type="text" value="43.00"/>	<input style="border: none; border-radius: 50%;" type="button" value="{..}"/>
Efficiency at standard test conditions (%):	<input type="text" value="20.88"/>	<input style="border: none; border-radius: 50%;" type="button" value="{..}"/>

Εικόνα 9.6: Δεδομένα φωτοβολταϊκού πάρκου. [HOMER]

Άλλα αναγκαία δεδομένα που πρέπει να εισαχθούν στο λογισμικό HOMER Pro είναι η θερμοκρασία λειτουργίας των φωτοβολταϊκών κυψελών που ορίζει ο κατασκευαστής, για το συγκεκριμένο φωτοβολταϊκό πλαίσιο είναι 43° C. Η απόδοση του πλαισίου συνδεδεμένου στον αντιστροφέα είναι το αποτέλεσμα του γινομένου της μέγιστης απόδοσης του πλαισίου (σε ποσοστό 21,2%) επί την απόδοση του αντιστροφέα στα ευρωπαϊκά δεδομένα (η οποία ορίζεται σε ποσοστό 98,5%). Τέλος η αζιμούθια γωνία σε σταθερή εγκατάσταση, με σκοπό τη μέγιστη απόδοση του φωτοβολταϊού πάρκου πρέπει να πάρει την τιμή 0°.

9.2.5 Εισαγωγή δεδομένων ανεμογεννήτριας


Στο κεφάλαιο 5.4 έγινε επιλογή της ανεμογεννήτριας Vestas V82 [1,65MW] της δανέζικης εταιρείας Vestas Wind Systems A/S. Το συνολικό ποσό εγκατάστασης ανέρχεται στα 1.675.000 €. Σε αυτά τα χρήματα έχει προβλεφθεί ένα σημαντικό ποσό των 25.000 € για συνοδά έργα που θα χρειαστούν ώστε να μπορέσει να τοποθετηθεί η ανεμογεννήτρια στην Αμοργό. Γενικότερα στην ευρωπαϊκή αγορά οι κατασκευαστές ανεμογεννητριών ορίζουν την τιμή πώλησης στο 1.000.000 €/MW.

Η ετήσια συντήρηση και το κόστος λειτουργίας για το συγκεκριμένο μοντέλο της Vestas φτάνει τα 41.250€. Η συντήρηση και όποιες επισκευές χρειάζονται τις αναλαμβάνουν

εξειδικευμένοι μηχανικοί απεσταλμένοι από την εταιρεία. Από τη στιγμή που φτάσουν όλα τα κομμάτια της ανεμογεννήτριας στο νησί της Αμοργού θα χρειαστούν περίπου 10 ημέρες για την εγκατάσταση και τη σύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο.

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά που απαιτεί το λογισμικό να εισάγει ο χρήστης είναι ο χρόνος ζωής της ανεμογεννήτριας και το ύψος που βρίσκεται η πλήμνη. Η Vestas Wind Systems A/S ορίζει το χρόνο ζωής του μοντέλου V82 στα 20 έτη, οπότε στην υπάρχουσα μελέτη δεν θα χρειαστεί να γίνει αντικατάσταση των ανεμογεννητριών. Η πλήμνη θα βρίσκεται σε ύψος 80 μέτρων από το έδαφος. Στην Εικόνα 9.7 παρουσιάζονται τα δεδομένα που θα εισαχθούν για την ανεμογεννήτρια.

WIND TURBINE



· Properties

Name: **Vestas V82 [1.65MW]**

Abbreviation: **V82**

Rated Capacity (kW): **1650**

Manufacturer: **Vestas Wind Systems A/S**

· Site Specific Input

Lifetime (years):

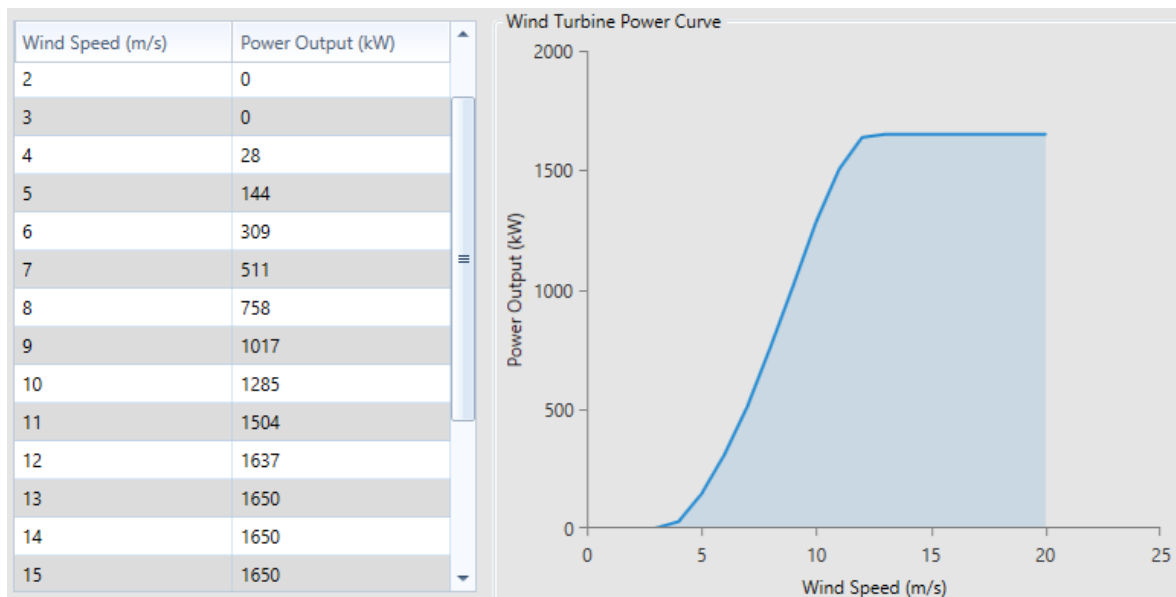
Hub Height (m):

Costs

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (\$/year)	
1	€1,675,000.00	€1,675,000.00	€41,250.00	<input type="button" value="X"/>

Εικόνα 9.7: Δεδομένα ανεμογεννήτριας Vestas V82 [1,65MW]. [HOMER]

Για να προβεί το HOMER στους απαραίτητους υπολογισμούς για την μελέτη του υβριδικού συστήματος, πρέπει να εισαχθεί η καμπύλη λειτουργίας της ανεμογεννήτριας όπως φαίνεται στην Εικόνα 9.8.




Εικόνα 9.8: Εισαγωγή δεδομένων (αριστερό μέρος) και εξαγωγή καμπύλης λειτουργίας (δεξιό μέρος) ανεμογεννήτριας Vestas V82. [HOMER]

9.2.6 Εισαγωγή δεδομένων συστήματος αποθήκευσης

Στο κεφάλαιο 8.3 έγινε επιλογή του συσσωρευτή LG Chem RESU10 [9.8kWh] για το σύστημα αποθήκευσης του υβριδικού συστήματος στην Αμοργό μιας και ένα έργο αντλησιοταμίευσης χρειάζεται περαιτέρω μελέτη. Ο συγκεκριμένος τύπος συσσωρευτή, στην ευρωπαϊκή αγορά κοστολογείται στα 4.527€ μαζί με τη μεταφορά του στο νησί της Αμοργού. Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης είναι 15€/έτος και επειδή ο χρόνος ζωής του είναι τα 10 έτη, οι περισσότεροι συσσωρευτές θα αντικατασταθούν κατά τη διάρκεια της εικοσαετίας.



Όσον αφορά τη συνδεσμολογία, οι συσσωρευτές συνδέονται με τους συμβατούς όπως ορίζει ο κατασκευαστής υβριδικούς μετατροπείς Solar Edge SE10K-RWS που επιλέχθηκαν στο κεφάλαιο 7.3 για να μετατρέπουν το συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο και να εξυπηρετούν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του δικτύου. Η σύνδεση των συσσωρευτών γίνεται εν παραλλήλω και όχι εν σειρά. Συνολικά οι συσσωρευτές μπορούν συνολικά να αποθηκεύσουν ενέργεια 30.000 kWh είτε φορτίζεται είτε αποφορτίζεται ο συσσωρευτής. Το ελάχιστο ποσοστό φόρτισης του συσσωρευτή σύμφωνα με την LG είναι 10,2%. Στην Εικόνα 9.9 παρουσιάζονται τα δεδομένα που θα εισαχθούν για το σύστημα αποθήκευσης που θα συγκροτείται από συσσωρευτές.

STORAGE  Name: Abbreviation:

Cost

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="4,527.00"/>	<input type="text" value="4,527.00"/>	<input type="text" value="15.00"/>

Lifetime More...

time (years):	<input type="text" value="10.00"/> 
throughput (kWh):	<input type="text" value="30,000.00"/> 

Site Specific Input

String Size: Voltage: 48 V

Initial State of Charge (%):

Minimum State of Charge (%):

Εικόνα 9.9: Δεδομένα συστήματος αποθήκευσης LG Chem RESU10. [HOMER]

9.2.7 Εισαγωγή δεδομένων μετατροπών

Στο κεφάλαιο 7.3 επιλέχθηκε ο υβριδικός μετατροπέας Solar Edge SE10K-RWS που έχει τη δυνατότητα μετατροπής από AC ρεύμα σε DC και το αντίστροφο. Οι μετατροπείς θα χρησιμοποιηθούν για την εύρυθμη λειτουργία του συστήματος διαχειρίζοντας τις ανάγκες της ζήτησης και της παραγωγής. Ο ρόλος τους είναι να φορτίζουν τους συσσωρευτές όταν υπάρχει υπερπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ αντίστοιχα να τροφοδοτούν το ηλεκτρικό δίκτυο με την ενέργεια των συσσωρευτών όταν η ζήτηση δεν μπορεί να καλυφθεί από το σύστημα.

Το συνολικό κόστος αγοράς μαζί με τη μεταφορά στην Αμοργό ανέρχεται στα 3.000€ ανά συσσωρευτή. Επειδή ο μετατροπέας έχει ονομαστική ισχύ 10 kW, το κόστος ανάγεται σε 300 €/kW. Το ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας των υβριδικών μετατροπών αγγίζει τα 20 €/kW. Ο χρόνος ζωής τους, σύμφωνα με τον κατασκευαστή, ανέρχεται στα 20 χρόνια ενώ τόσο ο αντιστροφέας (inverter) όσο και ο ανορθωτής (rectifier) χαρακτηρίζονται για τη μεγάλη απόδοση που έχουν αγγίζοντας το ποσοστό του 97,6%.

Τα δεδομένα εισάγονται στο λογισμικό HOMER Pro (Εικόνα 9.10).



Properties

Name: SolarEdge SE10K-RWS

Abbreviation: SE10K-RWS

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (\$/year)	
1	€300.00	€300.00	€20.00	X

Inverter Input

Lifetime (years): 20.00

Efficiency (%): 97.60

Parallel with AC generator?

Rectifier Input

Relative Capacity (%): 100.00

Efficiency (%): 97.60

Εικόνα 9.10: Δεδομένα συστήματος μετατροπής SolarEdge SE10K-RWS. [HOMER]

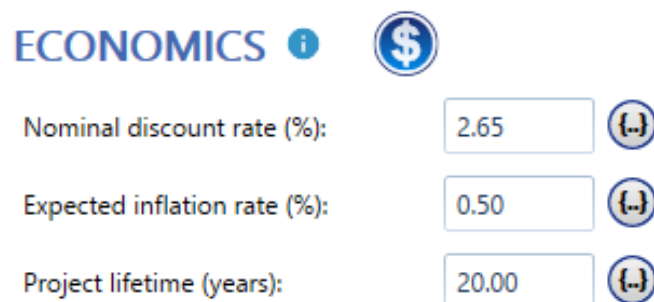
9.2.8 Εισαγωγή οικονομικών και λοιπών δεδομένων

Για να γίνει μια ολοκληρωμένη τεχνικό – οικονομική μελέτη με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER Pro, θα πρέπει να εισαχθούν σε αυτό κάποια σημαντικά οικονομικά δεδομένα. Αυτά σχετίζονται με τον πληθωρισμό (inflation rate), το προεξοφλητικό επιτόκιο (discount rate) και τη χρονική διάρκεια για την οποία γίνεται η μελέτη.

Πληθωρισμός (inflation rate) ορίζεται ως η γενική αύξηση των τιμών. Σε μια οικονομία της αγοράς, οι τιμές των υπηρεσιών και των αγαθών παρουσιάζουν συνεχώς διακυμάνσεις. Οι τιμές άλλες φορές αυξάνονται και άλλες φορές μειώνονται. Ο πληθωρισμός παρουσιάζεται όταν συμβαίνει γενική αύξηση στις τιμές των αγαθών και των υπηρεσιών, και όχι μόνο σε συγκεκριμένα πράγματα. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι με συγκεκριμένο χρηματικό ποσό μπορείς σήμερα να αγοράσεις λιγότερα αγαθά και υπηρεσίες από ό,τι μπορούσες το προηγούμενο χρονικό διάστημα. Με άλλα λόγια, ο πληθωρισμός μειώνει την αξία του χρήματος με την πάροδο του χρόνου [57]. Στην Ελλάδα για το Μάρτιο του 2022 ο δείκτης πληθωρισμού σκαρφάλωσε στο 8,9%, τιμή ρεκόρ. Ωστόσο δεν μπορεί να θεωρηθεί αντιπροσωπευτικός καθώς αυτή τη χρονική στιγμή η οικονομία τόσο σε παγκόσμιο όσο και σε εγχώριο επίπεδο βρίσκεται σε κρίση. Αυτό οφείλεται στον πόλεμο της Ουκρανίας και στην ενεργειακή κρίση. Μόλις σταθεροποιηθεί η κατάσταση και παρέλθει ένα μεγάλο χρονικό διάστημα, ο δείκτης πληθωρισμού αρχικά θα κυμαίνεται στο 0,5-1% έως ότου γίνει μηδέν. Για τα δεδομένα της μελέτης θα χρησιμοποιηθεί η παραδοχή ότι ο πληθωρισμός είναι 0,5%.

