

Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών
«Βιομηχανική Διοίκηση και Τεχνολογία»
Κατεύθυνση Διαχείρισης Ενέργειας και Περιβάλλοντος



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ

UNIVERSITY OF PIRAEUS

Έξυπνα Υβριδικά Συστήματα Παραγωγής Ενέργειας σε Ελληνικά Νησιά

Δημήτριος Μακρής

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Επιβλέπων Καθηγητής: Βασίλειος Δεδούσης

Πειραιάς, 2021

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η μελέτη εφαρμογής αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με σκοπό την πλήρη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών τριών μη διασυνδεδεμένων ελληνικών νησιών (Λέσβος, Κάρπαθος, Αστυπάλαια), καθώς και η εκτίμηση του συνόλου των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Ανάλυση Κύκλου Ζωής - LCA) που προκύπτουν από τη χρήση τους καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής τους. Αρχικά, παρουσιάζονται γενικά στοιχεία αναφορικά με το παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο σε συνδυασμό με τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις, ενώ γίνεται ιδιαίτερη αναφορά στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, την κλιματική αλλαγή και τον ρόλο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στις διεθνείς προσπάθειες αντιμετώπισής τους. Στη συνέχεια παρατίθεται μια εκτενής ανασκόπηση των επιστημονικών μελετών που αφορούν στην εφαρμογή αυτόνομων υβριδικών συστημάτων σε διεθνές επίπεδο, με ιδιαίτερη έμφαση στη μεθοδολογία και τα αποτελέσματα της κάθε μελέτης, καθώς και μια σύντομη ανασκόπηση μελετών που σχετίζονται με την ανάλυση κύκλου ζωής υβριδικών συστημάτων. Τέλος, περιγράφονται αναλυτικά οι μεθοδολογίες μοντελοποίησης και βελτιστοποίησης των προτεινόμενων αυτόνομων υβριδικών συστημάτων με το λογισμικό HOMER Pro , καθώς και η ανάλυση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων κύκλου ζωής (LCA) με το λογισμικό SimaPro και παρατίθενται τα αποτελέσματα της μελέτης.

Abstract

The purpose of the present diploma thesis is the study of the implementation of autonomous hybrid power generation systems in order to fully meet the energy needs of three non-interconnected Greek islands (Lesvos, Karpathos, Astypalea), as well as the assessment of the total environmental impact (Life Cycle Analysis - LCA) arising from their use throughout their entire life cycle. Initially, general data are presented regarding the global energy landscape in combination with the environmental impact, while special reference is made to the greenhouse effect, climate change and the role of Renewable Energy Sources in international efforts to address them. Subsequently, an extensive review of scientific studies on the implementation of autonomous hybrid power systems internationally is presented, with particular emphasis on the methodology and results of each study, as well as a brief review of the literature related to the life cycle analysis of hybrid systems. Finally, the methodologies for modeling and optimization of the proposed autonomous hybrid systems with HOMER Pro software and the environmental life cycle analysis (LCA) with SimaPro software are described in detail and the results of the study are presented.

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον καθηγητή του τμήματος Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας του Πανεπιστημίου Πειραιώς και επιβλέποντα καθηγητή της παρούσας διπλωματικής εργασίας κύριο Βασίλειο Δεδούση για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε, αναθέτοντάς μου ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα, καθώς και για την άρτια συνεργασία μας κατά τη διάρκεια συγγραφής της εργασίας.

Επίσης, ευχαριστώ ιδιαίτερα την υποψήφια διδάκτορα του Πανεπιστημίου Πειραιώς, κυρία Αγγελική Σαγάνη, για την πολύτιμη καθοδήγηση και το χρόνο που αφιέρωσε καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της παρούσας εργασίας, συμβάλλοντας καθοριστικά στην επιτυχή ολοκλήρωσή της.

Τέλος, θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου προς στην οικογένειά μου για την τεράστια στήριξη και την αμέριστη συμπαράσταση που μου προσφέρει σε κάθε απόφαση της ζωής μου.

Δημήτριος Μακρής

Αθήνα, Ιανουάριος 2021

Πίνακας Περιεχομένων

Περίληψη	3
Abstract	3
Ευχαριστίες	4
1. Εισαγωγή	7
1.1 Μελλοντικό Παγκόσμιο Ενεργειακό Τοπίο	7
1.2 Φαινόμενο του Θερμοκηπίου και Κλιματική Αλλαγή	8
1.2.1 Ο Ρόλος της Ανθρώπινης Δραστηριότητας	10
1.2.2 Οι Επιπτώσεις της Κλιματικής Αλλαγής	12
1.3 Διεθνείς Προσπάθειες Αντιμέτωσης της Κλιματικής Αλλαγής	14
1.3.1 Η Κατάσταση στην Ευρώπη	15
1.3.2 Η Κατάσταση στην Ελλάδα	18
1.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)	21
1.4.1 Ο Ρόλος των ΑΠΕ στην Αντιμέτωση της Κλιματικής Αλλαγής	21
1.5 Υβριδικά Συστήματα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	23
1.5.1 Εφαρμογή Υβριδικών Συστημάτων σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	24
2. Ανασκόπηση Διεθνούς Βιβλιογραφίας	25
2.1 Μελέτες Αυτόνομων Υβριδικών Συστημάτων	25
2.2 Μελέτες Διασυνδεδεμένων Υβριδικών Συστημάτων	34
2.3 Μελέτες Σύγκρισης Αυτόνομων/Διασυνδεδεμένων Υβριδικών Συστημάτων	36
2.4 Συγκεντρωτικός Πίνακας	40
2.5 Μελέτες Ανάλυσης Κύκλου Ζωής (LCA)	41
3. Μοντελοποίηση	43
3.1 Το λογισμικό HOMER	43
3.2 Οικονομικά Στοιχεία	45
3.3 Λέσβος	46
3.3.1 Περιγραφή Τοποθεσίας και Δεδομένα Ηλεκτρικού Φορτίου	46
3.3.2 Μετεωρολογικά Δεδομένα	49
3.3.3 Σχεδιασμός Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος	51
3.3.4 Αποτελέσματα Προσομοίωσης Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος	55
3.3.5 Αποτελέσματα Οικονομικής Ανάλυσης	60
3.3.6 Ανάλυση Ευαισθησίας	61
3.4 Κάρπαθος	64

3.4.1	Περιγραφή Τοποθεσίας και Δεδομένα Ηλεκτρικού Φορτίου	64
3.4.2	Μετεωρολογικά Δεδομένα	66
3.4.3	Σχεδιασμός Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος.....	69
3.4.4	Αποτελέσματα Προσομοίωσης Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος.....	72
3.4.5	Αποτελέσματα Οικονομικής Ανάλυσης	76
3.4.6	Ανάλυση Ευαισθησίας	77
3.5	Αστυπάλαια	81
3.5.1	Περιγραφή Τοποθεσίας και Δεδομένα Ηλεκτρικού Φορτίου	81
3.5.2	Μετεωρολογικά Δεδομένα	83
3.5.3	Σχεδιασμός Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος.....	86
3.5.4	Αποτελέσματα Προσομοίωσης Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος.....	89
3.5.5	Αποτελέσματα Οικονομικής Ανάλυσης	93
3.5.6	Ανάλυση Ευαισθησίας	94
4.	Ανάλυση Κύκλου Ζωής (LCA)	97
4.1	Γενικά για το LCA	97
4.2	Μεθοδολογία Ανάλυσης Κύκλου Ζωής.....	98
4.2.1	Καθορισμός Σκοπού και Αντικειμένου Μελέτης	98
4.2.2	Καταγραφή Δεδομένων	99
4.2.3	Εκτίμηση Επιπτώσεων.....	100
4.2.4	Ερμηνεία Αποτελεσμάτων	101
4.3	Το Λογισμικό SimaPro	101
4.4	Καταγραφή Διεργασιών και Εισαγωγή Δεδομένων στο SimaPro.....	102
4.5	Αποτελέσματα Ανάλυσης Κύκλου Ζωής	104
4.5.1	Λέσβος.....	104
4.5.2	Κάρπαθος	105
4.5.3	Αστυπάλαια.....	106
4.5.4	Σύγκριση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων Προτεινόμενων ΑΥΣ.....	108
5.	Συμπεράσματα	111
5.1	Σύνοψη Εργασίας και Συμπεράσματα	111
	Βιβλιογραφία	115

1. Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό δίνονται κάποια γενικά στοιχεία αναφορικά με το παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο, σε συνδυασμό με τις επιπτώσεις στο περιβάλλον. Ιδιαίτερη αναφορά γίνεται στο Φαινόμενο του Θερμοκηπίου και την Κλιματική Αλλαγή, καθώς και στις προσπάθειες αντιμετώπισης που λαμβάνουν χώρα διεθνώς, αλλά και στην Ελλάδα. Τέλος, στο πλαίσιο της νέας ενεργειακής πολιτικής αντιμετώπισης του φαινομένου, εξετάζεται ο ρόλος των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και η εφαρμογή τους σε αυτόνομα υβριδικά συστήματα παραγωγής ενέργειας.

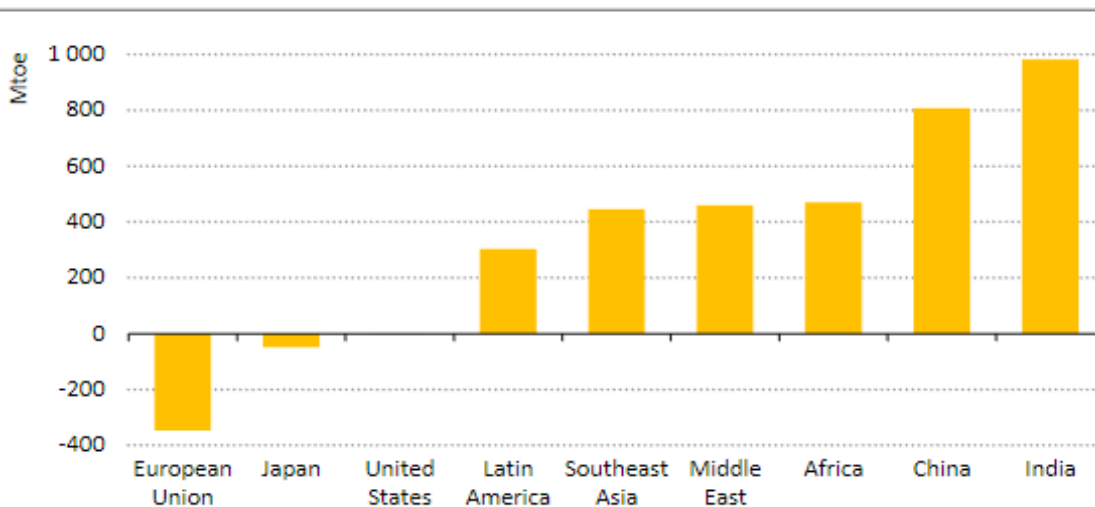
1.1 Μελλοντικό Παγκόσμιο Ενεργειακό Τοπίο

Η ενέργεια αποτελεί τη βάση της σύγχρονης διαβίωσης και της παγκόσμιας οικονομίας καθώς συμβάλει σημαντικά στη συντριπτική πλειοψηφία των αγαθών και των υπηρεσιών του σύγχρονου κόσμου. Η ποιότητα της ανθρώπινης ζωής εξαρτάται, μεταξύ άλλων, από την αξιόπιστη παροχή ενέργειας σε προσιτό κόστος και η βιωσιμότητα στην παραγωγή και την κατανάλωση αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα ζητήματα τα οποία καλείται σήμερα να αντιμετωπίσει η διεθνής κοινότητα. Η προώθηση της αειφόρου ανάπτυξης και η καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής έχουν καταστεί αναπόσπαστες πτυχές του ενεργειακού σχεδιασμού και της χάραξης πολιτικής. Σύμφωνα με τη Διεθνή Οργάνωση Ενέργειας (IEA), ο τομέας της ενέργειας ευθύνεται για τα 2/3 των συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, επομένως οι προσπάθειες για τη μείωση των εκπομπών και τον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής πρέπει να περιλαμβάνουν τον ενεργειακό τομέα. Ωστόσο, η χρήση ορυκτών – μη ανανεώσιμων πόρων για την παραγωγή ενέργειας και η σπατάλη ενός σημαντικού μέρους αυτής πριν και κατά τη χρήση έχουν σημαντικές επιπτώσεις στο περιβάλλον και σε καμία περίπτωση δεν αποτελούν βιώσιμες τακτικές

Σύμφωνα με τις προβλέψεις του σεναρίου νέας πολιτικής που εμπεριέχεται στο World Energy Outlook 2018 της Διεθνούς Οργάνωσης Ενέργειας (International Energy Agency, 2018), το οποίο αποτελεί μια ποσοτική εκτίμηση του αντίκτυπου των σημερινών πλαισίων πολιτικής στον ενεργειακό τομέα τις επόμενες δεκαετίες, η παγκόσμια ζήτηση πρωτογενούς ενέργειας αυξάνεται κατά περισσότερο από 25% μεταξύ 2017 και 2040 ενώ σημειώνεται πως χωρίς μέτρα βελτίωσης στην ενεργειακή απόδοση, η αύξηση θα ήταν διπλάσια. Η ενεργειακή ζήτηση της Ινδίας υπερδιπλασιάζεται έως το έτος 2040 και διατηρείται περίπου στα σημερινά επίπεδα στις Ηνωμένες Πολιτείες ενώ μειώνεται στην Ιαπωνία και την Ευρωπαϊκή Ένωση (Εικόνα 1).

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται κατά 60% παγκοσμίως, με σχεδόν το 90% της αύξησης αυτής να λαμβάνει χώρα στις αναπτυσσόμενες οικονομίες. Από την πλευρά της παραγωγής, διάφοροι παράγοντες όπως η μείωση του κόστους των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η αύξηση των ανησυχιών για τη ρύπανση του περιβάλλοντος και οι στόχοι που σχετίζονται με το κλίμα, αναμένεται να αναμορφώσουν το παγκόσμιο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, προβλέπεται πως το μερίδιο του άνθρακα μειώνεται από περίπου

40% σήμερα σε 25% το 2040, ενώ το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αυξάνεται από 25% σήμερα σε περίπου 40% στον ίδιο χρονικό ορίζοντα.



Εικόνα 1 Μεταβολές της συνολικής ζήτησης πρωτογενούς ενέργειας σε επιλεγμένες περιοχές στο Σενάριο Νέων Πολιτικών, 2017-2040 Πηγή: (International Energy Agency, 2018)

1.2 Φαινόμενο του Θερμοκηπίου και Κλιματική Αλλαγή

Το φαινόμενο του θερμοκηπίου αποτελεί μια φυσική διαδικασία, απαραίτητη για την ύπαρξη ζωής στον πλανήτη μας. Η ατμόσφαιρα της Γης επιτρέπει στο μεγαλύτερο μέρος του ορατού φωτός από τον Ήλιο να περάσει και να φτάσει στην επιφάνεια της. Καθώς η επιφάνεια της Γης θερμαίνεται από το φως του ήλιου, εκπέμπει μέρος αυτής της ενέργειας πίσω στο διάστημα ως υπέρυθρη ακτινοβολία, η οποία σε αντίθεση με το ορατό φως, τείνει να απορροφάται από τα αέρια του θερμοκηπίου που υπάρχουν στην ατμόσφαιρα και στη συνέχεια να επανεκπέμπεται από αυτά προς τυχαίες κατευθύνσεις με αποτέλεσμα ένα μέρος της να επιστρέφει στην επιφάνεια της Γης θερμαίνοντάς την. Χωρίς τη θέρμανση που προκαλείται από το φαινόμενο του θερμοκηπίου, η μέση θερμοκρασία της Γης θα ήταν περίπου -18°C . (Encyclopædia Britannica, 2020)

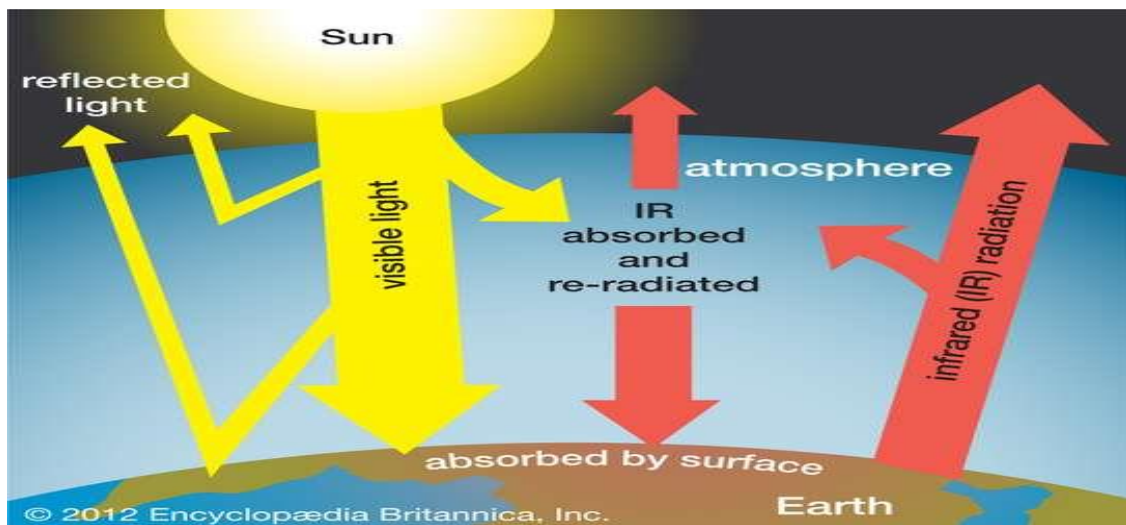
Τα αέρια που βρίσκονται σε μεγαλύτερη αφθονία στην ατμόσφαιρα, το άζωτο (που αποτελεί το 78% της ξηρής ατμόσφαιρας) και το οξυγόνο (που αποτελεί το 21%), δεν ασκούν σχεδόν καμία επίδραση στο φαινόμενο του θερμοκηπίου. Αντίθετα, το φαινόμενο του θερμοκηπίου προέρχεται από μόρια που είναι πιο περίπλοκα και πολύ λιγότερο κοινά. (IPCC, 2020)

Τα βασικότερα αέρια που συμβάλλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι τα εξής:

- **Διοξείδιο του άνθρακα (CO_2)** : Το διοξείδιο του άνθρακα απελευθερώνεται μέσω φυσικών διεργασιών όπως η αναπνοή των φυτών και οι εκρήξεις ηφαιστειών και μέσω ανθρώπινων δραστηριοτήτων όπως η αποψίλωση των δασών, οι αλλαγές στη χρήση γης και η καύση ορυκτών καυσίμων. Οι άνθρωποι έχουν αυξήσει τη συγκέντρωση CO_2 στην ατμόσφαιρα κατά περισσότερο από το 1/3 από την έναρξη της βιομηχανικής επανάστασης. Η συγκέντρωση για τον Μάιο 2020 ανέρχεται σε 414 ppm (NASA, 2020).
- **Μεθάνιο (CH_4)** : Το μεθάνιο εκπέμπεται κατά την παραγωγή και μεταφορά άνθρακα, φυσικού αερίου και πετρελαίου. Οι εκπομπές μεθανίου προκύπτουν επίσης από

κτηνοτροφικές και άλλες γεωργικές πρακτικές και από την αποσύνθεση των οργανικών αποβλήτων σε χώρους υγειονομικής ταφής στερεών αποβλήτων. Το Global Warming Potential για 100 έτη (GWP100) του CH₄ είναι 28–36 φορές μεγαλύτερο από εκείνο του CO₂ (EPA, 2020) όμως η συγκέντρωσή του στην ατμόσφαιρα είναι πολύ μικρότερη (1876.4 ppb τον Μάρτιο 2020) (NOAA/GML, 2020).

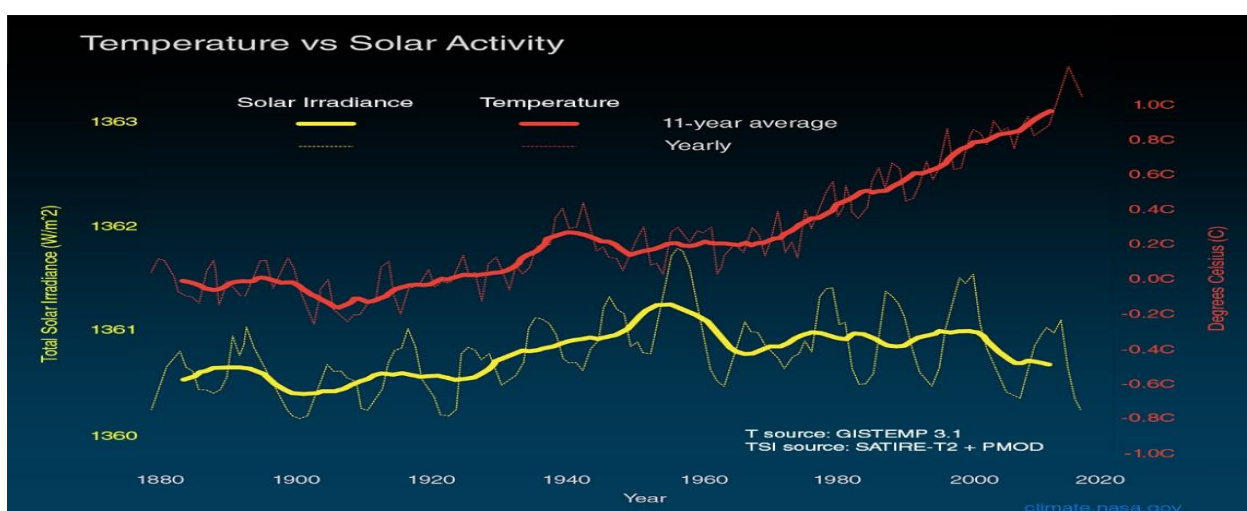
- **Υποξείδιο του αζώτου (N₂O)** : Το υποξείδιο του αζώτου εκπέμπεται μέσω γεωργικών και βιομηχανικών δραστηριοτήτων, από τη χρήση εμπορικών και οργανικών λιπασμάτων, κατά την καύση ορυκτών καυσίμων, στερεών αποβλήτων και βιομάζας, καθώς και κατά την επεξεργασία λυμάτων. Το GWP100 του N₂O είναι 265–298 φορές μεγαλύτερο από εκείνο του CO₂ (EPA, 2020). Η ατμοσφαιρική συγκέντρωσή του το 2018 ήταν 331.1 ppb (World Meteorological Organization, 2020).
- **Χλωροφθοράνθρακες (CFCs)** : Συνθετικές ενώσεις εξ ολοκλήρου βιομηχανικής προέλευσης που χρησιμοποιούνται σε διάφορες εφαρμογές, η παραγωγή των οποίων ελέγχεται πλέον από διεθνείς συμφωνίες λόγω της συμβολής τους στην καταστροφή της στιβάδας του όζοντος. Είναι επίσης αέρια θερμοκηπίου. (NASA, 2020) Αναφέρονται επίσης ως αέρια υψηλής GWP επειδή για μια δεδομένη ποσότητα μάζας, παγιδεύουν σημαντικά περισσότερη θερμότητα από το CO₂. (Το GWP για αυτά τα αέρια μπορεί να είναι χιλιάδες ή δεκάδες χιλιάδες.) (EPA, 2020)



Εικόνα 2 Το φαινόμενο του θερμοκηπίου στη Γη.
Πηγή: (Encyclopædia Britannica, 2020)

1.2.1 Ο Ρόλος της Ανθρώπινης Δραστηριότητας

Στην πέμπτη έκθεση αξιολόγησης του, το Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), μια ομάδα αποτελούμενη από 1300 ανεξάρτητους επιστήμονες από χώρες σε όλο τον κόσμο υπό την αιγίδα των Ηνωμένων Εθνών, κατέληξε στο συμπέρασμα ότι υπάρχει πιθανότητα πάνω από 95% οι ανθρώπινες δραστηριότητες τα τελευταία 50 χρόνια να έχουν αυξήσει την θερμοκρασία του πλανήτη μας. Οι βιομηχανικές δραστηριότητες από τις οποίες εξαρτάται ο σύγχρονος πολιτισμός μας έχουν αυξήσει τα επίπεδα του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα από 280 ppm σε 414 ppm τα τελευταία 150 χρόνια. Το IPCC κατέληξε επίσης στο συμπέρασμα ότι υπάρχει μεγαλύτερη από το 95% πιθανότητα, τα θερμοκηπιακά αέρια που προκύπτουν από την ανθρώπινη δραστηριότητα, όπως το διοξείδιο του άνθρακα, το μεθάνιο και το υποξείδιο του αζώτου να έχουν προκαλέσει μεγάλο μέρος της παρατηρούμενης αύξησης των θερμοκρασιών της Γης τα τελευταία 50 χρόνια. (IPCC, 2014)



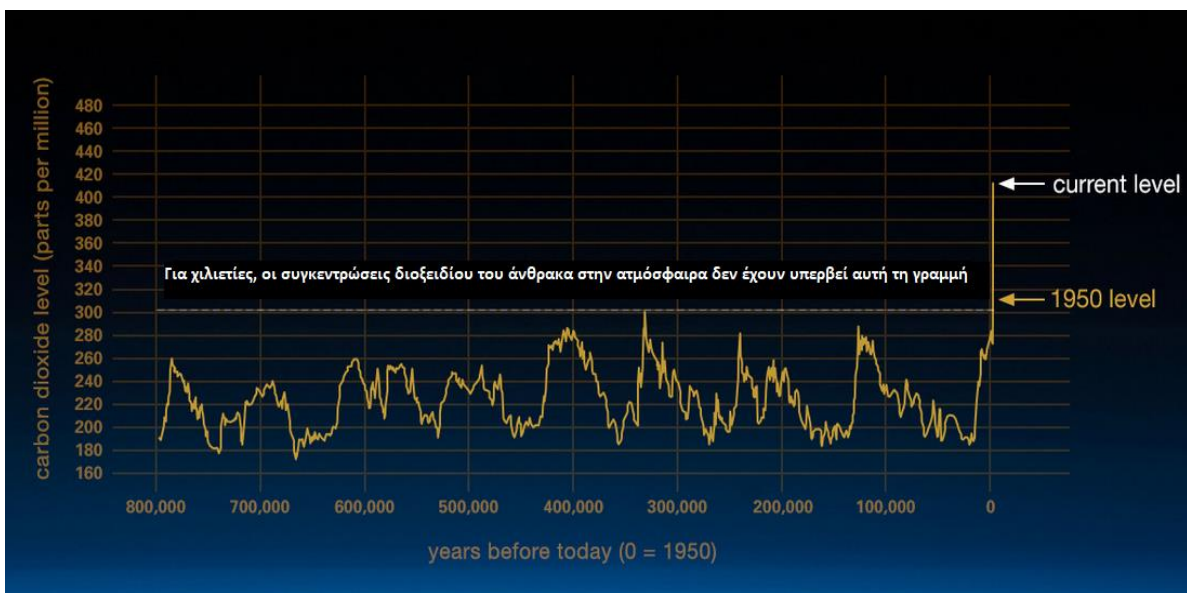
Εικόνα 3 Σύγκριση μεταβολών μέσης θερμοκρασίας και ηλιακής ακτινοβολίας. Πηγή: (NASA, 2020)

Θα ήταν λογικό να υποθέσουμε ότι οι διακυμάνσεις της ηλιακής ενέργειας που φθάνει στη Γη προκαλούν την κλιματική αλλαγή, καθώς ο Ήλιος είναι η θεμελιώδης πηγή ενέργειας του κλιματικού μας συστήματος και οι μελέτες δείχνουν ότι η ηλιακή μεταβλητότητα έχει διαδραματίσει ρόλο στις προηγούμενες κλιματικές αλλαγές. Για παράδειγμα, μια μείωση της ηλιακής δραστηριότητας σε συνδυασμό με την αύξηση της ηφαιστειακής δραστηριότητας πιστεύεται ότι συνέβαλε καθοριστικά στην ενεργοποίηση της «Μικρής Εποχής των Παγετώνων» μεταξύ του 1650 και 1850. Ωστόσο, υπάρχουν αρκετές αποδείξεις που δείχνουν ότι η τρέχουσα υπερθέρμανση του πλανήτη δεν μπορεί να εξηγηθεί από διακυμάνσεις της ενέργειας από τον Ήλιο:

- Από το 1750, η μέση ηλιακή ακτινοβολία παρέμεινε σταθερή ή αυξήθηκε ελαφρώς.
- Εάν η υπερθέρμανση οφειλόταν στην αύξηση της ηλιακής δραστηριότητας, τότε οι επιστήμονες θα περίμεναν να δουν υψηλότερες θερμοκρασίες σε όλα τα στρώματα της ατμόσφαιρας. Αντ' αυτού, έχει παρατηρηθεί ψύξη στην ανώτερη ατμόσφαιρα και θέρμανση της επιφάνειας και των χαμηλότερων στρωμάτων της ατμόσφαιρας. Αυτό συμβαίνει επειδή τα θερμοκηπιακά αέρια παγιδεύουν τη θερμότητα στα χαμηλότερα στρώματα της ατμόσφαιρας.
- Τα κλιματικά μοντέλα που περιλαμβάνουν μεταβολές στην ηλιακή ακτινοβολία δεν μπορούν να αναπαράγουν την παρατηρούμενη τάση αύξησης της θερμοκρασίας

χωρίς να συμπεριλαμβάνουν της αύξηση των συγκεντρώσεων αερίων του θερμοκηπίου. (NASA, 2020)

Το γράφημα στην Εικόνα 3, συγκρίνει τις μέσες παγκόσμιες μεταβολές θερμοκρασίας επιφάνειας (κόκκινη γραμμή) με την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία (κίτρινη γραμμή) σε W/m^2 από το 1880. Οι λεπτότερες γραμμές δείχνουν τα ετήσια επίπεδα ενώ οι εντονότερες δείχνουν τις ενδεκαετείς μέσες τάσεις. Οι μέσοι όροι ένδεκα ετών χρησιμοποιούνται για τη μείωση του φυσικού θορύβου από έτος σε έτος στα δεδομένα, καθιστώντας τις υποκείμενες τάσεις πιο εμφανείς. Η ποσότητα της ηλιακής ενέργειας που λαμβάνει η Γη έχει ακολουθήσει τον φυσικό 11ετή κύκλο των αυξομειώσεων της ηλιακής δραστηριότητας χωρίς καθαρή αύξηση από τη δεκαετία του 1950. Κατά την ίδια περίοδο, η παγκόσμια θερμοκρασία έχει αυξηθεί σημαντικά. Είναι επομένως εξαιρετικά απίθανο ο Ήλιος να έχει προκαλέσει την παρατηρούμενη τάση αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη κατά τον τελευταίο μισό αιώνα. (NASA, 2020)

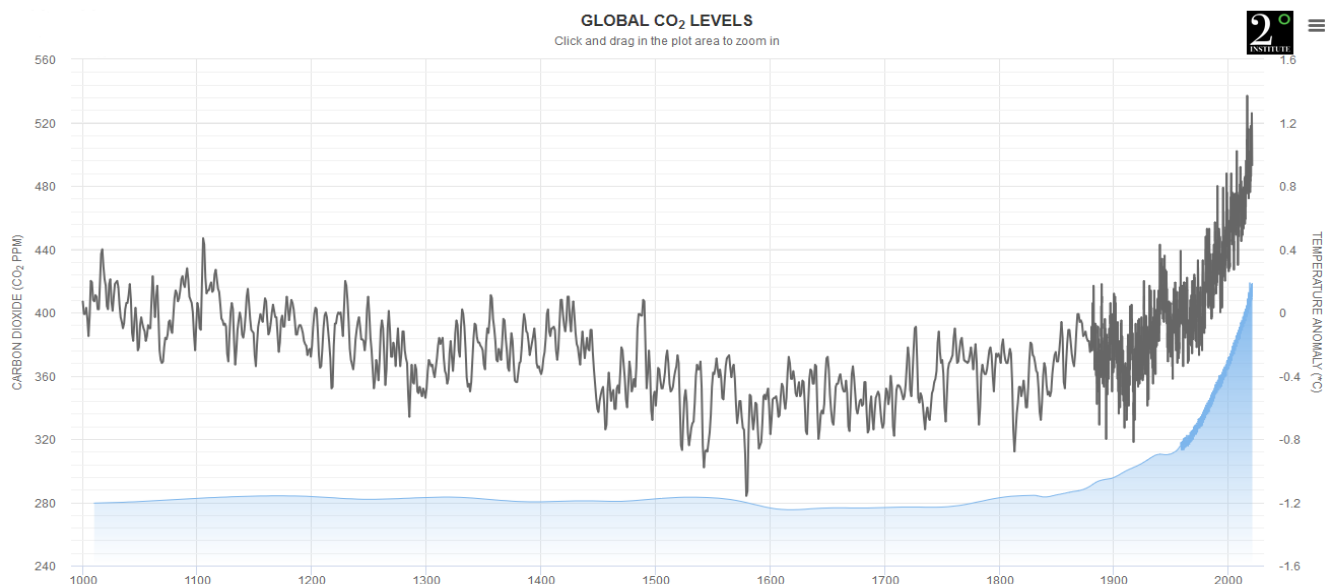


Εικόνα 4 Συγκέντρωση CO_2 (ppm) στην ατμόσφαιρα τα τελευταία 800,000 χρόνια. Πηγή: (NASA, 2020)

Οι πυρήνες πάγου που προέρχονται από τη Γροιλανδία και την Ανταρκτική δείχνουν ότι το κλίμα της Γης ανταποκρίνεται στις αλλαγές των επιπέδων αερίων του θερμοκηπίου. Αρχαία δεδομένα μπορούν επίσης να βρεθούν σε δακτυλίους κορμών δέντρων, ιζήματα ωκεανών, κοραλλιογενείς υφάλους και στρώματα ιζηματογενών πετρωμάτων. Αυτά τα παλαιοκλιματικά δεδομένα αποκαλύπτουν ότι η τρέχουσα αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη συμβαίνει περίπου δέκα φορές γρηγορότερα από το μέσο ρυθμό ανάκαμψης από την εποχή των παγετώνων. (National Research Council, 2006) (NASA, 2020)

1.2.2 Οι Επιπτώσεις της Κλιματικής Αλλαγής

Η κλιματική αλλαγή έχει ήδη ορατές επιπτώσεις στο περιβάλλον. Οι επιστημονικές προβλέψεις του παρελθόντος, σήμερα επαληθεύονται και περιλαμβάνουν την τήξη των θαλάσσιων πάγων, την επιταχυνόμενη άνοδο της στάθμης της θάλασσας και μεγαλύτερα, πιο έντονα κύματα καύσωνα. (NASA, 2020).