Το προεξοφλητικό επιτόκιο (discount rate) είναι το επιτόκιο με το οποίο η αξία ενός χρηματικού ποσού στο μέλλον μετατρέπεται σε παρούσα αξία. Το προεξοφλητικό επιτόκιο είναι δηλαδή ένα εργαλείο που βοηθάει τους επενδυτές να κάνουν επενδύσεις και να βρουν την παρούσα αξία της επένδυσής τους, ώστε να αποφασίσουν αν θα προβούν στην επένδυση που σκέφτονται. Επίσης χρησιμοποιείται και από τους επενδυτές μετοχών και ομολόγων που θέλουν να γνωρίζουν την παρούσα αξία των μερισμάτων, όσον αφορά τις μετοχές, και την παρούσα αξία των τόκων και της τιμής εξόφλησης, όσον αφορά τα ομόλογα. Για τις ανάγκες της μελέτης και σύμφωνα με τα επίσημα στατιστικά της Τράπεζας της Ελλάδος, θα χρησιμοποιηθεί ως προεξοφλητικό επιτόκιο η τιμή του Μαρτίου 2022 που ανέρχεται στο 2,65. Αυτή η τιμή αφορά το σταθερό έως ένα έτος επιτόκιο προς μη χρηματοπιστωτικές επιχειρήσεις για δάνεια που ξεπερνούν το ένα εκατομμύριο ευρώ.

Η χρονική διάρκεια για την οποία θα πραγματοποιηθεί η τεχνικό – οικονομική μελέτη του υβριδικού συστήματος είναι τα 20 χρόνια. Στην Εικόνα 9.11 παρουσιάζεται η εισαγωγή των οικονομικών δεδομένων για τη χρονική διάρκεια της εγκατάστασης.




ECONOMICS ⓘ	🇺🇸
Nominal discount rate (%):	<input type="text" value="2.65"/> ⓘ
Expected inflation rate (%):	<input type="text" value="0.50"/> ⓘ
Project lifetime (years):	<input type="text" value="20.00"/> ⓘ







Εικόνα 9.11: Προεξοφλητικό επιτόκιο, πληθωρισμός και χρονική διάρκεια της μελέτης.

[HOMER]

Σημαντική παράμετρος για τη μελέτη αποτελούν οι εκπομπές ρυπογόνων ουσιών. Όπως αναφέρει ο ΔΕΔΔΗΕ στα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία που μας χορήγησε για το αυτόνομο σύστημα της Αμοργού, δεν καταβάλλεται κόστος αγοράς ρυπογόνων ουσιών καθώς το σύστημα θεωρείται μικρού μεγέθους. Έτσι και το νέο υβριδικό σύστημα δεν θα καταβάλλει κόστος αγοράς ρυπογόνων ουσιών (Εικόνα 9.12) επειδή η διεύθυνση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας θα είναι αρκετά μεγάλη.

EMISSIONS ⓘ 

Emissions Penalties

Carbon dioxide (€/t):	<input type="text" value="0.00"/>	
Carbon monoxide (€/t):	<input type="text" value="0.00"/>	
Unburned hydrocarbons (€/t):	<input type="text" value="0.00"/>	
Particulate matter (€/t):	<input type="text" value="0.00"/>	
Sulfur dioxide (€/t):	<input type="text" value="0.00"/>	
Nitrogen oxides (€/t):	<input type="text" value="0.00"/>	

Εικόνα 9.12: Κόστος αγοράς εκπομπών ρυπογόνων ουσιών. [HOMER]

9.3 Προτεινόμενο υβριδικό σύστημα

9.3.1 Ανάλυση προτεινόμενου υβριδικού συστήματος

Έχοντας εισάγει όλα τα στοιχεία που αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 9.2 για τα συστήματα που θα υποστηρίξουν τον υβριδικό σταθμό, και λαμβάνοντας υπόψη όλες τις παραμέτρους για τα κλιματικά δεδομένα, το λογισμικό HOMER Pro προσομοιώνει υβριδικά συστήματα που συνδυάζουν τα στοιχεία αυτά. Το λογισμικό δημιουργεί μία λίστα προτεινόμενων υβριδικών συστημάτων και η κατάταξη ορίζεται βάσει του χαμηλότερου συνολικού καθαρού κόστους. Το πρώτο σύστημα που εμφανίζεται στη λίστα, είναι το πιο οικονομικά βιώσιμο για την χρονική διάρκεια της μελέτης. Για το λογισμικό, συνολικό καθαρό κόστος είναι το άθροισμα του αρχικού κεφαλαίου, του συνολικού κόστους καυσίμου (στην προκειμένη περίπτωση το πετρέλαιο) και το κόστος για την εύρυθμη λειτουργία και συντήρηση του υβριδικού συστήματος.

Στη μελέτη ενεργειακής αυτονομίας που εκτελούμε, το λογισμικό προτείνει ως βέλτιστη λύση ένα υβριδικό σύστημα συνολικού καθαρού κόστους 28.640.040,00 €. Το εν λόγω βελτιστοποιημένο σύστημα επιτυγχάνει διείσδυση Α.Π.Ε. 99,3% στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το μοντέλο ακολουθεί τη στρατηγική Load Following (LF) που σημαίνει ότι οι συμβατικές μονάδες παράγουν ηλεκτρική ενέργεια όταν τα υπόλοιπα στοιχεία του συστήματος δεν μπορούν να ανταπεξέλθουν στη ζήτηση του δικτύου.

Υπάρχει και η στρατηγική Cycle Changing (CC) κατά την οποία όταν οι συμβατικές μονάδες καλούνται να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, λειτουργούν στη μέγιστη ισχύ και καλύπτουν όλες τις ανάγκες. Συνήθως τα σενάρια που χρησιμοποιούν τη στρατηγική Load Following (LF) χαρακτηρίζονται για το μικρότερο συνολικό καθαρό κόστος σε σχέση με τα αντίστοιχα που χρησιμοποιούν τη στρατηγική Cycle Changing (CC).

Τα στοιχεία που απαρτίζουν το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα είναι:

- ❖ 2 ανεμογεννήτριες Vestas V82 [1,65MW] συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 3,3MW.
- ❖ 2 συμβατικές μονάδες καύσης πετρελαίου από το προϋπάρχον σύστημα, 1 MITSUBISHI S16R-PTA [1MW] και 1 CEGIELSKI 6AL20/24 [460kW].
- ❖ 1.858 συσσωρευτές τύπου LG Chem RESU10 [9.8kWh] που θα αποτελούν το σύστημα αποθήκευσης.
- ❖ Σύστημα μετατροπής ενέργειας συνολικής χωρητικότητας 2.776kW. Οι 278 μετατροπείς που αποτελούν το σύστημα μετατροπής είναι τύπου Solar Edge SE10K-RWS.
- ❖ Φωτοβολταϊκό πάρκο συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4.297kW. Το πάρκο συγκροτείται από φωτοβολταϊκά πάνελ τύπου TRINA SOLAR VERTEX TSM-DE19 540Wp συνδεδεμένα σε στοιχειοσειρές. Συνολικά θα υπάρχουν 7.958 Φ/Β πάνελ χωρισμένα σε 42 αντιστροφείς SUNGROW SG110CX που μετατρέπουν το συνεχές σε εναλλασσόμενο ρεύμα. Οι 38 αντιστροφείς θα συνδέονται με 189 Φ/Β πάνελ (3 στοιχειοσειρές των 23 Φ/Β πλαισίων έκαστη και 5 στοιχειοσειρές των 24 Φ/Β πλαισίων έκαστη). Οι υπόλοιποι 4 αντιστροφείς θα συνδέονται με 194 Φ/Β πάνελ (6 στοιχειοσειρές των 24 Φ/Β πλαισίων έκαστη και 2 στοιχειοσειρές των 25 Φ/Β πλαισίων έκαστη).

9.3.2 Οικονομικά χαρακτηριστικά προτεινόμενου υβριδικού συστήματος

Οι Πίνακες 9.5 και 9.6 καθώς και τα Διαγράμματα 9.7 και 9.8 που ακολουθούν αναλύουν λεπτομερώς πως γίνεται η κατάτμηση του συνολικού κόστους ανά στοιχείο που συμμετέχει στη συγκρότηση του υβριδικού σταθμού για όλη τη χρονική διάρκεια που έχουμε ορίσει για τη μελέτη, δηλαδή τα 20 έτη, αλλά και σε ετήσια κλίμακα.

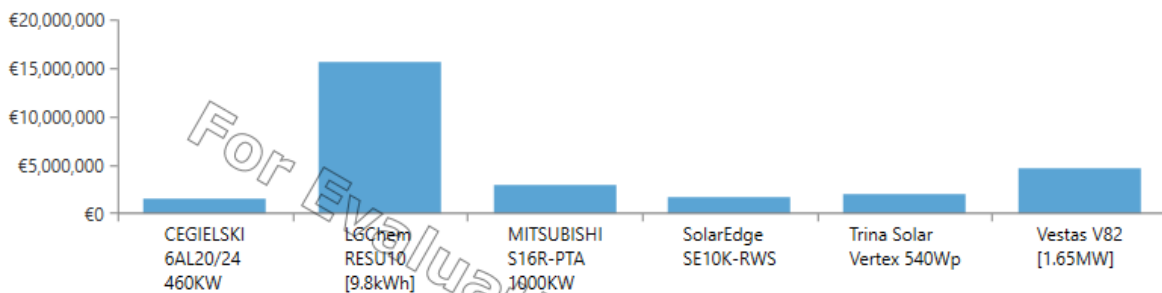
Συγκεκριμένα οι Πίνακες 9.5 και 9.6 χωρίζονται σε 7 στήλες. Η στήλη component αναφέρεται στα στοιχεία που απαρτίζουν το υβριδικό σύστημα. Στις υπόλοιπες στήλες

αναφέρονται το αρχικό κεφάλαιο, το κόστος αντικατάστασης, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος καυσίμου και το συνολικό κόστος ανά στοιχείο. Υπάρχει και η στήλη “Salvage” που δείχνει την υπολειμματική αξία, η οποία ανέρχεται στις 262.837,95€, και οφείλεται στο γεγονός ότι η ζωή των φωτοβολταϊκών πλαισίων είναι 25 έτη. Επομένως μετά το πέρας των 20 ετών για τα οποία γίνεται η μελέτη, τα φωτοβολταϊκά πλαίσια θα έχουν κάποια αξία.

Όπως είναι εύκολα αντιληπτό τόσο το αρχικό κεφάλαιο όσο και το κόστος αντικατάστασης των συμβατικών μονάδων είναι μηδέν καθώς προϋπήρχαν στο αυτόνομο σύστημα της Αμοργού, και σε περίπτωση βλάβης υπάρχουν εφεδρικές άλλες 3 μονάδες MITSUBISHI και 1 CEGIELSKI.

Πίνακας 9.5: Συνολικό και ανά στοιχείο κόστος συστήματος. [Αποτέλεσμα HOMER]

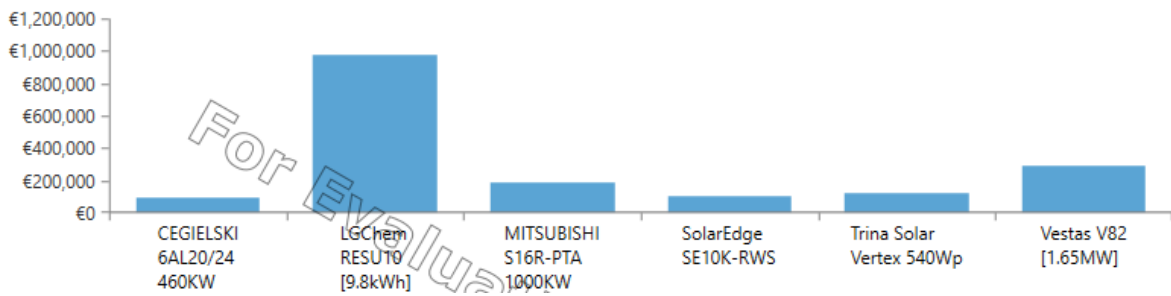
Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
CEGIELSKI 6AL20/24 460KW	€0.00	€0.00	€1,476,807.67	€79,995.99	€0.00	€1,556,803.65
LGChem RESU10 [9.8kWh]	€8,411,166.00	€6,806,553.85	€449,647.13	€0.00	€0.00	€15,667,366.98
MITSUBISHI S16R-PTA 1000KW	€0.00	€0.00	€2,827,113.97	€157,916.30	€0.00	€2,985,030.27
SolarEdge SE10K-RWS	€832,758.14	€0.00	€895,699.81	€0.00	€0.00	€1,728,457.94
Trina Solar Vertex 540Wp	€2,006,854.62	€0.00	€277,328.10	€0.00	-€262,837.95	€2,021,344.78
Vestas V82 [1.65MW]	€3,350,000.00	€0.00	€1,331,032.94	€0.00	€0.00	€4,681,032.94
System	€14,600,778.76	€6,806,553.85	€7,257,629.61	€237,912.29	-€262,837.95	€28,640,036.56