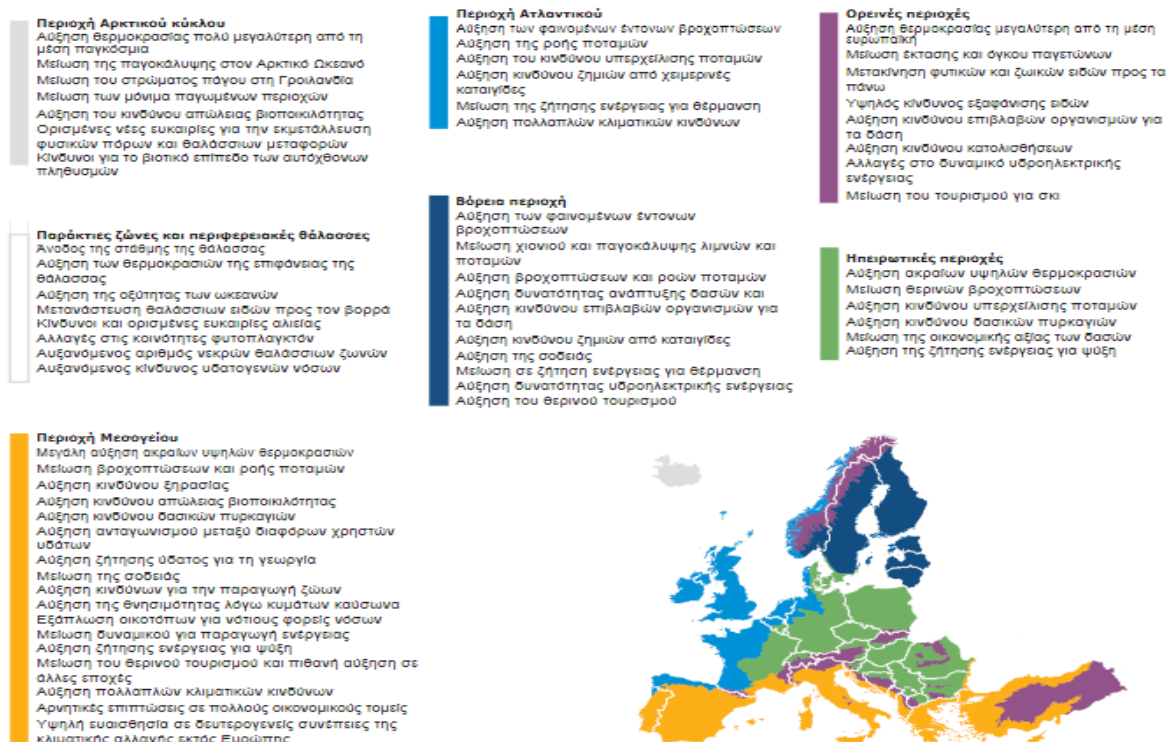


Εικόνα 5 Συγκέντρωση CO₂ (ppm) και ανωμαλία μέσης θερμοκρασίας (C°) τα τελευταία 1000 χρόνια. Πηγή: (Two Degrees Institute, 2020)

Οι επιπτώσεις που αναμένεται να ενταθούν τις επόμενες δεκαετίες είναι οι εξής:

- **Τήξη των πάγων και άνοδος της στάθμης των θαλασσών:** Η υπερθέρμανση του πλανήτη έχει ως αποτέλεσμα την διαστολή των θαλάσσιων υδάτων, την κατάρρευση όγκων πάγου στους δύο πόλους και την τήξη των παγετώνων. Εξαιτίας των αλλαγών αυτών παρατηρείται άνοδος της στάθμης των θαλασσών με αποτέλεσμα να προκαλούνται πλημμύρες και διάβρωση στις ακτές και τις πεδινές παράκτιες περιοχές.
- **Ακραία καιρικά φαινόμενα, μετατόπιση των βροχοπτώσεων:** Οι ισχυρές βροχοπτώσεις και άλλα ακραία καιρικά φαινόμενα εμφανίζονται ολοένα και συχνότερα και προκαλούν πλημμύρες και υποβάθμιση της ποιότητας του νερού, καθώς και περιορισμό των υδάτινων πόρων σε ορισμένες περιοχές.
- **Συνέπειες για την Ευρώπη:** Οι χώρες της νότιας και κεντρικής Ευρώπης πλήττονται όλο και πιο συχνά από κύματα καύσωνα, δασικές πυρκαγιές και ξηρασίες, ενώ παρατηρούνται φαινόμενα λειψυδρίας στις περιοχές της Μεσογείου με αποτέλεσμα να μεγαλώνουν οι κίνδυνοι ξηρασίας και ανεξέλεγκτων πυρκαγιών. Η Βόρεια Ευρώπη δέχεται μεγαλύτερες ποσότητες βροχοπτώσεων και οι πλημμύρες θα γίνουν σύνηθες φαινόμενο τον χειμώνα. Οι αστικές περιοχές εκτίθενται σε καύσωνες, πλημμύρες ή στην άνοδο της στάθμης της θάλασσας, αλλά συχνά δεν είναι κατάλληλα προετοιμασμένες για την προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή.

- **Συνέπειες για τις αναπτυσσόμενες χώρες:** Πολλές φτωχές αναπτυσσόμενες χώρες βρίσκονται ανάμεσα στις χώρες που πλήττονται περισσότερο. Οι άνθρωποι που ζουν εκεί συχνά εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από το φυσικό τους περιβάλλον και διαθέτουν τους λιγότερους πόρους για να αντιμετωπίσουν την κλιματική αλλαγή.



Εικόνα 6 Επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής στην Ευρώπη. Πηγή: (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2018)

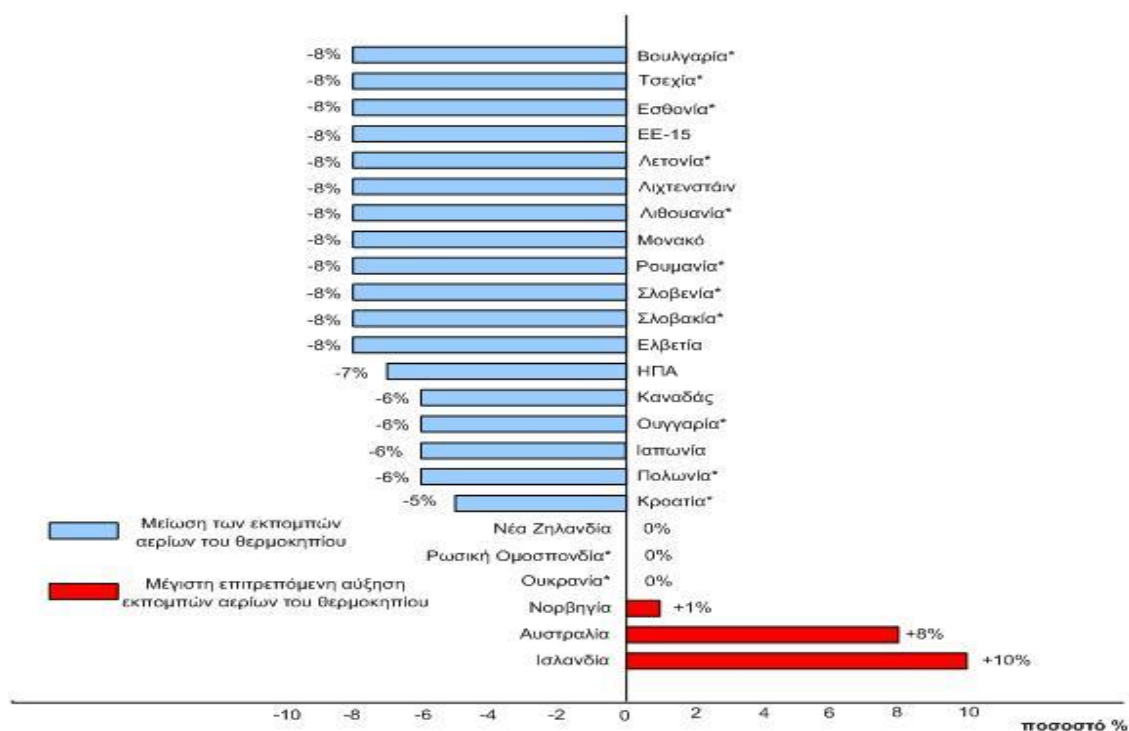
- **Κίνδυνοι για την ανθρώπινη υγεία:** Η κλιματική αλλαγή έχει ήδη επιπτώσεις στην ανθρώπινη υγεία καθώς έχει σημειωθεί αύξηση του αριθμού των θανάτων που σχετίζονται με τον καύσωνα σε ορισμένες περιοχές και μείωση των θανάτων που σχετίζονται με το κρύο σε άλλα κράτη μέλη. Επίσης παρατηρούνται αλλαγές στην κατανομή ορισμένων ασθενειών που μεταδίδονται με το νερό καθώς και φορέων νόσων.
- **Κόστος για την κοινωνία και την οικονομία:** Οι υλικές ζημιές και οι ζημιές στις υποδομές, καθώς και στην ανθρώπινη υγεία, συνεπάγονται υψηλό κόστος για την κοινωνία και την οικονομία. Το διάστημα 1980 - 2011, οι πλημμύρες έπληξαν περισσότερα από 5,5 εκατομμύρια άτομα και προκάλεσαν άμεσες οικονομικές ζημιές άνω των 90 δισ. ευρώ. Τομείς που εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από το επίπεδο της θερμοκρασίας και των βροχοπτώσεων, όπως η γεωργία, η δασοκομία, η ενέργεια και ο τουρισμός πλήττονται σε μεγάλο βαθμό.
- **Κίνδυνοι για την άγρια πανίδα και χλωρίδα:** Η κλιματική αλλαγή επέρχεται εξαιρετικά γρήγορα και πολλά είδη φυτών και ζώων αγωνίζονται να αντιμετωπίσουν την κατάσταση. Ορισμένα είδη φυτών και ζώων θα αντιμετωπίσουν υψηλό κίνδυνο εξαφάνισης εάν η μέση θερμοκρασία της γης εξακολουθήσει να αυξάνεται ανεξέλεγκτα. (European Commission, 2020)

1.3 Διεθνείς Προσπάθειες Αντιμετώπισης της Κλιματικής Αλλαγής

Τα παραπάνω δεδομένα κατέστησαν σαφές πως η διεθνής συνεργασία είναι απαραίτητη για την επίτευξη σημαντικής προόδου στον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής, κάτι που οδήγησε στην λήψη αποφάσεων και στο σχεδιασμό μακροπρόθεσμων στρατηγικών για την αντιμετώπιση του φαινομένου. Στο σημείο αυτό παρατίθεται μια ιστορική αναδρομή των σημαντικότερων διεθνών προσπαθειών, που αποτελούν τη βάση των σημερινών πολιτικών.

- **1988 – Συγκρότηση της IPCC:** Ο Παγκόσμιος Μετεωρολογικός Οργανισμός (WMO) και ο Οργανισμός Ηνωμένων Εθνών (ΟΗΕ) συγκροτούν τη Διακυβερνητική Επιτροπή για την Κλιματική Αλλαγή (IPCC). Μέχρι σήμερα, οι αξιολογήσεις της IPCC αποτελούν την επιστημονική βάση των διεθνών διαπραγματεύσεων, ενώ παράλληλα παρέχουν πληροφορίες σχετικά με τη διαχείριση του κινδύνου ακραίων φαινομένων και καταστροφών.
- **1992 – Υπογράφεται η Συνθήκη των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC):** Η UNFCCC είναι μια διεθνής περιβαλλοντική συνθήκη που εγκρίθηκε στις 9 Μαΐου 1992 και άνοιξε για υπογραφή στη Σύνοδο Κορυφής της Γης στο Ρίο ντε Τζανέιρο από τις 3 έως τις 14 Ιουνίου 1992 όπου υπεγράφη από 154 χώρες καθώς και την Ευρωπαϊκή Ένωση. Στη συνέχεια τέθηκε σε ισχύ στις 21 Μαρτίου 1994. Ο στόχος της UNFCCC είναι να «σταθεροποιήσει τις συγκεντρώσεις αερίων θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα σε επίπεδο που θα αποτρέψει επικίνδυνες ανθρωπογενείς παρεμβάσεις στο κλιματικό σύστημα» (United Nations, 1992). Το πλαίσιο θέτει μη δεσμευτικά όρια στις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου για μεμονωμένες χώρες και δεν περιέχει μηχανισμούς επιβολής.
- **1997 - Εγκρίνεται το Πρωτόκολλο του Κιότο:** Το Πρωτόκολλο του Κιότο θέτει ουσιαστικά σε λειτουργία την UNFCCC, δεσμεύοντας τις βιομηχανικές χώρες να περιορίσουν και να μειώσουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σύμφωνα με συμφωνημένους μεμονωμένους στόχους. Στο παράρτημά Β, το πρωτόκολλο του Κιότο θέτει δεσμευτικούς στόχους μείωσης των εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων για 36 βιομηχανικές χώρες και την Ευρωπαϊκή Ένωση. Συνολικά, αυτοί οι στόχοι συνοψίζονται σε μία μέση μείωση εκπομπών της τάξεως του 5% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 κατά την πρώτη περίοδο δέσμευσης 2008-2012.
- **2005 – Το Πρωτόκολλο του Κιότο τίθεται σε ισχύ:** Περισσότερο από επτά χρόνια μετά την έγκρισή του, το Πρωτόκολλο του Κιότο τίθεται σε ισχύ στις 16 Φεβρουαρίου 2005, αφού ικανοποιήθηκαν και οι δύο απαραίτητοι όροι, δηλαδή: (α) Η επικύρωση από τουλάχιστον 55 κράτη-μέρη της σύμβασης για τις κλιματικές αλλαγές και (β) Μεταξύ αυτών να συμπεριλαμβάνονται μέρη του Παραρτήματος 1 της Σύμβασης, δηλαδή οι ανεπτυγμένες χώρες που αντιπροσωπεύουν τουλάχιστον το 55% των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα των χωρών αυτών κατά το 1990. Τα παραπάνω σηματοδότησαν την αρχή μιας νέας εποχής στις παγκόσμιες προσπάθειες για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής. Επί του παρόντος, υπάρχουν 192 μέρη στο πρωτόκολλο του Κιότο της UNFCCC (United Nations, 2020).

- 2015 – Εγκρίνεται η Συμφωνία των Παρισίων:** Στην 21^η Διάσκεψη των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC COP21), 195 έθνη συμφώνησαν να καταπολεμήσουν την κλιματική αλλαγή και να οργανώσουν αποδοτικές δράσεις και επενδύσεις προς ένα βιώσιμο μέλλον. Η Συμφωνία των Παρισίων ενώνει για πρώτη φορά όλα τα έθνη σε έναν κοινό σκοπό με βάση τις ιστορικές, τρέχουσες και μελλοντικές ευθύνες τους. Ο κεντρικός στόχος της Συμφωνίας των Παρισίων είναι να ενισχύσει την παγκόσμια αντίδραση στην απειλή της κλιματικής αλλαγής διατηρώντας την αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη πολύ λιγότερο από 2 °C σε σχέση με τα προ-βιομηχανικά επίπεδα και να συνεχίσει τις προσπάθειες για τον περιορισμό της αύξησης της θερμοκρασίας ακόμη περισσότερο στους 1.5 °C. Επιπλέον, η συμφωνία στοχεύει στην ενίσχυση της ικανότητας των χωρών να αντιμετωπίζουν τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής. Για την επίτευξη αυτών των φιλόδοξων στόχων, θα δημιουργηθούν κατάλληλα εργαλεία χρηματοδότησης, ένα νέο τεχνολογικό πλαίσιο και ένα ενισχυμένο πλαίσιο ανάπτυξης ικανοτήτων, υποστηρίζοντας έτσι τη δράση των αναπτυσσόμενων και των πιο ευάλωτων χωρών. Η Συμφωνία των Παρισίων τέθηκε σε ισχύ στις 4 Νοεμβρίου 2016, τριάντα ημέρες μετά την ημερομηνία κατά την οποία επικυρώθηκε από τουλάχιστον 55 μέρη της Σύμβασης τα οποία αντιπροσωπεύουν συνολικά τουλάχιστον το 55% των συνολικών παγκόσμιων εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. (United Nations, 2020)



Εικόνα 7 Στόχος περιορισμού (κόκκινο χρώμα) ή μείωσης (γαλάζιο χρώμα) των εκπομπών όπως προβλέπεται στο Παράρτημα Β του Πρωτοκόλλου του Κιότο, ως ποσοστό % σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Πηγή: Βικιπαίδεια

1.3.1 Η Κατάσταση στην Ευρώπη

Η Ευρωπαϊκή Ένωση αποτέλεσε εξαρχής έναν από του πιο ένθερμους υποστηρικτές του Πρωτοκόλλου του Κιότο καθώς αποφάσισε την πιλοτική εφαρμογή της εμπορίας εκπομπών ρύπων (ETS) εντός της κοινότητας πριν την επίσημη έναρξη του εν λόγω συστήματος σε

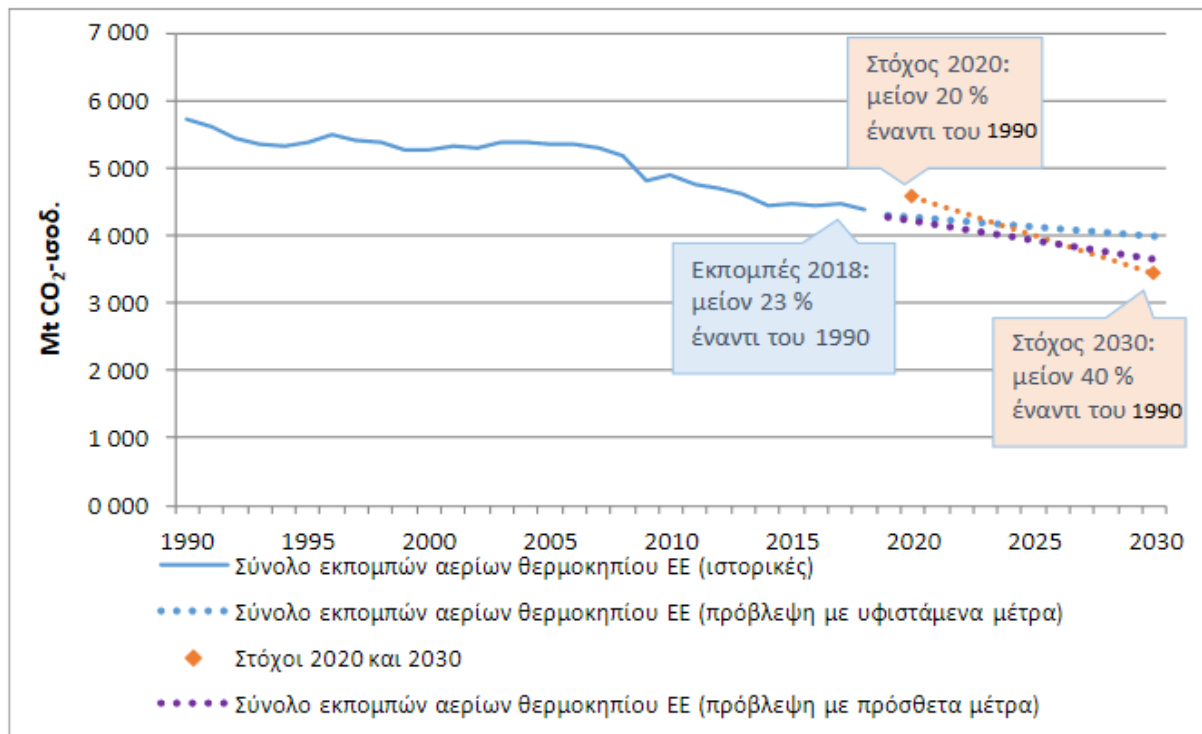
διεθνές επίπεδο. Το Πρωτόκολλο του Κιότο ενσωματώθηκε στην κοινοτική νομοθεσία με τις οδηγίες 2003/87/ΕΚ και 2004/101/ΕΚ (Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο ΕΕ, 2003). Κατά την πρώτη περίοδο δέσμευσης του Πρωτοκόλλου (2008 - 2012), οι συμμετέχουσες χώρες δεσμεύθηκαν να μειώσουν τις εκπομπές τους κατά μέσο όρο 5% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Η ΕΕ και οι 15 χώρες μέλη της τη στιγμή που εκδόθηκε η νομοθεσία («ΕΕ-15») προχώρησαν πέρα από αυτό και δεσμεύτηκαν για μείωση 8% στο σύνολο. Καθώς το πρωτόκολλο επέτρεπε σε ομάδες χωρών να επιτύχουν από κοινού τους στόχους τους, η συνολική μείωση κατά 8% της ΕΕ κατανεμήθηκε σε νομικά δεσμευτικούς εθνικούς στόχους οι οποίοι προσαρμόστηκαν στις δυνατότητες κάθε χώρας, στο πλαίσιο της συμφωνίας «επιμερισμού των βαρών», που περιλαμβάνεται στην απόφαση έγκρισης του πρωτοκόλλου του Κιότο. Οι εν λόγω στόχοι εκφράστηκαν ως ποσοστά εκπομπών με βάση κάποιο επιλεγμένο έτος αναφοράς και μεταφράστηκαν σε ένα ακριβές ανώτατο εθνικό επίπεδο για τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου, εκφρασμένο σε τόνους ισοδύναμου CO₂ (tCO₂-eq) για ολόκληρη την περίοδο 2008-2012. Κατά την δεύτερη περίοδο δέσμευσης του Πρωτοκόλλου (2013 – 2020), η ΕΕ, ορισμένες άλλες ευρωπαϊκές χώρες και η Αυστραλία συμφώνησαν να προβούν σε περαιτέρω μειώσεις των εκπομπών. Από την πλευρά τους, οι χώρες της ΕΕ (συμπεριλαμβανομένης της Ισλανδίας) συμφώνησαν να επιτύχουν από κοινού έναν στόχο μείωσης της τάξεως του 20% σε σύγκριση με το 1990. Τα μέτρα που απαιτούνται για την ΕΕ και τις χώρες μέλη της ώστε να πετύχουν τη δέσμευση για μείωση έχουν ήδη τεθεί σε εφαρμογή μέσω της δέσμης μέτρων για το κλίμα και την ενέργεια για το 2020. (European Commission, 2020).

Η δέσμη μέτρων για το κλίμα και την ενέργεια περιλαμβάνει συμπληρωματική νομοθεσία η οποία έχει ως στόχο να διασφαλίζει ότι η ΕΕ συμμορφώνεται με τους φιλόδοξους στόχους της για το 2020 για το κλίμα και την ενέργεια.

Η δέσμη μέτρων θέτει 3 καίριους στόχους:

- 1) 20% μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου της ΕΕ σε σχέση με τα επίπεδα του 1990
- 2) 20% βελτίωση στην ενεργειακή απόδοση της ΕΕ

- 3) 20% της ενέργειας της ΕΕ από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αιολική, ηλιακή, από βιομάζα κ.λπ.)



Εικόνα 8 Συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου της ΕΕ, συμπεριλαμβανομένων των διεθνών αερομεταφορών (ιστορικές εκπομπές 1990-2018, προβλεπόμενες εκπομπές με υφιστάμενα και με πρόσθετα μέτρα 2019-2030) και στόχοι μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου
Πηγή: (European Commission, 2019)

Η ΕΕ βρίσκεται σε καλό δρόμο για την επίτευξη του στόχου μείωσης των εκπομπών κατά 20% για το 2020. Σύμφωνα με τα τελευταία στοιχεία:

- Οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου στην ΕΕ μειώθηκαν κατά 23% μεταξύ 1990 και 2018, ενώ η οικονομία αναπτύχθηκε κατά 61% την ίδια περίοδο.
- Κατά την περίοδο 2017 - 2018, οι εκπομπές μειώθηκαν κατά 2%. Η πιο σημαντική μείωση σημειώθηκε σε τομείς που καλύπτονται από το Σύστημα Εμπορίας Εκπομπών της ΕΕ (EU ETS), ιδίως στους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Οι εκπομπές από σταθερές εγκαταστάσεις που καλύπτονται από το EU ETS μειώθηκαν κατά 4.1% από το 2017 έως το 2018. Αυτό αντικατοπτρίζει κυρίως τις αλλαγές στα καύσιμα που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της αύξησης της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Οι εκπομπές που δεν καλύπτονται από το EU ETS, όπως οι εκπομπές από μεταφορές, κτίρια, γεωργία και απόβλητα, μειώθηκαν κατά 0.9%.
- Η ένταση εκπομπής θερμοκηπιακών αερίων της οικονομίας που ορίζεται ως ο λόγος των εκπομπών προς το ΑΕΠ μειώθηκε στα 303 gCO₂-eq/EUR, το οποίο αντιστοιχεί στο ήμισυ του επιπέδου του 1990 (European Commission, 2019).

Το πλαίσιο για το κλίμα και την ενέργεια του 2030 περιλαμβάνει στόχους σε επίπεδο ΕΕ για την περίοδο από το 2021 έως το 2030. Το πλαίσιο εγκρίθηκε από το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο τον Οκτώβριο του 2014, ενώ οι στόχοι για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την ενεργειακή απόδοση αναθεωρήθηκαν προς τα πάνω το 2018.

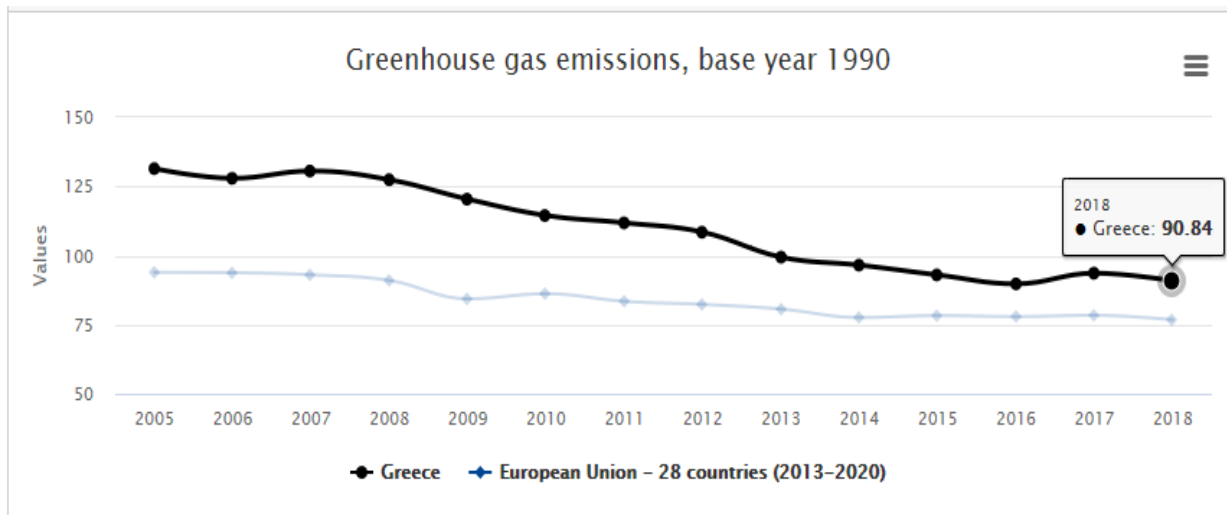
Οι βασικοί στόχοι για το 2030 περιλαμβάνουν:

- 1) Μείωση τουλάχιστον 40% στις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου (συγκριτικά με τα επίπεδα του 1990)
- 2) Τουλάχιστον 32% μερίδιο για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
- 3) Τουλάχιστον 32.5% βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης

Στο επίκεντρο της **Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας** βρίσκεται ο στόχος της ΕΕ να γίνει κλιματικά ουδέτερη έως το 2050, δηλαδή μια οικονομία με μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, όπου η οικονομική ανάπτυξη έχει αποσυνδεθεί από τη χρήση των πόρων (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2019). Ο εν λόγω στόχος συνάδει με τη δέσμευση της ΕΕ για παγκόσμια δράση για το κλίμα στο πλαίσιο της Συμφωνίας των Παρισίων, να συγκρατηθεί η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη αρκετά κάτω των 2 °C και να συνεχιστούν οι προσπάθειες διατήρησής της στον 1.5 °C. Στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας, η Επιτροπή θα προτείνει το 2020 την πρώτη ευρωπαϊκή νομοθετική πράξη για το κλίμα με απώτερο σκοπό την μετατροπή του στόχου της κλιματικής ουδετερότητας για το 2050 σε νόμο.

1.3.2 Η Κατάσταση στην Ελλάδα

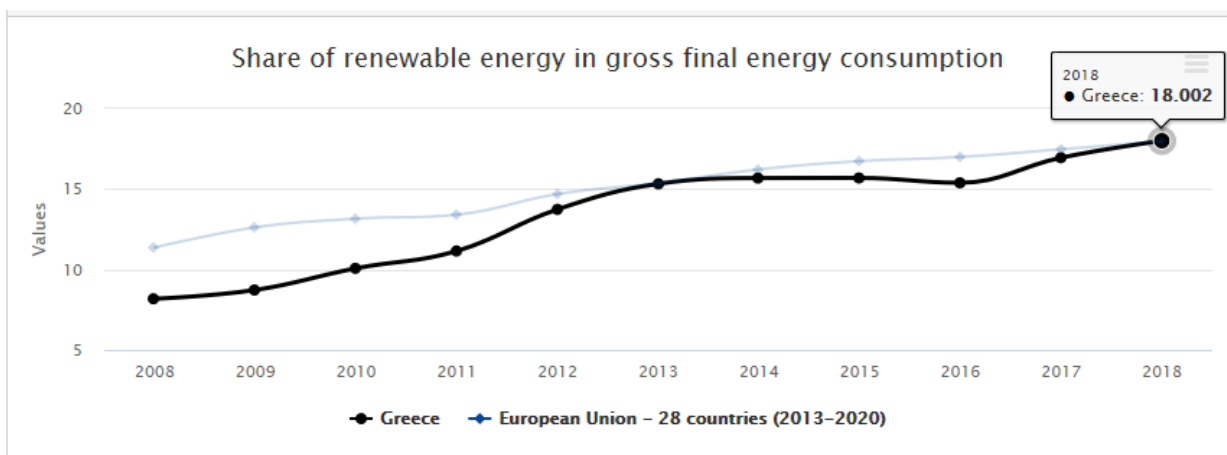
Τον Απρίλιο του 1998 η Ελλάδα υπέγραψε παράλληλα με τα υπόλοιπα κράτη μέλη της ΕΕ το Πρωτόκολλο του Κιότο. Σύμφωνα με τον μηχανισμό δίκαιης κατανομής των βαρών που προβλέπεται στο Πρωτόκολλο, η χώρα μας δεσμεύτηκε να περιορίσει στο +25% την αύξηση στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά το διάστημα 2008 – 2012, συγκριτικά με τα επίπεδα εκπομπών του 1990. Η Ελλάδα εκπόνησε το εθνικό πρόγραμμα μείωσης εκπομπών αερίων φαινομένου θερμοκηπίου για την περίοδο 2000 - 2010 προκειμένου να ανταποκριθεί στις δεσμεύσεις της, που απορρέουν από την κύρωση του Πρωτοκόλλου του Κιότο (ΦΕΚ 117/Α/30-5-02) και την αντίστοιχη κοινοτική συμφωνία (ΥΠΕΝ, 2020). Σύμφωνα με τα δεδομένα των (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2020) & (Eurostat, 2020) κι όπως προκύπτει από τις Εικόνα 9 και Εικόνα 10, η Ελλάδα έχει καταφέρει να αυξήσει το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας στο 18% κι έχει πετύχει μείωση εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων της τάξεως του 9.1% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Οι δεσμευτικοί εθνικοί στόχοι που προκύπτουν για την χώρα μας από τη δέσμη μέτρων της ΕΕ για το 2020 αντιστοιχούν σε διεύρυνση ανανεώσιμης ενέργειας της τάξεως του 18% και μείωση εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων κατά 4% σε σχέση με τα επίπεδα του 2005.



EU target: 20% less compared to 1990 levels

National target: 4% less compared to 2005 levels

Εικόνα 9 Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σε σύγκριση με το 1990 για την Ελλάδα (μαύρο) και την ΕΕ (γαλάζιο) Πηγή: (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2020)



EU target: 20 % from renewable sources

National target: 18% from renewable sources

Εικόνα 10 Μερίδιο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (%) επί της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας στην Ελλάδα (μαύρο) και την ΕΕ (γαλάζιο) Πηγή: (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2020)

Το Δεκέμβριο του 2019, εγκρίθηκε από το υπουργικό συμβούλιο το **Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)** που αποτελεί για την ελληνική κυβέρνηση ένα στρατηγικό σχέδιο για τα θέματα του κλίματος και της ενέργειας, καθώς προκύπτει από αυτό ένας αναλυτικός οδικός χάρτης για την επίτευξη συγκριμένων ενεργειακών και κλιματικών στόχων έως το έτος 2030. Συγκεκριμένα, το ΕΣΕΚ θέτει σημαντικά πιο φιλόδοξους εθνικούς ενεργειακούς και κλιματικούς στόχους έως το έτος 2030, τόσο σε σχέση με το αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ, όσο και με τους κεντρικούς ευρωπαϊκούς στόχους, οι οποίοι έχουν τεθεί στο πλαίσιο της Ενεργειακής Ένωσης.

Πίνακας 1 Σύνοψη Εθνικών Στόχων στο Πλαίσιο του ΕΣΕΚ (Πηγή: (ΥΠΕΝ, 2019)

Έτος Στόχοι: 2030	Τελικό ΕΣΕΚ	Αρχικό ΕΣΕΚ	Νέοι στόχοι ΕΣΕΚ σε σχέση με στόχους ΕΕ
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	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%	16.50%	-
Μείωση Αερίων του Θερμοκηπίου	≥42% σε σχέση με 1990, ≥55% σε σχέση με 2005	32% σε σχέση με 1990, 48% σε σχέση με 2005	Σε ταύτιση με κεντρικούς ευρωπαϊκούς στόχους και υπεραπόδοση σε σχέση με εθνικές δεσμεύσεις στους τομείς εκτός ΣΕΔΕ

Συνοπτικά, το ΕΣΕΚ θέτει για το έτος 2030 :

- 1) **Μείωση Εκπομπών Θερμοκηπιακών Αερίων:** Μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 42% σε σχέση με τις εκπομπές του έτους 1990 και περισσότερο από 55% σε σχέση με τις εκπομπές του έτους 2005.
- 2) **Αύξηση Διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας:** Μερίδιο συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 35%, αντί του 31% που είχε τεθεί στο αρχικό ΕΣΕΚ. Ο στόχος αυτός είναι σημαντικά υψηλότερος από τον κεντρικό Ευρωπαϊκό στόχο για τις ΑΠΕ που είναι στο 32%. Σημειώνεται πως ο στόχος για το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται σε ποσοστό τουλάχιστον 60%.
- 3) **Βελτίωση Ενεργειακής Απόδοσης:** Ορίζεται ως ποσοτικός στόχος, η τελική κατανάλωση ενέργειας το έτος 2030 να είναι χαμηλότερη από εκείνη του έτους 2017. Επιπλέον, ορίζεται ως ποιοτικός στόχος η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 38%, σύμφωνα με συγκεκριμένη ευρωπαϊκή μεθοδολογία. Σημειώνεται πως ο αντίστοιχος κεντρικός ευρωπαϊκός στόχος ανέρχεται στο 32.5%.

4) Απολιγνιτοποίηση:

Οριστική μείωση του μεριδίου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή κατά την επόμενη δεκαετία με απώτερο στόχο την πλήρη απένταξή του από το εγχώριο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2028.

5) Στρατηγικές Προτεραιότητες Πολιτικής: Επιτάχυνση της ηλεκτρικής διασύνδεσης των νησιών, λειτουργία του νέου μοντέλου αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ενίσχυση των ενεργειακών διασυνδέσεων, ανάπτυξη στρατηγικών έργων αποθήκευσης, ψηφιοποίηση των δικτύων ενέργειας, προώθηση της ηλεκτροκίνησης κ.λπ. (ΥΠΕΝ, 2019)

Με την υιοθέτηση του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), η κυβέρνηση μελετά επίσης, το βέλτιστο τρόπο εξέλιξης του ενεργειακού μας συστήματος μέχρι το έτος 2050 με απώτερο σκοπό την επίτευξη συγκεκριμένων κλιματικών στόχων ώστε να καθορίσει και το πλαίσιο για τη μακροπρόθεσμη ενεργειακή και κλιματική στρατηγική της χώρας για το έτος 2050. Στην **Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050 (ΜΣ50)** αναλύονται σενάρια για την εξέλιξη του ενεργειακού μας συστήματος, με απώτερο σκοπό την μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία έως το έτος 2050. Τα εν λόγω σενάρια θα μελετηθούν περαιτέρω στο μέλλον, ώστε να επιλεγούν τόσο τα κατάλληλα μέτρα πολιτικής όσο και οι αντίστοιχες τεχνολογίες που θα αλλάξουν ριζικά το μοντέλο λειτουργίας του συστήματος κατανάλωσης και παραγωγής. Στο επίκεντρο της ΜΣ50 βρίσκονται: η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης που θα πρέπει να μεγιστοποιηθεί, η μεγιστοποίηση της χρήσης των ΑΠΕ, ειδικά στην ηλεκτροπαραγωγή, καθώς και η έμφαση σε τεχνολογίες και καύσιμα αποθήκευσης. (ΥΠΕΝ, 2020)

1.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) είναι εκείνες που ανανεώνονται συνεχώς από τη φύση και προέρχονται είτε άμεσα από τον ήλιο (όπως η θερμική, η φωτοχημική και η φωτοηλεκτρική), είτε έμμεσα από τον ήλιο (όπως η αιολική ενέργεια, η υδροηλεκτρική ενέργεια και η φωτοσυνθετική ενέργεια αποθηκευμένη σε βιομάζα), είτε από άλλους φυσικούς μηχανισμούς του περιβάλλοντος (όπως η γεωθερμική και η παλιρροιακή ενέργεια). Οι τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μετατρέπουν αυτές τις φυσικές πηγές ενέργειας σε χρήσιμες μορφές ενέργειας, δηλαδή σε ηλεκτρική ενέργεια, θερμότητα και καύσιμα (Ellabban, et al., 2014). Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας βρίσκονται στο επίκεντρο της μετάβασης προς ένα πιο βιώσιμο ενεργειακό σύστημα και έχουν αναπτυχθεί ραγδαία τα τελευταία χρόνια, κυρίως λόγω των πολιτικών στήριξης και της ραγδαίας μείωσης του κόστους.

1.4.1 Ο Ρόλος των ΑΠΕ στην Αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής

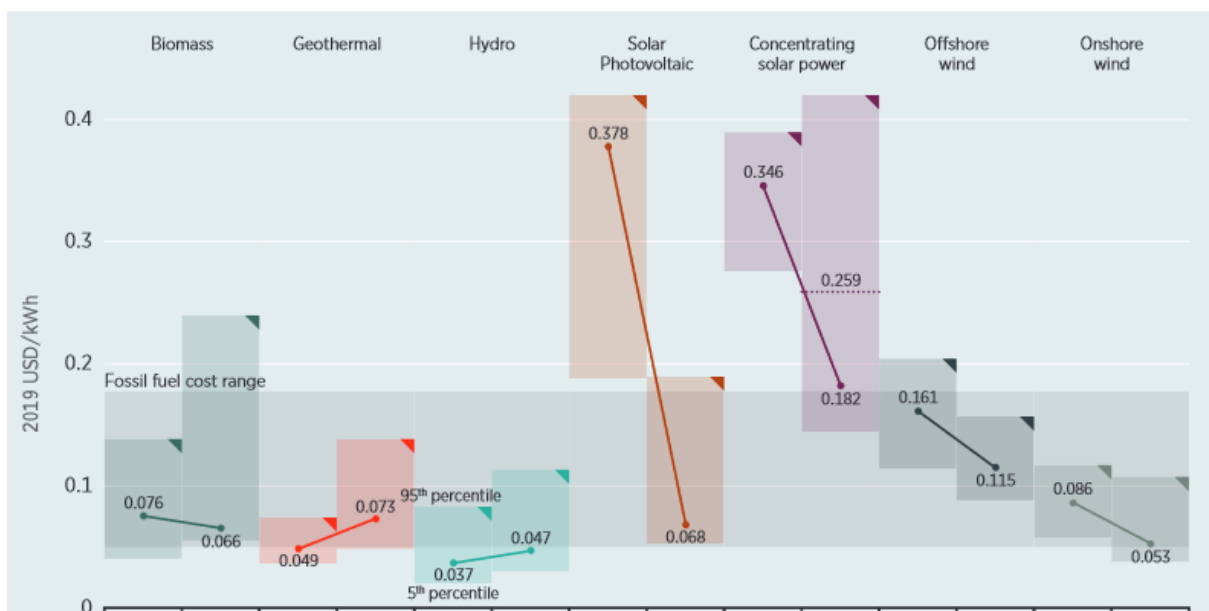
Λαμβάνοντας υπόψη τα όσα αναφέρθηκαν στις προηγούμενες ενότητες, καθίσταται σαφές πως η διεθνής κοινότητα οφείλει πλέον να στραφεί σε βιώσιμες μεθόδους για την κάλυψη των ενεργειακών της αναγκών, με απώτερο στόχο την αντιμετώπιση της αύξησης των συγκεντρώσεων αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα και το μετριασμό της κλιματικής

αλλαγής. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας μπορούν να συμβάλλουν σημαντικά σε αυτό το σκοπό καθώς κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής τους παρουσιάζουν σημαντικά μικρότερες εκπομπές θερμοκηπιακών αερίων σε σχέση με τις συμβατικές πηγές ενέργειας.

Options	Direct emissions	Infrastructure & supply chain emissions	Biogenic CO ₂ emissions and albedo effect	Methane emissions	Lifecycle emissions (incl. albedo effect)
	Min/Median/Max	Typical values			Min/Median/Max
Currently Commercially Available Technologies					
Coal—PC	670/760/870	9.6	0	47	740/820/910
Gas—Combined Cycle	350/370/490	1.6	0	91	410/490/650
Biomass—cofiring	n.a. ^a	—	—	—	620/740/890 ^b
Biomass—dedicated	n.a. ^a	210	27	0	130/230/420 ^b
Geothermal	0	45	0	0	6.0/38/79
Hydropower	0	19	0	88	1.0/24/2200
Nuclear	0	18	0	0	3.7/12/110
Concentrated Solar Power	0	29	0	0	8.8/27/63
Solar PV—rooftop	0	42	0	0	26/41/60
Solar PV—utility	0	66	0	0	18/48/180
Wind onshore	0	15	0	0	7.0/11/56
Wind offshore	0	17	0	0	8.0/12/35

Εικόνα 11 Εκπομπές κύκλου ζωής για επιλεγμένες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (σε gCO₂.eq/kWh)
Πηγή: (IPCC, 2014)

Η επίτευξη των στόχων της Συμφωνίας των Παρισίων απαιτεί τη μείωση της παγκόσμιας ενεργειακής ζήτησης μέσω της βελτιωμένης ενεργειακής απόδοσης και την αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον ενεργειακό χάρτη, συμπεριλαμβανομένων των βιοκαυσίμων. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα πρέπει να αποτελούν τουλάχιστον τα 2/3 του συνολικού τελικού ενεργειακού εφοδιασμού έως το 2050. Παράλληλα, το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να αυξηθεί από 25% το 2017 σε 86% το 2050 (IRENA, 2019).



Εικόνα 12 Μεταβολές μέσου παγκοσμίου LCOE για τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές κατά το διάστημα 2010-2019. Πηγή: (IRENA, 2020)

Σύμφωνα με τα πιο πρόσφατα στοιχεία κόστους από τον Διεθνή Οργανισμό Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA), το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες

πηγές μειώθηκε ραγδαία κατά την τελευταία δεκαετία, λόγω της βελτίωσης των τεχνολογιών, των οικονομιών κλίμακας και των ανταγωνιστικών αλυσίδων εφοδιασμού. Οι τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελούν σήμερα την επιλογή με το χαμηλότερο κόστος σε όλα σχεδόν τα μέρη του κόσμου. Αυτή η νέα πραγματικότητα αντικατοπτρίζεται όλο και περισσότερο στα στατιστικά δεδομένα. Ενδεικτικά, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αντιπροσωπεύουν το 72% του συνόλου των νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ισχύος παγκοσμίως. Το μέσο παγκόσμιο επίπεδο σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) μειώθηκε κατά 82% για τα φωτοβολταϊκά, κατά 47% για τα ηλιοθερμικά συστήματα (CSP), κατά 39% για τα χερσαία αιολικά και κατά 29% για τα υπεράκτια αιολικά στο διάστημα 2010 – 2019 (IRENA, 2020).

Η μετάβαση σε καθαρές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, σε συνδυασμό με τη μείωση του κόστους και τις εξελίξεις στην ηλεκτροκίνηση, δύναται να βελτιώσει την ποιότητα του αέρα στις πόλεις και κατ' επέκταση τη δημόσια υγεία. Τα οφέλη από τη μειωμένη ατμοσφαιρική ρύπανση και τη βελτίωση της δημόσιας υγείας είναι σημαντικά. Τα οικονομικά οφέλη που θα προκύψουν λόγω της βελτιωμένης υγείας, των μειωμένων επιδοτήσεων και του μετριασμού της αλλαγής του κλίματος υπολογίζονται συνολικά σε 160 τρισεκατομμύρια δολάρια ΗΠΑ για μια περίοδο 30 ετών. Συμπερασματικά, κάθε δολάριο που δαπανάται για το μετασχηματισμό του παγκόσμιου ενεργειακού συστήματος, αποδίδει από 5 έως και περισσότερο από 7 δολάρια, ανάλογα με τον τρόπο αποτίμησης των εξωτερικοτήτων (IRENA, 2020).

1.5 Υβριδικά Συστήματα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η στοχαστική φύση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελεί περιοριστικό παράγοντα όσον αφορά τη μεμονωμένη εφαρμογή τους σε αυτόνομα ενεργειακά συστήματα. Τα υβριδικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδυάζουν δύο ή περισσότερους τύπους ενεργειακών συστημάτων με στόχο την υπέρβαση του παραπάνω περιορισμού, ενώ αποτελούνται συχνά από ένα συνδυασμό ορυκτών καυσίμων και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε συνδυασμό με κάποια τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας όπως είναι οι συσσωρευτές ή τα συστήματα υδρογόνου. Τα παραπάνω έχουν σαν αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συγκριτικά με ένα σύστημα ορυκτών καυσίμων και τη διασφάλιση συνεχούς τροφοδοσίας των συστημάτων ανανεώσιμης ενέργειας (Zohuri, 2018).

Τα υβριδικά συστήματα παραγωγής μπορούν να χρησιμοποιηθούν αποδοτικά σε αυτόνομη λειτουργία σε απομακρυσμένες και αγροτικές περιοχές. Σε αυτή την περίπτωση, οι συμβατικοί ενεργειακοί πόροι και τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας χρησιμοποιούνται εφεδρικά για τη διασφάλιση της κάλυψης των ενεργειακών αναγκών όταν οι ανανεώσιμοι πόροι δεν είναι διαθέσιμοι. Από την άλλη πλευρά, η πιθανή περίσσεια παραγόμενης ενέργειας των συστημάτων ανανεώσιμης ενέργειας μπορεί να απορροφηθεί από τα συστήματα αποθήκευσης ώστε να καταναλωθεί αργότερα. Επομένως, τα υβριδικά συστήματα παρέχουν μεγαλύτερη αξιοπιστία συγκριτικά με τα συστήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε αυτόνομη λειτουργία. Τα διασυνδεδεμένα υβριδικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν σε ορισμένα μέρη, όπως πανεπιστήμια, νοσοκομεία, εργοστάσια κλπ. Σε αυτή την περίπτωση, όταν οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο είναι χαμηλές, το σύστημα καλύπτει το φορτίο από το

δίκτυο και φορτίζει τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με ανανεώσιμες πηγές. Κατά τις περιόδους στις οποίες οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο είναι υψηλές, το σύστημα πληροί το φορτίο με τους πόρους του και πουλά την περίσσεια ενέργειας στο δίκτυο. Εφαρμόζοντας την παραπάνω στρατηγική, τα υβριδικά συστήματα παρουσιάζουν καλύτερη οικονομική απόδοση συγκριτικά με τα συστήματα αμιγώς ανανεώσιμης ενέργειας. Ως εκ τούτου, η εφαρμογή υβριδικών συστημάτων παρέχει ορισμένα πλεονεκτήματα όπως η αύξηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η μείωση του κόστους ενέργειας (COE), η μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και εξασφάλιση πρόσβασης απομακρυσμένων και αγροτικών περιοχών σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτά τα πλεονεκτήματα πληρούν τρία βασικά κριτήρια της αειφόρου ανάπτυξης, συμπεριλαμβανομένων οικονομικών, περιβαλλοντικών και κοινωνικών πτυχών (Bahramara, et al., 2016).

1.5.1 Εφαρμογή Υβριδικών Συστημάτων σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Το ενεργειακό σύστημα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) της Ελλάδας αποτελείται από 32 αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα που παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια σε 61 νησιά. Συγκεκριμένα, η δομή του συστήματος απαρτίζεται από 19 ηλεκτρικά συστήματα με φορτίο αιχμής μικρότερο των 10 MW, 10 ηλεκτρικά συστήματα με φορτίο αιχμής μεταξύ 10 και 100 MW, και 3 ηλεκτρικά συστήματα με φορτία αιχμής μεγαλύτερα των 100 MW. Τα ΜΔΝ της χώρας μας παρουσιάζουν, κατά μέσο όρο, 2.5 φορές υψηλότερο κόστος ηλεκτροδότησή συγκριτικά με την ηπειρωτική χώρα, ενώ η παρούσα δομή των αυτόνομων ηλεκτρικών δικτύων αποδεικνύεται συχνά αναξιόπιστη και δεν επιτρέπει την αξιοποίηση της αφθονίας ανανεώσιμων φυσικών πόρων των νησιών. Περισσότερο από το 80% των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας των ΜΔΝ καλύπτεται με τη χρήση Diesel και Mazut (κυρίως εισαγόμενου πετρελαίου), γεγονός που συμβάλλει καθοριστικά στην ενεργειακή εξάρτηση της χώρας ενώ παράλληλα παρουσιάζει υψηλό οικονομικό και περιβαλλοντικό κόστος. Η ενεργειακή εξάρτηση της χώρας μας κυμαίνονταν στο 72.5 % το 2016, ενώ ο μέσος όρος της ΕΕ για την ίδια χρονική περίοδο ήταν 54% (Katsoulakos, 2019). Λαμβάνοντας υπόψη την πρόσφατη ταχεία ανάπτυξη των τεχνολογιών ανανεώσιμης ενέργειας και τη συνεχώς αυξανόμενη ανάγκη ενεργειακής παραγωγής χαμηλών εκπομπών ρύπων, καθώς και ότι οι απομονωμένες τοποθεσίες διαθέτουν συνήθως αφθονία ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Ma, et al., 2014) προκύπτει πως η χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελεί σημαντική προοπτική για τα νησιά. Το αυξημένο κόστος της χρήσης των ορυκτών καυσίμων σε συνδυασμό με την μείωση του κόστους χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δημιουργεί περεταίρω κίνητρα για την εφαρμογή συστημάτων ανανεώσιμης ενέργειας σε μη διασυνδεδεμένες περιοχές (Ma, et al., 2014) ενώ από τεχνικής και οικονομικής άποψης, η αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων με ανανεώσιμη ενέργεια αποτελεί εφικτή λύση για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των νησιών. (Kuang, et al., 2016)

2. Ανασκόπηση Διεθνούς Βιβλιογραφίας

Στο κεφάλαιο αυτό παρατίθεται μια σύντομη ανασκόπηση των επιστημονικών μελετών που σχετίζονται με τα υβριδικά συστήματα παραγωγής ενέργειας τόσο σε εγχώριο όσο και σε διεθνές επίπεδο. Η ανασκόπηση περιλαμβάνει εργασίες αυτόνομων και διασυνδεδεμένων υβριδικών συστημάτων καθώς και μελέτες σύγκρισης αυτών. Στο παραπάνω πλαίσιο δίνεται ιδιαίτερο βάρος στη μεθοδολογία και τα αποτελέσματα της κάθε μελέτης.

2.1 Μελέτες Αυτόνομων Υβριδικών Συστημάτων

Οι (Shaahid & Elhadidy, 2003) μελέτησαν την εφαρμογή ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούμενο από PV/γεννήτρια Diesel, για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μιας τυπικής κατοικίας στη Σαουδική Αραβία. Η συνολική ετήσια ενεργειακή ζήτηση του εν λόγω κτηρίου υπολογίζεται στις 35200kWh/έτος. Το σενάριο υβριδικών συστημάτων που εξετάζονται, αποτελούνται από διάφορους τύπους φωτοβολταϊκών πλαισίων και συστοιχιών σε συνδυασμό με μονάδες αποθήκευσης μπαταριών και εφεδρική γεννήτρια Diesel. Οι μελετητές συμπεραίνουν πως στην περίπτωση εφαρμογής ενός συστήματος PV(225 m²)/Μπαταρίες(12 h), η γεννήτρια Diesel χρειάζεται να καλύπτει το 9% του φορτίου. Ωστόσο στην περίπτωση ενός συστήματος χωρίς τη χρήση μπαταριών, η γεννήτρια Diesel χρειάζεται να καλύπτει το 58% του φορτίου.

Οι (Shaahid, et al., 2007) χρησιμοποίησαν το λογισμικό HOMER για την μελέτη της τεχνοοικονομικής εφικτότητας ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για κάποιο μη διασυνδεδεμένο χωριό της βορειοανατολικής Σαουδικής Αραβίας, με ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας 13,244 MWh. Τα αποτελέσματα της μελέτης δείχνουν ότι για ένα υβριδικό σύστημα που αποτελείται από ένα αιολικό πάρκο ονομαστικής ισχύος 3.6MW (έξι Α/Γ των 600kW) σε συνδυασμό με σύστημα πετρελαίου ονομαστικής ισχύος 4.5 MW (τρεις γεννήτριες Diesel των 1.5 MW) και σύστημα αποθήκευσης μπαταριών (ικανότητας κάλυψης μέσου φορτίου για 30 λεπτά), επιτυγχάνεται διείσδυση αιολικής ενέργειας 24%. Το κόστος παραγωγής ενέργειας του παραπάνω υβριδικού συστήματος υπολογίζεται στα 0.078\$/kWh (υποθέτοντας τιμή καυσίμου ντίζελ 0.1\$/λίτρο).

Οι (Shaahid & Elhadidy, 2007) μελέτησαν την τεχνοοικονομική εφικτότητα ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελούμενο από Φωτοβολταϊκά/Γεννήτριες Diesel/Συσσωρευτές, με σκοπό την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας ενός τυπικού κτηρίου εμπορικής χρήσης στην πόλη Dhahran της Σαουδικής Αραβίας, με ετήσια κατανάλωση 620,000 kWh. Η προσομοίωση του συστήματος πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER και τα αποτελέσματα δείχνουν πως ένα υβριδικό σύστημα αποτελούμενο από φωτοβολταϊκά ονομαστικής ισχύος 80 kW, γεννήτριες Diesel ονομαστικής ισχύος 175 kW και συσσωρευτές με δυνατότητα αυτονομίας 3h, παρουσιάζει διείσδυση ηλιακής ενέργειας 26% ενώ το κόστος ενέργειας (COE) ανέρχεται σε 0.149 \$/kWh (υποθέτοντας τιμή καυσίμου ντίζελ 0.1 \$/L). Η ποσοστιαία μείωση των εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων είναι 27% σε σύγκριση με το σενάριο κάλυψης των ενεργειακών αναγκών εξ' ολοκλήρου με γεννήτριες Diesel. Οι μελετητές συμπεραίνουν πως η εφαρμογή του εν λόγω συστήματος δύναται να καλύψει τις ενεργειακές ανάγκες του κτιρίου και να ελαχιστοποιήσει τα κόστη συντήρησης των γεννητριών Diesel με περιβαλλοντικά φιλικό τρόπο.

Οι (Shaahid, et al., 2014) μελέτησαν την τεχνοοικονομική εφικτότητα εφαρμογής ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας αποτελούμενο από PV/Diesel/Battery, για την κάλυψη του ενεργειακού φορτίου μιας τυπικής κατοικίας (με ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας 35120 kWh). Η μελέτη πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER και αφορά σε πέντε διαφορετικές περιοχές της Σαουδικής Αραβίας. Οι επιλεγμένες τοποθεσίες είναι οι Abha (νότια επαρχία), Hofuf (Ανατολική επαρχία), Qurayat (Βόρεια επαρχία), Taif (Δυτική επαρχία) και Riyadh (Κεντρική επαρχία). Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης δείχνουν πως για τη χρήση ενός υβριδικού συστήματος αποτελούμενο από 4 kWp PV σε συνδυασμό με δύο γεννήτριες Diesel συνολικής ισχύος 10kW και ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες με δυνατότητα αυτονομίας 3 h, η συνολική διείσδυση ανανεώσιμης ενέργειας είναι 22%, 21%, 22%, 20%, και 20% και το κόστος ενέργειας (COE) 0.179 \$/kWh, 0.179 \$/kWh, 0.178 \$/kWh, 0.180 \$/kWh, and 0.181 \$/kWh αντίστοιχα για τις τοποθεσίες Abha, Hofuf, Qurayat, Taif, και Riyadh αντίστοιχα. Οι μελετητές σημειώνουν πως το ποσοστό μείωσης της κατανάλωσης καυσίμου που προκύπτει συγκρίνοντας το εν λόγω υβριδικό σύστημα με ένα σύστημα αποτελούμενο εξ' ολοκλήρου από γεννήτριες Diesel, ανέρχεται στο 19%, και η μείωση εκπομπών άνθρακα στο 18%. Στις παραπάνω μελέτες (Shaahid & Elhadidy, 2003), (Shaahid, et al., 2007), (Shaahid, et al., 2014) συμπεραίνεται πως η αύξηση εγκατεστημένης ισχύος αιολικών ή φωτοβολταϊκών συστημάτων μειώνει την εξάρτηση κατανάλωσης Diesel (Rajbongshi, et al., 2017).

Οι (Giatrakos, et al., 2009) μελέτησαν την αύξηση της διείσδυσης ανανεώσιμης ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα της Καρπάθου. Συγκεκριμένα, οι μελετητές χρησιμοποίησαν το λογισμικό HOMER για την προσομοίωση τριών σεναρίων κάλυψης των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού αντικαθιστώντας τις υπάρχουσες γεννήτριες Diesel με νέα αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις και συστήματα παραγωγής υδρογόνου. Η κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού (φορτίο αιχμής 8.1 MW, ζήτηση 81,000 kWh/d) κατά τη χρονική περίοδο εκπόνησης της παρούσας μελέτης επιτυγχάνονταν κυρίως (σε ποσοστό 93%) μέσω της χρήσης γεννητριών Diesel με εγκατεστημένη ισχύ 12,000 kWe και ετήσια παραγωγή ενέργειας 27,631,318 kWh/yr, ενώ το υπόλοιπο φορτίο καλύπτονταν από ένα αιολικό πάρκο ονομαστικής ισχύος 275 kWe, με ετήσια παραγωγή ενέργειας 1,966,311 kWh/yr. Στο πρώτο ενεργειακό σενάριο, μελετάται η αύξηση της διείσδυσης ανανεώσιμης ενέργειας σε ποσοστό 20%. Ο στόχος αυτός δύναται να επιτευχθεί με την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών ονομαστικής ισχύος 1250 kWp, με ετήσια παραγωγή 2,303,854 kWh/yr (8% της ετήσιας ζήτησης) και δύο ανεμογεννητριών συνολικής ονομαστικής ισχύος 660 kW, με ετήσια παραγωγή 3,721,494 kWh/yr (12% της ετήσιας ζήτησης), ενώ το υπόλοιπο 80% της ετήσιας απαιτούμενης ενέργειας θα παράγεται από τις γεννήτριες diesel. Στο δεύτερο ενεργειακό σενάριο μελετάται η διείσδυση ανανεώσιμης ενέργειας σε ποσοστό 20% σε συνδυασμό με τη χρήση υδρογόνου ως καύσιμο για 3000 οχήματα. Τα απαιτούμενα 131,250 kg H₂ ετησίως για τη λειτουργία αυτών των οχημάτων ισοδυναμούν με ρυθμό παραγωγής 15 kg/h, ενώ η επιπλέον ζήτηση που πρέπει να καλύψουν οι ΑΠΕ για τη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρόλυσης ανέρχεται σε 9,872,509 kWh/yr. Για την κάλυψη των αυξημένων απαιτήσεων του συστήματος, οι μελετητές πρόσθεσαν επιπλέον 750 kWp φωτοβολταϊκών και πέντε ανεμογεννήτριες σε αυτές του πρώτου σεναρίου. Η εγκατεστημένη ισχύς των γεννητριών diesel αυξήθηκε κατά 1 MWe, ενώ η ονομαστική ισχύς του συστήματος ηλεκτρόλυσης έφτασε τα 1200 kWe. Το εν λόγω υβριδικό σύστημα καταφέρνει να παράγει συνολικά 16,7 GWh ετησίως καλύπτοντας το 100% του φορτίου για την παραγωγή H₂ και

περίπου το 20% του πρωτεύοντος φορτίου. Όπως αναμενόταν, το σύστημα υδρογόνου μείωσε τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου κατά 3000 tCO₂eq/έτος, με σημαντική αύξηση του κόστους ενέργειας (COE). Οι ερευνητές σημειώνουν πως το κόστος αυτό θα μπορούσε να αντισταθμιστεί με την πώληση του παραγόμενου υδρογόνου στους καταναλωτές. Στο τρίτο σενάριο μελετάται η πλήρης ανεξαρτησία του νησιού από το diesel, μέσω ενός αυτόνομου ενεργειακού συστήματος που βασίζεται εξ ολοκλήρου στις διαθέσιμες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Όπως προκύπτει από την προσομοίωση του συστήματος, η επίτευξη του παραπάνω στόχου προϋποθέτει την εγκατάσταση ενός συστήματος παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου και η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ πρέπει να φτάσει τα 22 MWe (μέγεθος τριπλάσιο της ετήσιας αιχμής), ενώ το 70% της συνολικής ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ πρέπει να χρησιμοποιείται για την παραγωγή υδρογόνου. Παράλληλα, διατηρούνται οι υπάρχουσες γεννήτριες diesel ως εφεδρικά συστήματα. Συνολικά απαιτείται ετήσια παραγωγή 73.8 GWh ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για την παραγωγή του υδρογόνου, ενώ το σύστημα μπορεί να χαρακτηριστεί ως υπερδιαστασιοποιημένο αφού καλείται να καλύψει μόλις 29.6 GWh. Οι μελετητές συμπεραίνουν πως η εφαρμογή του πρώτου σεναρίου δύναται να αποφέρει ετήσια μείωση 3500 tCO₂ σε σύγκριση με τις τρέχουσες τιμές, η υιοθέτηση του δεύτερου σεναρίου θα απέφερε επιπλέον μείωση 3000 tCO₂, ενώ το τρίτο σενάριο παράγει μηδενικές εκπομπές.

Ο (Hrayshat, 2009) μελέτησε την εφαρμογή ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούμενο από PV/Diesel/Battery για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μιας εκτός δικτύου κατοικίας στην Ιορδανία. Από την προσομοίωση του παραπάνω συστήματος που πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER, προκύπτει πως το βέλτιστο σύστημα αποτελείται από μια φωτοβολταϊκή συστοιχία 2kW, μια γεννήτρια Diesel 4 kW, 2 συσσωρευτές και έναν converter 2 kW. Η διάταξη αυτή παρουσιάζει διείσδυση ηλιακής ενέργειας σε ποσοστό 23% και η εφαρμογή της κρίνεται οικονομικώς συμφέρουσα για τιμές καυσίμου diesel μεγαλύτερες από 0.15 \$/L (η τρέχουσα τιμή καυσίμου Diesel στην Ιορδανία ανέρχεται σε 0.238 \$/L). Ο μελετητής συμπεραίνει πως η χρήση του εν λόγω συστήματος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δύναται να μειώσει τις ώρες λειτουργίας των γεννητριών Diesel κατά 19.3%, την κατανάλωση καυσίμου κατά 18.5% και τις εκπομπές θερμοκηπιακών αερίων κατά 18% σε σύγκριση με την περίπτωση κάλυψης των ενεργειακών αναγκών εξ' ολοκλήρου με γεννήτριες Diesel.

Οι (Giannoulis & Haralambopoulos, 2011) μελέτησαν την οικονομική επίδραση της διεσπαρμένης παραγωγής σε απομονωμένα ηλεκτρικά δίκτυα και συγκεκριμένα στο νησί της Λέσβου. Η μελέτη που εκπονήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER περιλαμβάνει την προσομοίωση της παρούσας ηλεκτρικής παραγωγής για ένα έτος και την αξιολόγηση της οικονομοτεχνικής της απόδοσης. Η εγκατεστημένη ισχύς του νησιού όταν πραγματοποιήθηκε η μελέτη αποτελούνταν από μια μονάδα παραγωγής ενέργειας με Diesel (66,464 kW) και δύο αιολικά πάρκα (9000 kW και 2025 kW). Τα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν τα περιβαλλοντικά οφέλη της αυξημένης χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) και της διακύμανσης του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που παραμένει υψηλό σε σύγκριση με άλλες διασυνδεδεμένες περιοχές στην Ελλάδα.

Οι (Karakoulidis, et al., 2011) μελέτησαν ένα αυτόνομο ενεργειακό σύστημα που συνδυάζει ανανεώσιμες και συμβατικές πηγές ενέργειας με μπαταρίες ή υδρογόνο ως μέσο αποθήκευσης για την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας ενός εργαστηρίου ηλεκτρικών μηχανημάτων στην Καβάλα. Οι μελετητές χρησιμοποίησαν το λογισμικό HOMER για την προσομοίωση του συστήματος, τα αποτελέσματα της οποίας έδειξαν πως το βέλτιστο σύστημα αποτελείται από μια συστοιχία φωτοβολταϊκών ονομαστικής ισχύος 6 kW, δύο γεννήτριες Diesel 8 kW έκαστη, 6 συσσωρευτές και έναν converter 4 kW. Λαμβάνοντας υπόψη πως ο χρόνος ζωής του έργου είναι 20 έτη και το επιτόκιο αναγωγής 6%, το NPC του συστήματος ανέρχεται στα 130,232€, το COE στα 0.65 €/kWh και το αρχικό κόστος επένδυσης στα 40,726€. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του αυτόνομου υβριδικού συστήματος φωτοβολταϊκών/υδρογόνου, το βέλτιστο σύστημα αποτελείται από μια συστοιχία φωτοβολταϊκών ονομαστικής ισχύος 46 kW, μια κυψέλη καυσίμου 8 kW, μια μονάδα ηλεκτρόλυσης 30kW και μια δεξαμενή αποθήκευσης υδρογόνου χωρητικότητας 60 kg. Το κόστος αρχικής επένδυσης του εν λόγω συστήματος ανέρχεται σε 339,460 €, το NPC σε 377,460 € (τιμή 2.9 φορές μεγαλύτερη συγκριτικά με αυτή του συστήματος PV/Diesel) και το COE του συστήματος σε 1.92 €/kWh. Συμπεραίνεται πως η οικονομική ανταγωνιστικότητα των ενεργειακών συστημάτων υδρογόνου θα μπορούσε να επιτευχθεί μόνο μέσω της σημαντικής μείωσης του κόστους κεφαλαίου σε συνδυασμό με την αύξηση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και το σύστημα PV/Diesel/Συσσωρευτών αποτελεί τη βέλτιστη λύση.

Οι (Li, et al., 2013) πραγματοποίησαν μια τεχνοοικονομική μελέτη για την εφαρμογή ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούμενο από Αιολικά/Φωτοβολταϊκά/Συσσωρευτές για την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας μιας κατοικίας στην περιοχή Urumqi της Κίνας. Από την προσομοίωση του συστήματος που πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER προκύπτει πως το βέλτιστο υβριδικό σύστημα αποτελείται από 5 kW φωτοβολταϊκών (72% διείσδυση ηλιακής ενέργειας), μία ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 2.5 kW (28% διείσδυση αιολικής ενέργειας), 8 συσσωρευτές χωρητικότητας 6.94 kWh έκαστος και converter 5 kW. Το εν λόγω σύστημα δύναται να μειώσει το καθαρό παρόν κόστος (NPC) κατά 9% σε σύγκριση με ένα σύστημα PV/Συσσωρευτών και κατά 11% σε σύγκριση με ένα σύστημα Αιολικών/Συσσωρευτών ενώ παρουσιάζει αντίστοιχη επίδραση στο κόστος ενέργειας (COE). Συγκεκριμένα, το NPC του βέλτιστου συστήματος ανέρχεται σε 53,296\$ και το COE σε 1.045 \$/kWh. Οι μελετητές συμπεραίνουν πως όσον αφορά την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της συγκεκριμένης οικίας, το αυτόνομο υβριδικό σύστημα Αιολικών/ Φωτοβολταϊκών/ Συσσωρευτών αποτελεί οικονομικά αποδοτικότερη λύση σε σχέση με τα συστήματα Αιολικών/Συσσωρευτών και Φωτοβολταϊκών/Συσσωρευτών.

Οι (Fadaeenejad, et al., 2013) παρουσίασαν μια ολοκληρωμένη ανασκόπηση των διεθνώς εφαρμοσμένων αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με ιδιαίτερη έμφαση στη Μαλαισία και πραγματοποίησαν μια μελέτη περίπτωσης για την εφαρμογή ενός υβριδικού συστήματος με σκοπό την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του χωριού Kampong Orang. Οι μελετητές χρησιμοποίησαν το λογισμικό iHOGA για την προσομοίωση του συστήματος το οποίο σύμφωνα με τα αποτελέσματα της έρευνας αποτελείται από συστοιχίες φωτοβολταϊκών, ανεμογεννήτρια και μπαταρίες και παρουσιάζει

COE που κυμαίνεται μεταξύ 0.29 και 0.32 \$/kWh , τιμή τριπλάσια από αυτή του ηλεκτρικού δικτύου της χώρας.

Οι (Hiendro, et al., 2013) πραγματοποίησαν μια τεχνοοικονομική μελέτη για ένα αυτόνομο υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με σκοπό την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του απομονωμένου χωριού Temajuk της Ινδονησίας. Οι μελετητές χρησιμοποίησαν το λογισμικό HOMER για την προσομοίωση του συστήματος εκτιμώντας πως η διάρκεια ζωής του έργου ανέρχεται σε 25 έτη και το επιτόκιο αναγωγής είναι 3%. Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης προκύπτει πως η διάταξη με την καλύτερη οικονομική απόδοση αποτελείται από φωτοβολταϊκά ονομαστικής ισχύος 1kW, ανεμογεννήτριες 2kW, έναν inverter 0.7kW και 15 συσσωρευτές. Το NPC για το εν λόγω αυτόνομο υβριδικό σύστημα ανέρχεται σε 30,921\$ και το COE σε 0.751 \$/kWh ενώ δύναται να καλύψει πλήρως το ενεργειακό φορτίο. Οι μελετητές σημειώνουν πως τα φωτοβολταϊκά πάνελ παράγουν περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια και προσφέρουν μικρότερο κόστος ενέργειας ανά kWh σε σχέση με τις ανεμογεννήτριες ίσης ονομαστικής ισχύος.