Διάγραμμα 9.7: Συνολικό κόστος κάθε στοιχείου. [Αποτέλεσμα HOMER]

Πίνακας 9.6: Ετήσιο συνολικό και ανά στοιχείο κόστος. [Αποτέλεσμα HOMER]

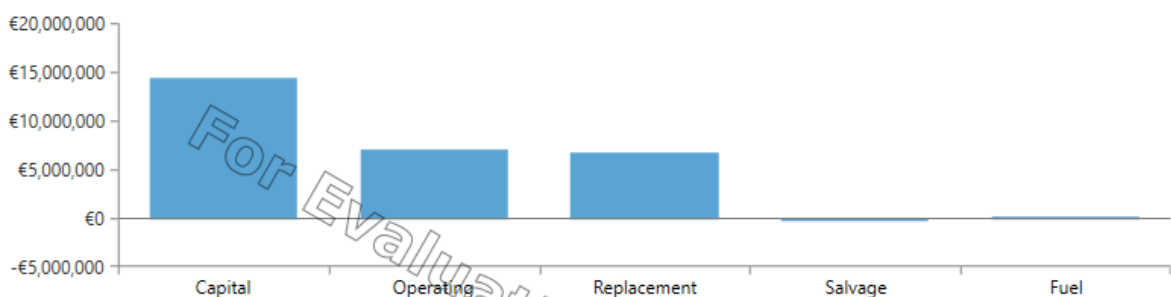
Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
CEGIELSKI 6AL20/24 460KW	€0.00	€0.00	€91,555.40	€4,958.31	€0.00	€96,493.71
LGChem RESU10 [9.8kWh]	€521,340.36	€421,883.39	€27,870.00	€0.00	€0.00	€971,093.75
MITSUBISHI S16R-PTA 1000KW	€0.00	€0.00	€175,230.00	€9,787.96	€0.00	€185,017.96
SolarEdge SE10K-RWS	€51,615.96	€0.00	€55,517.21	€0.00	€0.00	€107,133.17
Trina Solar Vertex 540Wp	€124,388.74	€0.00	€17,189.33	€0.00	-€16,291.21	€125,286.86
Vestas V82 [1.65MW]	€207,639.49	€0.00	€82,500.00	€0.00	€0.00	€290,139.49
System	€904,984.55	€421,883.39	€449,841.94	€14,746.26	-€16,291.21	€1,775,164.94



Διάγραμμα 9.8: Ετήσιο κόστος κάθε στοιχείου. [Αποτέλεσμα HOMER]

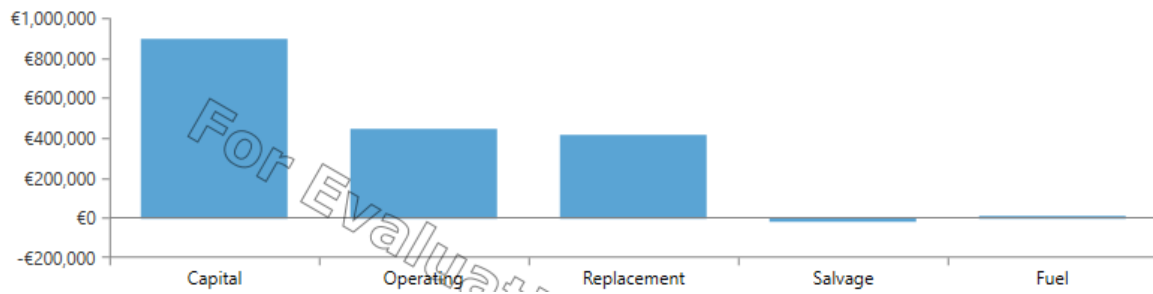
Στο στοιχείο “Trina Solar Vertex 540Wp” που αποτελεί το φωτοβολταϊκό πάρκο, εκτός από το κόστος του φωτοβολταϊκού πλαισίου, συνυπολογίζονται το κόστος των σταθερών βάσεων στήριξης μαζί με την καλωδίωση των φωτοβολταϊκών πλαισίων αλλά και το κόστος των αντιστροφέν SUNGROW SG110CX. Παρατηρούμε ότι τα περισσότερα χρήματα διατίθενται στους συσσωρευτές του συστήματος. Αυτό συμβαίνει καθώς η ζωή των συσσωρευτών ορίζεται στα 10 έτη, επομένως για τη χρονική διάρκεια της μελέτης θα χρειαστεί να γίνει αντικατάσταση συσσωρευτών. Ακόμα ένας σημαντικός λόγος είναι ότι η τεχνολογία της αποθήκευσης ενέργειας είναι η πρόκληση του σήμερα για το παγκόσμιο στερέωμα και ακόμα το κόστος θεωρείται μεγάλο. Τέλος, βασική επιδίωξη για μεγάλη διείσδυση Α.Π.Ε. είναι η μεγάλη αποθηκευτική ικανότητα ενός συστήματος και αυτό οδηγεί το λογισμικό στην μοντελοποίηση υβριδικού συστήματος με μεγάλο αριθμό συσσωρευτών.

Τα Διαγράμματα 9.9 και 9.10 που ακολουθούν, αναπαριστούν πως γίνεται η κατάτμηση του συνολικού κόστους ανά είδος τόσο στο συνολικό καθαρό κόστος, όσο και σε ετήσια βάση.



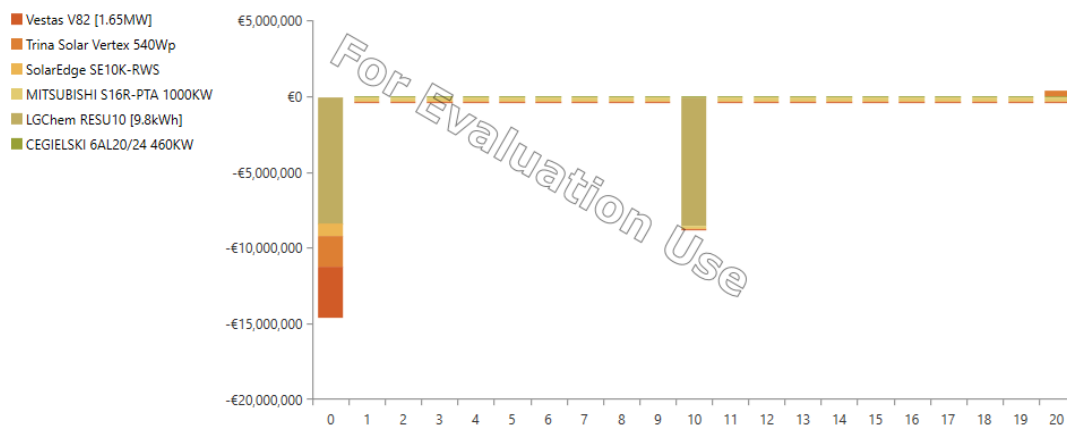
Διάγραμμα 9.9: Μερίδιο κάθε είδους κόστους στο συνολικό καθαρό κόστος.

[Αποτέλεσμα HOMER]

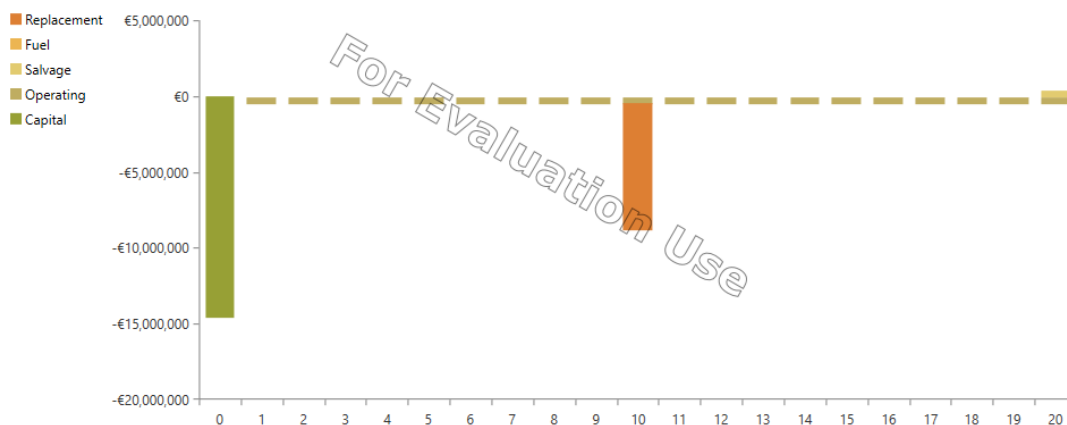


Διάγραμμα 9.10: Μερίδιο κάθε είδους κόστους στο συνολικό ετήσιο κόστος.
[Αποτέλεσμα HOMER]

Τα Διαγράμματα 9.11 και 9.12 αντικατοπτρίζουν τη ροή κόστους για τη χρονική διάρκεια της μελέτης, τόσο ανά στοιχείο που συμμετέχει στη συγκρότηση του υβριδικού συστήματος όσο και ανά είδους κόστους.



Διάγραμμα 9.11: Ροή κόστους κάθε στοιχείου του υβριδικού συστήματος.
[Αποτέλεσμα HOMER]



Διάγραμμα 9.12: Ροή κόστους κάθε είδους κόστους του υβριδικού συστήματος.
[Αποτέλεσμα HOMER]

9.3.3 Λειτουργία συμβατικών μονάδων

Στο προτεινόμενο υβριδικό σύστημα θα συμμετέχουν 2 συμβατικές μονάδες καύσης πετρελαίου. Οι δύο μονάδες που χρησιμοποιούνται είναι μία τύπου MITSUBISHI S16R-PTA και μία τύπου CEGIELSKI 6AL20/24. Στους Πίνακες 9.7 και 9.8 και στα Διαγράμματα 9.13 και 9.14 φαίνεται η λειτουργία τους. Ενδιαφέροντα στοιχεία που διαθέτουν οι πίνακες είναι το κόστος παραγωγής ανά κιλοβατώρα (Marginal Generation Cost) και η ετήσια κατανάλωση καυσίμου (Fuel Consumption) για ηλεκτροπαραγωγή.

Όπως διακρίνουμε από τη μορφή των διαγραμμάτων, οι ελάχιστες ώρες κατά τις οποίες λειτουργούν οι συμβατικές μονάδες στη διάρκεια του έτους, εντοπίζονται κυρίως κατά τη θερινή περίοδο όπου η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται κατακόρυφα λόγω του μεγάλου αριθμού τουριστών που επισκέπτονται το νησί για τις καλοκαιρινές τους διακοπές.

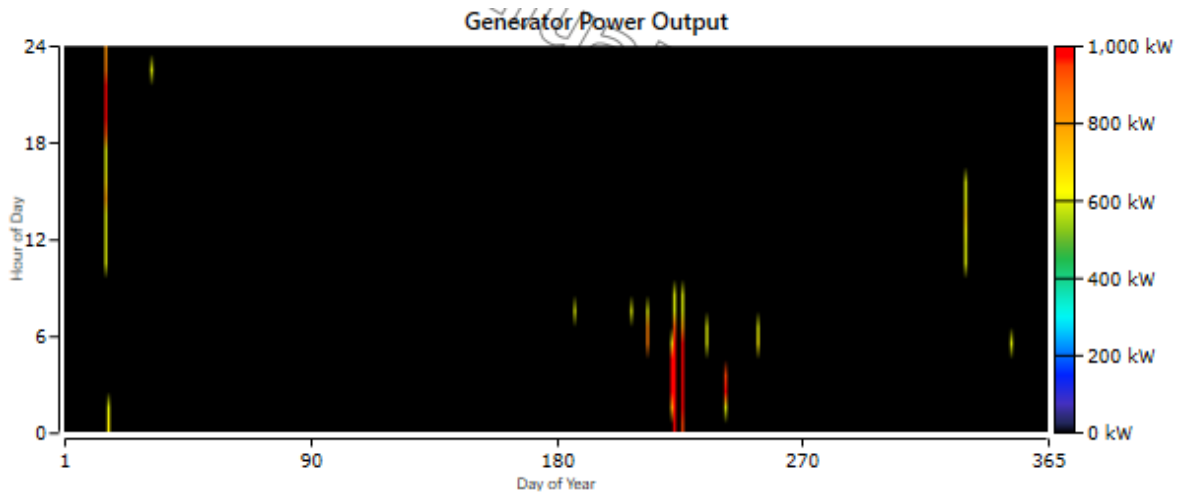
Πίνακας 9.7: Λειτουργία συμβατικής μονάδας MITSUBISHI του υβριδικού συστήματος.