Οι (Ma, et al., 2014) πραγματοποίησαν μια λεπτομερή μελέτη εφικτότητας σχετικά με την εφαρμογή ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών ενός απομονωμένου νησιού κοντά στο Hong Kong. Η τεχνοοικονομική προσομοίωση του υπό μελέτη υβριδικού συστήματος PV/Wind/battery πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER και βασίστηκε σε δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας και αιολικού δυναμικού που καταγράφηκαν στη συγκεκριμένη περιοχή το 2009. Οι μελετητές εξέτασαν επίσης την επίδραση της διαστασιολόγησης των φωτοβολταϊκών πάνελ, της ανεμογεννήτριας και της συνολικής χωρητικότητας των μπαταριών στην αξιοπιστία και στην οικονομική απόδοση του συστήματος. Το φορτίο βάσης για αυτή τη μελέτη υπολογίστηκε στις 250 kWh/ημέρα. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του HOMER δείχνουν πως το βέλτιστο σύστημα αποτελείται από: 145 kW Φ/Β, 10.4 kW Α/Γ και 706 kWh μπαταρίες. Από την προσομοίωση προκύπτει πως η συνολική παραγωγή ενέργειας των φωτοβολταϊκών ανέρχεται σε 177,882 kWh/έτος , ο συντελεστής χρησιμοποίησής (CF) τους είναι 14% και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) είναι 0.128 \$/kWh. Η συνολική ενεργειακή παραγωγή των ανεμογεννητριών είναι 29,584 kWh/έτος, το CF είναι 32.5% και το LCOE ανέρχεται σε 0.2 \$/kWh. Όσον αφορά το σύστημα αποθήκευσης, προκύπτει πως δύναται να καλύψει το φορτίο για 58.1 ώρες και παρουσιάζει κόστος φθοράς μπαταρίας 0.174 \$/kWh. Το αρχικό κόστος επένδυσης του παραπάνω συστήματος είναι \$608,932 και το NPC \$693,114. Το LCOE υπολογίζεται στα 0.595 \$/kWh. Παρά το γεγονός πως το LCOE είναι τριπλάσιο από την ταρίφα ηλεκτρικής ενέργειας στο Χονγκ Κονγκ, συνεχίζει να αποτελεί μια οικονομικά αποδοτική επιλογή σε σύγκριση με το κόστος χρήσης της γεννήτριας Diesel ή την προέκταση του ηλεκτρικού δικτύου. Αξίζει να σημειωθεί πως το κόστος του συστήματος αποθήκευσης αποτελεί περίπου το 50% του συνολικού NPC. Το 84% της παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας προήλθε από τα φωτοβολταϊκά και το 16% από τις ανεμογεννήτριες, ωστόσο περίπου το 48.6% της παραγόμενης ενέργειας απορρίφθηκε λόγω έλλειψης ζήτησης ή δυνατότητας αποθήκευσης. Από τη χρήσιμη ενέργεια (106,583 kWh), το 85.6% καταναλώθηκε για την κάλυψη του φορτίου, το 4.9% στις απώλειες του συστήματος αποθήκευσης και το 9.5% στις απώλειες του converter. Οι μελετητές συμπεραίνουν πως το παραπάνω υβριδικό σύστημα αποτελούμενο εξ' ολοκλήρου από τεχνολογίες αξιοποίησης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, δύναται να

αντικαταστήσει την γεννήτρια diesel για την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού.

Οι (Kumar & Manoharan, 2014) μελέτησαν την οικονομική εφικτότητα ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούμενο από PV/Diesel/Battery, για μια περιοχή της Ινδίας όπου το ηλεκτρικό δίκτυο είναι διαθέσιμο μόνο για 10 ώρες/ημέρα. Οι μελετητές χρησιμοποίησαν το λογισμικό HOMER για τον προσδιορισμό των πλέον τεχνοοικονομικά εφικτών λύσεων παροχής ηλεκτρικής ενέργειας σε έξι διαφορετικές κλιματικές ζώνες και κατ' επέκταση τον προσδιορισμό της ιδανικής τοποθεσίας εφαρμογής υβριδικών συστημάτων στην περιοχή Tamil Nadu. Από τα αποτελέσματα της εν λόγω μελέτης προκύπτει πως η περιοχή Kanjakumari αποτελεί την ιδανική κλιματική ζώνη για την εγκατάσταση υβριδικού συστήματος. Η βέλτιστη διάταξη για τιμές καυσίμου 0.5 \$/L και 0.64 \$/L περιλαμβάνει 30kW συστοιχία φωτοβολταϊκών, 30kW γεννήτρια Diesel, 20kW Converter, 20 μπαταρίες και 35kW συστοιχία φωτοβολταϊκών, 34kW γεννήτρια Diesel, 25kW Converter, 25 μπαταρίες αντίστοιχα. Το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας (RF) υπολογίζεται σε 65% ενώ το NPC είναι 24.27 \$ μικρότερο σε σύγκριση με ένα συμβατικό σύστημα Diesel.

Οι (Salehin, et al., 2016) μελέτησαν την εφαρμογή ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μίας κοινότητας 1000 ατόμων στο μη διασυνδεδεμένο νησί (ΜΔΝ) Kutubdia του Μπαγκλαντές, με τη χρήση των λογισμικών HOMER και RETScreen. Στην εν λόγω μελέτη, το λογισμικό HOMER χρησιμοποιήθηκε για τον προσδιορισμό της βέλτιστης αρχιτεκτονικής του συστήματος, του κόστους καθώς και του ενεργειακού μίγματος που προκύπτει από την παραγωγή. Τα παραπάνω δεδομένα εισάγονται στη συνέχεια στο λογισμικό RETScreen όπου πραγματοποιείται λεπτομερής ανάλυση κόστους, οικονομική ανάλυση και ανάλυση ευαισθησίας. Τα υβριδικά συστήματα παραγωγής ενέργειας που μελετώνται είναι τα εξής δύο: PV/Diesel και WT/Diesel. Από την προσομοίωση προκύπτει πως η βέλτιστη αρχιτεκτονική του πρώτου σεναρίου (PV/Diesel) είναι PV 62kW και γεννήτρια Diesel 9kW ενώ στην περίπτωση του δεύτερου (WT/Diesel) είναι WT 51kW και γεννήτρια Diesel 9kW. Με βάση την οικονομική ανάλυση, οι μελετητές συμπεραίνουν πως το βέλτιστο σύστημα για τη συγκεκριμένη τοποθεσία είναι το PV/Diesel το οποίο παρουσιάζει μια περίοδο αποπληρωμής 5.4 ετών και κόστος ενέργειας (COE) 0.353\$/kWh.

Οι (Rahman, et al., 2016) μελέτησαν την εφαρμογή ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με σκοπό την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας της μη διασυνδεδεμένης κοινότητας Sandy Lake, Ontario (Πληθυσμός: 2474, Κατοικίες: 460). Τα σενάρια που μελετήθηκαν αφορούν στην κάλυψη 4.4MWh/ημέρα με φορτίο αιχμής 772kW και είναι τα εξής:

1) 100% ΑΠΕ, 2) 80% ΑΠΕ, 3) 65% ΑΠΕ, 4) 50% ΑΠΕ, 5) 35% ΑΠΕ, 6) 21% ΑΠΕ, και 7) Γεννήτρια diesel και μπαταρίες (0% ΑΠΕ). Λαμβάνοντας υπόψη το κόστος του προστίμου εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, το COE για τα επτά σενάρια είναι: 1.48\$/kWh, 0.62\$/kWh, 0.54\$/kWh, 0.42\$/kWh, 0.39\$/kWh, 0.37\$/kWh και 0.36/kWh. Οι μελετητές αναφέρουν συγκριτικά πως το COE ανέρχεται στα 2.14\$/kWh για ένα αυτόνομο σύστημα ανεμογεννητριών και στα 3.87\$/kWh για ένα αυτόνομο σύστημα φωτοβολταϊκών, γεγονός που επαληθεύει την υπεροχή ενός υβριδικού συστήματος.

Ο (Sarker, 2016) μελέτησε την τεχνοοικονομική εφικτότητα της χρήσης ενός συστήματος αεριοποίησης βιομάζας (2 kW_e producer gas generator) σε ένα υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με στόχο την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μιας απομονωμένης κατοικίας στο Grimstad της Νορβηγίας. Η μέση απαίτηση ηλεκτρικής ενέργειας για τη συγκεκριμένη κατοικία εκτιμάται στις 54 kWh/d και το φορτίο αιχμής στα 2.8 kW. Ο ερευνητής πραγματοποίησε την προσομοίωση του συστήματος με τη χρήση του λογισμικού HOMER, τα αποτελέσματα της οποίας ανέδειξαν οκτώ οικονομικά εφικτές υβριδικές διαμορφώσεις, από τις οποίες οι τρεις αποτελούνταν εξ' ολοκλήρου από τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Σύμφωνα με τα παραπάνω αποτελέσματα το βέλτιστο υβριδικό σύστημα ανανεώσιμης ενέργειας αποτελείται από φωτοβολταϊκά ονομαστικής ισχύος 1kW, μία ανεμογεννήτρια 1kW, ένα σύστημα αεριοποίησης βιομάζας 2kW, έναν συσσωρευτή και έναν converter 1kW. Το εν λόγω σύστημα δύναται να παράξει 19,866 kWh/έτος και να μειώσει τις εκπομπές θερμοκηπιακών αερίων κατά 22,626 kg/έτος ενώ το NPC του ανέρχεται σε 77,232\$ και το COE σε 0.306 \$/kWh.

Οι (Sagani, et al., 2017) μελέτησαν την εφαρμογή ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας μιας απομακρυσμένης ορεινής οικίας (81 m²) στην περιοχή του Μετσόβου. Η προσομοίωση που πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER έδειξε πως το βέλτιστο υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από μία γεννήτρια Diesel ονομαστικής ισχύος 1.8 kW, φωτοβολταϊκά πάνελ 1kW, δύο συσσωρευτές 1kWh και έναν converter 1 kW. Το αρχικό κόστος επένδυσης για το εν λόγω σύστημα ανέρχεται σε 4600€, το συνολικό καθαρό κόστος (NPC) σε 20,075€ και το κόστος παραγωγής του συστήματος (COE) σε 0.553 €/kWh. Το προτεινόμενο σύστημα δύναται να ικανοποιεί τις απαιτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας (11.25 kWh/ημέρα) της οικίας του Μετσόβου με 30% συνεισφορά ανανεώσιμης ενέργειας (REF), ενώ παρουσιάζει περίσσεια ενέργειας 2.8% και μείωση εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων της τάξεως των 2614 kg CO₂-eq/έτος. Η εφαρμογή του καθίσταται οικονομικά συμφέρουσα όταν η απόσταση του δικτύου από την κατοικία υπερβαίνει τα 502m. Οι μελετητές εξέτασαν επίσης την κάλυψη των θερμικών αναγκών της οικίας (θέρμανση χώρων & ζεστό νερό χρήσης) μέσω της εγκατάσταση ενός θερμοδυναμικού τζακιού ονομαστικής ισχύος 14.8 kW (με καύση ξυλώδους βιομάζας) και ενός καυστήρα πετρελαίου ονομαστικής ισχύος επίσης 14.8 kW, με τη βοήθεια του λογισμικού RETScreen. Η καθαρή παρούσα αξία (NPV) του παραπάνω συνδυαστικού συστήματος θέρμανσης ανέρχεται σε 8500€ ενώ παρουσιάζει εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR) της τάξεως του 24.8% και μείωση των εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων ίση με 10,900 kg CO₂-eq/έτος. Η αρχική επένδυση του συνδυασμένου αυτόνομου υβριδικού συστήματος ηλεκτρισμού και θερμότητας εκτιμάται σε 13,600 € και ο δυνητικός μετριασμός των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου εκτιμάται ότι είναι περίπου 13.5 tn CO₂-eq / έτος, γεγονός που αποτελεί σημαντική βελτίωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος της περιοχής του Μετσόβου.

Οι (Das, et al., 2017) μελέτησαν την τεχνοοικονομική εφικτότητα ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας για μια απομακρυσμένη κοινότητα στο Μπανγκλαντές. Το προτεινόμενο σύστημα που προσομοιώθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER αποτελείται από γεννήτρια βιοαερίου, φωτοβολταϊκά, γεννήτρια Diesel, ανεμογεννήτριες, και μπαταρίες μολύβδου-οξέος. Όσον αφορά το βιοαέριο, οι μελετητές θεωρούν προέρχεται από τα κτηνοτροφικά απόβλητα που υπάρχουν διαθέσιμα στην περιοχή καθώς οι

πλειοψηφία των κατοίκων διαθέτει βοοειδή και στην περιοχή λειτουργούν επίσης δύο μικρές φάρμες. Η ζήτηση ηλεκτρική ενέργειας για τη συγκεκριμένη τοποθεσία υπολογίστηκε στις 248kWh/ημέρα και το φορτίο αιχμής 44.41 kW. Από την προσομοίωση του HOMER προκύπτει πως το βέλτιστο υβριδικό σύστημα αποτελείται από: Μία γεννήτρια βιοαερίου (9kW), PV (10kW), 2 γεννήτριες diesel (10kW η κάθε μία), 72 μπαταρίες (390Ah η κάθε μία) και Inverter (15kW). Η παραπάνω διαμόρφωση παρουσιάζει κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (COE) ίσο με 0.28\$/kWh και Net Present Cost (NPC) 612,280\$. Λαμβάνοντας υπόψη πως η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας είναι 0.34\$/kWh το συνολικό εισόδημα στα 25 έτη ζωής του project θα είναι 771,106\$ με συνολικό κέρδος 126,518\$ και η περίοδος αποπληρωμής υπολογίζεται στα 13 έτη. Οι μελετητές υπολόγισαν πως μια αύξηση της τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στα 0.38\$/kWh θα μείωνε την περίοδο αποπληρωμής στα 11 έτη, ενώ περεταίρω αύξηση της τιμής πώλησης στα 0.44\$/kWh θα είχε ως αποτέλεσμα το κέρδος να αυξηθεί στα 354,994\$ και η περίοδος αποπληρωμής να μειωθεί στα 7 έτη. Το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας του συστήματος είναι 60% και η εφαρμογή του δύναται να μειώσει τις εκπομπές CO₂ κατά 59.6% ανά έτος σε σύγκριση με τη χρήση ενός συστήματος Diesel και κατά 40.5% σε σύγκριση με τη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας του δικτύου.

Οι (Kennedy, et al., 2017) μελέτησαν τη βελτιστοποίηση ενός ήδη υπάρχοντος αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας σε ένα μη διασυνδεδεμένο νησί κοντά στη δυτική ακτή της Σκωτίας. Το αρχικό σύστημα που δημιουργήθηκε το 2008 αποτελούνταν από 24kW Α/Γ, 120kW Υ/Η, 10kW Φ/Β, 80kW γεννήτρια Diesel, 212kWh μπαταρίες. Η διάταξη αυτή απαιτούσε τη συμπληρωματική χρήση της γεννήτριας Diesel για 8 μήνες του έτους έτσι ώστε να καλυφθεί το φορτίο. Για να επιτευχθεί κάλυψη του ενεργειακού φορτίου εξ' ολοκλήρου από ανανεώσιμες, μελετήθηκε η αντικατάσταση του diesel με υδρογόνο το οποίο παράγεται από την ενεργειακή περίσσεια των Α/Γ. Η τεχνοοικονομική ανάλυση πραγματοποιήθηκε με το λογισμικό HOMER και τα αποτελέσματα έδειξαν πως η βέλτιστη λύση απαιτεί την επιπλέον εγκατάσταση τεσσάρων Α/Γ ονομαστικής ισχύος 20kW έτσι ώστε να παράγονται 3260 kg H₂/έτος, ποσότητα αρκετή ώστε να ανταποκριθεί στη ζήτηση (1890 kg H₂/έτος).

Οι (Katsaprakakis & Voumvoulakis, 2018) παρουσίασαν τις τεχνοοικονομικές λεπτομέρειες που αφορούν στην κάλυψη του συνόλου των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας της Σίφνου, μέσω της εφαρμογής ενός υβριδικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που αποτελείται από ένα αιολικό πάρκο, ίσως έναν φωτοβολταϊκό σταθμό, και σύστημα αντλησιοταμίευσης (PHS), στο πλαίσιο της πρωτοβουλίας της Συνεταιριστικής Εταιρίας Σίφνου (SIC) να διεκδικήσει την ενεργειακή ανεξαρτησία του νησιού και ένα βιώσιμο μέλλον για την τοπική κοινότητα. Για την προσομοίωση λειτουργίας του εν λόγω ηλεκτρικού συστήματος χρησιμοποιήθηκαν οι προβλέψεις ενεργειακής ζήτησης για το έτος 2020 (18,858.01 MWh/έτος, 6.37 MW φορτίο αιχμής), οι οποίες προέκυψαν από εκείνες του 2015, υποθέτοντας ετήσια αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ίση με 1.55% για τα έτη 2016-2020. Η χωρητικότητα και το υψόμετρο εγκατάστασης του άνω ταμιευτήρα του συστήματος PHS θεωρείται 1,100,000 m³ και 320 m αντίστοιχα, σε όλα τα σενάρια προσομοίωσης, ενώ η χωρητικότητα αποθήκευσης υπό τη μορφή υδροδυναμικής ενέργειας ανέρχεται σε 860MWh και εγγυάται την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού για 16 ημέρες, με μηδενική αποθήκευση ενέργειας κατά τη διάρκεια αυτής της χρονικής περιόδου. Το κόστος εγκατάστασης του PHS εκτιμάται σε 24,000,000 € και το κόστος ανά μονάδα χωρητικότητας

υπολογίζεται στα 30.23 €/kWh για 20 χρόνια ζωής. Οι μελετητές σημειώνουν πως τα παραπάνω δεδομένα επιβεβαιώνουν την ανταγωνιστικότητα των συστημάτων PHS έναντι των εναλλακτικών τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας τα οποία παρουσιάζουν συνήθως σημαντικά υψηλότερα κόστη. Η οικονομική ανάλυση βασίζεται στην υπόθεση ενός συστήματος χρηματοδότησης το οποίο αποτελείται από μετοχικά κεφάλαια σε ποσοστό 12.75% και τραπεζικό δάνειο σε ποσοστό 87.25%, με περίοδο αποπληρωμής δανείου 15 ετών και επιτόκιο δανείου 4%. Η καθαρή τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ορίστηκε στα 0.22 €/kWh και ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR), η περίοδος αποπληρωμής και η καθαρή παρούσα αξία (NPV) υπολογίζονται στα μετοχικά κεφάλαια της επένδυσης για περίοδο ζωής 20 ετών. Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του συστήματος, προκύπτει πως η εγκατάσταση αιολικού πάρκου ονομαστικής ισχύος 6.9 MW και φωτοβολταϊκού σταθμού ονομαστικής ισχύος 2 MW αποτελεί το οικονομικά βέλτιστο σενάριο το οποίο ικανοποιεί ταυτόχρονα την κάλυψη του συνόλου των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού παρουσιάζοντας διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 100%. Η NPV του εν λόγω σεναρίου ανέρχεται σε 14,490,000€ και ο IRR σε 21.3%, ενώ η περίοδος απόσβεσης υπολογίζεται στα 4.71 έτη. Οι μελετητές επισημαίνουν πως στην περίπτωση ενός μη διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος, σχετικά μικρού μεγέθους, η ενεργειακή ανεξαρτησία μπορεί να επιτευχθεί με την προϋπόθεση ύπαρξης επαρκούς δυναμικού πρωτογενών πηγών ενέργειας και τη δυνατότητα ανάπτυξης μονάδας παραγωγής ενέργειας με μεγάλη χωρητικότητα αποθήκευσης, η οποία να εγγυάται την παραγωγή ενέργειας για το αυτόνομο σύστημα για σημαντικό αριθμό ημερών, με χαμηλό κόστος εγκατάστασης και συντήρησης. Συμπεραίνεται πως η διείσδυση ανανεώσιμης ενέργειας στο αυτόνομο σύστημα της Σίφνου σε ποσοστό 100% είναι τεχνικά και οικονομικά εφικτή.

Οι (Lozano, et al., 2019) χρησιμοποίησαν το λογισμικό HOMER για την τεχνοοικονομική ανάλυση ενός οικονομικά αποδοτικού συστήματος παραγωγής ενέργειας για το μη διασυνδεδεμένο νησί Gilutongan στις Φιλιππίνες, το οποίο καλύπτει μέρος των ενεργειακών του αναγκών (μόνο για τις ώρες 6:00μμ - 10:30μμ) με τη χρήση μιας γεννήτριας diesel 194-kVA. Το κόστος ενέργειας (COE) του παραπάνω συστήματος ανέρχεται σε 1.21 \$/kWh. Ο στόχος της μελέτης ήταν η εφαρμογή ενός συστήματος που δύναται να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια 24ώρες/ημέρα με μειωμένο COE. Τα πιθανά σενάρια που μελετήθηκαν ήταν τα εξής: Υβριδικό σύστημα PV/Diesel/αποθήκευση και εγκατάσταση PV/αποθήκευση. Το υβριδικό σύστημα αποτελείται από 100kW PV, 200 μπαταρίες και την ήδη υπάρχουσα γεννήτρια diesel 194-kVA. Το δεύτερο σύστημα αποτελείται από 314kW PV και 718 μπαταρίες. Το υβριδικό σύστημα δύναται να παράξει καθαρή ενέργεια σε ποσοστό 41.1% και να καλύψει το ηλεκτρικό φορτίο για 4.84h με την αποθηκευμένη στις μπαταρίες ενέργεια. Το σύστημα PV/αποθήκευση μπορεί να παράξει καθαρή ενέργεια σε ποσοστό 100%. Η περίσσεια ισχύος είναι 39.3% και το ποσοστό του φορτίου που δε δύναται να καλυφθεί είναι 8.59%. Ωστόσο οι μπαταρίες μπορούν να καλύψουν το φορτίο για 17.4h σε περίπτωση που δεν επαρκεί η ηλιακή ακτινοβολία. Και τα δύο παραπάνω σενάρια μπορούν να μειώσουν το κόστος ενέργειας κατά 68-70% και παρουσιάζουν απόσβεση αρχικής επένδυσης σε περίπου 1.7 έτη. Το αρχικά κόστη επένδυσης ανέρχονται σε 142,800\$ και 422,247\$ για το πρώτο και το δεύτερο σενάριο αντίστοιχα. Το αυξημένο αρχικό κόστος του δεύτερου σεναρίου οφείλεται στη μεγάλη ονομαστική ισχύ φωτοβολταϊκών που απαιτείται για να καλυφθεί η ζήτηση. Επίσης μια γεννήτρια diesel συμπεριλαμβάνεται στο σενάριο του πρώτου συστήματος, όμως δεν υπολογίζεται στην αρχική επένδυση καθώς προϋπήρχε στο νησί. Οι

μελετητές. λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς της τοποθεσίας συμπεραίνουν πως η εφαρμογή του υβριδικού συστήματος αποτελεί τη βέλτιστη λύση για το νησί Gilutongan. Το σύστημα αυτό δύναται να καλύψει το 100% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού με κόστος ενέργειας (COE) 0.3556 \$/kWh.

Οι (Salisu, et al., 2019) χρησιμοποίησαν το λογισμικό HOMER για την τεχνοοικονομική αξιολόγηση ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του χωριού Giri στη Νιγηρία. Η τεχνοοικονομική και περιβαλλοντική ανάλυση πραγματοποιήθηκε προσδιορίζοντας τη βέλτιστη διαμόρφωση του υβριδικού συστήματος με κριτήρια το κόστος ενέργειας (COE), το Net Present Cost (NPC), το κλάσμα ανανεώσιμη ενέργειας (RF) και τα επίπεδα εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων (GHG). Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης και την ανάλυση ευαισθησίας προκύπτει πως η βέλτιστη διαμόρφωση του συστήματος (160kW PV, 50kW γεννήτρια Diesel, 320 μπαταρίες, 80kW Converter) παρουσιάζει NPC 1.01 M\$ και COE 0.110 \$/kWh. Η περίσσεια ενέργειας του παραπάνω συστήματος είναι 69,805kWh/έτος δηλαδή 24.7% της παραγωγής. Το σύστημα είναι περιβαλλοντικά φιλικό αφού παρουσιάζει κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας (RF) 98.3% και εκπομπές θερμοκηπιακών αερίων (GHG) 2889.36 kg/έτος. Από τα παραπάνω, οι μελετητές συμπεραίνουν πως η εφαρμογή του υβριδικού συστήματος PV/Diesel/Μπαταρίες είναι οικονομικώς βιώσιμη επιλογή για την ηλεκτροδότηση της εν λόγω κοινότητας.

2.2 Μελέτες Διασυνδεδεμένων Υβριδικών Συστημάτων

Οι (Bhattacharjee & Dey, 2014) μελέτησαν την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μιας τυπικής μονάδας επεξεργασίας ρυζιού στην αγροτική περιοχή Tripura της Ινδίας μέσω της εφαρμογής ενός διασυνδεδεμένου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το εν λόγω σύστημα συνδυάζει φωτοβολταϊκά, σύνδεση στο ηλεκτρικό δίκτυο και γεννήτρια αεριοποίησης βιομάζας η οποία αξιοποιεί ως καύσιμο τις ποσότητες φλοιού που προκύπτουν μετά το πέρας της αρχικής επεξεργασίας του ρυζιού και ανέρχονται σε 110 kg/ημέρα. Η προσομοίωση του συστήματος πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER και σύμφωνα με τα αποτελέσματα το βέλτιστο υβριδικό σύστημα αποτελείται από 25kW PV, 6kW γεννήτρια αεριοποίησης βιομάζας και 5kW υποστήριξη δικτύου. Το κόστος ενέργειας (COE) του συστήματος ανέρχεται σε 0.143 \$/kWh, το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας είναι 91% και το NPC 78,980\$. Από τα αποτελέσματα της μελέτης προκύπτει πως το 78% της ενεργειακής παραγωγής προέρχεται από το φωτοβολταϊκό σύστημα και το 14% από το σύστημα αεριοποίησης βιομάζας, ενώ μόλις το 8% των αναγκών ενέργειας καλύπτεται από το δίκτυο. Οι μελετητές συμπεραίνουν πως το διασυνδεδεμένο υβριδικό σύστημα PV/Βιομάζα δύναται να προσφέρει ανεξάρτηση από το ηλεκτρικό δίκτυο σε ποσοστό 90% με οικονομικά βιώσιμο τρόπο, σε μια περιοχή όπου η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ηλεκτρικού δικτύου χαρακτηρίζεται από χαμηλή αξιοπιστία.

Οι (González, et al., 2015) μελέτησαν την βέλτιστη διαστασιολόγηση ενός διασυνδεδεμένου υβριδικού συστήματος παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας το οποίο αποτελείται από συστοιχίες φωτοβολταϊκών και ανεμογεννήτριες. Το εν λόγω σύστημα δύναται να τροφοδοτεί στο δίκτυο την περίσσεια παραγόμενης ενέργειας κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης ή υψηλής παραγωγής καθώς και να αντλεί ενέργεια από αυτό όταν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή του συστήματος. Επιπρόσθετα, η απουσία αποθηκευτικού

μέσου μειώνει το κόστος κύκλου ζωής της εγκατάστασης έως και 50%. Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε περιλαμβάνει τα εξής τρία στάδια: επιλογή δείγματος, συλλογή δεδομένων εισόδου και σχεδιασμός και δοκιμή αλγορίθμου. Κατά το πρώτο στάδιο, οι μελετητές επέλεξαν την αγροτική περιοχή Santa Coloma de Queralt που βρίσκεται στην κεντρική Καταλονία, η οποία χαρακτηρίζεται από μεσογειακό κλίμα. Οι μελετητές χρησιμοποίησαν ένα γενετικό αλγόριθμο που επιτρέπει τον πλήρη έλεγχο της μοντελοποίησης και των παραμέτρων εισόδου, καθώς και ωριαία δεδομένα καιρικών συνθηκών και ενεργειακής ζήτησης. Στα δεδομένα εισόδου συμπεριλαμβάνονται ο χρόνος ζωής της εγκατάστασης (25 έτη), το επιτόκιο αναγωγής (3.5%), το εύρος λιανικών τιμών ηλεκτρική ενέργειας, ο ΦΠΑ της Ισπανίας (21%) κ.α. Από τα αποτελέσματα της μελέτης προκύπτει πως η ιδανική διάταξη συστήματος για τη συγκεκριμένη περιοχή αποτελείται από 102.22kW φωτοβολταϊκών και 3.6MW ανεμογεννητριών με συνολικό κόστος επένδυσης 10,108,000\$. Η καθαρή παρούσα αξία του κόστους (NPV) του εν λόγω συστήματος ανέρχεται σε 15,353,000\$. Συγκριτικά, η καθαρή παρούσα αξία του κόστους κάλυψης των ενεργειακών αναγκών για την ίδια χρονική περίοδο, εξ' ολοκλήρου από το δίκτυο, ανέρχεται σε 23,446,000\$. Κατά τη σύγκριση της εξέλιξης των δύο NPV στο χρόνο ζωής του έργου, παρατηρείται πως η εγκατάσταση ενός υβριδικού συστήματος συνεπάγεται υψηλότερο συσσωρευμένο κόστος κατά τα πρώτα έτη, μια τάση που αντιστρέφεται περίπου μετά από τα 2/3 του χρόνου ζωής του συστήματος. Στην παρούσα μελέτη περίπτωσης, το υβριδικό σύστημα παρουσιάζει μικρότερο συσσωρευμένο κόστος από το 18^ο έτος και μετά. Οι μελετητές σημειώνουν πως η πιθανή αξιοποίηση κάποια πολιτικής στήριξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όπως για παράδειγμα το feed-in tariff ή η επιδότηση του ποσού αρχικής επένδυσης θα είχε πολύ θετική επίδραση στη βιωσιμότητα του έργου. Συμπερασματικά, η χρήση του διασυνδεδεμένου υβριδικού συστήματος δύναται να προσφέρει έως 40% εξοικονόμηση σε σχέση με την παρούσα διάταξη, για τα επόμενα 25 έτη.

Οι (Kasaeian, et al., 2019) μελέτησαν μέσω του λογισμικού HOMER την εφαρμογή ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του διασυνδεδεμένου χωριού Golshan (Πληθυσμός: 344, Κατοικίες: 85) στο ανατολικό Ιράν. Οι μελετητές εξέτασαν πέντε διαφορετικά οικονομικά σενάρια όπου το επιτόκιο αναγωγής (Nominal Discount Rate - NDR) κυμαίνεται από 4-18% και ο πληθωρισμός (Expected Inflation Rate - EIR) κυμαίνεται από 5-15%. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για το κάθε σενάριο είναι τα εξής:

Σενάριο A (NDR=4%, EIR=10%):

PV(139.5kW)/Biomass(6kW)/Diesel(25kW)

NPC (970,469\$), COE (0.071\$/kWh), RF (68.30%)

Σενάριο B (NDR=12%,EIR= 10%):

PV(139.5kW)/Biomass(6kW)/Diesel(25kW)

NPC (547,308\$), COE (0.113\$/kWh), RF (68.30%)

Σενάριο C (NDR=18%, EIR=10%):

PV(63kW)/Biomass(10kW)/Diesel(25kW)

NPC (398,151\$), COE (0.193\$/kWh), RF (50.65%)

Σενάριο D (NDR=18%, EIR=10%):

PV(63kW)/Biomass(10kW)/Diesel(25kW)

NPC (521,590\$), COE (0.158\$/kWh), RF (50.65%)

Σενάριο E (NDR=12%, EIR=5%):

PV(63kW)/Biomass(10kW)/Diesel(25kW)

NPC (409,822\$), COE (0.188\$/kWh), RF (50.65%)

Τα αποτελέσματα συγκεντρώνονται σε δύο τελικά σενάρια:

Βέλτιστο Σύστημα 1 : PV 63kW, Bio 10kW, Diesel 25kW

Βέλτιστο Σύστημα 2 : PV 139kW, Bio 6kW, Diesel 25kW

Συμπεραίνεται πως το Βέλτιστο Σύστημα 2 αποτελεί την καλύτερη επιλογή καθώς παρουσιάζει κατά μέσο όρο χαμηλότερο COE από το Βέλτιστο Σύστημα 1 (0.09\$/kWh vs 0.19\$/kWh). Επιπλέον το Βέλτιστο Σύστημα 2 έχει υψηλότερο κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας (RF) χαμηλότερες εκπομπές CO₂.

2.3 Μελέτες Σύγκρισης Αυτόνομων/Διασυνδεδεμένων Υβριδικών Συστημάτων

Οι (Prodromidis & Coutelieris, 2011) μελέτησαν μέσω της χρήσης του λογισμικού HOMER και κατάλληλων μαθηματικών μοντέλων, την εφαρμογή διασυνδεδεμένων και μη-διασυνδεδεμένων υβριδικών συστημάτων με βάση την ανανεώσιμη ενέργεια στα νησιά Κρήτη, Ρόδος, Σκύρος και Νάξος. Από τα αποτελέσματα της μελέτης προκύπτει ότι τα αυτόνομα υβριδικά συστήματα είναι οικονομικώς λιγότερο ανταγωνιστικά σε σχέση με τα διασυνδεδεμένα υβριδικά συστήματα κυρίως λόγω της δυνατότητας πώλησης της περίσσειας παραγόμενης ενέργειας που απορρέει από τη χρήση των τελευταίων.

Οι (Munuswamy, et al., 2011) μελέτησαν την τεχνοοικονομική εφικτότητα ενός αποκεντρωμένου συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούμενο από κυψέλες καυσίμου H₂, για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών ενός απομονωμένου κέντρου υγείας στην Ινδία. Οι μελετητές συνέκριναν το κόστος λειτουργίας του αποκεντρωμένου συστήματος με εκείνο της τροφοδότησης από το δίκτυο και καθόρισαν την απόσταση break-even που αποτελεί βασικό στοιχείο αξιολόγησης της οικονομικής αποδοτικότητας του συστήματος. Η προσομοίωση πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER. Τα αποτελέσματα αυτής της μελέτης δείχνουν ότι η χρήση ενός αποκεντρωμένου συστήματος ανανεώσιμης ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών ενός απομονωμένου κέντρου υγείας είναι εφικτή.

Οι (Türkay & Telli, 2011) πραγματοποίησαν μια τεχνοοικονομική μελέτη με στόχο τη βέλτιστη επιλογή μεταξύ ενός αυτόνομου και ενός διασυνδεδεμένου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του τμήματος Ηλεκτρολόγων & Ηλεκτρονικών του Πολυτεχνείου της Κωνσταντινούπολης. Συγκεκριμένα, μελετήθηκε η εφαρμογή συστημάτων ηλιακής και αιολικής ενέργειας σε συνδυασμό με ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας σε μορφή υδρογόνου για την αντιμετώπιση της στοχαστικής φύσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης που πραγματοποιήθηκε με το λογισμικό HOMER προκύπτουν τα εξής:
Το βέλτιστο αυτόνομο σύστημα αποτελείται από 250kW PV, 330kW ανεμογεννήτριες, 250kW

κυψέλη καυσίμου, 100kW συσκευή ηλεκτρόλυσης και 2250kg δεξαμενή υδρογόνου ενώ το συνολικό κόστος της επένδυσης ανέρχεται σε 8,724,232\$ και το κόστος ενέργειας (COE) σε 3.391\$/kWh. Λόγω του υψηλού COE, κρίνεται πως το αυτόνομο σύστημα είναι κατάλληλο μόνο για τοποθεσίες όπου η μεγάλη απόσταση από το ηλεκτρικό δίκτυο δεν επιτρέπει τη διασύνδεση.

Το βέλτιστο διασυνδεδεμένο σύστημα αποτελείται από 40kW PV, 20kW κυψέλη καυσίμου, 20kW συσκευή ηλεκτρόλυσης και δεξαμενή υδρογόνου χωρητικότητας 100kg. Το κόστος συστήματος ανέρχεται σε 789,300 \$ και το COE σε 0.307 \$/kWh. Η διείσδυση ανανεώσιμης ενέργειας είναι 25% και το ηλεκτρικό δίκτυο καλύπτει έως 75% του φορτίου. Οι μελετητές σημειώνουν πως το υψηλό κόστος επένδυσης του αυτόνομου συστήματος ανανεώσιμης ενέργειας οφείλεται κατά κύριο λόγο στην απαραίτητη υπερδιαστασιολόγηση για τη διασφάλιση κάλυψης του φορτίου. Συμπερασματικά, η εφαρμογή του διασυνδεδεμένου υβριδικού συστήματος κρίνεται ως η πιο βιώσιμη λύση (Türkay & Telli, 2011).

Οι (Maharatra & Dasappa, 2012) πραγματοποίησαν μια ανάλυση με στόχο τη βέλτιστη επιλογή μεταξύ ενός αυτόνομου συστήματος φωτοβολταϊκών, ενός συστήματος αεριοποίησης βιομάζας και της επέκτασης δικτύου ηλεκτροδότησης για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών ενός απομονωμένου χωριού. Οι μελετητές μοντελοποίησαν την εφαρμογή αυτόνομων συστημάτων ανανεώσιμης ενέργειας (Φωτοβολταϊκών ή Βιομάζας) και τα συνέκριναν με την προέκταση του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε περιλαμβάνει τον προσδιορισμό της σχέσης μεταξύ της εγκατεστημένης ισχύος του συστήματος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και του ορίου οικονομικής απόστασης (Economical Distance Limit - EDL) από το υπάρχον σημείο του δικτύου, βάσει του κόστους κύκλου ζωής (Life Cycle Cost - LCC). Το EDL ορίζεται ως η απόσταση όπου το LCC του συστήματος ανανεώσιμης ενέργειας ταυτίζεται με εκείνο της προέκτασης δικτύου. Η μελέτη αυτή καταλήγει στο συμπέρασμα ότι τα συστήματα που βασίζονται στην αεριοποίηση βιομάζας είναι πολύ πιο ανταγωνιστικά από τα φωτοβολταϊκά συστήματα ή ακόμα και την επέκταση του δικτύου σε απομακρυσμένα χωριά.

Οι (Aagreha & Al-Ghzawi, 2013) μελέτησαν την τεχνική εφικτότητα και την οικονομική βιωσιμότητα για τη χρήση διαφόρων εναλλακτικών λύσεων που βασίζονται σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, για την τροφοδοσία ενός συνδεδεμένου στο εθνικό δίκτυο ξενοδοχείου στην πόλη Ajloun που βρίσκεται στο βόρειο τμήμα της Ιορδανίας. Στην εν λόγω μελέτη ερευνήθηκαν τόσο αυτόνομα όσο και διασυνδεδεμένα συστήματα. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν δείχνουν ότι ένα σύστημα μικρής ανεμογεννήτριας διασυνδεδεμένης στο δίκτυο αποτελεί τη βέλτιστη επιλογή για την κάλυψη του ενεργειακού φορτίου του ξενοδοχείου. Το NPC που προκύπτει –θεωρώντας μηδενικό sell back rate– ανέρχεται σε 62700\$, τιμή μικρότερη ακόμη κι από τη συμβατική κάλυψη των ενεργειακών αναγκών εξ' ολοκλήρου από το ηλεκτρικό δίκτυο. Επιπλέον το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας είναι 62%, η περίοδος αποπληρωμής 10.9 έτη και η ετήσια μείωση θερμοκηπιακών αερίων 8.8 τόνων/έτος. Οι μελετητές υπολόγισαν επίσης πως η πώληση της ενεργειακής περίσσειας στο δίκτυο με sell back rate 0.06 \$/kWh (1/2 της τιμής αγοράς) έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του NPC και της περιόδου αποπληρωμής σε 44300\$ και 6.6 έτη αντίστοιχα.

Οι (Sen & Bhattacharyya, 2014) μελέτησαν την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του απομονωμένου και μη διασυνδεδεμένου στο ηλεκτρικό δίκτυο χωριού Palari της Ινδίας μέσω της εφαρμογής ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα μελετήθηκε ο συνδυασμός τεσσάρων τεχνολογιών ΑΠΕ: Φωτοβολταϊκά, Υδροηλεκτρικό σύστημα μικρής κλίμακας, ανεμογεννήτριες και γεννήτριες bio-diesel. Οι μελετητές εκτίμησαν την ενεργειακή ζήτηση για οικιακή, εμπορική, αγροτική και μικρής κλίμακας βιομηχανική χρήση και στη συνέχεια χρησιμοποίησαν το λογισμικό HOMER για την εύρεση του βέλτιστου μη διασυνδεδεμένου συστήματος καθώς και τη σύγκρισή του με τη συμβατική προέκταση του ηλεκτρικού δικτύου. Η διάρκεια ζωής του έργου θεωρείται 25 έτη με ετήσιο προεξοφλητικό επιτόκιο 10%. Τα αποτελέσματα της εν λόγω μελέτης δείχνουν ότι το βέλτιστο υβριδικό σύστημα για τη συγκεκριμένη περίπτωση αποτελείται από 20kW φωτοβολταϊκά, 30kW μικρό υδροηλεκτρικό, 10kW γεννήτρια Bio-Diesel, 6.94 kWh μπαταρίες. Το κόστος επένδυσης ανέρχεται στα 238000\$, το NPC στα 673147\$ και το COE στα 0.420 \$/kWh. Το COE των 0.420 \$/kWh που προκύπτει από τη χρήση του υβριδικού συστήματος είναι φθηνότερο από το COE που προκύπτει από την επέκταση του δικτύου (0.44 \$/kWh) όπως εξετάστηκε για αυτή τη μελέτη. Συνεπώς, η επέκταση του δικτύου δεν φαίνεται να αποτελεί βιώσιμη επιλογή για την κάλυψη του φορτίου του χωριού. Συμπεραίνεται πως η εφαρμογή ενός υβριδικού συνδυασμού τεχνολογιών ανανεώσιμης ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μιας τοποθεσίας εκτός δικτύου, μπορεί να αποτελέσει μια οικονομικά αποδοτική εναλλακτική λύση και είναι τεχνοοικονομικά βιώσιμη και περιβαλλοντικά φιλική αφού παρουσιάζει κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας σε ποσοστό 90%.

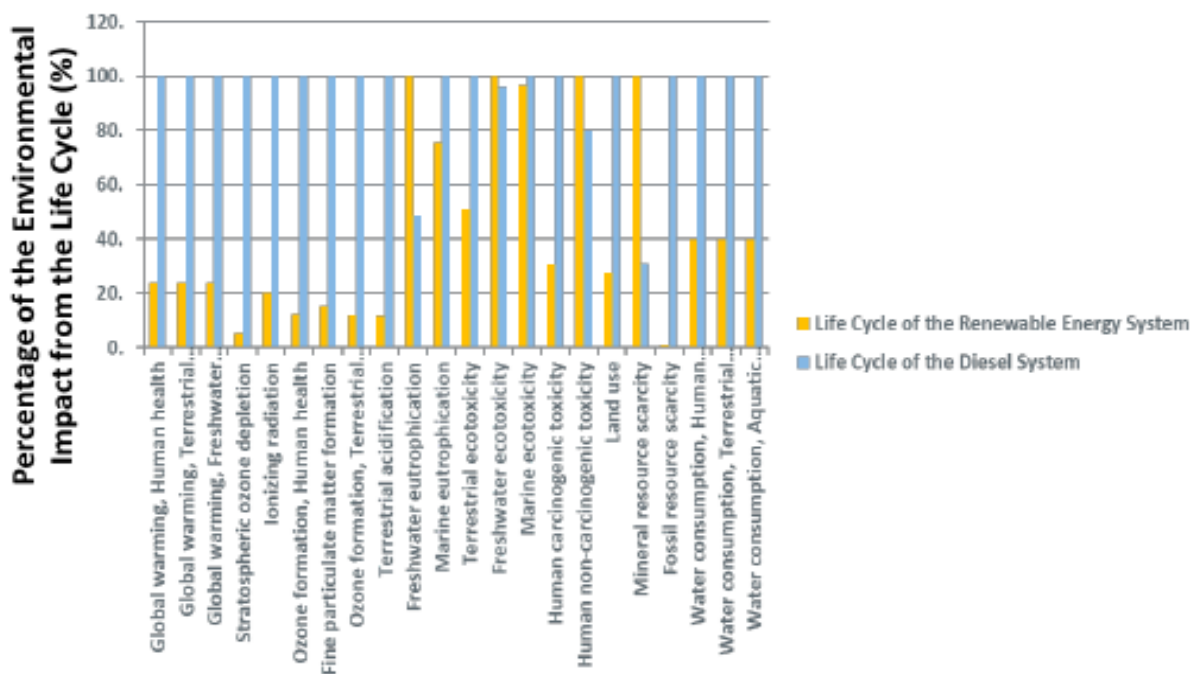
Οι (Rohani & Nour, 2014) μελέτησαν το σχεδιασμό ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την περιοχή Ras Musherib που βρίσκεται στο δυτικό τμήμα του Abu Dhabi και απέχει 32km από το ηλεκτρικό δίκτυο. Στο εν λόγω σύστημα συνδυάζονται συστοιχίες φωτοβολταϊκών, ανεμογεννήτριες, μπαταρίες και γεννήτριες diesel, με στόχο την κάλυψη τριών ενεργειακών φορτίων, 0.5, 1, και 5 MW για την εξυπηρέτηση 250, 500 και 2500 κτηρίων οικιακής χρήσης αντίστοιχα. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης, η οποία πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER, δείχνουν τα εξής: Η ιδανική διάταξη για την κάλυψη του φορτίου του 0.5MW αποτελείται από δύο γεννήτριες Diesel των 500kW, τρεις ανεμογεννήτριες των 250kW, φωτοβολταϊκή συστοιχία 500kW, 100kW μπαταρίες και converter 250kW. Το ιδανικό υβριδικό σύστημα για την κάλυψη του φορτίου 1MW αποτελείται από δύο ανεμογεννήτριες των 1650kW και δύο γεννήτριες Diesel ισχύος 1500 kW και 500 kW αντίστοιχα. Τέλος, το ιδανικό υβριδικό σύστημα για την κάλυψη του φορτίου 5MW αποτελείται από δέκα ανεμογεννήτριες των 1650kW, δύο γεννήτριες Diesel ισχύος 6000kW και 4000kW αντίστοιχα. Το COE για τα τρία παραπάνω συστήματα κυμαίνεται μεταξύ 0.2 \$/kWh και 0.3 \$/kWh, τιμή αρκετά μεγαλύτερη από αυτή του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας των Ηνωμένων Αραβικών Εμιράτων (0.1 \$/kWh). Η απόσταση break-even για την περίπτωση του φορτίου των 500kW είναι 31km και η μείωση των εκπομπών CO₂ που επιτυγχάνεται σε σύγκριση με το συμβατικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής Diesel είναι 37%.

Οι (Rajbongshi, et al., 2017) μελέτησαν το σχεδιασμό ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (PV/Diesel/Αεριοποίηση Βιομάζας/Μπαταρία) για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του Ινδικού χωριού Jhawani το οποίο απέχει 17km από την πόλη

Τεζρου. Το συγκεκριμένο χωριό δεν είναι συνδεδεμένο στο ηλεκτρικό δίκτυο της χώρας ούτε τροφοδοτείται με ηλεκτρική ενέργεια από κάποιο αυτόνομο σύστημα παραγωγής με αποτέλεσμα οι κάτοικοι να βασίζονται στην καύση βιομάζας και κηροζίνης για την κάλυψη των αναγκών τους σε θέρμανση και φωτισμό. Σε κάποιες κατοικίες χρησιμοποιούνται συστήματα ηλιακής ενέργειας για φωτισμό και λειτουργία μικρών ηλεκτρικών συσκευών. Οι μελετητές χρησιμοποίησαν τρία διαφορετικά σενάρια ενεργειακών αναγκών για την τεχνοοικονομική ανάλυση. Το σενάριο A αφορά στις παρούσες ανάγκες του χωριού σε ηλεκτρική ενέργεια (178kWh/ημέρα) και τα σενάρια B (169 kWh/ημέρα) και C (286 kWh/ημέρα) αφορούν σε εκτιμήσεις μελλοντικών αναγκών. Τα φορτία αιχμής για το κάθε σενάριο υπολογίστηκαν ως εξής: A (19kW), B (25kW), C (41kW). Κάθε ένα από αυτά τα σενάρια εξετάζεται για τρεις διαφορετικές περιπτώσεις: (1) Το φορτίο αιχμής είναι σταθερό και η ενεργειακή ζήτηση είναι μεταβλητή (2) Το φορτίο αιχμής είναι μεταβλητό και η ενεργειακή ζήτηση είναι σταθερή (3) Το φορτίο αιχμής και η ενεργειακή ζήτηση είναι σταθερά. Οι περιπτώσεις αυτές χρησιμοποιούνται για να προσδιορισθεί η επίδραση των ενεργειακών σεναρίων στο COE του υβριδικού συστήματος. Στο πλαίσιο της μελέτης εξετάζεται επίσης η επιλογή μεταξύ της εγκατάστασης του εν λόγω υβριδικού συστήματος παραγωγής και της προέκτασης του ηλεκτρικού δικτύου με κριτήριο το σημείο «break-even». Στην περίπτωση της επέκτασης δικτύου το κόστος κεφαλαίου θεωρείται 6500\$, το κόστος συντήρησης 65\$/έτος και η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας 0.08\$/kWh. Το λογισμικό HOMER λαμβάνει υπόψη παραμέτρους όπως η ενεργειακή ζήτηση και το φορτίο αιχμής του χωριού καθώς και το δυναμικό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στη συγκεκριμένη τοποθεσία ώστε να διαστασιολογήσει το βέλτιστο δυνατό σύστημα παραγωγής. Η διάρκεια ζωής της εγκατάστασης θεωρείται 20 έτη και το επιτόκιο είναι μηδενικό καθώς η εγκατάσταση του συστήματος θα υλοποιηθεί από το κράτος. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την προσομοίωση δείχνουν πως το κόστος ενέργειας (COE) είναι χαμηλότερο για υβριδικά συστήματα συνδεδεμένα στο ηλεκτρικό δίκτυο. Στην περίπτωση του σεναρίου A το COE μειώνεται από 0.145\$/kWh σε 0.064\$/kWh λόγω της δυνατότητας πώλησης της περίσσειας ενέργειας που προσφέρει η σύνδεση στο ηλεκτρικό δίκτυο. Τα σημεία break-even υπολογίζονται ως εξής: 1.48km, 6.53km, 7.50km για ενεργειακή ζήτηση 286 kWh/d, 178 kWh/d και 169 kWh/d αντίστοιχα. Η μελέτη καταλήγει στο συμπέρασμα πως το υβριδικό σύστημα είναι αξιόπιστο και δύναται να καλύψει τις ενεργειακές ανάγκες του χωριού.

2.5 Μελέτες Ανάλυσης Κύκλου Ζωής (LCA)

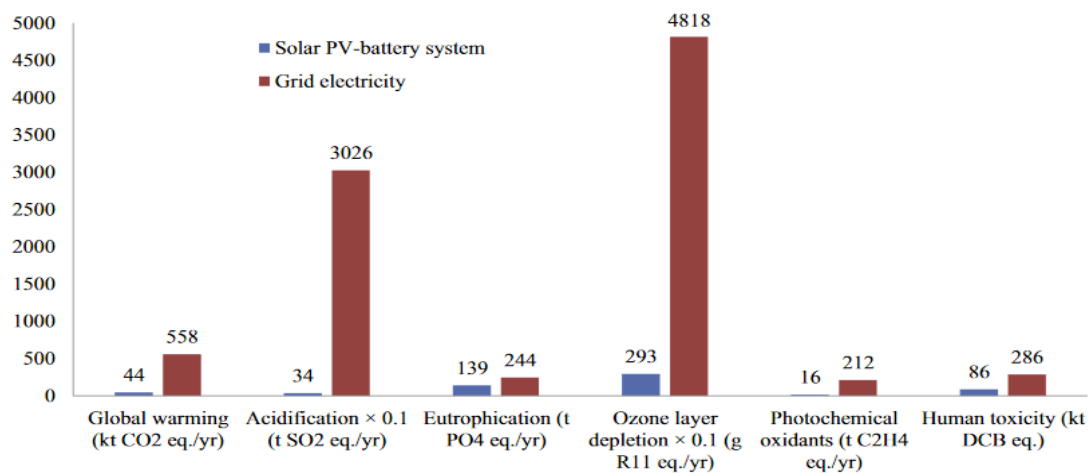
Οι (Shaik, et al., 2018) διενήργησαν μια ανάλυση κύκλου ζωής (LCA) για ένα αυτόνομο φωτοβολταϊκό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με ένα υβριδικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας αποτελούμενο από υπερπυκνωτές και μπαταρίες, με σκοπό την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών ενός απομονωμένου/μη διασυνδεδεμένου οικισμού στη Μαλαισία. Η προσομοίωση της LCA έγινε με τη χρήση του λογισμικού SimaPro και ο απώτερος στόχος της εν λόγω μελέτης είναι η διερεύνηση της πιθανότητας επισκίασης των οφελών της ανανεώσιμης ενέργειας λόγω της χρήσης ορυκτών για την κατασκευή των φωτοβολταϊκών πλαισίων και της αναγκαιότητας εφαρμογής μπαταριών και υπερπυκνωτών ως αποθηκευτικά μέσα. Οι μελετητές σημειώνουν πως υπάρχει έλλειψη μελετών LCA σχετικά με τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των συστημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ειδικά όσον αφορά σε ολόκληρο τον κύκλο ζωής τους και σε επίπεδο απομονωμένων, μη διασυνδεδεμένων εφαρμογών. Αυτό καθιστά δύσκολη τη σύγκριση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων της παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των συστημάτων αποθήκευσης με άλλες επιλογές ηλεκτροπαραγωγής σε απομονωμένες τοποθεσίες, όπως τα συστήματα Diesel που χρησιμοποιούνται συνήθως. Επομένως, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις από τον κύκλο ζωής των συστημάτων ανανεώσιμης ενέργειας πρέπει να αξιολογηθούν και να γίνουν κατανοητές. Τα όρια του συστήματος σε αυτήν τη μελέτη περιλαμβάνουν τόσο τον κύριο εξοπλισμό (φωτοβολταϊκά πλαίσια, μπαταρίες και υπερπυκνωτές), όσο και τον βοηθητικό εξοπλισμό (βάσεις στήριξης φωτοβολταϊκών πλαισίων, καλωδίωση, inverter και ελεγκτές φόρτισης).



Εικόνα 13 Σύγκριση περιβαλλοντικών επιπτώσεων κύκλου ζωής μεταξύ των συστημάτων ΑΠΕ και Diesel (Πηγή: (Shaik, et al., 2018))

Από τα αποτελέσματα της μελέτης προκύπτει πως οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι σημαντικά μικρότερες σε σύγκριση με το σύστημα Diesel. Οι κύριες περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκύπτουν από την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του Μαλαισιανού οικισμού με ηλιακή ενέργεια οφείλονται στις φάσεις εξόρυξης και κατασκευής και δύναται να περιοριστούν μέσω της υιοθέτησης βιώσιμων εναλλακτικών λύσεων εξόρυξης πρώτων υλών και επεξεργασίας και της μετατόπισης του ποσοστού κατανομής των σεναρίων τέλους του κύκλου ζωής προς ανακύκλωση και επαναχρησιμοποίηση.

Οι (Üçtuğ & Azaragic, 2018) μελέτησαν τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις κύκλου ζωής ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακή χρήση στην Τουρκία. Το εν λόγω σύστημα αποτελείται από φωτοβολταϊκά πλαίσια πολυκρυσταλλικού πυριτίου και συσσωρευτές ιόντων λιθίου (1 kWp PV/2.1kWh Li-ion). Η παραγωγή και η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας μοντελοποιήθηκαν σε ωριαία βάση, λαμβάνοντας υπόψη τη συμπεριφορά των καταναλωτών στις εκάστοτε τοποθεσίες. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι το σύστημα δύναται να καλύψει 12.5 - 18.4% των ετήσιων οικιακών αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας και κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής του παράγει 4.7 - 8 φορές περισσότερη ενέργεια από ότι καταναλώνει. Η πλειονότητα των περιβαλλοντικών επιπτώσεων του υβριδικού συστήματος οφείλεται στα φωτοβολταϊκά πλαίσια (75% -81%) με εξαίρεση το δείκτη «Human Toxicity» που οφείλεται κυρίως στις μπαταρίες (66%). Το υβριδικό σύστημα παρουσιάζει 1.6 – 82.6 φορές χαμηλότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε σύγκριση με την ενέργεια του ηλεκτρικού δικτύου (Εικόνα 14).



Εικόνα 14 Σύγκριση ετήσιων περιβαλλοντικών επιπτώσεων της ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ του υβριδικού συστήματος (μέσος όρος περιοχών) και του ηλεκτρικού δικτύου της Τουρκίας (Πηγή: (Üçtuğ & Azaragic, 2018).

Οι μελετητές προχωρούν στην υπόθεση πως η διεύθυνση ενέργειας από υβριδικά συστήματα σε ποσοστά 2–8% θα εξοικονομούσε 558,000 tCO₂-eq/έτος σε εθνικό επίπεδο ενώ συμπεραίνουν πως τα αποτελέσματα της μελέτης αποδεικνύουν σαφώς τα περιβαλλοντικά οφέλη των υβριδικών συστημάτων. Σημειώνεται πως η χρήση υβριδικών συστημάτων δύναται να συμβάλει θετικά στην ενεργειακή ασφάλεια της χώρας παρουσιάζοντας παράλληλα οικονομικά οφέλη για τους καταναλωτές, παρέχοντας ισχυρά κίνητρα για την ευρύτερη ανάπτυξη τους.

3. Μοντελοποίηση

3.1 Το λογισμικό HOMER

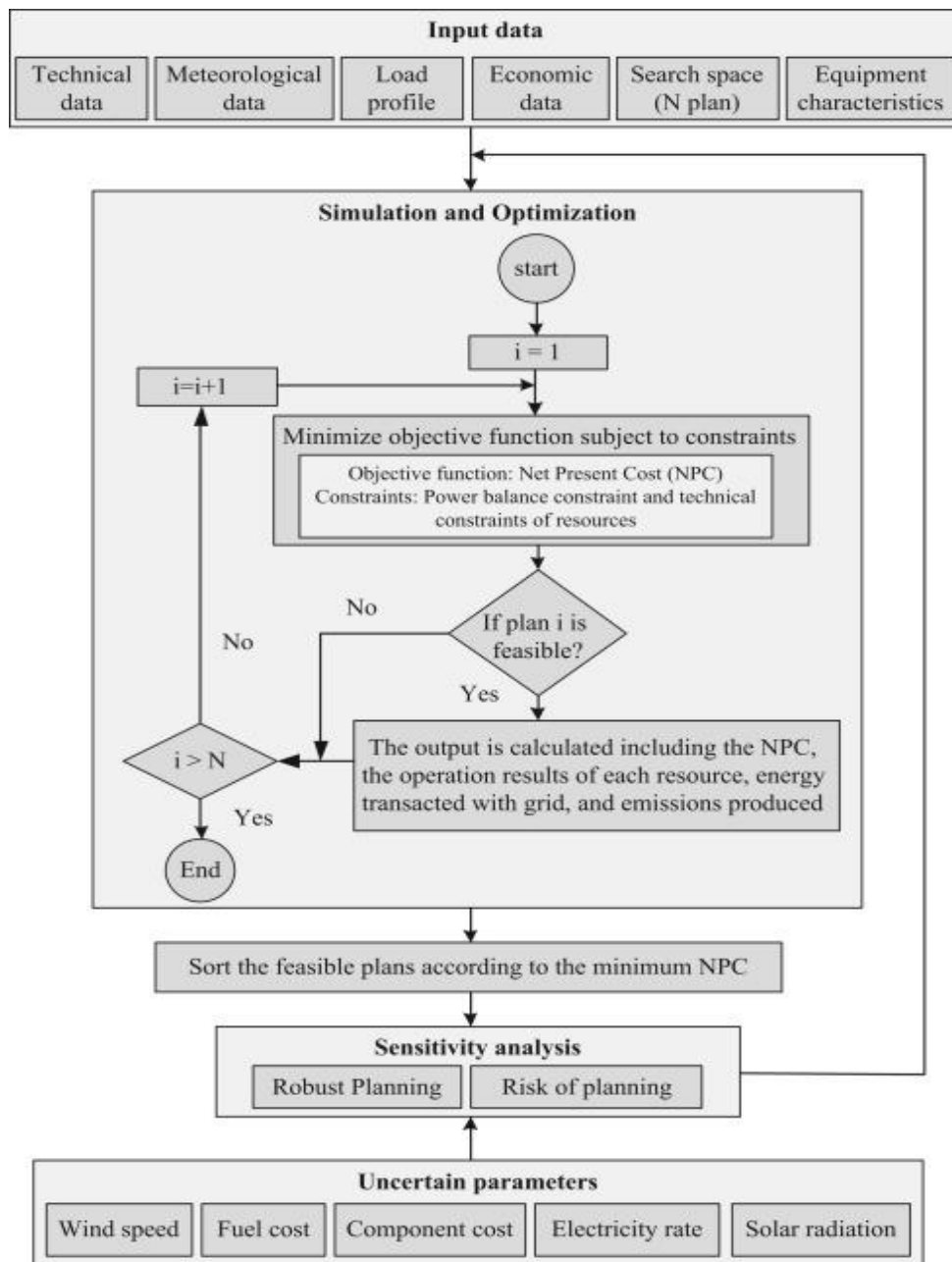
Ένα από τα σημαντικότερα ζητήματα που προκύπτουν κατά τη μελέτη ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας είναι η βέλτιστη διαστασιολόγηση του, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται αξιόπιστη κάλυψη του ενεργειακού φορτίου με τον οικονομικώς αποδοτικότερο τρόπο. Για το σκοπό αυτό, στη βιβλιογραφία προτείνονται πολλές προσεγγίσεις βελτιστοποίησης και επιλογής λογισμικού. Ένα από τα πιο ισχυρά εργαλεία βέλτιστης διαστασιολόγησης υβριδικών συστημάτων είναι το λογισμικό HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) που αναπτύχθηκε από το National Renewable Energy Laboratory (NREL) των Ηνωμένων Πολιτειών.

Το HOMER απαιτεί έξι τύπους δεδομένων για τη διεξαγωγή της προσομοίωσης και βελτιστοποίησης ενός συστήματος, συμπεριλαμβανομένων μετεωρολογικών δεδομένων, προφίλ φορτίου, χαρακτηριστικά εξοπλισμού, χώρο αναζήτησης, οικονομικά και τεχνικά δεδομένα. Μετά την εισαγωγή των παραπάνω δεδομένων εισόδου, το HOMER εκτελεί τα στάδια βελτιστοποίησης και προσομοίωσης του συστήματος, ελαχιστοποιώντας την αντικειμενική συνάρτηση και λαμβάνοντας υπόψη τις περιοριστικές παραμέτρους (περιορισμοί ισορροπίας ισχύος, περιορισμοί φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας, περιορισμοί συναλλαγής ενέργειας με δίκτυο, τεχνικοί περιορισμοί γεννητριών κ.λπ.) όπως περιγράφεται στην παρακάτω εξίσωση (Rousis, et al., 2018).

$$\min(C_{NPC,i}) = \sum_{all\ elements} \left[-R_{0,i} + \sum_{t=0}^T \frac{R_{t,i}}{(1+x)^t} \right]$$

$$\text{υπόκειται σε:} \begin{cases} P_{shedding} \leq \% \cdot P_{load} \\ f_{PV} \geq \% \cdot E_{gen} \\ r_{load,t} \geq \% \cdot P_{load,t} \\ r_{peak\ load} \geq \% \cdot P_{load} \\ \dots \\ \dots \end{cases}$$

Η αντικειμενική συνάρτηση κάθε σεναρίου είναι το συνολικό κόστος ζωής (NPC), δηλαδή η παρούσα αξία του αθροίσματος των δαπανών μείον το άθροισμα των εσόδων, καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου. Στα κόστη συμπεριλαμβάνονται το κόστος ενέργειας που αγοράζεται από το δίκτυο, το αρχικό κόστος επένδυσης, το κόστος αντικατάστασης εξοπλισμού, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, καθώς και το κόστος καυσίμου. Τα έσοδα περιλαμβάνουν τα έσοδα από την ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο και την υπολειμματική αξία. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης και της βελτιστοποίησης περιλαμβάνουν τα σενάρια που κρίνονται εφικτά, δηλαδή εκείνα στα οποία ο περιορισμός του ισοζυγίου ισχύος ικανοποιείται σε κάθε βήμα και τα οποία ταξινομούνται σύμφωνα με το ελάχιστο NPC (Bahramara, et al., 2016).



Εικόνα 15 Διαδικασία βελτιστοποίησης του λογισμικού HOMER

Το HOMER δύναται να προσομοιώσει υβριδικά συστήματα τόσο διασυνδεδεμένα στο δίκτυο, όσο και σε αυτόνομη λειτουργία ενώ παρέχεται επίσης η δυνατότητα σύγκρισης μεταξύ αυτόνομου συστήματος και επέκτασης ηλεκτρικού δικτύου. Στην περίπτωση του διασυνδεδεμένου συστήματος είναι απαραίτητος ο καθορισμός της τιμής πώλησης και αγοράς του ηλεκτρικού ρεύματος. Κατά τη σύγκριση μεταξύ αυτόνομου συστήματος και επέκτασης δικτύου το HOMER υπολογίζει την απόσταση break-even, δηλαδή εκείνη στην οποία το συνολικό καθαρό κόστος της επέκτασης δικτύου ισούται με το συνολικό καθαρό κόστος του αυτόνομου συστήματος (homereenergy.com, 2020). Ένα σημαντικό ζήτημα που προκύπτει κατά τη διαδικασία βελτιστοποίησης ενός υβριδικού συστήματος είναι πως ορισμένες παράμετροι όπως το κόστος καυσίμου, η ταχύτητα του ανέμου, η ηλιακή ακτινοβολία, η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος και το κόστος των εξαρτημάτων δεν έχουν αυστηρά καθορισμένες τιμές. Έτσι, η αβεβαιότητα αυτών των παραμέτρων επηρεάζει τα στάδια προσομοίωσης και βελτιστοποίησης. Για την αντιμετώπιση του εν λόγω ζητήματος, αυτές οι παράμετροι εισάγονται στο HOMER ως ένα εύρος τιμών. Όταν ολοκληρωθούν τα στάδια προσομοίωσης και βελτιστοποίησης και τα εφικτά σενάρια ταξινομηθούν σύμφωνα με το ελάχιστο NPC, πραγματοποιείται η ανάλυση ευαισθησίας, όπου για κάθε αβέβαιη παράμετρο επαναλαμβάνονται τα στάδια προσομοίωσης και βελτιστοποίησης. Με αυτό τον τρόπο μελετάται η επίδραση της αυξομείωσης των αβέβαιων παραμέτρων στην εφικτότητα του συστήματος (Bahramara, et al., 2016).

3.2 Οικονομικά Στοιχεία

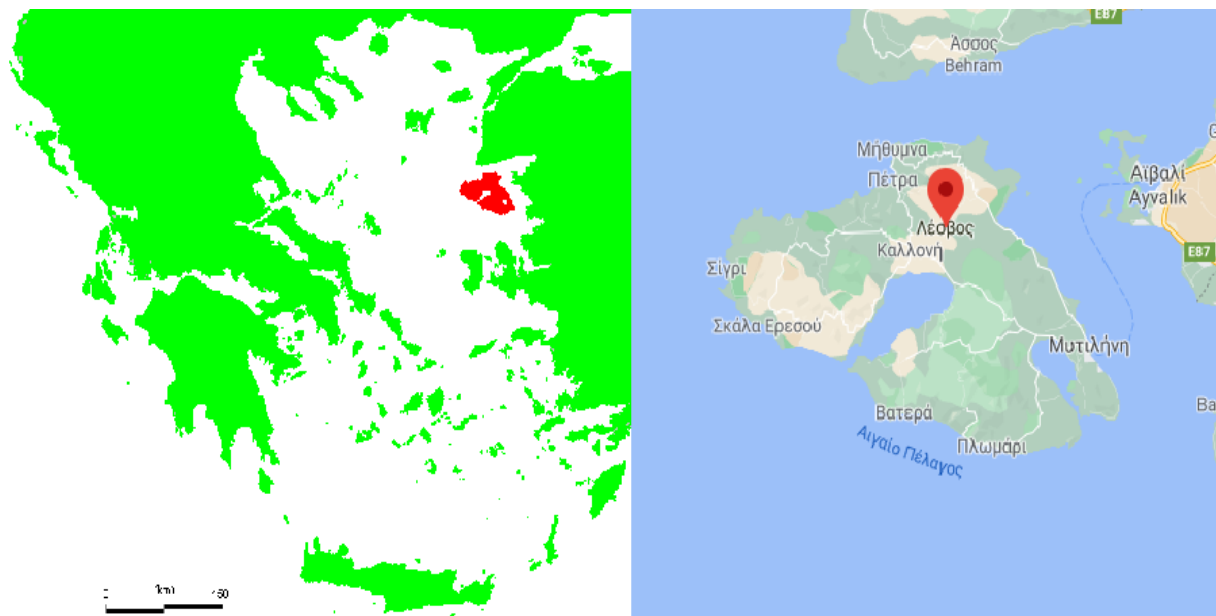
Κατά το στάδιο εισαγωγής δεδομένων στο λογισμικό HOMER κι όπως περιγράφεται στην ενότητα 3.1, είναι απαραίτητος ο προσδιορισμός των οικονομικών παραμέτρων της επένδυσης βάσει των δεδομένων της ελληνικής οικονομίας καθώς και τα επί μέρους κόστη όλων των μερών του υπό μελέτη υβριδικού συστήματος. Το επιτόκιο αναγωγής λαμβάνεται ίσο με 8% ενώ ο πληθωρισμός ίσος με 0.26%. Όσον αφορά τα αιολικά συστήματα, το μέσο σταθμισμένο κόστος εγκατάστασης (CAPEX) σημείωσε πτώση της τάξεως του 5% το έτος 2019 και διαμορφώθηκε στα 1245 €/kW ενώ το κόστος λειτουργίας (O&M) κυμάνθηκε μεταξύ 27 €/kW/έτος και 46 €/kW/έτος κατά την περίοδο 2016-2018. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιείται η ενδιάμεση τιμή 38 €/kW/έτος. Το μέσο σταθμισμένο CAPEX των φωτοβολταϊκών μεγάλης κλίμακας για το έτος 2019 υπολογίζεται στα 840 €/kW ενώ το κόστος λειτουργίας ανέρχεται σε 8.45 €/kW/έτος. Αξίζει να σημειωθεί πως το έτος 2010, το κόστος εγκατάστασης ανέρχονταν σε 3880 €/kW (IRENA, 2020).

Το κόστος εγκατάστασης των συσσωρευτών ιόντων λιθίου (Li-ion) υπολογίζεται στα 184-267 €/kWh (260 €/kWh στην παρούσα εργασία) και το κόστος λειτουργίας στα 8.5 €/kWh/έτος (U.S. Department of Energy, 2019). Τέλος, το κόστος εγκατάστασης της γεννήτριας Diesel ανέρχεται σε 504 €/kW και η τιμή καυσίμου Diesel σε 0.95 €/l.

3.3 Λέσβος

3.3.1 Περιγραφή Τοποθεσίας και Δεδομένα Ηλεκτρικού Φορτίου

Η Λέσβος είναι το τρίτο μεγαλύτερο νησί της Ελλάδας μετά την Κρήτη και την Εύβοια και βρίσκεται στο βορειοανατολικό Αιγαίο ($39^{\circ} 10' 0'' \text{ N}$, $26^{\circ} 20' 0'' \text{ E}$). Έχει έκταση 1636 km^2 και μήκος ακτογραμμής 459 km . Διοικητικά ανήκει στην Περιφερειακή Ενότητα Λέσβου της Περιφέρειας Βορείου Αιγαίου. Σύμφωνα με την απογραφή του 2011, ο πληθυσμός του νησιού ανέρχεται σε 85436 κατοίκους (ΕΛΣΤΑΤ, 2012). Οι κύριες οικονομικές δραστηριότητες του νησιού είναι ο τουρισμός, η γεωργία, η κτηνοτροφία (Giannoulis & Haralambourou, 2011). Το παρόν σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού αποτελείται από 102.6 MW θερμικών μονάδων, 13.95 MW ανεμογεννητριών και 8.84 MW φωτοβολταϊκών. Το μέσο ποσοστό συμμετοχής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή ανήλθε σε 15.29% για το έτος 2019 και το μέσο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 0.1746 €/kWh (ΔΕΔΔΗΕ, 2020).