[Αποτέλεσμα HOMER]

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	59.0	hrs/yr
Number of Starts	13.0	starts/yr
Operational Life	254	yr
Capacity Factor	0.540	%
Fixed Generation Cost	2,979	€/hr
Marginal Generation Cost	0.195	€/kWh

Quantity	Value	Units
Electrical Production	47,328	kWh/yr
Mean Electrical Output	802	kW
Minimum Electrical Output	637	kW
Maximum Electrical Output	1,000	kW

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	12,635	L
Specific Fuel Consumption	0.267	L/kWh
Fuel Energy Input	124,328	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	38.1	%



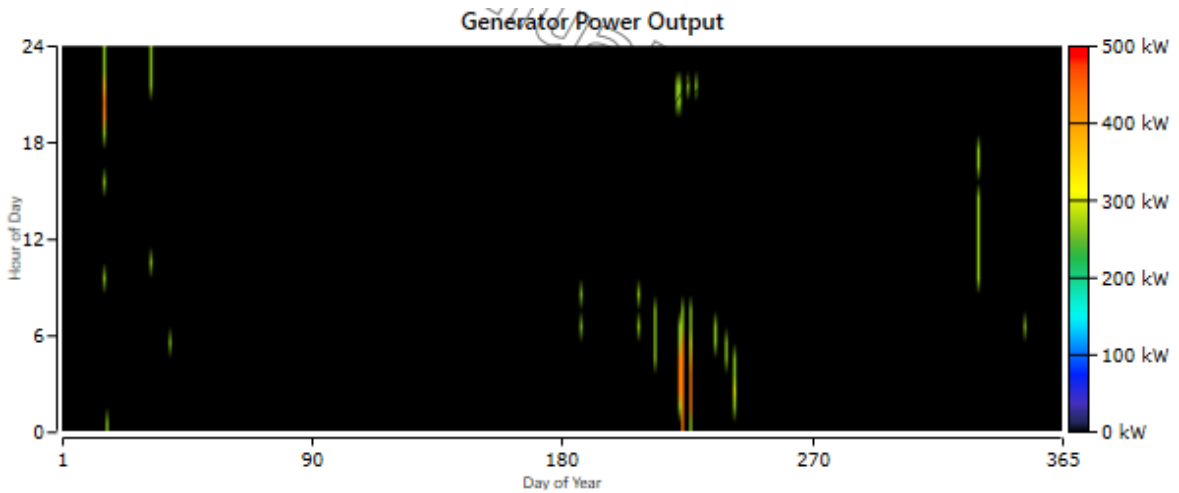
Διάγραμμα 9.13: Παραγόμενη ισχύς από τη συμβατική μονάδα MITSUBISHI [1MW] του υβριδικού συστήματος ωριαία σε ετήσια κλίμακα. [Αποτέλεσμα HOMER]

Πίνακας 9.8: Λειτουργία συμβατικής μονάδας CEGIELSKI [460kW] του υβριδικού συστήματος. [Αποτέλεσμα HOMER]

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	67.0	hrs/yr
Number of Starts	24.0	starts/yr
Operational Life	224	yr
Capacity Factor	0.528	%
Fixed Generation Cost	1,377	€/hr
Marginal Generation Cost	0.199	€/kWh

Quantity	Value	Units
Electrical Production	21,276	kWh/yr
Mean Electrical Output	318	kW
Minimum Electrical Output	275	kW
Maximum Electrical Output	460	kW

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	6,401	L
Specific Fuel Consumption	0.301	L/kWh
Fuel Energy Input	62,981	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	33.8	%

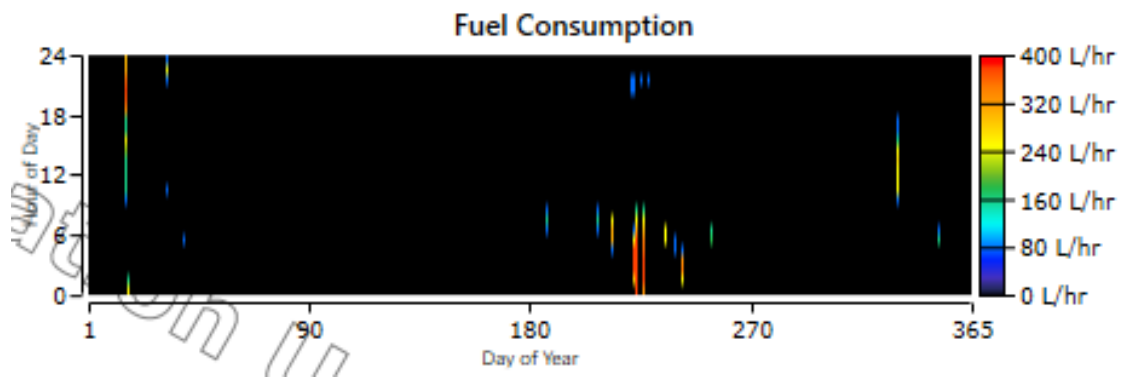


Διάγραμμα 9.14: Παραγόμενη ισχύς από τη συμβατική μονάδα CEGIELSKI [460kW] του υβριδικού συστήματος ωριαία σε ετήσια κλίμακα. [Αποτέλεσμα HOMER]

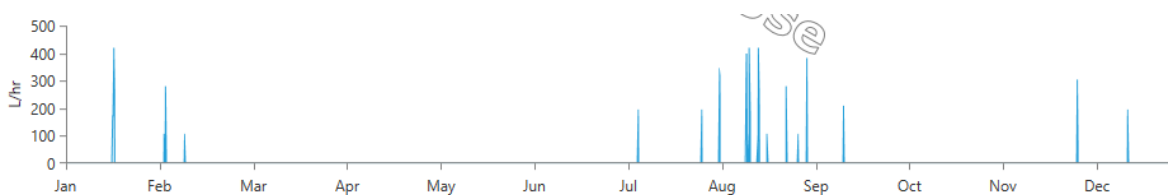
Οι συμβατικές μονάδες που λειτουργούν στο υβριδικό σύστημα θα καταναλώσουν συνολικά 19.036 λίτρα πετρελαίου (Total fuel consumed) για ηλεκτροπαραγωγή όπως αυτό προκύπτει από τον Πίνακα 9.9. Ο πίνακας παρουσιάζει τόσο τη μέση ημερήσια (Avg fuel per day) όσο και την μέση ωριαία (Avg fuel per hour) κατανάλωση καυσίμου. Αντίστοιχα στα Διαγράμματα 9.15 και 9.16 απεικονίζεται η κατανάλωση πετρελαίου. Όπως μπορούμε να διακρίνουμε η κατανάλωση είναι πολύ μικρή καθώς με το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα έχει επιτευχθεί διεύθυνση Α.Π.Ε. σε ποσοστό 99,3%.

Πίνακας 9.9: Κατανάλωση πετρελαίου των συμβατικών μονάδων του υβριδικού συστήματος. [Αποτέλεσμα HOMER]

Quantity	Value	Units
Total fuel consumed	19,036	L
Avg fuel per day	52.2	L/day
Avg fuel per hour	2.17	L/hour



Διάγραμμα 9.15: Κατανάλωση πετρελαίου των συμβατικών μονάδων του υβριδικού συστήματος ωριαία σε ετήσια βάση. [Αποτέλεσμα HOMER]



Διάγραμμα 9.16: Κατανάλωση πετρελαίου σε μηνιαία κλίμακα. [Αποτέλεσμα HOMER]

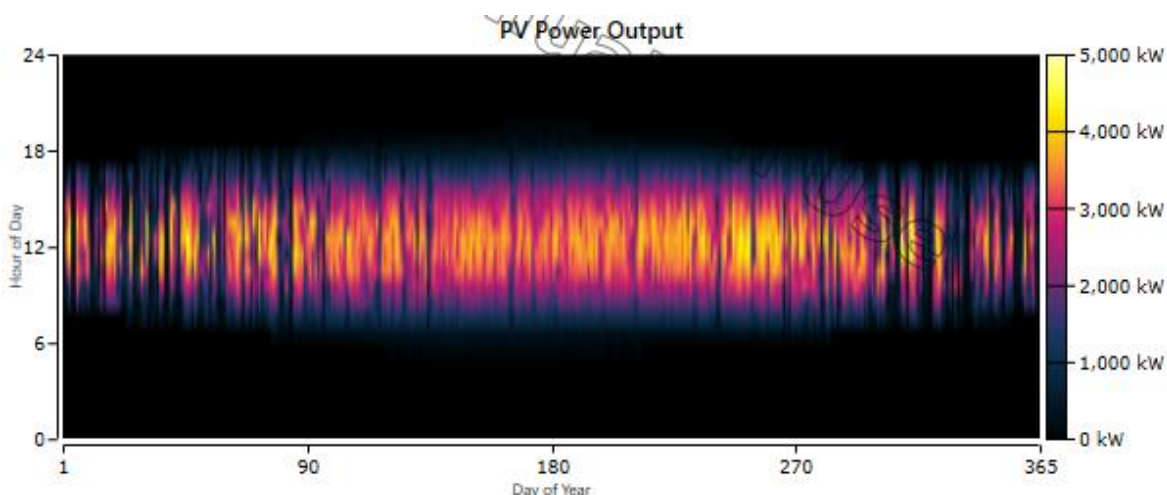
9.3.4 Λειτουργία φωτοβολταϊκής εγκατάστασης

Το λογισμικό προτείνει την εγκατάσταση φωτοβολταϊκού πάρκου εγκατεστημένης ισχύος 4.297kW. Το φωτοβολταϊκό πάρκο θα αποτελείται από φωτοβολταϊκά πλαίσια Trina Solar Vertex 540Wr, μετατροπείς Sungrow SG110CX (μετατρέπουν το συνεχές ρεύμα που παράγουν τα πλαίσια σε εναλλασσόμενο που θα αποδοθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο) και σταθερές βάσεις στήριξης με καλωδίωση για τη σύνδεση του πάρκου. Στον Πίνακα 9.10 που ακολουθεί παρουσιάζονται μερικά ενδιαφέροντα στοιχεία όπως είναι η μέση ημερήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Mean Output σε kWh/d) και η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Total Production). Επίσης στον πίνακα αναφέρεται το κόστος ανά παραγόμενη κιλοβατώρα (Levelized Cost) που δεν αγγίζει ούτε τα 0,02€ όταν το αντίστοιχο κόστος για τις συμβατικές μονάδες κυμαίνεται στα 0,19€.

Πίνακας 9.10: Λειτουργία Φ/Β πάρκου του υβριδικού συστήματος. [Αποτέλεσμα HOMER]

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Rated Capacity	4,297	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	879	kW	Maximum Output	4,713	kW
Mean Output	21,096	kWh/d	PV Penetration	81.3	%
Capacity Factor	20.5	%	Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Total Production	7,700,094	kWh/yr	Levelized Cost	0.0163	€/kWh

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το Διάγραμμα 9.17 παραγόμενης ισχύος. Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό ένα φωτοβολταϊκό πάρκο παράγει ισχύ από την ώρα που ανατέλλει ο ήλιος και μέχρι να δύσει. Η μέγιστη παραγωγή του φωτοβολταϊκού πάρκου διακρίνεται τους θερινούς μήνες και συγκεκριμένα από τις 10:00 μέχρι τις 16:00 όπου η ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στα φωτοβολταϊκά πλαίσια αγγίζει τη μέγιστη τιμή της.



Διάγραμμα 9.17: Παραγόμενη ισχύς από το Φ/Β πάρκο του υβριδικού συστήματος ωριαία σε ετήσια κλίμακα. [Αποτέλεσμα HOMER]

9.3.5 Λειτουργία ανεμογεννητριών

Το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα διαθέτει δύο ανεμογεννήτριες Vestas V82 ονομαστικής ισχύος 1,65MW έκαστη. Στον Πίνακα 9.11 που ακολουθεί παρουσιάζονται βασικά στοιχεία σχετιζόμενα με τη λειτουργία των ανεμογεννητριών. Ο πίνακας αποτυπώνει τη συνολική ονομαστική χωρητικότητα (Total Rated Capacity) του αιολικού

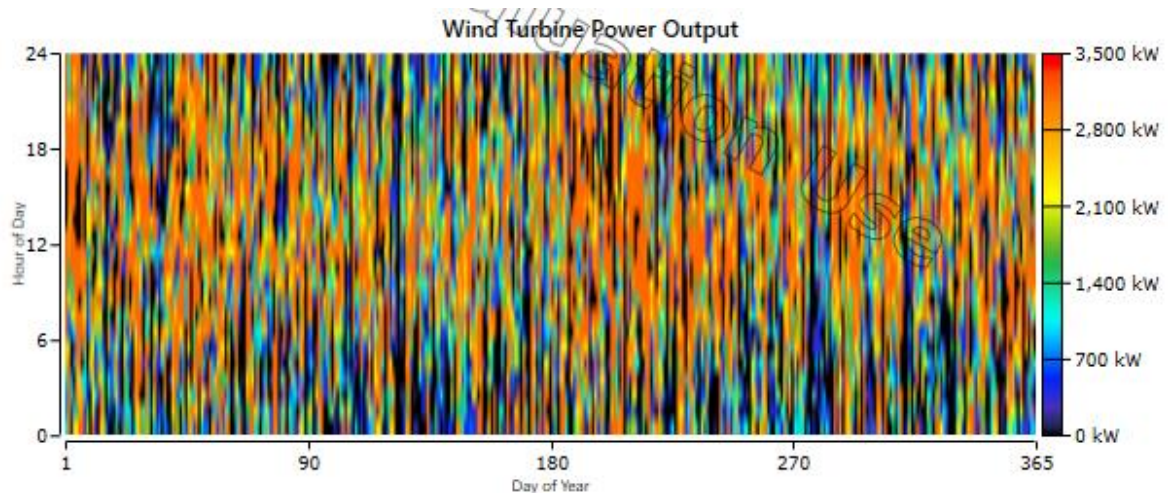
πάρκου και την ετήσια παραγωγή ενέργειας (Total Production). Όπως και στο φωτοβολταϊκό πάρκο, έτσι και στην ανεμογεννήτρια το κόστος ανά παραγόμενη κιλοβατώρα (Levelized Cost) είναι ιδιαίτερα χαμηλό. Άλλες τιμές που παρουσιάζονται στον πίνακα είναι η μέση παραγόμενη ισχύς (Mean Output) και ο παράγοντας χωρητικότητας (Capacity Factor) που ορίζεται ως το επί τοις εκατό ποσοστό της μέσης παραγόμενης ισχύος διαιρεμένης με την ονομαστική χωρητικότητα.

Πίνακας 9.11: Λειτουργία αιολικού πάρκου του υβριδικού συστήματος.

[Αποτέλεσμα HOMER]

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	3,300	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	1,746	kW	Maximum Output	3,300	kW
Capacity Factor	52.9	%	Wind Penetration	162	%
Total Production	15,297,608	kWh/yr	Hours of Operation	7,773	hrs/yr
			Levelized Cost	0.0190	€/kWh

Στο Διάγραμμα 9.18 που ακολουθεί παρουσιάζεται η παραγόμενη ισχύς των ανεμογεννητριών. Διακρίνουμε ότι λόγω του υψηλού αιολικού δυναμικού που επικρατεί στην περιοχή της Αμοργού, οι ανεμογεννήτριες παράγουν μεγάλη ισχύ κατά τη διάρκεια του χρόνου.



Διάγραμμα 9.18: Παραγόμενη ισχύς από το αιολικό πάρκο του υβριδικού συστήματος ωριαία σε ετήσια κλίμακα. [Αποτέλεσμα HOMER]

9.3.6 Λειτουργία μετατροπών

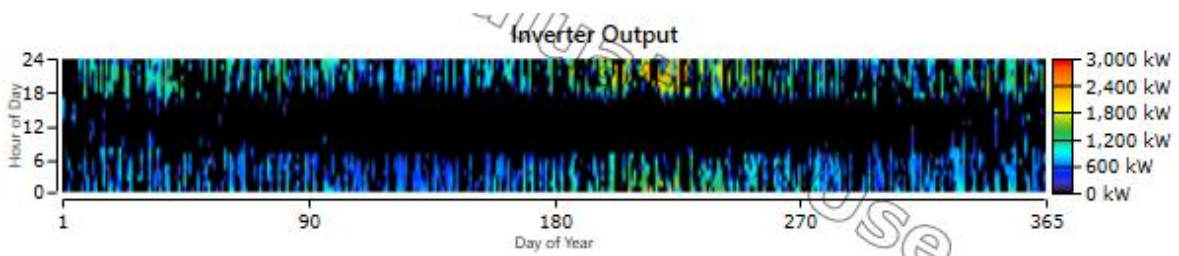
Για την συγκρότηση του υβριδικού συστήματος θα χρησιμοποιηθούν οι μετατροπείς Solar Edge SE10K-RWS. Το σύστημα απαιτεί χωρητικότητα (Capacity) ισχύος 2.776 kW. Οι υβριδικοί μετατροπείς έχουν δύο λειτουργίες, του αντιστροφέα (inverter) και του ανορθωτή (rectifier). Στον Πίνακα 9.12 αποτυπώνονται τα στοιχεία και για τις δύο λειτουργίες των μετατροπών. Ένα ενδιαφέρον στοιχείο που αποτυπώνεται στον πίνακα είναι οι απώλειες (Losses). Όταν ο μετατροπέας λειτουργεί ως αντιστροφέας η ενέργεια που «χάνεται» είναι 44.755 kWh σε ετήσια βάση, ενώ αντίστοιχα όταν λειτουργεί ως ανορθωτής οι απώλειες ανέρχονται σε 48.269 kWh.

Πίνακας 9.12: Λειτουργία μετατροπών του υβριδικού συστήματος.

[Αποτέλεσμα HOMER]

Quantity	Inverter	Rectifier	Units	Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2,776	2,776	kW	Hours of Operation	2,405	1,622	hrs/yr
Mean Output	208	224	kW	Energy Out	1,820,029	1,962,930	kWh/yr
Minimum Output	0	0	kW	Energy In	1,864,784	2,011,199	kWh/yr
Maximum Output	2,520	2,776	kW	Losses	44,755	48,269	kWh/yr
Capacity Factor	7.48	8.07	%				

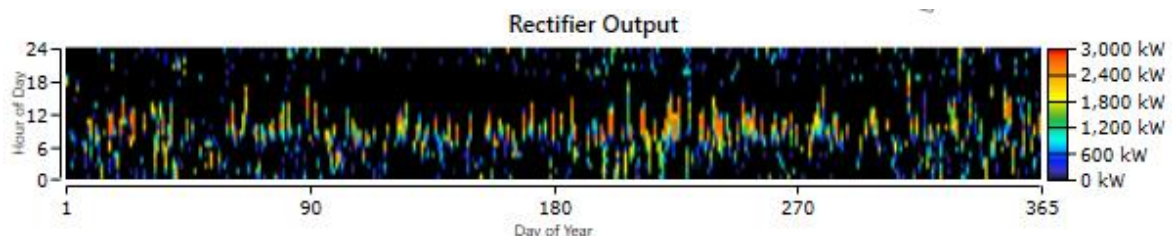
Στο Διάγραμμα 9.19 παρουσιάζεται η ισχύς εξόδου του μετατροπέα όταν λειτουργεί ως αντιστροφέας. Η λειτουργία του αντιστροφέα είναι να μετατρέπει το συνεχές ρεύμα των συσσωρευτών σε εναλλασσόμενο και συντελεί στην εκφόρτιση των συσσωρευτών. Η χρήση του αντιστροφέα βάσει του διαγράμματος γίνεται στο χρονικό διάστημα από τις 18:00 μέχρι τις 6:00 της επόμενης ημέρας. Αυτό συμβαίνει διότι το φωτοβολταϊκό πάρκο σε εκείνο το διάστημα δεν παράγει ισχύ και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καλύπτεται από τις ανεμογεννήτριες και τους συσσωρευτές, ενώ ελάχιστα συνεισφέρουν και οι συμβατικές μονάδες. Κατά τη θερινή περίοδο η ισχύς εξόδου είναι μεγαλύτερη καθώς η ζήτηση ενέργειας αυξάνεται λόγω του τουρισμού.



Διάγραμμα 9.19: Ισχύς εξόδου του αντιστροφέα ωριαία σε ετήσια κλίμακα.

[Αποτέλεσμα HOMER]

Στο Διάγραμμα 9.20 παρουσιάζεται η ισχύς εξόδου του μετατροπέα όταν λειτουργεί ως ανορθωτής. Η λειτουργία του ανορθωτή είναι η αντίθετη σε σχέση με τη λειτουργία του αντιστροφέα. Ο ανορθωτής μετατρέπει το εναλλασσόμενο ρεύμα που παράγουν οι πηγές ενέργειας του συστήματος σε συνεχές ρεύμα και συντελεί στη φόρτιση των συσσωρευτών. Λειτουργούν από τις 5:00 μέχρι τις 15:00 βάσει του διαγράμματος διότι οι κλιματικές συνθήκες είναι κατάλληλες για παραγωγή ενέργειας μέσω των ανεμογεννητριών και του φωτοβολταϊκού πάρκου. Κατά τη θερινή περίοδο η ισχύς εξόδου τους είναι μεγαλύτερη σε σχέση με τους υπόλοιπους μήνες καθώς η παραγωγή των Α.Π.Ε. φτάνει στα ύψη.



Διάγραμμα 9.20: Ισχύς εξόδου του ανορθωτή ωριαία σε ετήσια κλίμακα.

[Αποτέλεσμα HOMER]

9.3.7 Λειτουργία συστήματος αποθήκευσης

Το σύστημα αποθήκευσης στο υβριδικό σύστημα θα απαρτίζεται από 1.858 συσσωρευτές τύπου LG Chem RESU10 [9.8kWh].

Στον Πίνακα 9.13 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα βασικά στοιχεία που χαρακτηρίζουν το σύστημα αποθήκευσης, του οποίου οι συσσωρευτές συνδέονται εν παραλλήλω διότι κάθε συστοιχία διαθέτει 1 μπαταρία (String Size) και υπάρχουν συνολικά 1.858 συστοιχίες (Strings in Parallel). Η τάση του συστήματος (Bus Voltage) προκύπτει από

τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μπαταρίας. Επίσης στον πίνακα αποτυπώνονται ενδιαφέροντα στοιχεία όπως είναι το κόστος ανά παραγόμενη κιλοβατώρα (Storage Wear Cost). Ακόμα ο πίνακας διαθέτει την ποσότητα της ενέργειας που εισάγεται (Energy in) στους συσσωρευτές όταν φορτίζονται και αντίστοιχα την ποσότητα της ενέργειας που εξέρχεται (Energy Out) όταν βρίσκονται σε διαδικασία εκφόρτισης.

Πίνακας 9.13: Λειτουργία συστήματος αποθήκευσης του υβριδικού συστήματος.

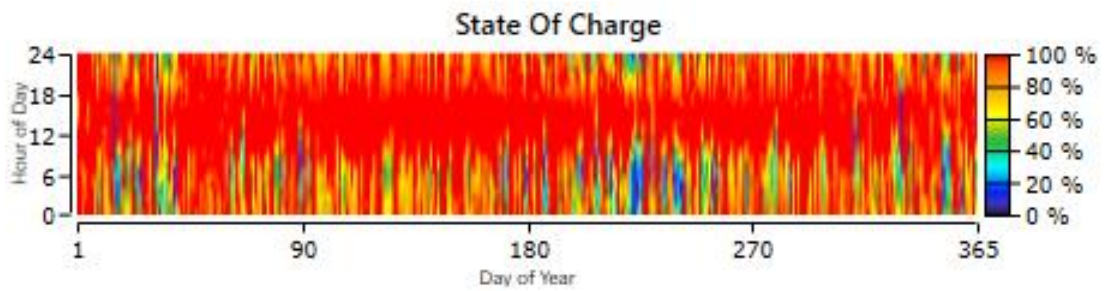
[Αποτέλεσμα HOMER]

Quantity	Value	Units
Batteries	1,858	qty.
String Size	1.00	batteries
Strings in Parallel	1,858	strings
Bus Voltage	48.0	V

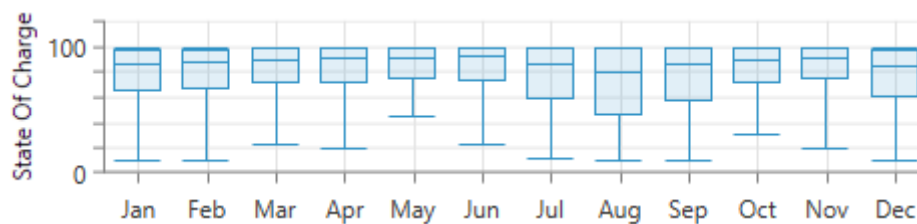
Quantity	Value	Units
Autonomy	14.0	hr
Storage Wear Cost	0.155	€/kWh
Nominal Capacity	16,856	kWh
Usable Nominal Capacity	15,136	kWh
Lifetime Throughput	19,132,278	kWh
Expected Life	10.0	yr

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	€/kWh
Energy In	1,962,930	kWh/yr
Energy Out	1,864,784	kWh/yr
Storage Depletion	0	kWh/yr
Losses	98,147	kWh/yr
Annual Throughput	1,913,228	kWh/yr

Στα Διαγράμματα 9.21 και 9.22 που ακολουθούν αποτυπώνεται το ποσοστό φόρτισης των συσσωρευτών. Πιο συγκεκριμένα στο Διάγραμμα 9.21 παρατηρείται μεγάλο ποσοστό φόρτισης των συσσωρευτών κατά τη διάρκεια όλου του έτους. Αυτός είναι ένας παράγοντας που αυξάνει το ποσοστό διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Οι συσσωρευτές εκφορτίζονται σε μεγάλο ποσοστό κατά τη θερινή περίοδο που οι ενεργειακές απαιτήσεις αυξάνονται. Ωστόσο ποτέ το ποσοστό φόρτισης δεν πέφτει κάτω από την τιμή 10,2% που είναι το χαμηλότερο δυνατό ποσοστό που ορίζει η κατασκευάστρια εταιρεία. Το χαμηλό ποσοστό φόρτισης παρουσιάζεται κατά τις νυχτερινές ώρες έως την ανατολή του ηλίου όπου αρχίζει η παραγωγή ενέργειας από το φωτοβολταϊκό πάρκο και συντελεί στη φόρτιση των συσσωρευτών. Στο Διάγραμμα 9.22 παρουσιάζονται τα ποσοστά για τη μέγιστη, τη μέγιστη μέση ημερήσια, την ελάχιστη, την ελάχιστη μέση ημερήσια και τη μέση φόρτιση των συσσωρευτών σε μηνιαία κλίμακα.

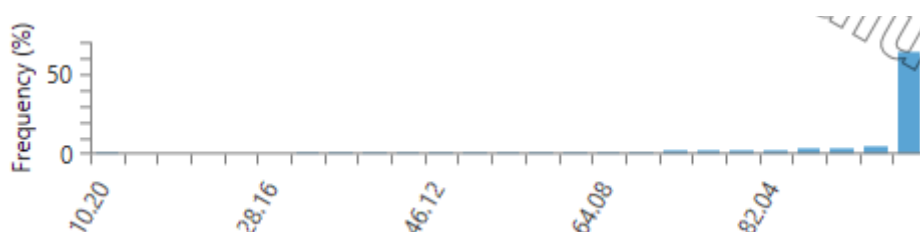


Διάγραμμα 9.21: Κατάσταση φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης ωριαία σε ετήσια κλίμακα. [Αποτέλεσμα HOMER]



Διάγραμμα 9.22: Απεικόνιση του ελάχιστου, του ελάχιστου μέσου ημερήσιου, του μέσου, του μέγιστου μέσου ημερήσιου και του μέγιστου ποσοστού φόρτισης σε μηνιαία κλίμακα. [Αποτέλεσμα HOMER]

Στο Διάγραμμα 9.23 που ακολουθεί επιβεβαιώνεται το γεγονός ότι οι συσσωρευτές είναι συχνά φορτισμένοι σε ποσοστό άνω του 60%.