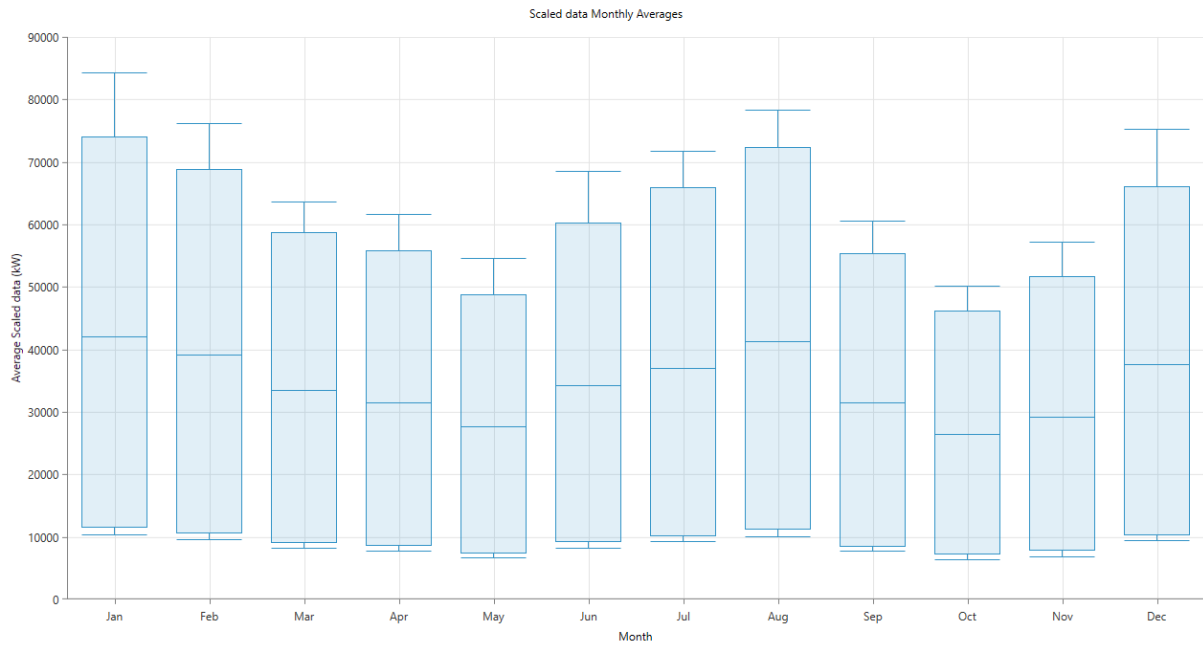


Εικόνα 16 Τοποθεσία της Λέσβου στον χάρτη

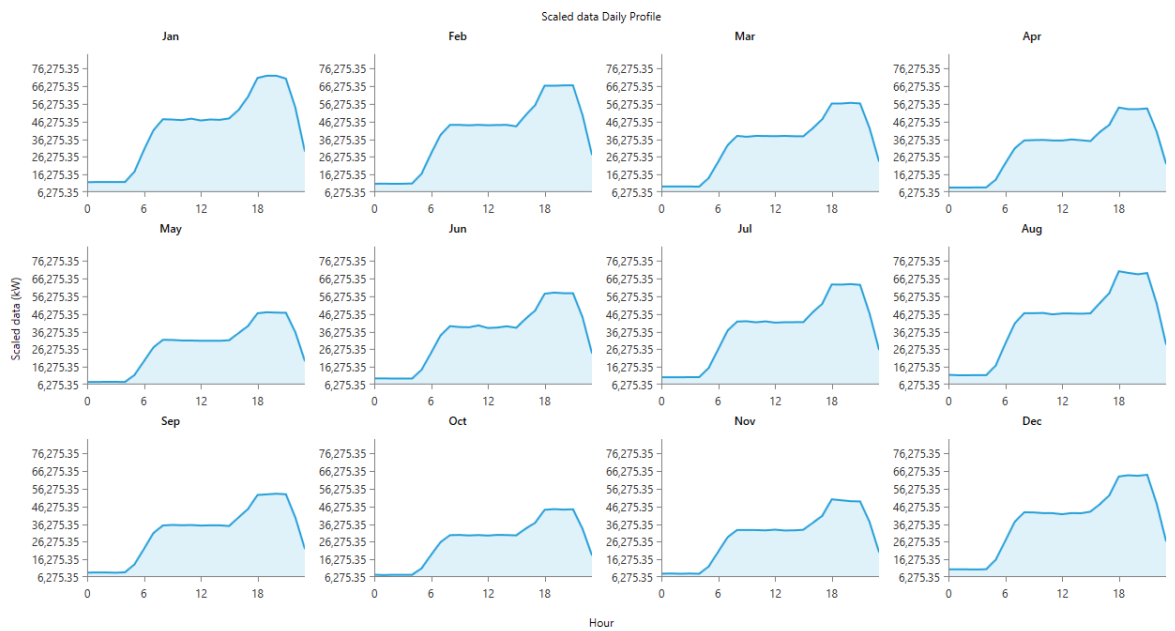
Πίνακας 3 Συγκεντρωτικά Στοιχεία Ηλεκτροπαραγωγής Λέσθου για το 2019 (ΔΕΔΔΗΕ, 2020)

Μήνες	Ενέργεια Μονάδων ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια Θερμικών Μονάδων (MWh)	Σύνολο Ηλεκτροπαραγωγής (MWh)	Ποσοστό ΑΠΕ στην Ηλεκτροπαραγωγή	Κόστος Ενέργειας (€/MWh)
Ιανουάριος	3,935.03	27,511.09	31,446.12	12.51%	185.53
Φεβρουάριος	3,609.33	23,012.94	26,622.27	13.56%	185.43
Μάρτιος	4,507.30	20,228.34	24,735.64	18.22%	194.61
Απρίλιος	3,614.65	19,096.81	22,711.46	15.92%	186.61
Μάιος	3,268.13	17,539.63	20,807.76	15.71%	164.68
Ιούνιος	4,095.21	20,583.81	24,679.02	16.59%	187.43
Ιούλιος	3,831.91	23,771.74	27,603.65	13.88%	170.41
Αύγουστος	5,202.23	25,003.10	30,205.33	17.22%	158.97
Σεπτέμβριος	4,014.32	18,557.53	22,571.85	17.78%	168.93
Οκτώβριος	2,585.01	17,124.32	19,709.33	13.12%	150.46
Νοέμβριος	3,573.77	17,548.10	21,121.87	16.92%	172.10
Δεκέμβριος	3,393.90	24,664.58	28,058.48	12.10%	169.79
	45,630.79	254,641.99	300,272.78	15.29%	174.58

Από τα επίσημα δεδομένα του ΔΕΔΔΗΕ (Πίνακας 3) προκύπτει πως η συνολική ετήσια κατανάλωση ανέρχεται σε 300.27 GWh/έτος ενώ η μέση ημερήσια κατανάλωση ανέρχεται σε 822.67 MWh/ημέρα. Τα παραπάνω δεδομένα εισήχθησαν στο λογισμικό HOMER και έγινε η αναγωγή τους σε όλη τη διάρκεια του έτους σύμφωνα με τα δεδομένα του προγράμματος για τη συγκεκριμένη περιοχή, με σκοπό την επίτευξη της μοντελοποίησης του ενεργειακού προφίλ του νησιού. Στο πλαίσιο της παραπάνω διαδικασίας εισάγεται στο λογισμικό HOMER μια τυχαία παράμετρος μεταβλητότητας (random variability factor) με σκοπό την προσομοίωση των ημερήσιων αποκλίσεων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας εντός ενός συγκεκριμένου μήνα. Η συγκριμένη παράμετρος αποτελείται από την day-to-day και την time-step-to-time-step variability, οι οποίες ορίστηκαν ως 4%. Τα παρακάτω διαγράμματα (Εικόνα 18 & Εικόνα 17) απεικονίζουν την καμπύλη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.



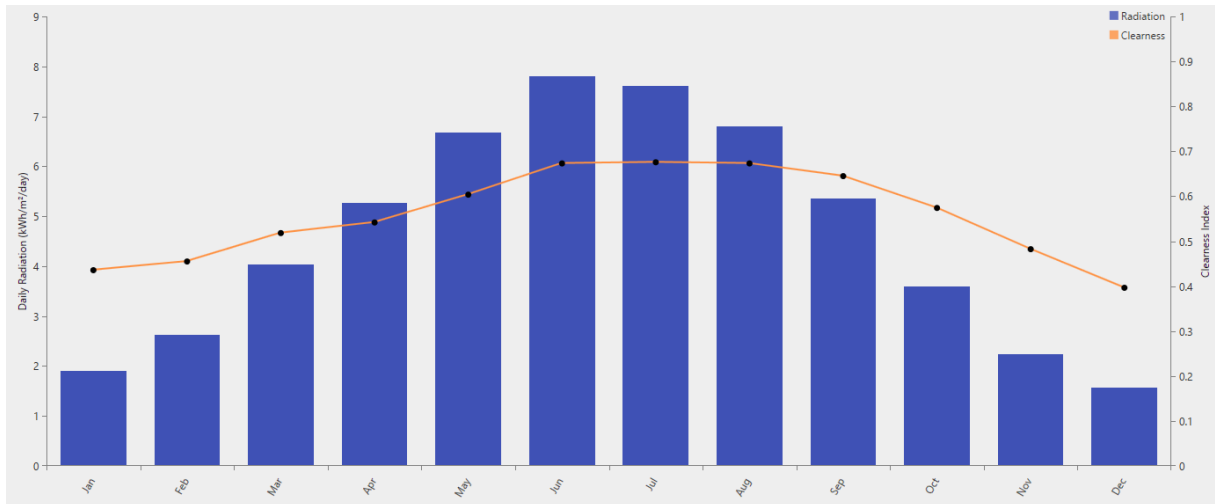
Εικόνα 18 Διακύμανση μηνιαίας κατανάλωσης



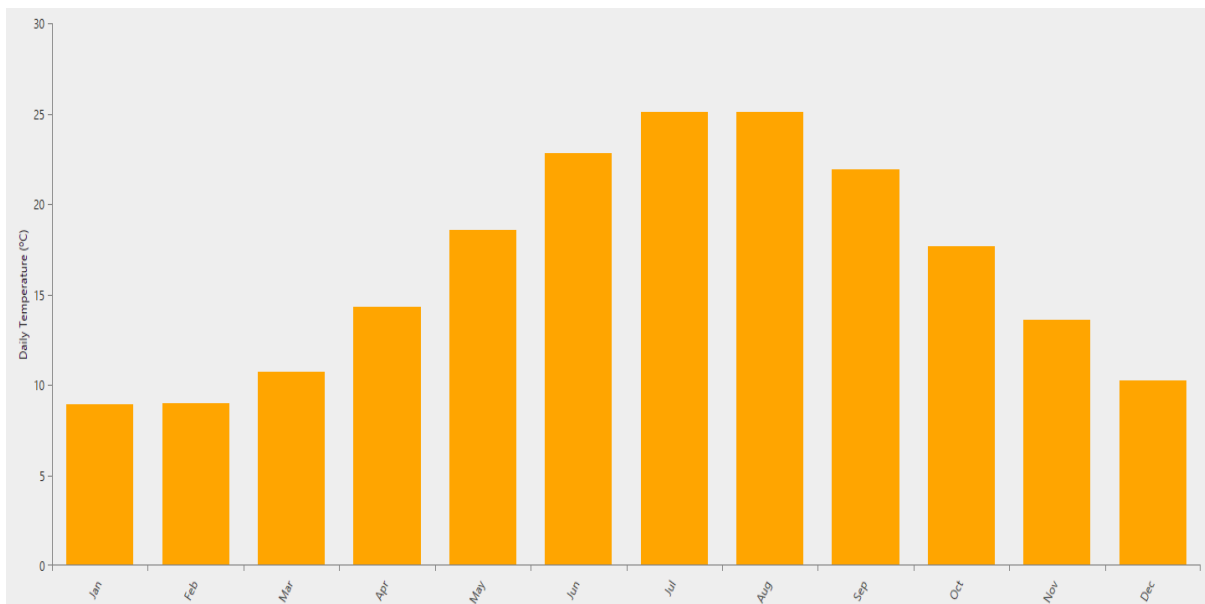
Εικόνα 17 Ημερήσια καμπύλη φορτίου κατά τη διάρκεια του έτους

3.3.2 Μετεωρολογικά Δεδομένα

Το λογισμικό HOMER διαθέτει βιβλιοθήκες άντλησης κλιματολογικών στοιχείων από τις βάσεις δεδομένων της NASA. Από τα παραπάνω προκύπτει πως η Λέσβος διαθέτει μέση τιμή ηλιακής ακτινοβολίας (Global Horizontal Irradiance - GHI) ίση με $4.62 \text{ kWh/m}^2/\text{ημέρα}$ με τις χαμηλότερες τιμές να σημειώνονται το Δεκέμβριο ($1.56 \text{ kWh/m}^2/\text{ημέρα}$) και τις υψηλότερες τον Ιούνιο ($7.8 \text{ kWh/m}^2/\text{ημέρα}$). Η μέση ετήσια θερμοκρασία του νησιού είναι $16.49 \text{ }^\circ\text{C}$. Τα δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας παρατίθενται αναλυτικά στον Πίνακα 4.



Εικόνα 19 Μηνιαία διακύμανση ηλιακής ακτινοβολίας

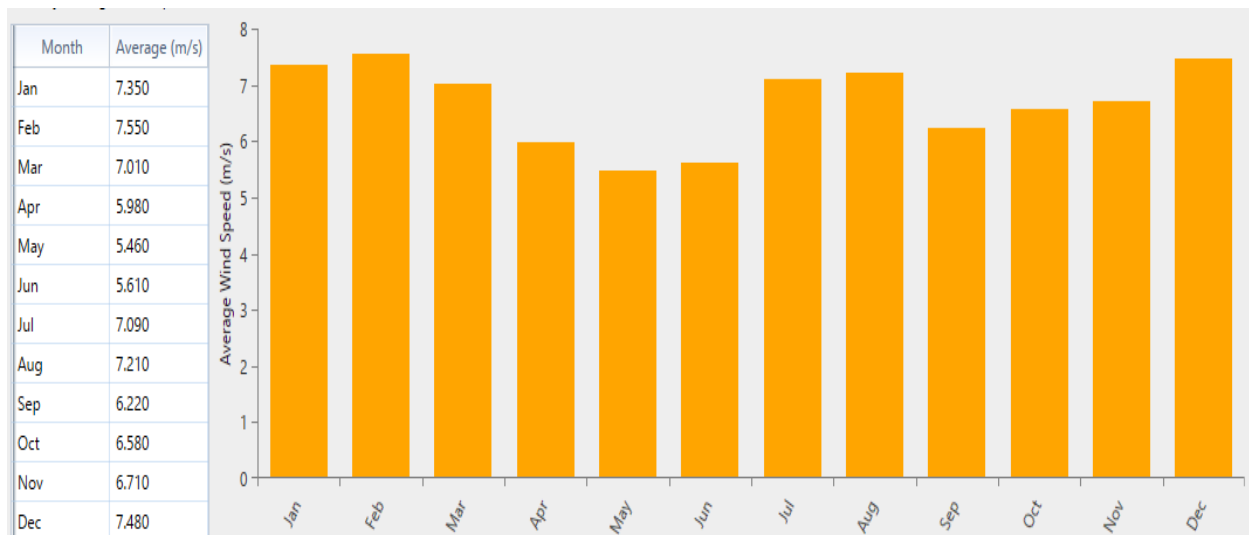


Εικόνα 20 Μηνιαία διακύμανση θερμοκρασίας

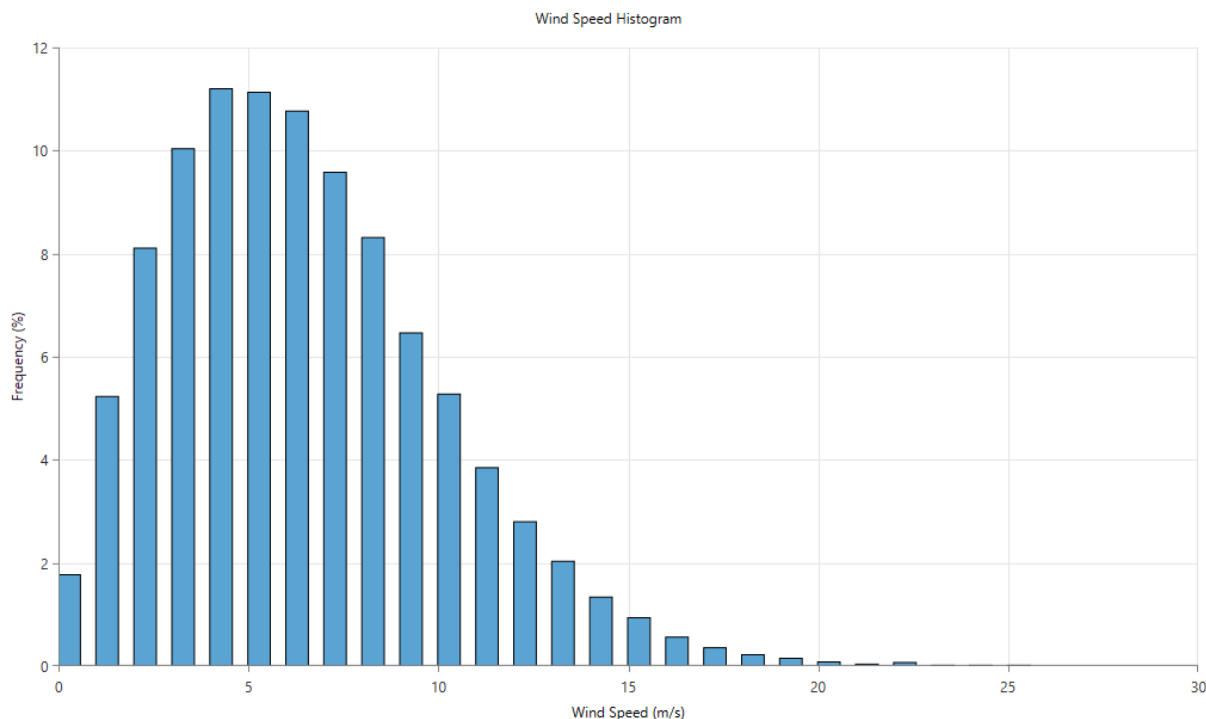
Πίνακας 4 Συγκεντρωτικά δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας

Μήνας	Clearness Index	Ηλιακή Ακτινοβολία (kWh/m ² /ημέρα)	Ημερήσια Θερμοκρασία (°C)
Ιανουάριος	0.435	1.9	8.93
Φεβρουάριος	0.455	2.63	8.98
Μάρτιος	0.518	4.03	10.73
Απρίλιος	0.542	5.27	14.3
Μάιος	0.603	6.68	18.54
Ιούνιος	0.673	7.8	22.83
Ιούλιος	0.676	7.61	25.08
Αύγουστος	0.673	6.8	25.08
Σεπτέμβριος	0.645	5.35	21.92
Οκτώβριος	0.574	3.59	17.68
Νοέμβριος	0.482	2.23	13.58
Δεκέμβριος	0.396	1.56	10.22

Τα μετεωρολογικά δεδομένα του νησιού, όπως φαίνεται αναλυτικά στην Εικόνα 21, δείχνουν ότι επικρατούν αρκετά ισχυροί άνεμοι καθ' όλη τη διάρκεια του έτους με τη μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου να ανέρχεται σε 6.69 m/s και τις υψηλότερες τιμές να εμφανίζονται τους χειμερινούς και καλοκαιρινούς μήνες.



Εικόνα 21 Μηνιαία διακύμανση μέσης ταχύτητας ανέμου

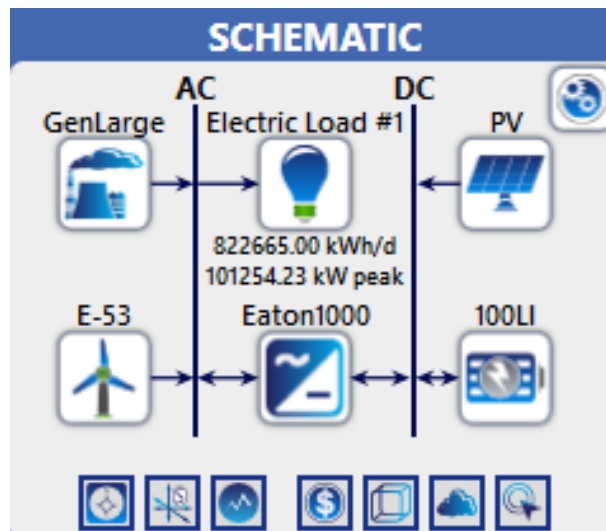


Εικόνα 22 Κατανομή αιολικού δυναμικού

3.3.3 Σχεδιασμός Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος

Για την επίτευξη της προσομοίωσης του αυτόνομου υβριδικού συστήματος με τη χρήση του λογισμικού HOMER Pro Microgrid Analysis Tool ακολουθήθηκε η εξής διαδικασία: Αρχικά έλαβε χώρα ο γεωγραφικός προσδιορισμός της περιοχής και η άντληση των μετεωρολογικών δεδομένων. Στη συνέχεια εισήχθησαν τα οικονομικά δεδομένα και προσδιορίστηκε το προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού. Προχωρώντας στο στάδιο του σχεδιασμού, επιλέχθηκαν τα εξαρτήματα του συστήματος (γεννήτρια Diesel, ανεμογεννήτρια, φωτοβολταϊκό πλαίσιο, μετατροπέας τάσης, σύστημα αποθήκευσης) και προσδιορίστηκαν τα επιμέρους κόστη εγκατάστασης, λειτουργίας και αντικατάστασης. Τέλος, πραγματοποιήθηκε η διαδικασία προσομοίωσης του συστήματος και η συλλογή των αποτελεσμάτων του βέλτιστου σεναρίου. Για τα προτεινόμενα αυτόνομα υβριδικά συστήματα επιλέχθηκε η στρατηγική λειτουργίας «Load Following». Υπό αυτή τη στρατηγική, η γεννήτρια Diesel καλείται να παράγει μόνο την ποσότητα ισχύος που απαιτείται για την κάλυψη του πρωτεύοντος φορτίου ενώ δευτερεύουσες ανάγκες όπως η φόρτιση των συσσωρευτών καλύπτονται από τα συστήματα ανανεώσιμης ενέργειας. Υπό κανονικές συνθήκες, η κάλυψη του φορτίου επιτυγχάνεται μέσω της λειτουργίας των φωτοβολταϊκών στοιχείων και των ανεμογεννητριών. Ωστόσο λόγω της στοχαστικής τους φύσης υπάρχουν περιπτώσεις κατά τις οποίες η έλλειψη επαρκούς ηλιακής ακτινοβολίας και ταχύτητας ανέμου δεν επιτρέπουν την κάλυψη του απαιτούμενου ηλεκτρικού φορτίου. Σε αυτή την περίπτωση αντλείται ενέργεια από το σύστημα αποθήκευσης η οποία παράχθηκε από τα συστήματα ανανεώσιμης ενέργειας κατά τις ώρες που υπήρχε επαρκής ηλιακή ακτινοβολία και ταχύτητα ανέμου. Η γεννήτρια Diesel καλείται σε λειτουργία μόνο στην περίπτωση που

τόσο τα συστήματα ανανεώσιμης ενέργειας όσο και το σύστημα αποθήκευσης αδυνατούν να καλύψουν το φορτίο. Η τελευταία περίπτωση λαμβάνει χώρα κυρίως κατά τη διάρκεια των νυχτερινών ωρών και η στρατηγική «Load Following» φαίνεται να αποδίδει περισσότερο σε περιοχές εκτός δικτύου με υψηλό δυναμικό ανανεώσιμης ενέργειας (Sagani, et al., 2017). Παρακάτω παρατίθενται τα αναλυτικά χαρακτηριστικά των επιλεγμένων εξαρτημάτων του υπό μελέτη αυτόνομου υβριδικού συστήματος.



Εικόνα 23 Διαμόρφωση υβριδικού συστήματος PV/WT/Diesel/Battery όπως εμφανίζεται στο λογισμικό HOMER

Κατά την επιλογή της γεννήτριας εξετάστηκαν διάφορα μεγέθη εγκατεστημένης ισχύος (10-108 MW) και ορίστηκε ο τύπος του καυσίμου και η τιμή του.

GENERATOR Name: Generic Large Genset (size) Abbreviation: GenLar

Properties
 Name: Generic Large Genset (size-your-own)
 Abbreviation: GenLarge
 Manufacturer: Generic
www.homerenergy.com
 Notes:

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/op. hr)
1	€504.00	€504.00	€0.020


Click here to add new item

Multiplier: [] [] []

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): 25.00 [] CHP Heat Recovery Ratio (%): 0.00 [] Lifetime (Hours): 15,000.00 [] Minimum Runtime (Minutes): 0.00 []
 Diesel Fuel Price (€/L): 0.950 [] Initial Hours: 0.00 []

Εικόνα 24 Χαρακτηριστικά γεννήτριας Diesel

WIND TURBINE  Name: Enercon E-53 [800kW] Abbreviation: E-53 Remove Copy To Library

Properties

Name: **Enercon E-53 [800kW]**
 Abbreviation: E-53
 Rated Capacity (kW): **800.00**
 Manufacturer: **Enercon**
[Product Brochure](#)

Notes:
Gearless, variable speed, and single blade adjustment.
Rotor Diameter: 52.9m
Hub Height options: 50m, 60m, 73m.
Upwind rotor with active pitch control.

Costs

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	€995,352.06	€696,746.44	€30,407.90


Click here to add new item

Multiplier:

Site Specific Input

Lifetime (years): Hub Height (m): Consider ambient temperature effects?

Εικόνα 25 Χαρακτηριστικά επιλεγμένης ανεμογεννήτριας

PV  Name: Generic flat plate PV Abbreviation: PV

Properties

Name: **Generic flat plate PV**
 Abbreviation: **PV**
 Panel Type: **Flat plate**
 Rated Capacity (kW): **30000**
 Manufacturer: **Generic**
www.homerenergy.com

Notes:
This is a generic PV system.

Cost

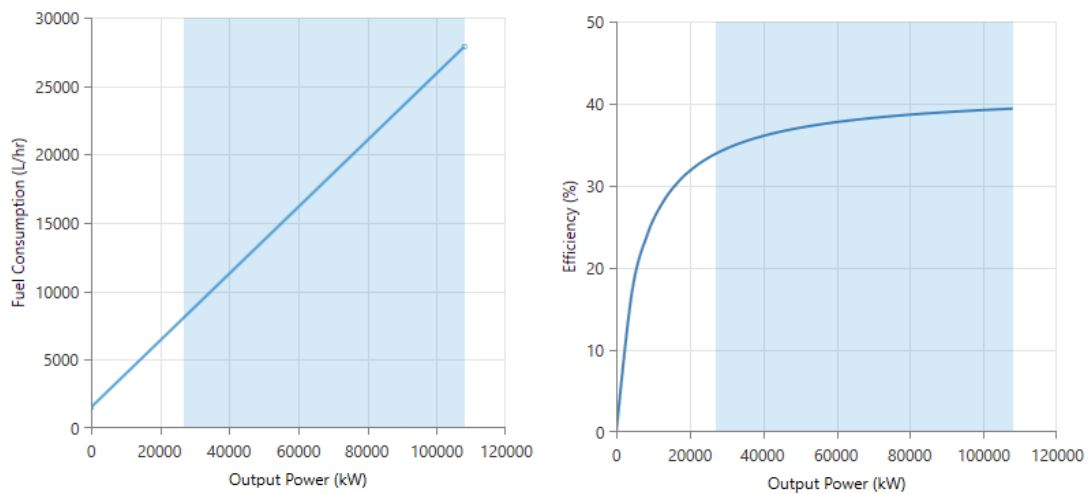
Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1 850.00	850.00	850.00	8.50

Lifetime time (years): More...

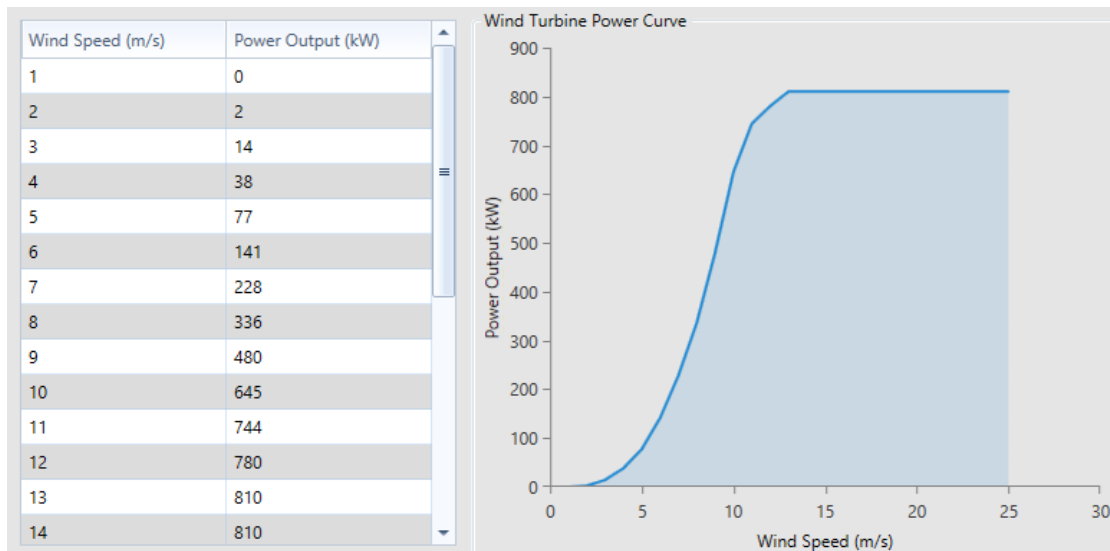
Site Specific Input

Derating Factor (%):

Εικόνα 26 Χαρακτηριστικά επιλεγμένου φωτοβολταϊκού πάνελ



Εικόνα 27 Καμπύλες παραγωγής γεννήτριας Diesel



Εικόνα 28 Καμπύλη ισχύος επιλεγμένης ανεμογεννήτριας

CONVERTER Complete Catalog Abbreviation: Eaton1C

Properties
 Name: Eaton Power Xpert 1000kW
 Abbreviation: Eaton1000
[Download Brochure for Power Xpert 1000kW](#)
 Notes:
 Grid-following only. Xpert Storage is a battery-dedicated, grid-tied, utility scaled inverter. Only connect batteries to the DC bus if using this converter. Voltage of battery: 750-1250 Vdc. Assume 15 years lifetime; info not available from Eaton specs.

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	€500.00	€500.00	€0.0

Click here to add new item

Multiplier:

Inverter Input
 Lifetime (years):
 Efficiency (%):

Rectifier Input
 Relative Capacity (%):
 Efficiency (%):

Parallel with AC generator?

Εικόνα 29 Χαρακτηριστικά επιλεγμένου μετατροπέα

STORAGE Name: Generic 100kWh Li-Ion Abbreviation: 100LI

Properties
Idealized Battery Model
 Nominal Voltage (V): 600
 Nominal Capacity (kWh): 100
 Nominal Capacity (Ah): 167
 Roundtrip efficiency (%): 90
 Maximum Charge Current (A): 167
 Maximum Discharge Current (A): 500

Cost

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	26,000.00	26,000.00	850.00

Lifetime
 time (years):
 throughput (kWh):

Site Specific Input
 String Size: Voltage: 600.00 V
 Initial State of Charge (%):
 Minimum State of Charge (%):

Εικόνα 30 Χαρακτηριστικά επιλεγμένου συσσωρευτή

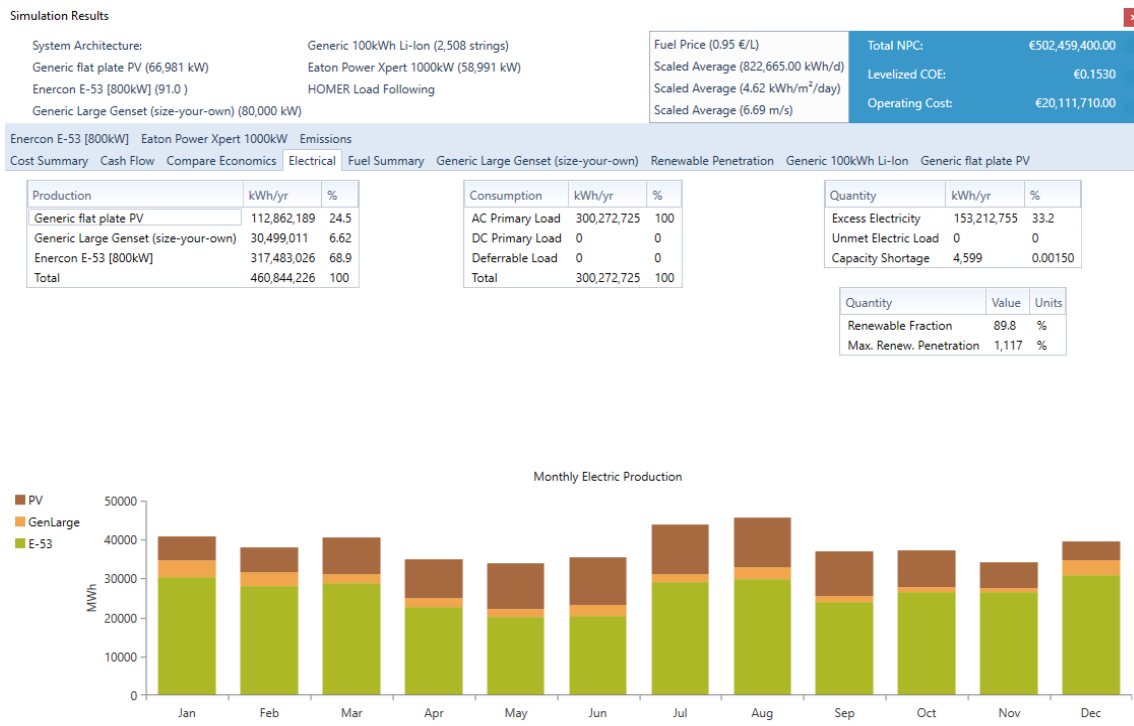
3.3.4 Αποτελέσματα Προσομοίωσης Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος

Μετά την ολοκλήρωση της εισαγωγής των παραπάνω δεδομένων στο πρόγραμμα ορίστηκε ένα εύρος τιμών για συγκεκριμένες παραμέτρους με σκοπό τη μελέτη της επίδρασής της αυξομειώσής τους στην εφικτότητα των υπό μελέτη συστημάτων. Αναλυτικότερα μελετήθηκε η μεταβολή της τιμή καυσίμου Diesel (-10%, +10%, +20%), του ηλεκτρικού φορτίου (-10%, +10%, +20%), του αιολικού δυναμικού (-20%, -10%, +10%) και της ηλιακής ακτινοβολίας (-20%, -10%, +10%). Η διαδικασία αυτή ονομάζεται «Ανάλυση Ευαισθησίας» και αναλύεται διεξοδικά στις ομώνυμες ενότητες για το κάθε νησί. Στη συνέχεια πραγματοποιήθηκε η προσομοίωση όλων των δυνατών σεναρίων από το HOMER. Συγκεκριμένα το πρόγραμμα προσομοίωσε 1,565,892 συστήματα εκ των οποίων τα 1,077,866 κρίθηκαν εφικτά. Το βασικό σενάριο για την περίπτωση της Λέσβου αφορά στις τιμές που ανταποκρίνονται περισσότερο στην πραγματικότητα και οι οποίες αναφέρονται αναλυτικά στις προηγούμενες ενότητες (Τιμή καυσίμου Diesel: 0.95 €/l, Ηλεκτρικό φορτίο: 822.67 MWh/ημέρα, Ηλιακή ακτινοβολία: 4.62 kWh/m²/ημέρα, Μέση ταχύτητα ανέμου: 6.69 m/s). Τα βέλτιστο σενάριο που προτείνεται από το πρόγραμμα παρουσιάζεται στην πρώτη θέση του πίνακα στην Εικόνα 31.