Διάγραμμα 9.23: Αναπαράσταση της συχνότητας κατά την οποία είναι φορτισμένο το σύστημα αποθήκευσης και το ύψος του ποσοστού φόρτισης. [Αποτέλεσμα HOMER]

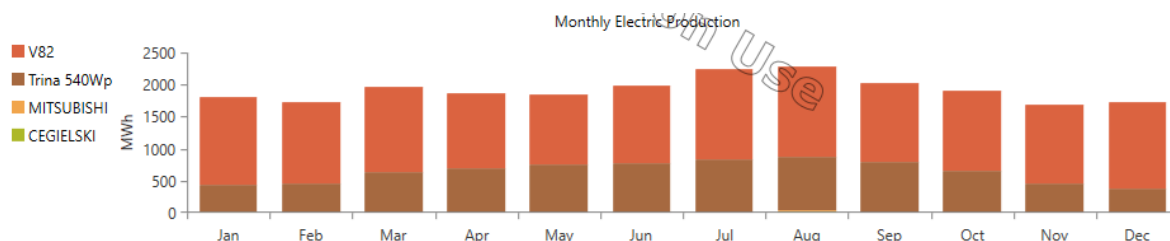
9.3.8 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υβριδικού συστήματος

Η γενική εικόνα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του υβριδικού συστήματος δίνεται από τον Πίνακα 9.14. Πιο συγκεκριμένα παρατίθενται στοιχεία για το ποσοστό συμμετοχής κάθε πηγής ενέργειας στη συνολική παραγωγή.

Πίνακας 9.14: Ποσοστό παραγωγής και ηλεκτρικής ενέργειας κάθε στοιχείου στη συνολική παραγωγή του υβριδικού σταθμού. [Αποτέλεσμα HOMER]

Production	kWh/yr	%
Trina Solar Vertex 540Wp	7,700,094	33.4
MITSUBISHI S16R-PTA 1000KW	47,328	0.205
CEGIELSKI 6AL20/24 460KW	21,276	0.0922
Vestas V82 [1.65MW]	15,297,608	66.3
Total	23,066,306	100

Το Διάγραμμα 9.24 παρουσιάζει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κάθε στοιχείου του υβριδικού συστήματος. Είναι αντιληπτό ότι σχεδόν όλη η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται από τις ανεμογεννήτριες και το φωτοβολταϊκό πάρκο. Η συνεισφορά των συμβατικών μονάδων πετρελαίου παρατηρείται τους θερινούς μήνες και ελάχιστα τους χειμερινούς μήνες που λόγω κακοκαιρίας δεν είναι μεγάλη η απόδοση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας του υβριδικού συστήματος.



Διάγραμμα 9.24: Απεικόνιση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κάθε στοιχείου του υβριδικού συστήματος σε μηνιαία κλίμακα. [Αποτέλεσμα HOMER]

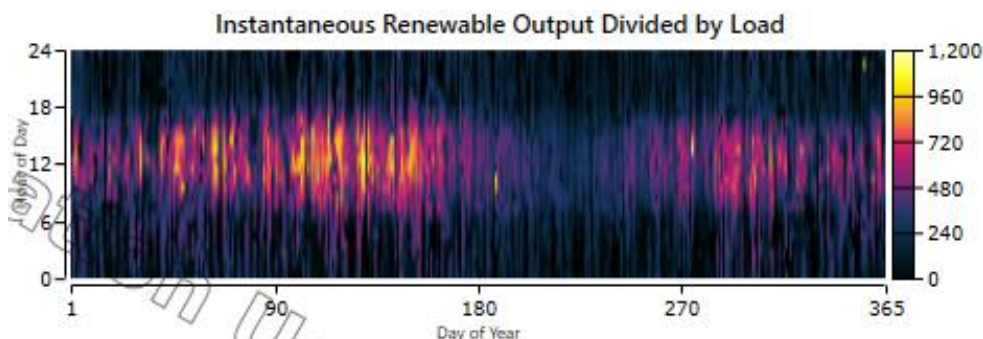
Όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 9.3.1 που αναλύεται το υβριδικό σύστημα το οποίο προτείνει το λογισμικό, η διείσδυση των Α.Π.Ε. στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι 99,3%. Ενώ όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.15 η συνολική παραγόμενη ενέργεια από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αγγίζει το 99,7%, όμως αυτή η τιμή δεν ταυτίζεται με τη διείσδυση. Αυτό συμβαίνει καθώς στο υβριδικό σύστημα και στα στοιχεία που το συγκροτούν υπάρχουν απώλειες ενέργειας. Οι απώλειες προκύπτουν στο σύστημα αποθήκευσης και στους μετατροπείς. Το ποσοστό διείσδυσης των Α.Π.Ε. δίνεται από τον Πίνακα 9.15 και από τον τύπο:

$$\text{Διείσδυση} = 1 - \frac{\text{Ετήσια παραγωγή ενέργειας συμβατικών μονάδων}}{\text{Συνολική ζήτηση φορτίου}}$$

Πίνακας 9.15: Ποσοστά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.
[Αποτέλεσμα HOMER]

Energy-based metrics	Value	Units
Total renewable production divided by load	243	%
Total renewable production divided by generation	99.7	%
One minus total nonrenewable production divided by load	99.3	%

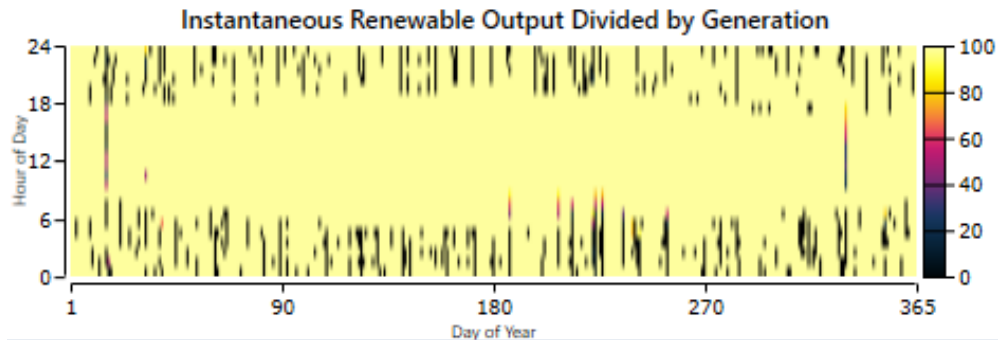
Στη συνέχεια ακολουθούν τα Διαγράμματα 9.25, 9.26 και 9.27 που αναπαριστούν τις διακυμάνσεις των τιμών που παρατίθενται στον Πίνακα 9.15. Στο Διάγραμμα 9.25 γίνεται αναπαράσταση της στιγμιαίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. διαιρεμένη με τη στιγμιαία ζήτηση που όπως προκύπτει από τα δεδομένα που παρασχέθηκαν από το ΔΕΔΔΗΕ κορυφώνεται τους θερινούς μήνες. Σε εκείνο το χρονικό διάστημα παρατηρείται διαφοροποίηση του διαγράμματος.



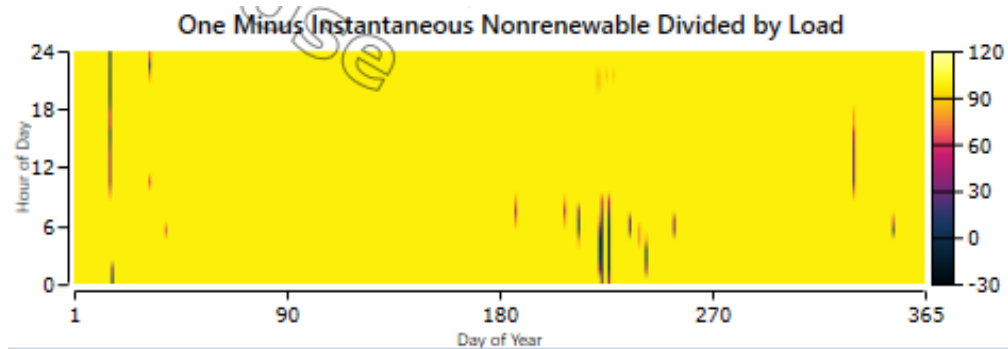
Διάγραμμα 9.25: Απεικόνιση της στιγμιαίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. διαιρεμένη με τη στιγμιαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ωριαία σε ετήσια βάση.
[Αποτέλεσμα HOMER]

Τα Διαγράμματα 9.26 και 9.27 που ακολουθούν στη συνέχεια έχουν πανομοιότυπη μορφή καθώς το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας από Α.Π.Ε. και το ποσοστό διείσδυσης των Α.Π.Ε. έχουν παραπλήσιες τιμές. Στο Διάγραμμα 9.27 παρουσιάζεται το ποσοστό της διείσδυσης των Α.Π.Ε. κάθε χρονική στιγμή του έτους. Τα σημεία που διαφέρουν χρωματικά, ταυτίζονται με τις χρονικές περιόδους που καταναλώνεται

πετρέλαιο από τις συμβατικές μονάδες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ώστε το σύστημα να ανταπεξέλθει στην αυξημένη ζήτηση φορτίου.



Διάγραμμα 9.26: Απεικόνιση της στιγμιαίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. διαιρεμένη με τη συνολική στιγμιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ωριαία σε ετήσια βάση. [Αποτέλεσμα HOMER]



Διάγραμμα 9.27: Απεικόνιση της διαφοράς του αριθμού 1, με τη στιγμιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες πετρελαίου διαιρεμένη με τη στιγμιαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ωριαία σε ετήσια κλίμακα. [Αποτέλεσμα HOMER]

9.4 Επιλογή και αξιολόγηση υβριδικού συστήματος

Σύμφωνα με τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος Αμοργού που αντλήθηκαν από τον ΔΕΔΔΗΕ, η ετήσια συνολική ζήτηση ενέργειας ανήλθε στις 9.471.275,5 kWh ή αλλιώς 9.471,2755 MWh, όπως αυτή προέκυψε από το λογισμικό HOMER Pro όταν εισήχθη η ωριαία ζήτηση ισχύος για το έτος 2020. Ο αρμόδιος διαχειριστής προβαίνει και σε εκτιμήσεις για την εξέλιξη της ζήτησης τις επόμενες χρονιές. Ειδικότερα για το έτος 2021 ο ΔΕΔΔΗΕ προβλέπει ότι η συνολική ζήτηση ενέργειας θα αγγίξει τις 11.254 MWh ενώ όπως προέκυψε από τις μηνιαίες εκκαθαρίσεις του ΔΕΔΔΗΕ για την ενέργεια στα ΜΔΝ, η πραγματική ζήτηση της ενέργειας στην Αμοργό ανήλθε στις 11.117,46 MWh. Η συνολική ζήτηση ενέργειας για το 2020 χαρακτηρίζεται ιδιαίτερα χαμηλή για τα δεδομένα του νησιού, αλλά αυτό συνέβη διότι εκείνη τη χρονιά υπήρχαν σε ισχύ lockdowns και μέτρα κατά της διασποράς της πανδημίας του Covid-19 με αποτέλεσμα ο τουρισμός κατά τη θερινή περίοδο να κινηθεί σε χαμηλά επίπεδα.

Όπως αναφέρει ο ΔΕΔΔΗΕ στην έκθεσή του, το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων του συστήματος της Αμοργού για το έτος 2020, έχοντας συνυπολογίσει το κόστος λειτουργίας και συντήρησης αλλά και το κόστος καυσίμου, ανέρχεται στα 212,72 €/MWh. Επομένως το ετήσιο κόστος για να καλυφθεί η ζήτηση ενέργειας υπολογίζεται στα:

$$\begin{aligned} \text{Κόστος (2020)} &= \text{Μέσο μεταβλητό κόστος (2020)} * \text{Ζήτηση ενέργειας(2020)} \\ &= 212,72 * 9.471,2755 = 2.014.729,72\text{€} \end{aligned}$$

Έστω ότι η συνολική ζήτηση ενέργειας για τα επόμενα έτη κυμαίνεται στα επίπεδα προβλέψεων του ΔΕΔΔΗΕ, και αντίστοιχα το κόστος καυσίμου και το μέσο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων παραμένουν σε παραπλήσιες τιμές, υπολογίζεται ότι σε βάθος εικοσαετίας, το κόστος για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών ανέρχεται στα 40.294.594,4 €. Ωστόσο με τα σημερινά δεδομένα και λαμβάνοντας υπόψη την συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος για την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων μπορεί να φτάσει τα 2.250.000 €/έτος καθώς η οικονομία της ενέργειας χαρακτηρίζεται διαρκώς μεταβαλλόμενη.

Το συνολικό καθαρό κόστος για τη συγκρότηση του βέλτιστου υβριδικού συστήματος που προτείνει το λογισμικό, και έχει αναλυθεί λεπτομερώς η λειτουργία του στο κεφάλαιο 9.3, αγγίζει τα 28.640.036,56 €, ενώ και το ποσοστό διείσδυσης των Α.Π.Ε. που ανέρχεται σε 99,3% κρίνεται υπερβολικά υψηλό και ικανοποιητικό. Όπως γίνεται εύκολα κατανοητό η εγκατάσταση του υβριδικού συστήματος είναι οικονομικά βιωσιμότερη καθώς στη χρονική διάρκεια των 20 ετών θα εξοικονομηθούν 11.654.557,8€.

Συνεπώς λαμβάνοντας υπόψη τους παραπάνω λόγους, η συγκρότηση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος χαρακτηρίζεται απαραίτητη καθώς αποτελεί οικονομικότερη και πιο φιλική προς το περιβάλλον λύση.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΟΥΜΕΝΟΙ ΡΥΠΟΙ

Εν έτει 2022 κύριο μέλημα του ανθρώπου πρέπει να αποτελεί η προστασία του περιβάλλοντος. Οποιαδήποτε ανθρώπινη δραστηριότητα, αφήνει στο περιβάλλον το ενεργειακό της αποτύπωμα. Η γη δεν θα μπορεί να φιλοξενήσει ανθρώπινη ζωή στο μέλλον σύμφωνα με δυσσιώνες προβλέψεις επιστημόνων σε περίπτωση που οι άνθρωποι συνεχίσουν να μην σέβονται τον πλανήτη.

Το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα παράγει ελάχιστη ενέργεια από τις συμβατικές μονάδες, μόλις το 0,7% της ετήσιας παραγωγής. Η ετήσια κατανάλωση πετρελαίου αγγίζει μόλις τα 19.036 λίτρα. Επομένως οι ρύποι που διαχέονται σε ετήσια βάση στο περιβάλλον από τη λειτουργία των μονάδων αποτυπώνονται στον Πίνακα 10.1.

Πίνακας 10.1: Εκλυόμενοι ρύποι στο περιβάλλον. [Αποτέλεσμα HOMER]

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	49,873	kg/yr
Carbon Monoxide	285	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	13.7	kg/yr
Particulate Matter	1.92	kg/yr
Sulfur Dioxide	122	kg/yr
Nitrogen Oxides	42.0	kg/yr

Με το υπάρχον αυτόνομο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της Αμοργού, θα απαιτούνταν η καύση 2.700.392,57 παραπάνω λίτρων πετρελαίου. Στον Πίνακα 10.2 παρουσιάζονται οι εξοικονομούμενοι ρύποι λόγω μη καύσης ορυκτών καυσίμων (πετρέλαιο).

Πίνακας 10.2: Εξοικονομούμενοι ρύποι λόγω μη καύσης πετρελαίου σε ετήσια βάση.

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	7.074.841,29	kg/yr
Carbon Monoxide	40.429,2858	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	1.943,44286	kg/yr
Particulate Matter	272,365715	kg/yr
Sulfur Dioxide	17.306,5714	kg/yr
Nitrogen Oxides	5.958	kg/yr

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11

ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ

Η πλήρης ενεργειακή μετάβαση της Αμοργού θα επιτευχθεί μέσω της πρόβλεψης εγκατάστασης σημείων ταχείας φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων. Η ταχεία φόρτιση ενός οχήματος γίνεται με συνεχές ρεύμα (DC). Ο χρόνος πλήρους φόρτισης ενός αμιγώς ηλεκτροκίνητου οχήματος δεν ξεπερνά τα 55 λεπτά. Οι ταχυφορτιστές έχουν ονομαστική ισχύ εξόδου που κυμαίνεται από 60kW έως 300kW και διαθέτουν 2 εξόδους φόρτισης. Το κόστος αγοράς, μεταφοράς και εγκατάστασης ταχυφορτιστών στην Αμοργό, ανέρχεται περίπου στις 100.000 €/ταχυφορτιστή.

Στο νησί της Αμοργού θα εγκατασταθούν 3 ταχυφορτιστές. Τα σημεία εγκατάστασης των ταχυφορτιστών είναι η περιοχή της Κάτω Μεριάς, τα Κατάπολα και η Αιγιάλη. Σύμφωνα με τις πρόσφατες ανακοινώσεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, στόχος είναι στην Ευρωπαϊκή Ένωση να μην κυκλοφορούν οχήματα που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα μετά το 2035.

Το συνολικό κόστος της «πράσινης μετάβασης» της Αμοργού είναι άθροισμα του κόστους των επιμέρους παρεμβάσεων:

- ❖ Εγκατάσταση υβριδικού συστήματος, κόστος: 28.640.036,56 €
- ❖ Εγκατάσταση αφαλάτωσης θαλασσινού νερού, κόστος: 250.000,00 €
- ❖ Εγκατάσταση ταχυφορτιστών, κόστος: 300.000,00 €

Προκύπτει συνολική επένδυση ύψους 29.190.036,56 €. Μεγάλο ποσοστό της συνολικής επένδυσης θα μπορεί να αντληθεί από προγράμματα και χρηματοδοτήσεις των Ευρωπαϊκών ταμείων.

11.1 Τα οικονομικά με μια άλλη ματιά

Τα οικονομικά δεδομένα εξετάζονται και συγκρίνονται με κριτήριο την παρούσα αξία της επένδυσης σε σχέση με το υπάρχον αυτόνομο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Αμοργού.

Έχοντας μελετήσει τις διδακτικές σημειώσεις “Διαχείριση τεχνικών έργων” των αναπληρωτών καθηγητών Χασιακού Αθανάσιου του Πανεπιστημίου Πατρών και Τσινόπουλου Στέφανου του Πανεπιστημίου Πελοποννήσου και τις διδακτικές σημειώσεις “Βασικές έννοιες για αξία χρήματος και επενδύσεις” του Δρ. Δαγούμα Αθανασίου του Πανεπιστημίου Πειραιώς [59,60] όπου αναφέρονται οι σχέσεις που συνδέουν την παρούσα αξία (P), τη μελλοντική αξία (F) και την ετήσια χρηματική ροή (A), οι μαθηματικές σχέσεις που συνδέουν τα μεγέθη είναι:

$$P = A \frac{(1+i)^N - 1}{i \cdot (1+i)^N} ,$$

$$A = P \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} ,$$

$$F = A \frac{(1+i)^N - 1}{i} ,$$

Όπου,

i: ετήσιο επιτόκιο δανεισμού ή κόστος χρήματος (δεχόμαστε επιτόκιο 2,65%),

N: ο χρόνος ζωής της επένδυσης

Για την οικονομική ανάλυση που ακολουθεί, δεχόμαστε τις παραδοχές:

1. Για χρόνο ζωής της επένδυσης 20 ετών, θα θέτουμε το N=19 καθώς δεχόμαστε ότι οι πληρωμές θα γίνονται στις αρχές του κάθε έτους. Άρα N=0, ορίζεται η αρχή της επένδυσης (αρχή της 1^{ης} χρονιάς) και N=19 ορίζεται το τέλος της επένδυσης (αρχή της 20^{ης} χρονιάς).
2. Επειδή η τιμή του πετρελαίου αυξομειώνεται θα δεχθούμε ότι η αγορά της συνολικής ποσότητας πετρελαίου θα γίνει στην αρχή της 20ετούς επένδυσης, επομένως N=0.
3. Για τους συσσωρευτές οι οποίοι έχουν χρόνο ζωής 10 έτη και θα χρειαστούν αντικατάσταση, θα δεχθούμε ότι γίνεται αγορά όλων των συσσωρευτών στην αρχή της 20ετούς επένδυσης.
4. Για λόγους απλούστερων υπολογισμών, δεχόμαστε ότι ο πληθωρισμός είναι μηδενικός.

Για το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα η παρούσα αξία (P₁) υπολογίζεται ως:

$$\begin{aligned}
P_1 &= P_{\Phi/B} + P_{\text{ανεμογεννήτριες}} + P_{\text{μετατροπέων}} + P_{\text{συσσωρευτών}} + 20 \\
&\cdot (\text{Ετήσια κατανάλωση πετρελαίου σε λίτρα}) \\
&\cdot (\text{Τιμή πετρελαίου €/λίτρο}) \\
&= (467 \cdot 4.297) + (2 \cdot 1.675.000) + (300 \cdot 2.776) \\
&+ (4.527 \cdot 1.858) + 20 \cdot 19.036 \cdot (\text{Τιμή πετρελαίου €/λίτρο}) \\
&= 14.600.665 + 380.720 \cdot (\text{Τιμή πετρελαίου €/λίτρο})
\end{aligned}$$

Η ετήσια χρηματική ροή στην προκειμένη περίπτωση (επειδή θεωρούμε ότι οι πληρωμές γίνονται στην αρχή του χρόνου) του υβριδικού συστήματος (A_1) υπολογίζεται ως:

$$A_1 = \frac{P_1}{\left[1 + \frac{(1+i)^{19} - 1}{i \cdot (1+i)^{19}}\right]}, \text{ για } i = 0,0265 \text{ προκύπτει}$$

$$A_1 = P_1 \cdot 0,06338$$

Για το υπάρχον αυτόνομο σύστημα η παρούσα αξία (P_2 : παρούσα αξία του αυτόνομου συστήματος) υπολογίζεται ως:

$$\begin{aligned}
P_2 &= 20 \cdot (\text{Ετήσια ποσότητα πετρελαίου σε λίτρα}) \\
&\cdot (\text{Τιμή πετρελαίου €/λίτρο}) \\
&= 20 \cdot 2.719.428 \cdot (\text{Τιμή πετρελαίου €/λίτρο}) \\
&= 54.388.560 \cdot (\text{Τιμή πετρελαίου €/λίτρο})
\end{aligned}$$

όπου η ετήσια ποσότητα πετρελαίου σε λίτρα προκύπτει από τα αποτελέσματα του HOMER Pro. Όταν για το 0,7% της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μονάδες καταναλώνονται 19.036 λίτρα πετρελαίου, για το 100% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μονάδες απαιτούνται 2.719.428,57 λίτρα πετρελαίου.

Η ετήσια χρηματική ροή στην προκειμένη περίπτωση (επειδή θεωρούμε ότι οι πληρωμές γίνονται στην αρχή του χρόνου) του υπάρχοντος αυτόνομου συστήματος (A_2) υπολογίζεται ομοίως ως:

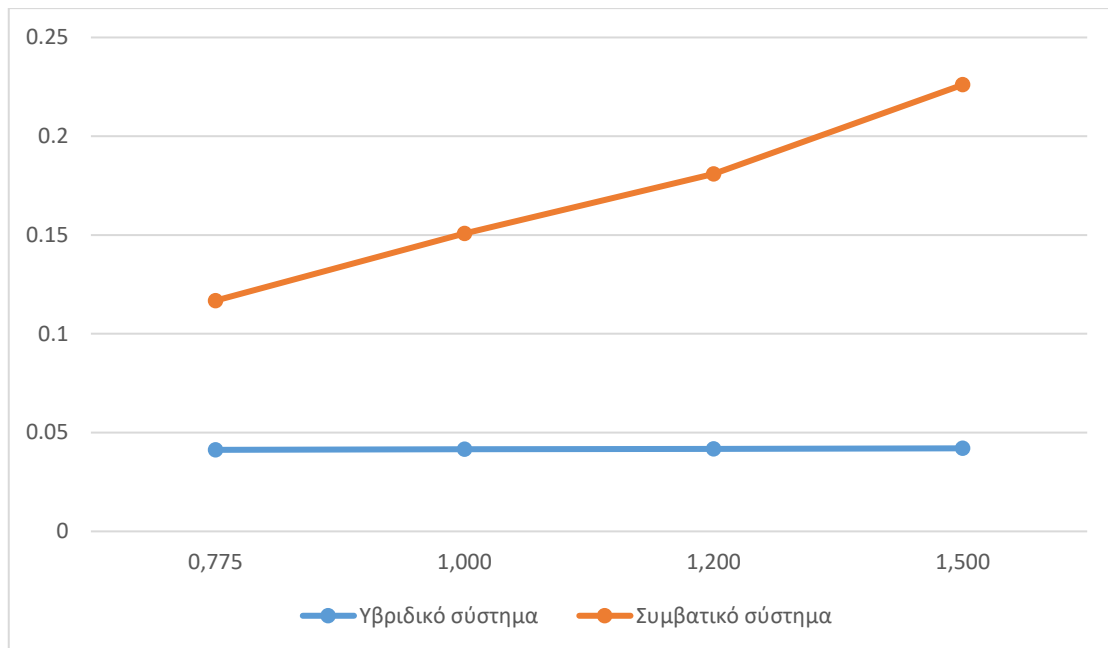
$$A_2 = P_2 \cdot 0,06338$$

Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται στις 23.066.306 kWh αλλά επειδή υπάρχουν απώλειες στους μετατροπείς και στους συσσωρευτές της τάξεως των 191.171 kWh, η ηλεκτρική ενέργεια που διοχετεύεται στο δίκτυο είναι 22.875.135 kWh.

Ακολουθεί ο Πίνακας 11.1 για διάφορες τιμές του πετρελαίου όπου παρατίθενται η παρούσα αξία, η χρηματική ροή και το κόστος της κάθε κιλοβατώρας για το κάθε σύστημα. Στο Διάγραμμα 11.1 φαίνεται ότι η τιμή της παραγόμενης κιλοβατώρας για το συμβατικό σύστημα είναι ανάλογη της τιμής του πετρελαίου. Για αύξηση της τιμής του πετρελαίου από 0,775€/λίτρο σε 1,50€/λίτρο (93,55%) επέρχεται αύξηση για την τιμή της κιλοβατώρας κατά 93,55%, ενώ στο υβριδικό σύστημα για την ίδια αύξηση της τιμής του πετρελαίου, το κόστος της κιλοβατώρας αυξάνεται μόλις κατά 0,18%.

Πίνακας 11.1: Οικονομική σύγκριση των δύο συστημάτων για διάφορες τιμές του πετρελαίου.