Architecture						Cost				System	
	PV (kW)	E-53	GenLarge (kW)	100LI	Eaton1000 (kW)	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
	66,981	91	80,000	2,508	58,991	€502M	€0.153	€20.1M	€283M	89.8	8,762,239
		130	80,000	2,740	60,070	€547M	€0.167	€25.2M	€271M	86.3	11,676,202
	213,755		80,000	5,888	75,483	€782M	€0.238	€33.7M	€413M	80.7	16,214,827
		219	80,000			€839M	€0.256	€53.1M	€258M	65.0	30,306,418
	79,826	188	80,000		40,618	€840M	€0.256	€48.0M	€316M	69.2	26,733,480
	195,383		80,000		58,538	€1.14B	€0.347	€82.6M	€236M	31.9	57,058,564
			80,000	245	14,149	€1.29B	€0.392	€113M	€53.8M	0	82,739,240
			80,000			€1.35B	€0.412	€120M	€40.3M	0	88,189,480

Εικόνα 31 Σύγκριση μεταξύ των αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης

Συγκεκριμένα, το προτεινόμενο βέλτιστο σύστημα αποτελείται από 66.98 MW φωτοβολταϊκών πλαισίων, 91 ανεμογεννήτριες συνολικής ονομαστικής ισχύος 72.8 MW, 80MW γεννητριών Diesel, σύστημα αποθήκευσης συσσωρευτών ιόντων λιθίου (Li-ion) χωρητικότητας 72.8 MWh και μετατροπείς (inverter) ισχύος 58.99 MW. Το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας ανέρχεται σε 89.8% και η περίσσεια ενέργειας σε 33.2%. Αναλυτικότερα, η συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας υπολογίζεται στις 460,844,226 kWh εκ των οποίων οι 430,345,215 kWh παράγονται από τα συστήματα ανανεώσιμης ενέργειας και οι 30,499,011 kWh από τις θερμικές μονάδες.

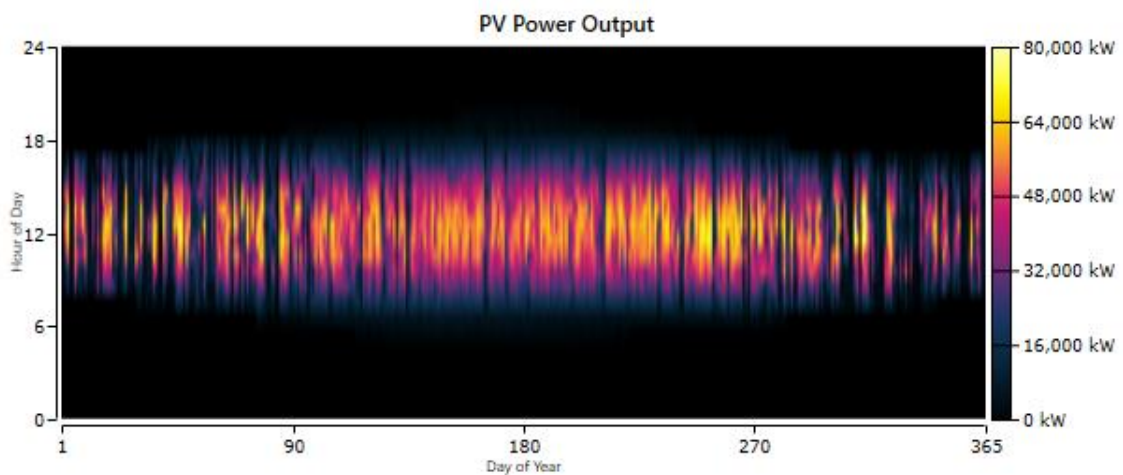


Εικόνα 32 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Ο συντελεστής εκμετάλλευσης (Capacity Factor) του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι 19.2% και οι εκτιμώμενες ώρες λειτουργίας του 4387 ώρες/έτος. Στην Εικόνα 33 παρατηρείται φυσιολογική αύξηση της παραγόμενης ενέργειας κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, αποτέλεσμα του αυξημένης διαθέσιμης ηλιακής ακτινοβολίας.

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	66,981	kW
Mean Output	12,884	kW
Mean Output	309,211	kWh/d
Capacity Factor	19.2	%
Total Production	112,862,189	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	78,241	kW
PV Penetration	37.6	%
Hours of Operation	4,387	hrs/yr
Levelized Cost	0.0512	€/kWh

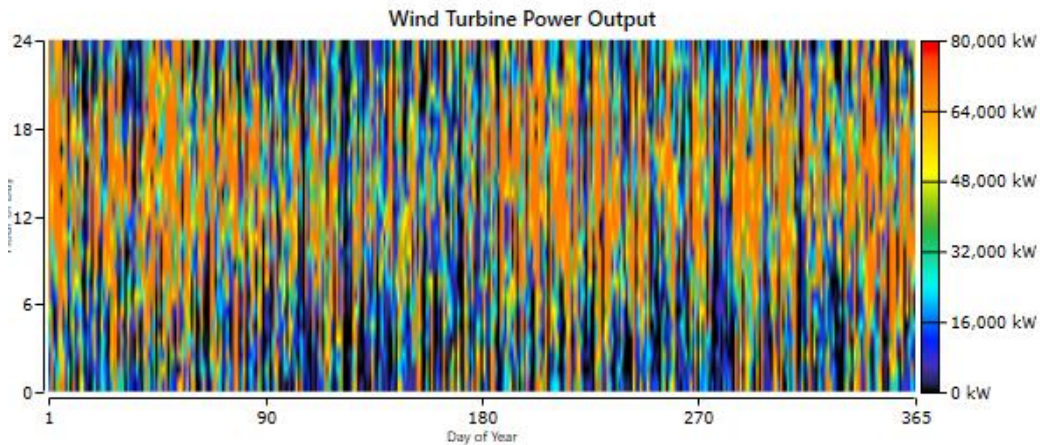


Εικόνα 33 Ετήσια παραγωγή ενέργειας φωτοβολταϊκού συστήματος

Ο συντελεστής εκμετάλλευσης των αιολικών συστημάτων ανέρχεται στο 49.8% και οι εκτιμώμενες ώρες λειτουργίας τους είναι 8648 ώρες/έτος.

Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	72,800	kW
Mean Output	36,242	kW
Capacity Factor	49.8	%
Total Production	317,483,026	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	73,710	kW
Wind Penetration	106	%
Hours of Operation	8,648	hrs/yr
Levelized Cost	0.0368	€/kWh

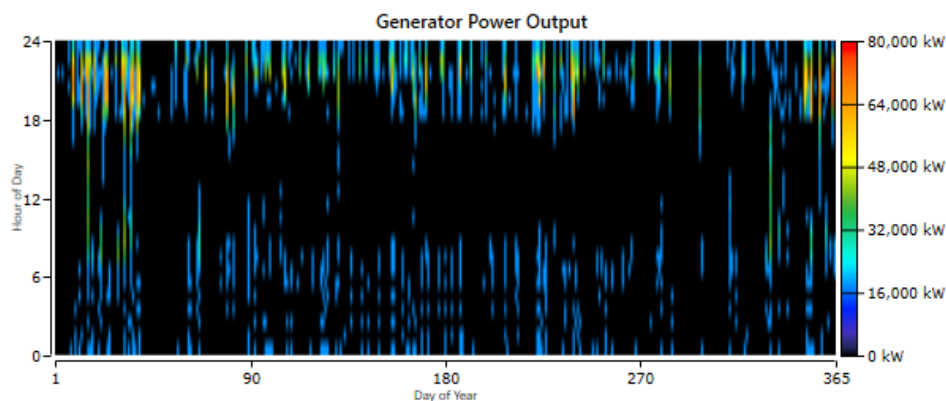


Εικόνα 34 Ετήσια παραγωγή ισχύος αιολικού συστήματος

Όσον αφορά τη γεννήτρια Diesel, οι συνολικές ώρες λειτουργίας είναι 1179 ώρες/έτος και η κατανάλωση καυσίμου 8,762,239 λίτρα.

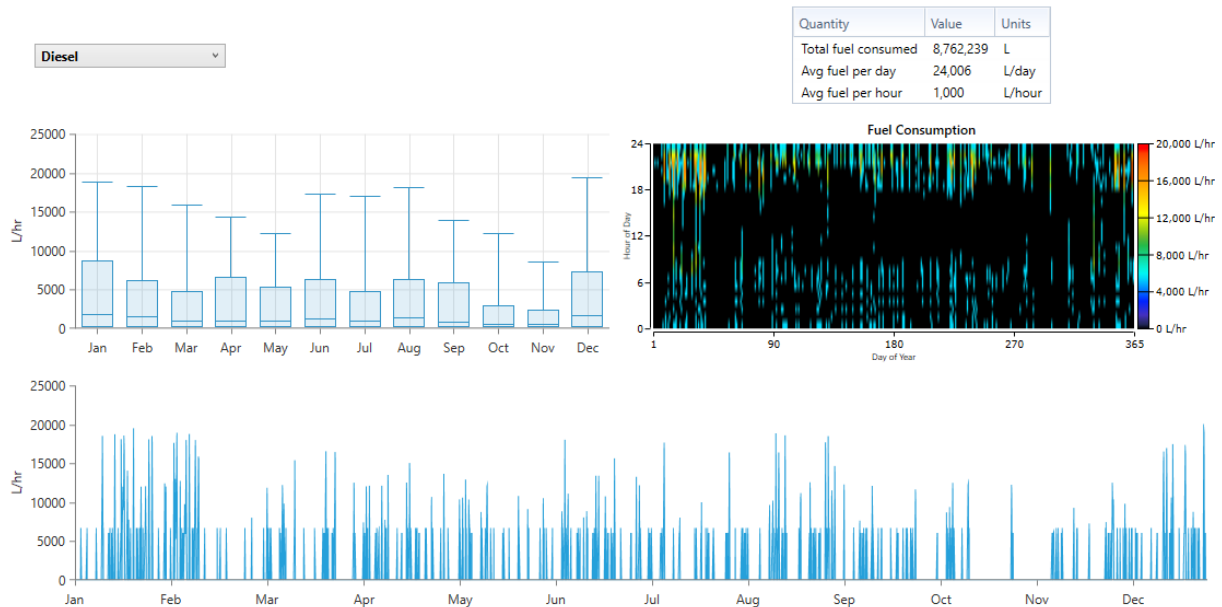
Quantity	Value	Units
Hours of Operation	1,179	hrs/yr
Number of Starts	415	starts/yr
Operational Life	12.7	yr
Capacity Factor	4.35	%
Fixed Generation Cost	5,352	€/hr
Marginal Generation Cost	0.232	€/kWh

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	8,762,239	L
Specific Fuel Consumption	0.287	L/kWh
Fuel Energy Input	86,220,428	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	35.4	%
Electrical Production	30,499,011	kWh/yr
Mean Electrical Output	25,869	kW
Minimum Electrical Output	20,000	kW
Maximum Electrical Output	74,704	kW



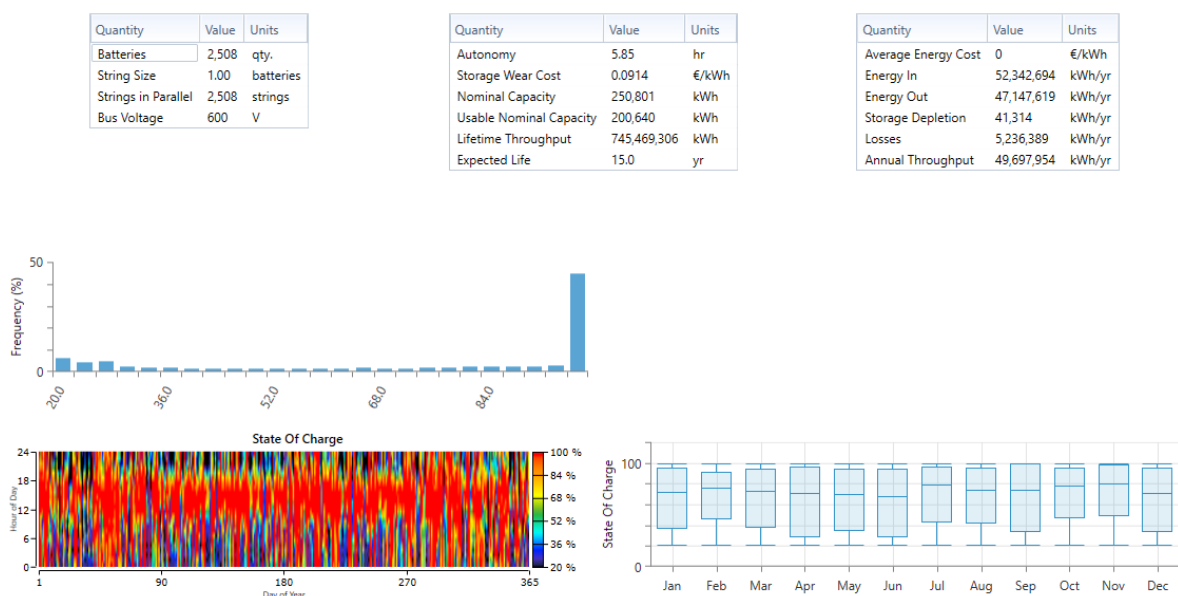
Εικόνα 35 Ετήσια παραγωγή ενέργειας γεννήτριας Diesel

Στην Εικόνα 35 παρατηρείται αυξημένη λειτουργία της γεννήτριας diesel κατά τις πρώτες πρωινές και κατά τις βραδινές ώρες, αποτέλεσμα της απουσίας ηλιακής ακτινοβολίας και της κατ' επέκταση αδυναμίας του φωτοβολταϊκού συστήματος να καλύψει το ηλεκτρικό φορτίο.



Εικόνα 36 Κατανάλωση καυσίμου Diesel

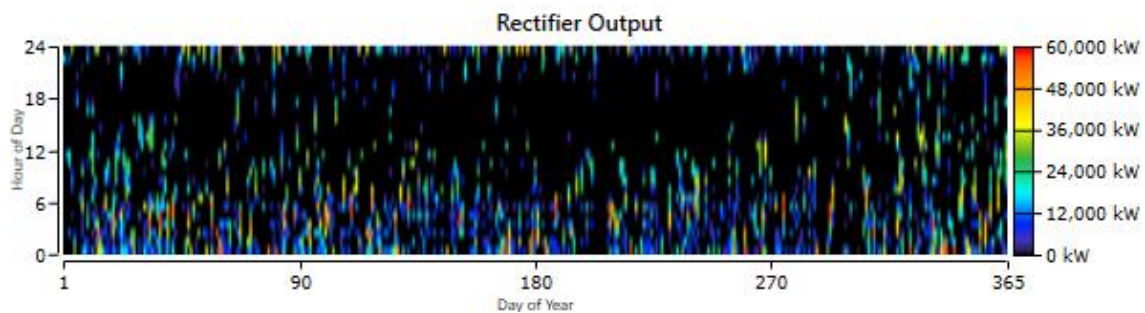
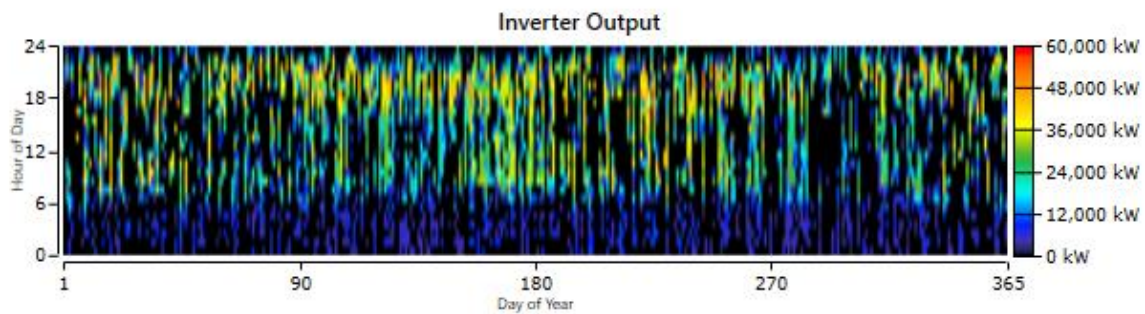
Στο σύστημα χρησιμοποιείται επίσης ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας αποτελούμενο από 2508 συσσωρευτές ιόντων λιθίου χωρητικότητας 100 kWh οι οποίοι προσφέρουν συνολική αποθήκευση 250.8 MWh και δύνανται να καλύψουν το φορτίο για 5.85 ώρες. Τα χαρακτηριστικά του παραπάνω συστήματος παρουσιάζονται αναλυτικά στην Εικόνα 37.



Εικόνα 37 Χαρακτηριστικά συστήματος αποθήκευσης ενέργειας

Το υβριδικό σύστημα συμπεριλαμβάνει επίσης inverter ισχύος 58.99 MW απαραίτητους για την μετατροπή της συνεχούς τάσης (DC) των φωτοβολταϊκών πλαισίων και των συσσωρευτών σε εναλλασσόμενη (AC). Τα χαρακτηριστικά του συστήματος μετατροπής παρουσιάζονται αναλυτικά στην Εικόνα 38.

Quantity	Inverter	Rectifier	Units	Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	58,991	58,991	kW	Hours of Operation	3,832	1,856	hrs/yr
Mean Output	8,492	3,611	kW	Energy Out	74,390,002	31,629,854	kWh/yr
Minimum Output	0	0	kW	Energy In	75,908,165	32,275,361	kWh/yr
Maximum Output	58,991	58,991	kW	Losses	1,518,163	645,507	kWh/yr
Capacity Factor	14.4	6.12	%				



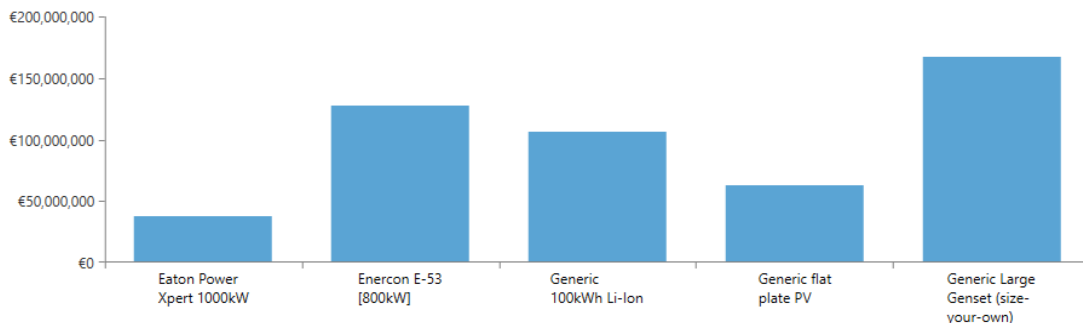
Εικόνα 38 Χαρακτηριστικά και ετήσια χρήση μετατροπέα τάσης

3.3.5 Αποτελέσματα Οικονομικής Ανάλυσης

Οι χρηματικές ροές όλων των μερών του προτεινόμενου αυτόνομου υβριδικού συστήματος PV/WT/Diesel/Battery παρουσιάζονται στην Εικόνα 39 και το συγκεντρωτικό κόστος εκφρασμένο σε τιμές παρούσας αξίας στην Εικόνα 40. Το εν λόγω σύστημα παρουσιάζει καθαρό παρόν κόστος (NPC) ίσο με 502,459,400€, σταθμισμένο κόστος ενέργειας (COE) 0.153 €/kWh και εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR) 41%. Παρατηρείται πως η γεννήτρια Diesel ευθύνεται για μεγάλο μέρος του συνολικού κόστους (περίπου 33%) λόγω του υψηλού κόστους καυσίμου, λειτουργίας και συντήρησης ενώ το φωτοβολταϊκό σύστημα απαιτεί το μικρότερο συνολικό κόστος σε σύγκριση με όλα τα συστήματα παραγωγής και ευθύνεται για το 12.5% του NPC. Το αιολικό σύστημα απαιτεί υψηλό αρχικό κόστος κεφαλαίου ωστόσο παρουσιάζει NPC μικρότερο από τη γεννήτρια Diesel λόγω του χαμηλού κόστους λειτουργίας.



Εικόνα 39 Ταμειακές ροές των μερών του προτεινόμενου αυτόνομου υβριδικού συστήματος



Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
Eaton Power Xpert 1000kW	€29,495,353.72	€9,667,468.83	€0.00	€0.00	-€1,531,901.97	€37,630,920.59
Enercon E-53 [800kW]	€90,577,037.46	€14,328,312.56	€30,258,971.06	€0.00	-€7,409,280.46	€127,755,040.62
Generic 100kWh Li-Ion	€65,208,000.00	€21,372,732.59	€23,311,638.15	€0.00	-€3,386,711.83	€106,505,658.90
Generic flat plate PV	€56,933,655.65	€0.00	€6,225,803.45	€0.00	€0.00	€63,159,459.09
Generic Large Genset (size-your-own)	€40,320,000.00	€15,654,140.80	€20,628,142.51	€91,025,907.29	-€219,880.74	€167,408,309.86
System	€282,534,046.83	€61,022,654.78	€80,424,555.16	€91,025,907.29	-€12,547,775.00	€502,459,389.07

Εικόνα 40 Σύνοψη κόστους εκφρασμένο σε τιμές παρούσας αξίας

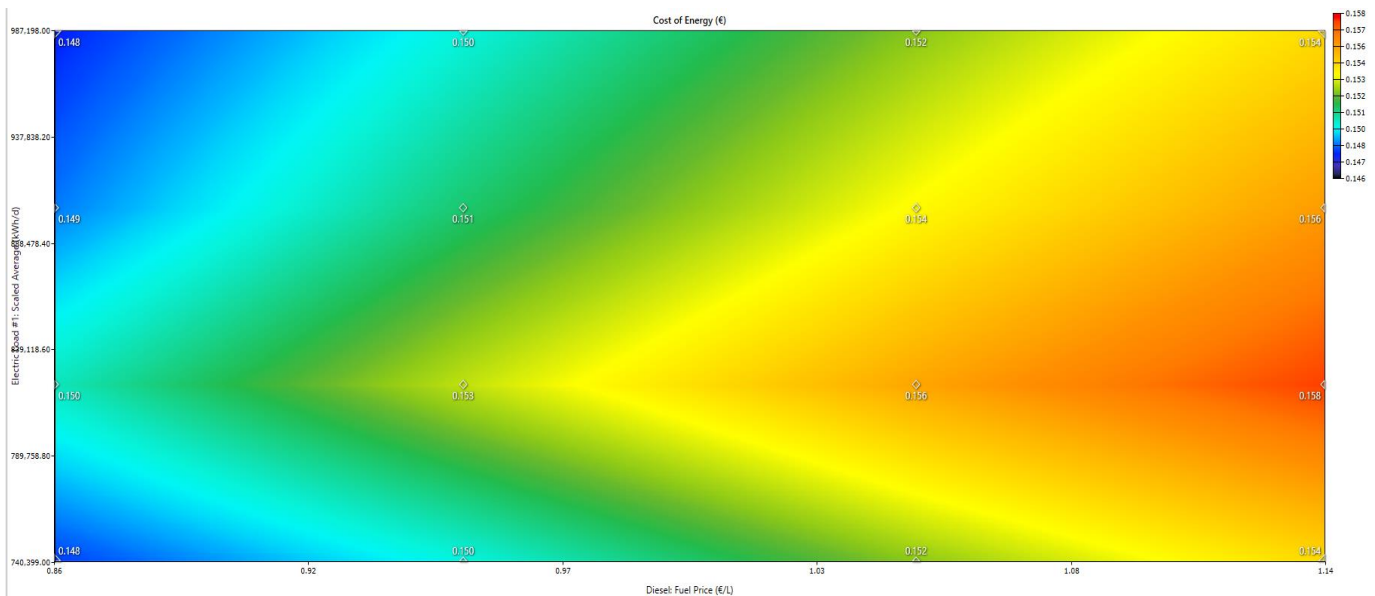
Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (COE) που προκύπτει από την οικονομική ανάλυση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος και ανέρχεται σε 0.153 €/kWh είναι 12.4 % χαμηλότερο σε σύγκριση με τη μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας της Λέσβου η οποία σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ ανέρχεται σε 0.174 €/kWh, γεγονός που καθιστά το εν λόγω σύστημα οικονομικά βιώσιμο.

3.3.6 Ανάλυση Ευαισθησίας

Έχοντας συλλέξει τα τεchnοοικονομικά αποτελέσματα της προσομοίωσης του συστήματος προχωράμε στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας. Οι παράμετροι που εξετάζονται για το προτεινόμενο σύστημα παρατίθενται αναλυτικά στον Πίνακα 5 και περιλαμβάνουν την ηλιακή ακτινοβολία (3.696, 4.158, **4.62**, 5.082 kWh/m²/ημέρα), την μέση ταχύτητα ανέμου (5.352, 6.021, **6.69**, 7.359 m/s), την τιμή καυσίμου Diesel (0.855, **0.95**, 1.045, 1.14 €/L) και την ενεργειακή ζήτηση (740398.5, **822665**, 904931.5, 987198 kWh/ημέρα). Οι τιμές που εμφανίζονται έντονα αποτελούν τις ονομαστικές τιμές του συστήματος.

Πίνακας 5 Σύνοψη παραμέτρων ανάλυσης ευαισθησίας

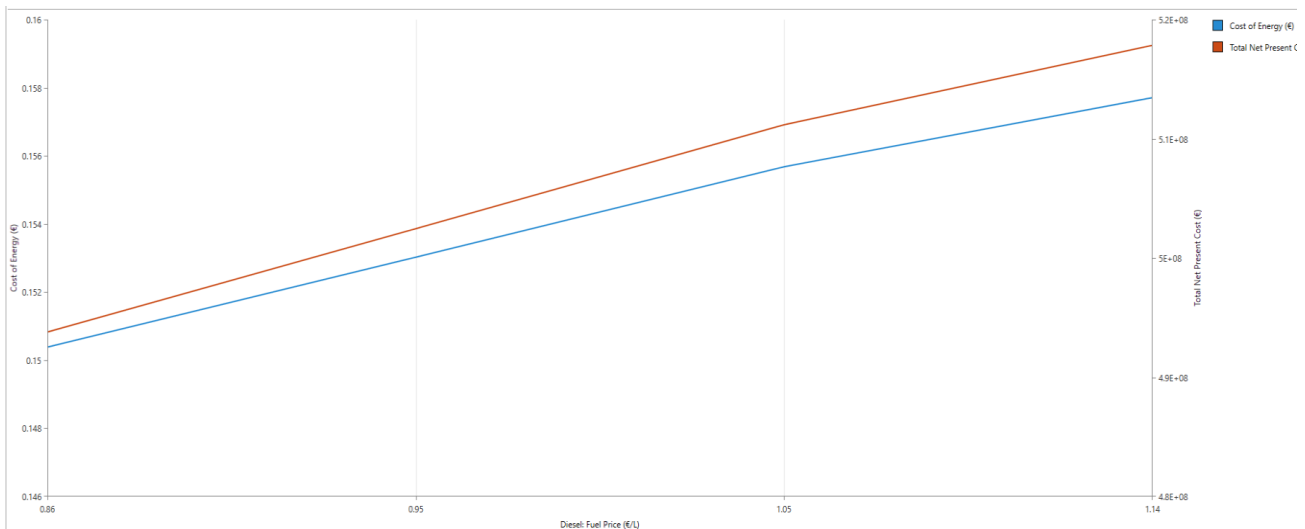
Ηλιακή Ακτινοβολία (kWh/m ² /ημέρα)			Μέση Ταχύτητα Ανέμου (m/s)			Τιμή Καυσίμου Diesel (€/L)			Ενεργειακή Ζήτηση (kWh/ημέρα)		
-20%	-10%	+10%	-20%	-10%	+10%	-10%	+10%	+20%	-10%	+10%	+20%
3.696	4.158	5.082	5.352	6.021	7.359	0.855	1.045	1.14	740398.5	904931.5	987198



Εικόνα 41 Επίδραση μεταβολών τιμής καυσίμου και ενεργειακής ζήτησης στο COE

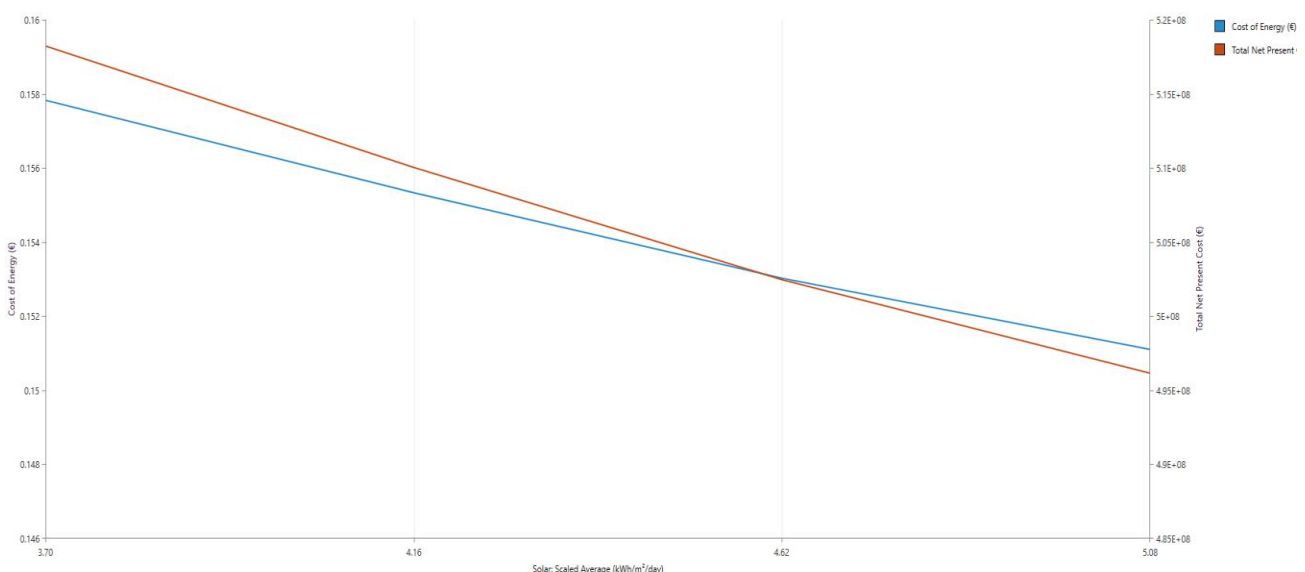
Η επίδραση της μεταβολής της ενεργειακής ζήτησης και της τιμής καυσίμου Diesel στο κόστος ενέργειας του συστήματος παρουσιάζεται στην Εικόνα 41 ενώ η επίδραση της τιμής καυσίμου στο NPC και στο COE, διατηρώντας την ηλιακή ακτινοβολία και το αιολικό δυναμικό στις ονομαστικές τους τιμές, στις απεικονίζεται στο διάγραμμα της Εικόνα 42.

Όπως αναμενόταν, παρατηρείται πως τόσο η τιμή παραγόμενης ενέργειας όσο και το καθαρό παρόν κόστος αυξάνονται όσο αυξάνεται η τιμή καυσίμου.

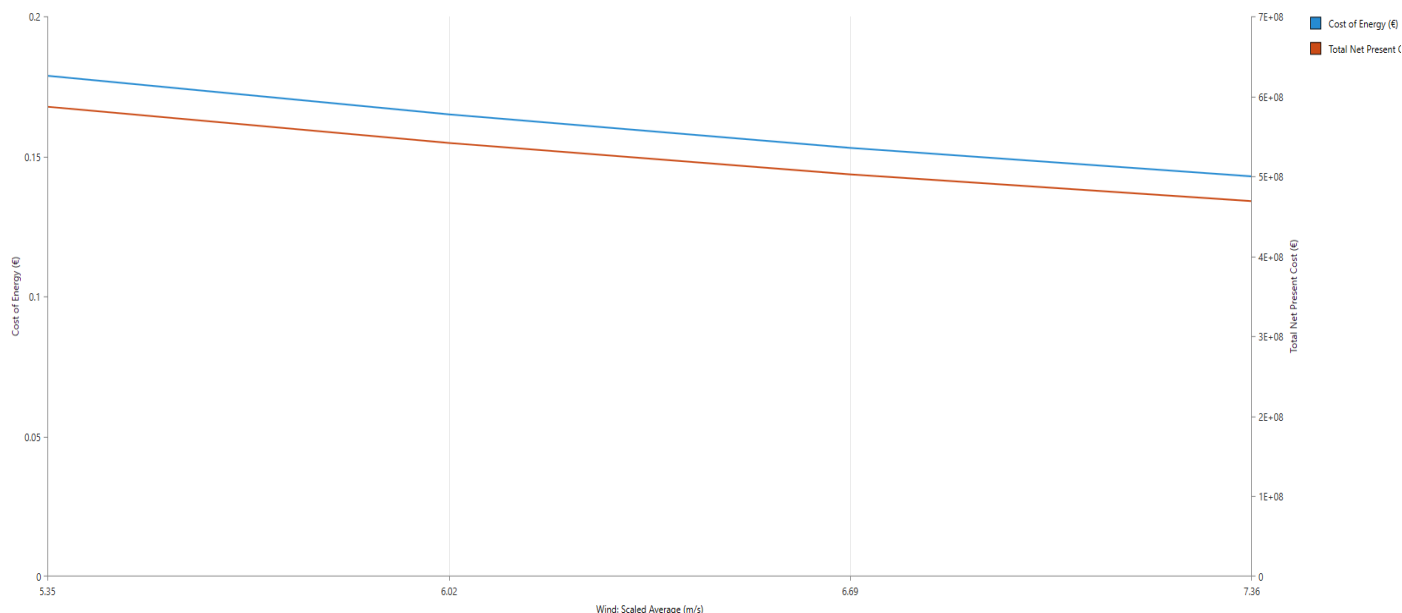


Εικόνα 42 Επίδραση τιμής καυσίμου στο COE (μπλε) και το NPC (κόκκινο) του συστήματος

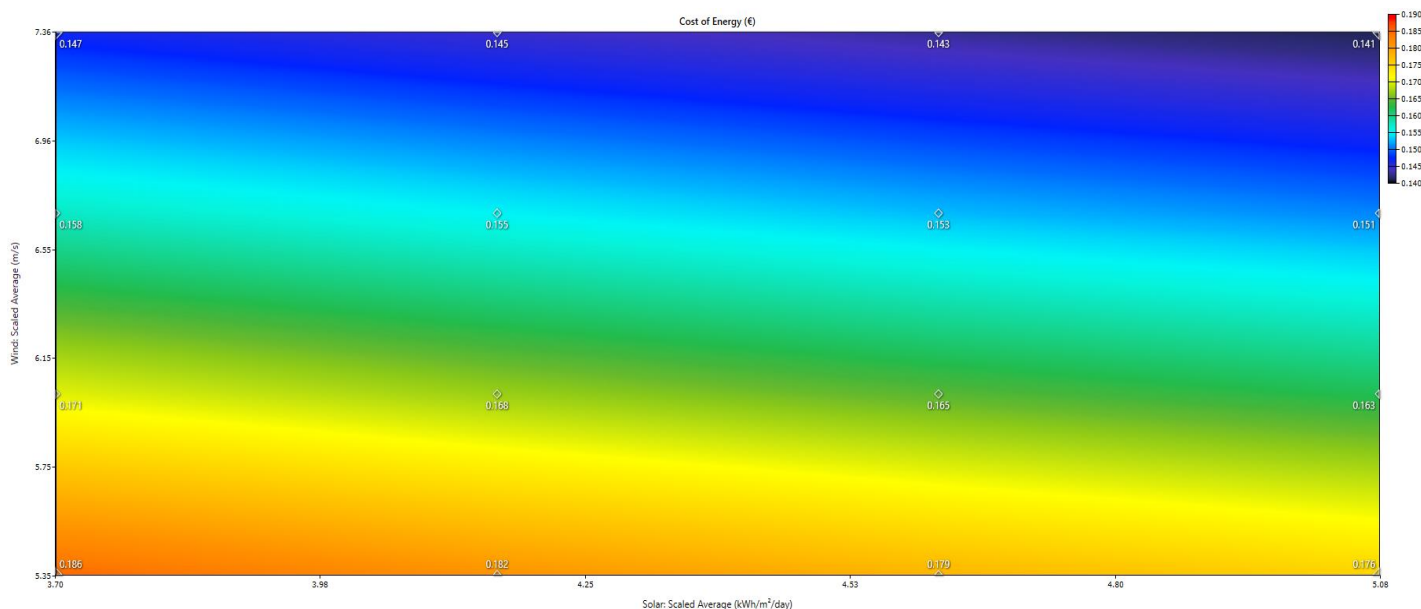
Η επίδραση της μεταβολής του αιολικού δυναμικού και της ηλιακής ακτινοβολίας στο κόστος ενέργειας και στο συνολικό παρόν κόστος παρουσιάζεται στις Εικόνα 43 και Εικόνα 45 όπου παρατηρείται αντιστρόφως ανάλογη σχέση μεταξύ του δυναμικού ανανεώσιμης ενέργειας και του κόστους λόγω της αυξημένης ενεργειακής παραγωγής που αυτό συνεπάγεται.