Τιμή πετρελαίου σε €/λίτρο	P ₁ σε €	P ₂ σε €	A ₁ σε €	A ₂ σε €	Υβριδικό σύστημα: κόστος €/kWh	Συμβατικό σύστημα: κόστος €/kWh
0,775	14.895.723	42.151.134	944.090,92	2.671.538,87	0,04127	0,11679
1,000	14.981.385	54.388.560	949.520,18	3.447.146,93	0,04150	0,15069
1,200	15.057.529	65.266.272	954.346,19	4.136.576,32	0,04172	0,18083
1,500	15.171.745	81.582.840	961.585,20	5.170.720,40	0,04203	0,22604



Διάγραμμα 11.1: Τιμή kWh των δύο συστημάτων για διάφορες τιμές του πετρελαίου.

Όπως προκύπτει από τα παραπάνω, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα ελληνικά νησιά είναι αρκετά μεγάλο. Προκειμένου οι κάτοικοι των νησιών να έχουν ίδια τιμή χρέωσης/kWh με τους κατοίκους της ηπειρωτικής Ελλάδας, οι λογαριασμοί ρεύματος των κατοίκων της ηπειρωτικής Ελλάδας επιβαρύνονται με χρέωση που αναφέρεται στο λογαριασμό ως ΥΚΩ (Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 12

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η ολοκλήρωση της τεχνοοικονομικής μελέτης ενός υβριδικού ενεργειακού συστήματος οδήγησε στο συμπέρασμα ότι η μετάβαση στην εποχή της καθαρής ενέργειας δεν είναι ένας ρομαντικός στόχος αλλά είναι και οικονομικά συμφέρουσα. Δεν είναι μόνο οι περιβαλλοντικοί λόγοι, καθόλου αμελητέοι, αλλά και οικονομικοί λόγοι που μπορούν να αποτελέσουν κίνητρα για την μετάβαση και την πραγμάτωση της ενεργειακά πράσινης Ευρώπης. Επιτυγχάνονται οι στόχοι του ΕΣΕΚ, για την επάρκεια, για την ασφάλεια και για το περιβάλλον.

Το κόστος επένδυσης και λειτουργίας, σε βάθος εικοσαετίας, του υβριδικού συστήματος που μελετήθηκε μαζί με την μονάδα αφαλάτωσης και τους ταχυφορτιστές ήταν το 72,44% του λειτουργούντος αυτή τη στιγμή συστήματος. Το ηλιακό και αιολικό δυναμικό των ελληνικών νησιών είναι μια ουσιαστικά ανεξάντλητη, διαρκής και φθηνή ενεργειακή πηγή. Η σύνθεση ενός οικονομικά συμφέροντος άρτιου τεχνολογικά υβριδικού συστήματος που θα αποθηκεύει την περίσσεια παραγόμενη ενέργεια είτε στους συσσωρευτές είτε στο αντλησιοταμιευτικό συγκρότημα και απόδοση αυτής στο δίκτυο όταν υπάρχει μειωμένη παραγωγή ή αυξημένη ζήτηση είναι πλέον εφικτός στόχος. Η παραγωγή πόσιμου νερού αποτελεί ένα επιπλέον πλεονέκτημα του συστήματος που καθιστά την παραγωγή του οικονομικότερη από την μεταφορά με υδροφόρα πλοία από την ηπειρωτική Ελλάδα.

Οι πρόσφατες εξελίξεις όσον αφορά την ενέργεια στην Ευρώπη, καθιστούν την μετάβαση σε μεγαλύτερα ποσοστά ενέργειας από τις ΑΠΕ, κοντινότερο από ποτέ στόχο ώστε να εξασφαλίζεται διαρκής και επαρκής ενεργειακή παροχή. Η μείωση των εισαγόμενων ποσοτήτων ορυκτών καυσίμων (πετρέλαιο, φυσικό αέριο) είναι στόχος για την σταδιακή απεξάρτηση από εισαγόμενους ενεργειακούς πόρους οι οποίοι πέραν της περιβαλλοντικής επίπτωσης που προκαλεί η καύση των δεν είναι ανεξάντλητοι. Δεν πρέπει να διαφεύγει της προσοχής μας ότι χώρες που παραδοσιακά ήταν χώρες εξαγωγής πετρελαίου (χώρες της Αραβικής Χερσονήσου) στρέφονται με ιδιαίτερη ταχύτητα προς τις ΑΠΕ με κολοσσιαίες επενδύσεις.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Ιστοσελίδα https://en.wikipedia.org/wiki/Main_Page
- [2] Ιστοσελίδα <http://www.allaboutenergy.gr>
- [3] Ιστοσελίδα άρθρου με τίτλο, «Energy Production and Consumption», <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>
- [4] Ιστοσελίδα άρθρου με τίτλο, «Electricity production, consumption and market overview», https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_production,_consumption_and_market_overview#Electricity_generation
- [5] Ιστοσελίδα άρθρου με τίτλο, «Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Ένωση: Όραμα ή πραγματικότητα;», <https://www.amna.gr/freepress/article/403743/Europaiki-Energeiaki-Enosi-Orama-i-pragmatikotita>
- [6] Ιστοσελίδα άρθρου με τίτλο, «2030 climate and energy framework-existing ambition», https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_en#ref-2030-climate-and-energy-framework---existing-ambition
- [7] Εφημερίδα της Κυβέρνησης, Τεύχος Β αρ. 4893/31-12-2019
- [8] ΔΕΔΔΗΕ, <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/ilektrika-systimata-mdn/>
- [9] ΔΕΔΔΗΕ, <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/miniaia-deltia-ape-thermikis-paragogis/minaia-pliroforiaka-deltia-paragogis-2021/>
- [10] Εικόνα από ιστοσελίδα https://www.4green.gr/news/data/ellhnika-nea/H-megalyterh-anemogennhtria-ston-kosmo-brisketai-sthn-Germania_118187.asp
- [11] Εικόνα από ιστοσελίδα <https://commonality.gr/tag/iliaki-energia/>
- [12] Εικόνα από ιστοσελίδα <https://energypress.gr/news/apo-viomaza-mporeina-proelthei-sto-mellon-20-tis-energeias-stin-ellada>
- [13] Εικόνα από ιστοσελίδα <https://getelectric.gr/anaptyxi-plaisioug-gia-geothermiki-energeia-proothei-to-ypen/>
- [14] Εικόνα από ιστοσελίδα http://greenenergyplus.blogspot.com/2011/11/blog-post_21.html
- [15] Εικόνα από ιστοσελίδα <https://www.iefimerida.gr/news/213641/i-anerhomeni-mple-energeia-pos-oi-thalasses-mporoun-na-metatrapoun-se-ilektrikes-piges>
- [16] Εφημερίδα της Κυβέρνησης, Τεύχος Α αρ. 129/27-6-2006
- [17] Εικόνα από ιστοσελίδα <http://www.aiolikigi.gr/el/e-learning/hybrid-power-plants-for-electricity-production/>
- [18] Ιστοσελίδα του Δήμου Αμοργού, <https://dimos.amorgos.gr>
- [19] Ιστοσελίδα του άρθρου, «Αμοργός: Γνωριμία με το νησί του Απέραντου Γαλάζιου», <https://www.gnoristetinellada.gr/anadromes/nisia-aigaiou-pelagous/2545-amorgos-gnorimia-me-to-nisi-tou-aperantou-galaziou>
- [20] ΔΕΔΔΗΕ, «ΤΕΧΝΙΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΜΟΡΓΟΥ», Αθήνα 2021

- [21] ΔΕΔΔΗΕ, <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/stoixeia-ekkathariseis-mdn/>
- [22] Ιορδάνης Ν. Κιοσκερίδης, (2017) “Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και εφαρμογές των Ηλεκτρονικών Ισχύος”, ΕΚΔΟΣΕΙΣ ΤΖΙΟΛΑ.
- [23] Ι. Ε. Φραγκιαδάκης, (2009) “Φωτοβολταϊκά Συστήματα” 3η Έκδοση, Εκδόσεις ΖΗΤΗ Θεσσαλονίκη.
- [24] Πέτρος Καραϊσάς, (2014) “ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ” , Εκδότης ΙΜΕ ΓΣΕΒΕΕ.
- [25] Map published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis, Global Horizontal Irradiation – GREECE, <http://globalsolaratlas.info> .
- [26] Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας, Τεχνική οδηγία Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010 “Κλιματικά δεδομένα Ελληνικών περιοχών” , Α’ έκδοση.
- [27] Μανόλης Σπυρόπουλος, (2008) “Εφαρμογή Φωτοβολταϊκών Συστημάτων στα κτίρια” : Πτυχιακή Εργασία, Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Καβάλας.
- [28] Άγγελος Αλεξίου, (2022) “Ηλιακή Ενέργεια – Ηλιακό και Φωτοβολταϊκό δυναμικό” :Ειδικό Θέμα, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας
- [29] Ιστοσελίδα της <https://www.trinasolar.com/us>
- [30] Μπαργιώτας Δημήτριος – Βαρβαγιάννη Μελίνα, «Εναλλακτικές Μορφές Ενέργειας», Διδακτικές σημειώσεις
- [31] Εικόνα από ιστοσελίδα <https://www.thoughtco.com/history-of-the-anemometer-1991222>
- [32] Εικόνα από ιστοσελίδα <https://www.city-data.com/forum/weather/2380175-global-mean-wind-speed-map-2.html>
- [33] Εικόνα από ιστοσελίδα <http://www.energyproject.gr/energywind.php>
- [34] Ιστοσελίδα άρθρου με τίτλο, «Ανεμογεννήτριες», http://www.cres.gr/kape/energeia_politis/energeia_politis_windmill.htm
- [35] Ιστοσελίδα άρθρου με τίτλο, «Γνωρίστε την Αιολική Ενέργεια», <https://eletaen.gr/gnoriste-tin-aioliki-energeia/>
- [36] Εικόνα από ιστοσελίδα https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Darrieus-Rotor_Heroldstatt-01.jpg
- [37] Εικόνα από ιστοσελίδα <https://www.archiexpo.com/prod/windside/product-88530-959470.html>
- [38] Ιστοσελίδα <http://www.aiolikigi.gr/el/e-learning/wind-parks-annual-electricity-production/>
- [39] Γαρίνη Ευδοξία, (2012) “ ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΚΑΙ ΒΑΘΜΟΥ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ” : Διπλωματική Εργασία, Πανεπιστήμιο Πατρών
- [40] Γιάννης Δ. Μάργαρης, (2011) “ Μοντελοποίηση ανεμογεννητριών για τη μελέτη δυναμικών φαινομένων σε συνθήκες αυξημένης αιολικής διείδυσης” : Διδακτορική Διατριβή, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
- [41] Εικόνα από ιστοσελίδα <http://www.elperes.gr/σε-λειτουργία-το-πρώτο-αιολικό-πάρκο-ι/>

- [42] Εικόνα από ιστοσελίδα
https://www.businessdaily.gr/diethni/25715_protathlitria-kosmoy-i-eyropi-se-yperaktia-aiolika-parka
- [43] Ιστοσελίδα <https://globalwindatlas.info>
- [44] Ιστοσελίδα <https://www.vestas.com/en>
- [45] Εικόνα της ιστοσελίδας
<https://almeria360.com/actualidad/actualidad360/la-desaladora-de-carboneras-soluciono-el-problema-de-agua-potable-en-los-municipios-del-levante-almeriense/>
- [46] Εικόνα της ιστοσελίδας <https://www.ypaithros.gr/leipsei-apektisan-monada-afalatoxis/>
- [47] Πασίσης Β. Ιωάννης, (2011) “ΑΦΑΛΑΤΩΣΗ ΝΕΡΟΥ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ” : Μεταπτυχιακή Εργασία, Γεωπονικό Πανεπιστήμιο Αθηνών
- [48] Ιστοσελίδα <https://www.osmo.gr>
- [49] Ιστοσελίδα <https://en.sungrowpower.com>
- [50] Ιστοσελίδα <https://www.solaredge.com>
- [51] Ιστοσελίδα <https://tokalo.gr/battery.html>
- [52] Κατσαμάγκος Παναγιώτης-Νικόλαος, (2021) “ ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΕΠΙΛΟΓΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΜΙΚΡΕΣ ΥΒΡΙΔΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ” : Διπλωματική Εργασία, Πανεπιστήμιο Δυτικής Αττικής
- [53] The Green Tank (2020) «Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ενέργειας: Προκλήσεις και Προοπτικές»
- [54] Ιστοσελίδα <https://www.lgessbattery.com/eu/main/main.lg>
- [55] Ιστοσελίδα <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>
- [56] Φώτιος Μπόζιαρης, (2021) “ ΤΕΧΝΙΚΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ ΝΗΣΟ ΚΑΣΤΕΛΛΟΡΙΖΟ” : Διπλωματική Εργασία, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας
- [57] Ιστοσελίδα του άρθρου με τίτλο, “Τι είναι ο πληθωρισμός;”,
<https://www.ecb.europa.eu/ecb/educational/hicp/html/index.el.html>
- [58] Ιστοσελίδα του άρθρου με τίτλο, “ Ο χάρτης με όλα τα αιολικά πάρκα και τις ανεμογεννήτριες της Ελλάδας”, <https://www.ot.gr/2021/11/19/energeia/o-xartis-me-ola-ta-aiolika-parka-kai-tis-anemogennitries-tis-elladas/>
- [59] Χασιακός Αθανάσιος, Τσινόπουλος Στέφανος, «Διαχείριση τεχνικών έργων», Διδακτικές σημειώσεις
- [60] Δαγούμας Αθανάσιος, «Βασικές έννοιες για αξία χρήματος και επενδύσεις», Διδακτικές σημειώσεις