Εικόνα 43 Επίδραση της ηλιακής ακτινοβολίας στο COE (μπλε) και το NPC (κόκκινο) του συστήματος



Εικόνα 45 Επίδραση του αιολικού δυναμικού στο COE (μπλε) και το NPC (κόκκινο) του συστήματος



Εικόνα 44 Επίδραση αιολικού και ηλιακού δυναμικού στο COE

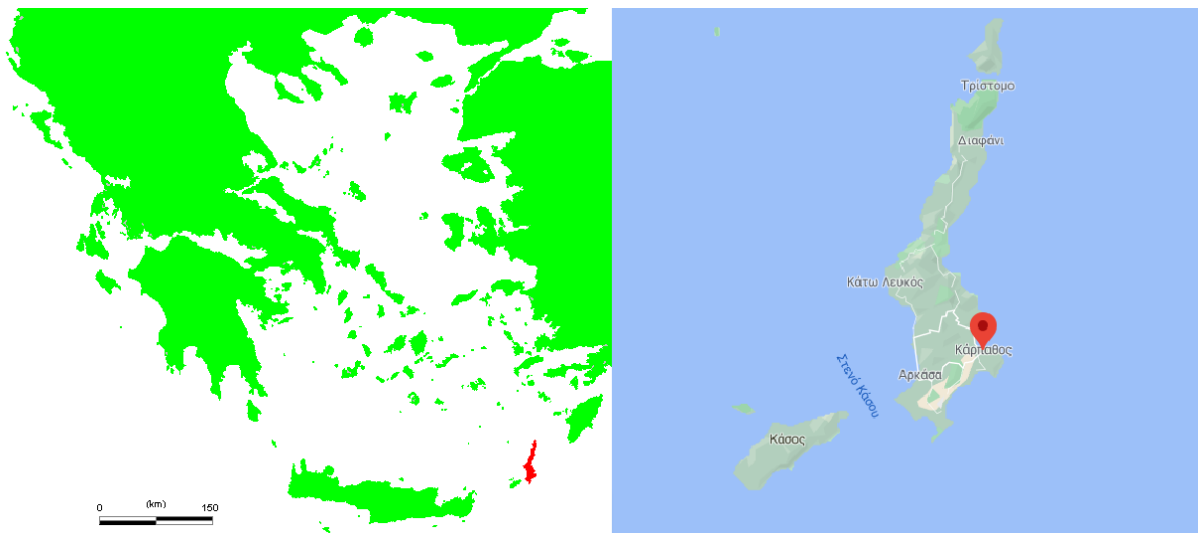
Συγκεκριμένα, το κόστος παραγόμενης ενέργειας του συστήματος υπολογίζεται στα 0.186 €/kWh για τιμές ηλιακής ακτινοβολίας και ταχύτητας ανέμου 3.7 kWh/m²/ημέρα και 5.35 m/s αντίστοιχα ενώ μειώνεται στα 0.141 €/kWh όταν οι τιμές ηλιακής ακτινοβολίας και ταχύτητας ανέμου αυξάνονται στα 5.08 kWh/m²/ημέρα και 7.36 m/s αντίστοιχα. Στην περίπτωση του δυσμενούς σεναρίου όπου η τιμή καυσίμου Diesel και η ενεργειακή ζήτηση αυξάνονται κατά 20%, ενώ η ηλιακή ακτινοβολία και η μέση ταχύτητα ανέμου μειώνονται κατά 20% παρατηρείται αύξηση του COE και του NPC στα 0.1899 €/kWh και 747,986,900 € αντίστοιχα ενώ το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνεται στο 92.8% και η περίσσεια ενέργειας στο 32.7% ενώ ο IRR μειώνεται στο 35%. Στην αντίθετη περίπτωση, δηλαδή στο σενάριο όπου η τιμή καυσίμου Diesel και η ενεργειακή ζήτηση μειώνονται κατά 20%, ενώ η ηλιακή ακτινοβολία και η μέση ταχύτητα ανέμου αυξάνονται κατά 20% παρατηρείται μείωση του COE και του NPC στα 0.136 €/kWh και 401,882,800 € αντίστοιχα ενώ το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνεται στο 91.3%

και η περίσσεια ενέργειας στο 34.9% ενώ ο IRR αυξάνεται στο 46%. Ο συντελεστής εκμετάλλευσης (Capacity Factor) του φωτοβολταϊκού και του αιολικού συστήματος αυξάνεται στο 21.4% και 55.3% αντίστοιχα.

3.4 Κάρπαθος

3.4.1 Περιγραφή Τοποθεσίας και Δεδομένα Ηλεκτρικού Φορτίου

Η Κάρπαθος είναι το δεύτερο μεγαλύτερο νησί των Δωδεκανήσων μετά τη Ρόδο και έχει έκταση 302152 km² και μήκος ακτογραμμής 160 km. Ο συνολικό πληθυσμό του νησιού σύμφωνα με την απογραφή του 2011 ανέρχεται σε 6226 κατοίκους (ΕΛΣΤΑΤ, 2012). Το σχήμα του νησιού είναι επίμηκες, με μήκος 48 km και πλάτος που κυμαίνεται μεταξύ 12 km και μόλις 1 km στο πιο στενό του σημείο. Τα βουνά που βρίσκονται σε ολόκληρο το μήκος του νησιού παρέχουν πολλές ιδανικές τοποθεσίες για εγκατάσταση αιολικών πάρκων. Το νησί διαθέτει λίγες επίπεδες εκτάσεις οι οποίες βρίσκονται στη νότια και νοτιοανατολική ακτή και αποτελούν ιδανικές τοποθεσίες για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις. Υπολογίζεται ότι κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών και την έλευση των τουριστών, το νησί ξεπερνά τους 20000 κατοίκους. Η αύξηση του πληθυσμού στο νησί οδήγησε σε συνεχή αύξηση της ενεργειακής ζήτησης κατά τα τελευταία χρόνια (Giatrakos, et al., 2009). Το παρόν σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού αποτελείται από 19 MW θερμικών μονάδων, 1.4 MW ανεμογεννητριών και 1.16 MW φωτοβολταϊκών. Το μέσο ποσοστό συμμετοχής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή ανήλθε σε 11.73% για το έτος 2019 και το μέσο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 0.230 €/kWh (ΔΕΔΔΗΕ, 2020).

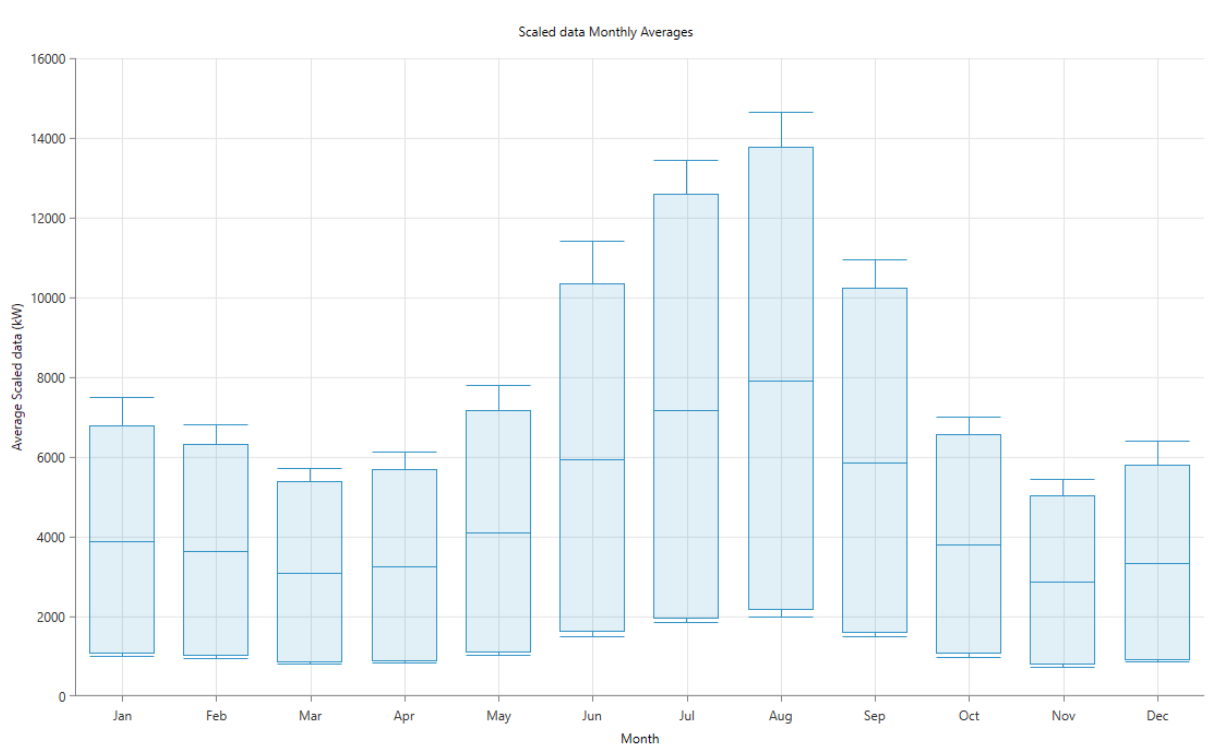


Εικόνα 46 Η θέση της Καρπάθου στον χάρτη

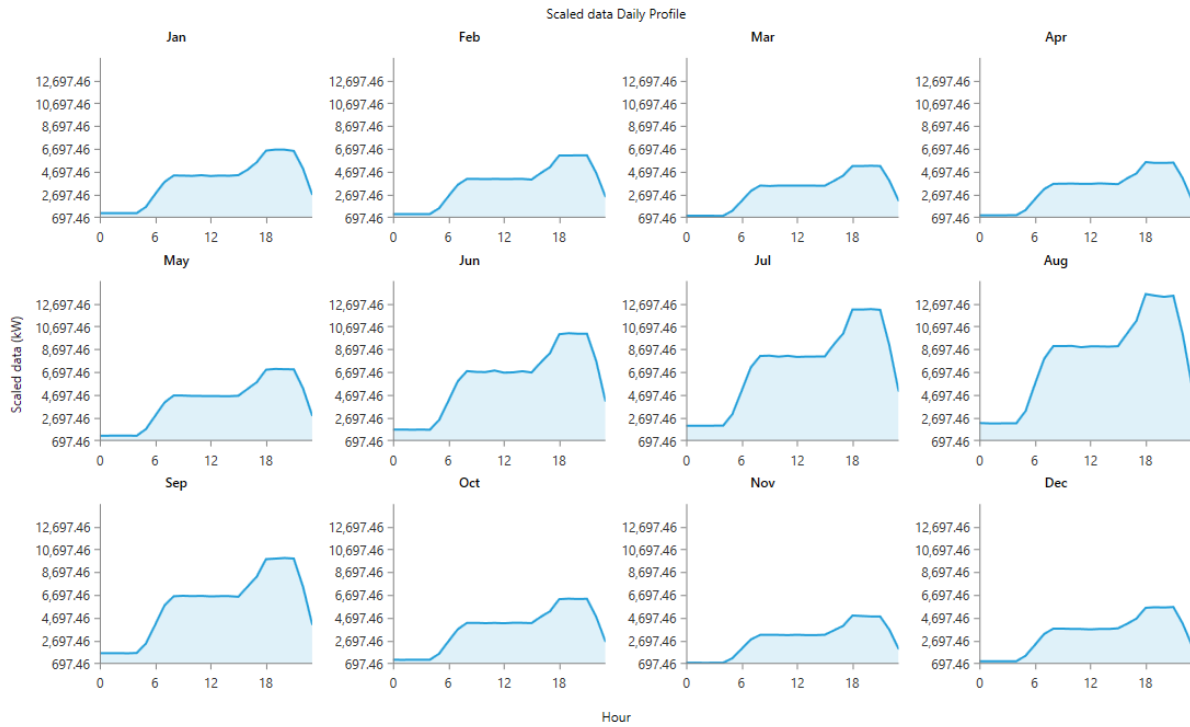
Πίνακας 6 Συγκεντρωτικά δεδομένα ηλεκτροπαραγωγής Καρπάθου για το έτος 2019

Μήνες	Ενέργεια Μονάδων ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια Θερμικών Μονάδων (MWh)	Σύνολο Ηλεκτροπαραγωγής (MWh)	Ποσοστό ΑΠΕ στην Ηλεκτροπαραγωγή	Κόστος Ενέργειας (€/MWh)
Ιανουάριος	255.06	2,630.61	2,885.67	8.84%	242.11
Φεβρουάριος	193.77	2,243.01	2,436.78	7.95%	200.79
Μάρτιος	286.85	1,986.62	2,273.47	12.62%	193.98
Απρίλιος	371.61	1,952.71	2,324.32	15.99%	321.23
Μάιος	404.23	2,649.84	3,054.07	13.24%	327.30
Ιούνιος	502.17	3,748.18	4,250.35	11.81%	204.10
Ιούλιος	584.26	4,723.93	5,308.19	11.01%	171.14
Αύγουστος	524.03	5,272.96	5,796.99	9.04%	175.82
Σεπτέμβριος	537.18	3,647.62	4,184.80	12.84%	190.44
Οκτώβριος	384.17	2,418.22	2,802.39	13.71%	249.98
Νοέμβριος	249.28	1,816.85	2,066.13	12.07%	251.68
Δεκέμβριος	287.29	2,181.87	2,469.16	11.64%	229.13
	4,579.90	35,272.42	39,852.32	11.73%	229.81

Από τα επίσημα δεδομένα του ΔΕΔΔΗΕ (Πίνακας 6) προκύπτει πως η συνολική ετήσια κατανάλωση ανέρχεται σε 39.85 GWh/έτος ενώ η μέση ημερήσια κατανάλωση ανέρχεται σε 110 MWh/ημέρα. Στο πλαίσιο της μοντελοποίησης του ενεργειακού συστήματος του νησιού ορίστηκε η τιμή 4% για τις παραμέτρους τυχαιότητας (random variability factor). Τα παρακάτω διαγράμματα (Εικόνα 47 και Εικόνα 48) απεικονίζουν την καμπύλη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.



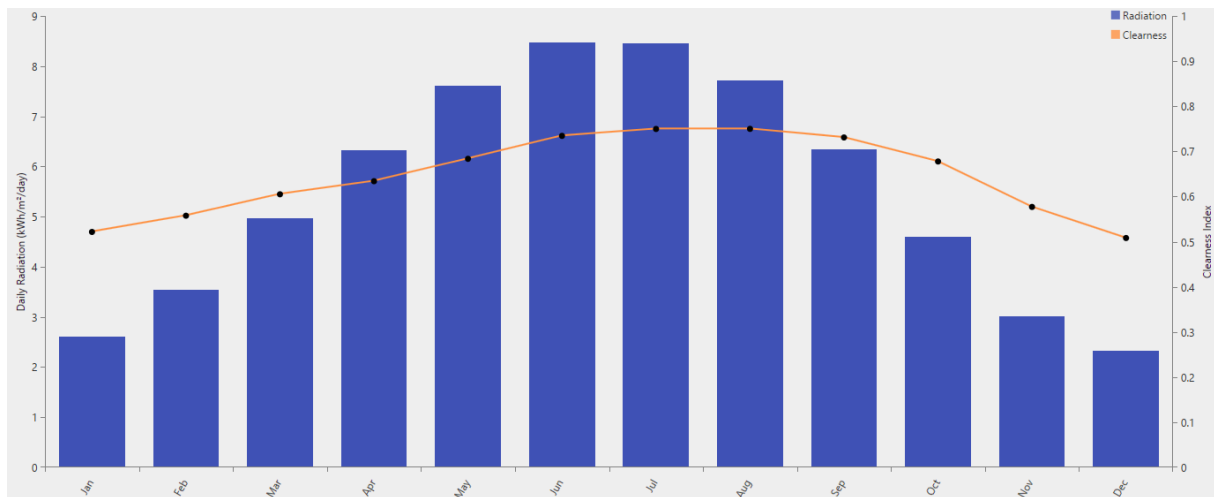
Εικόνα 47 Διακύμανση μηνιαίας κατανάλωσης



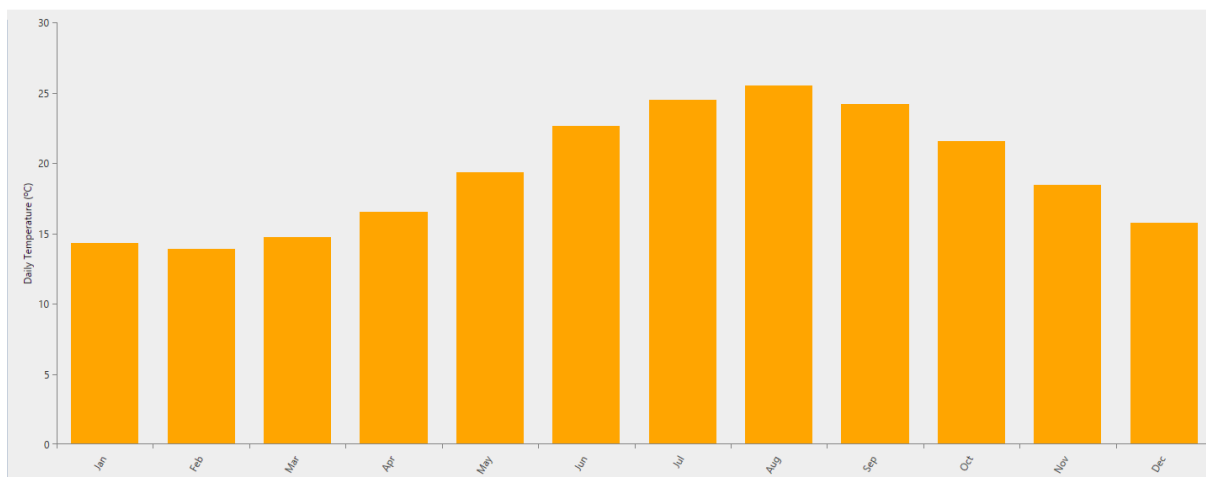
Εικόνα 48 Ημερήσια καμπύλη φορτίου κατά τη διάρκεια του έτους

3.4.2 Μετεωρολογικά Δεδομένα

Από τα δεδομένα της βιβλιοθήκης άντλησης μετεωρολογικών δεδομένων του λογισμικού HOMER προκύπτει πως η Κάρπαθος διαθέτει μέση τιμή ηλιακής ακτινοβολίας (Global Horizontal Irradiance - GHI) ίση με 5.50 kWh/m²/ημέρα με τις χαμηλότερες τιμές να σημειώνονται το Δεκέμβριο (2.32 kWh/m²/ημέρα) και τις υψηλότερες τον Ιούνιο (8.48 kWh/m²/ημέρα). Η μέση ετήσια θερμοκρασία του νησιού είναι 19.28 °C. Τα δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας παρατίθενται αναλυτικά στις Εικόνα 49 και Εικόνα 50.



Εικόνα 49 Μηνιαία διακύμανση ηλιακής ακτινοβολίας



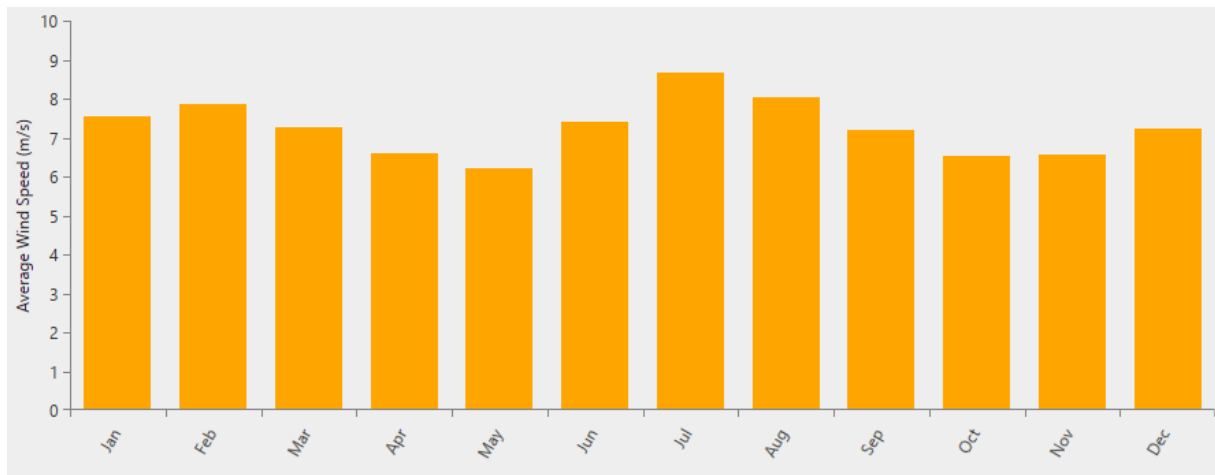
Εικόνα 50 Μηνιαία διακύμανση θερμοκρασίας

Τα συγκεντρωτικά δεδομένα των παραπάνω εικόνων παρατίθενται αναλυτικά στον Πίνακα 7.

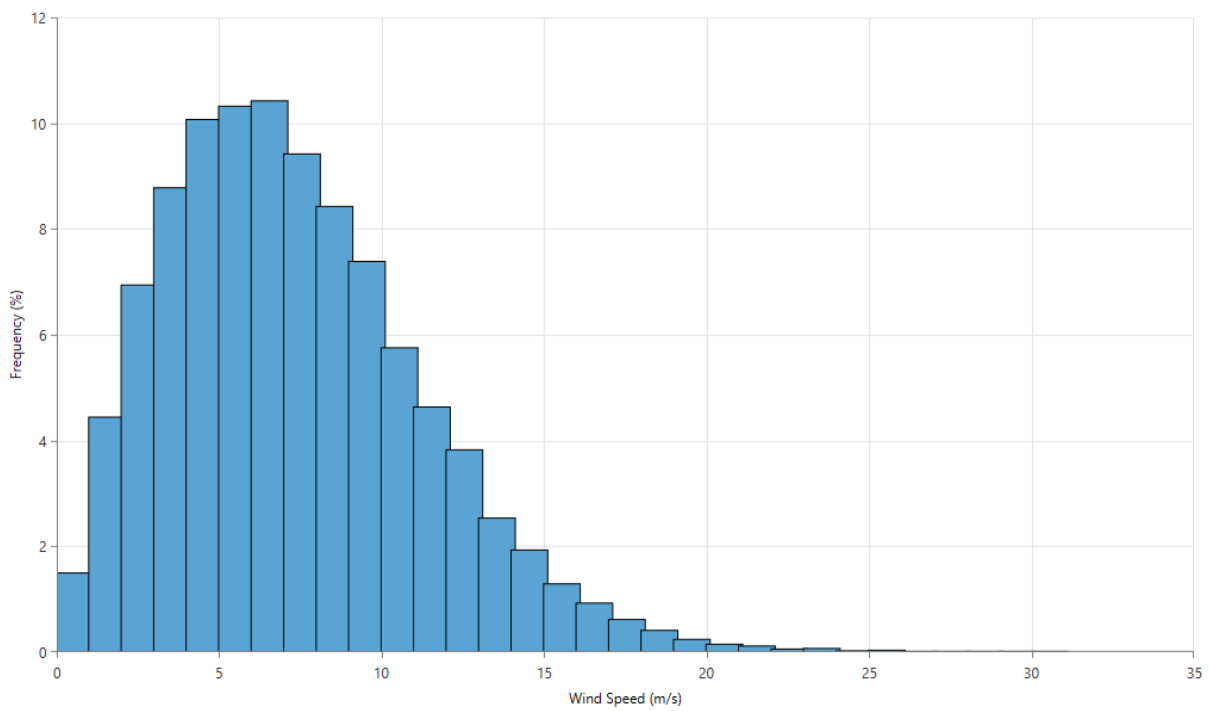
Πίνακας 7 Συγκεντρωτικά δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας

Μήνας	Clearness Index	Ηλιακή Ακτινοβολία (kWh/m ² /ημέρα)	Ημερήσια Θερμοκρασία (°C)
Ιανουάριος	0.521	2.600	14.300
Φεβρουάριος	0.557	3.540	13.890
Μάρτιος	0.605	4.970	14.720
Απρίλιος	0.634	6.320	16.510
Μάιος	0.683	7.600	19.330
Ιούνιος	0.734	8.480	22.650
Ιούλιος	0.750	8.450	24.490
Αύγουστος	0.750	7.710	25.480
Σεπτέμβριος	0.731	6.340	24.170
Οκτώβριος	0.678	4.600	21.560
Νοέμβριος	0.577	3.020	18.470
Δεκέμβριος	0.508	2.320	15.730

Τα μετεωρολογικά δεδομένα του νησιού, όπως φαίνεται αναλυτικά στην Εικόνα 52, δείχνουν ότι επικρατούν ισχυροί άνεμοι καθ' όλη τη διάρκεια του έτους με τη μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου να ανέρχεται σε 7.26 m/s και τις υψηλότερες τιμές να εμφανίζονται στους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο (8.65 και 8.04 m/s αντίστοιχα).



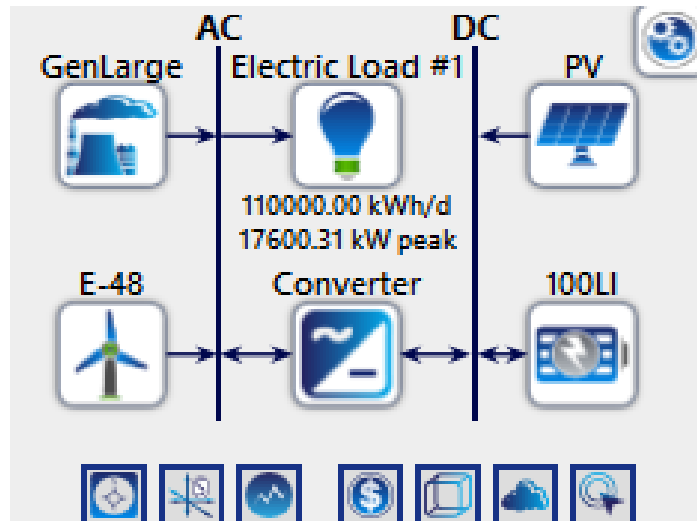
Εικόνα 52 Μηνιαία διακύμανση μέσης ταχύτητας ανέμου



Εικόνα 51 Κατανομή αιολικού δυναμικού

3.4.3 Σχεδιασμός Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος

Παρακάτω παρατίθενται τα αναλυτικά χαρακτηριστικά των επιλεγμένων εξαρτημάτων του υπό μελέτη αυτόνομου υβριδικού συστήματος.



Εικόνα 53 Διαμόρφωση υβριδικού συστήματος PV/WT/Diesel/Battery όπως εμφανίζεται στο λογισμικό HOMER

Κατά το σχεδιασμό της γεννήτριας Diesel μελετήθηκαν διάφορα μεγέθη εγκατεστημένης ισχύος τα οποία κυμαίνονται από 10 έως 17 MW.

GENERATOR Name: Generic Large Genset (size) Abbreviation: GenLar

Properties

Name: **Generic Large Genset (size-your-own)**
Abbreviation: **GenLarge**
Manufacturer: **Generic**
www.homerenergy.com
Notes:

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/op. hr)	
1	€504.00	€504.00	€0.025	X

Click here to add new item

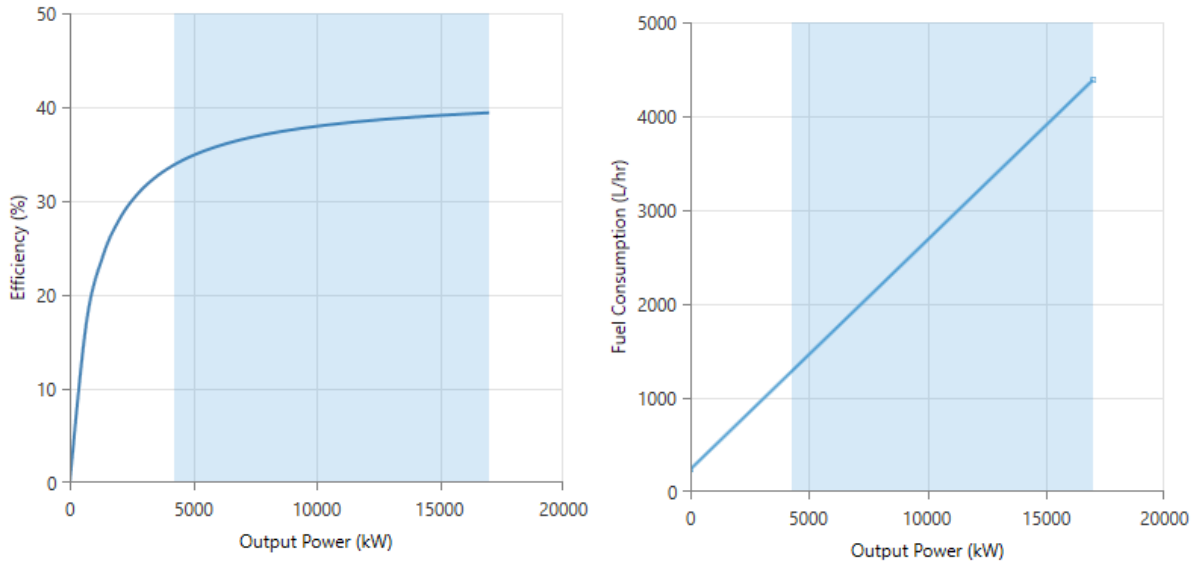
Multiplier:

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): CHP Heat Recovery Ratio (%): Lifetime (Hours): Minimum Runtime (Minutes):


Diesel Fuel Price (€/L): Initial Hours:

Εικόνα 54 Χαρακτηριστικά γεννήτριας Diesel



Εικόνα 55 Καμπύλες παραγωγής γεννήτριας Diesel

Στις παρακάτω εικόνες παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά της επιλεγμένης ανεμογεννήτριας.

WIND TURBINE  Name: Enercon E-48 [800kW] Abbreviation: E-48 Remove Copy To Library

Properties

Name: **Enercon E-48 [800kW]**
 Abbreviation: **E-48**
 Rated Capacity (kW): **800.00**
 Manufacturer: **Enercon**
[Product Brochure](#)

Notes:
 Gearless, variable speed, and single blade adjustment.
 Rotor Diameter: 48m
 Hub Height options: 50m, 60m, 65m, 76m
 Upwind rotor with active pitch control.

Costs

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	€995,352.06	€800,000.00	€30,407.90

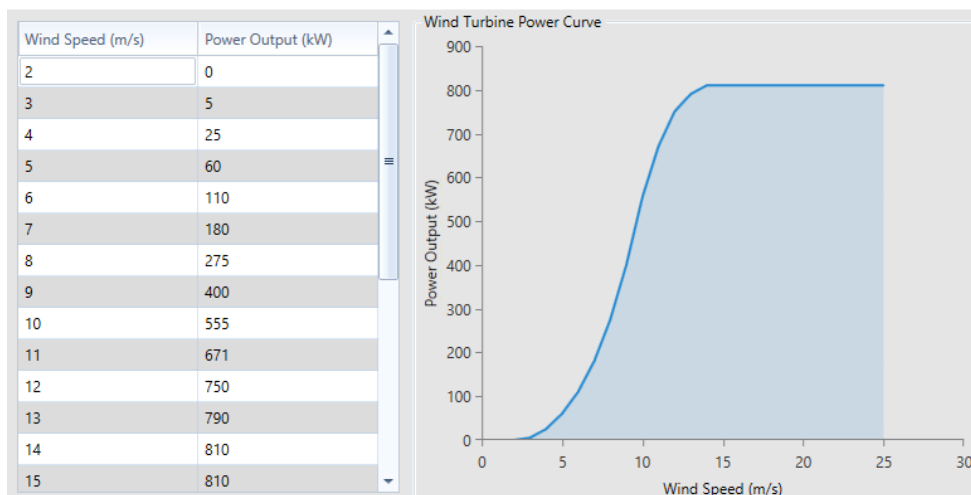
Click here to add new item

Multiplier:

Site Specific Input


Lifetime (years): Hub Height (m): Consider ambient temperature effects?

Εικόνα 57 Χαρακτηριστικά επιλεγμένης ανεμογεννήτριας



Εικόνα 56 Καμπύλη ισχύος επιλεγμένης ανεμογεννήτριας

Κατά το σχεδιασμό του αυτόνομου υβριδικού συστήματος επιλέχθηκε επίσης ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας και ένα σύστημα μετατροπεία τάσης τα οποία παρουσιάζονται παρακάτω.



STORAGE  Name: Generic 100kWh Li-Ion Abbreviation: 100LI



Properties
Idealized Battery Model
 Nominal Voltage (V): 600
 Nominal Capacity (kWh): 100
 Nominal Capacity (Ah): 167
 Roundtrip efficiency (%): 90
 Maximum Charge Current (A): 167
 Maximum Discharge Current (A): 500

Cost

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	26,000.00	26,000.00	850.00

Lifetime



time (years): 15.00  



throughput (kWh): 300,000.00  

More...


Site Specific Input

String Size: 1 Voltage: 600.00 V

Initial State of Charge (%): 100.00  

Minimum State of Charge (%): 20.00  

Εικόνα 58 Χαρακτηριστικά επιλεγμένου συσσωρευτή




CONVERTER  Complete Catalog Abbreviation: Convert

Properties
 Name: System Converter
 Abbreviation: Converter
www.homerenergy.com
 Notes:
 This is a generic system converter.


Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	€300.00	€300.00	€0.0



Click here to add new item



Multiplier:   

Generic
homerenergy.com





Inverter Input



Lifetime (years): 15.00  

Efficiency (%): 95.00  


Parallel with AC generator?

Rectifier Input

Relative Capacity (%): 100.00  

Efficiency (%): 95.00  

Εικόνα 59 Χαρακτηριστικά επιλεγμένου μετατροπεία τάσης



PV  Name: Generic flat plate PV Abbreviation: PV

Properties
 Name: Generic flat plate PV
 Abbreviation: PV
 Panel Type: Flat plate
 Rated Capacity (kW): 16000
 Manufacturer: Generic
www.homerenergy.com
 Notes:
 This is a generic PV system.

Cost



Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	840.44	840.44	8.45

Lifetime

time (years): 25.00  

More...

Site Specific Input

Derating Factor (%): 80.00  

Εικόνα 60 Χαρακτηριστικά επιλεγμένου συστήματος φωτοβολταϊκών

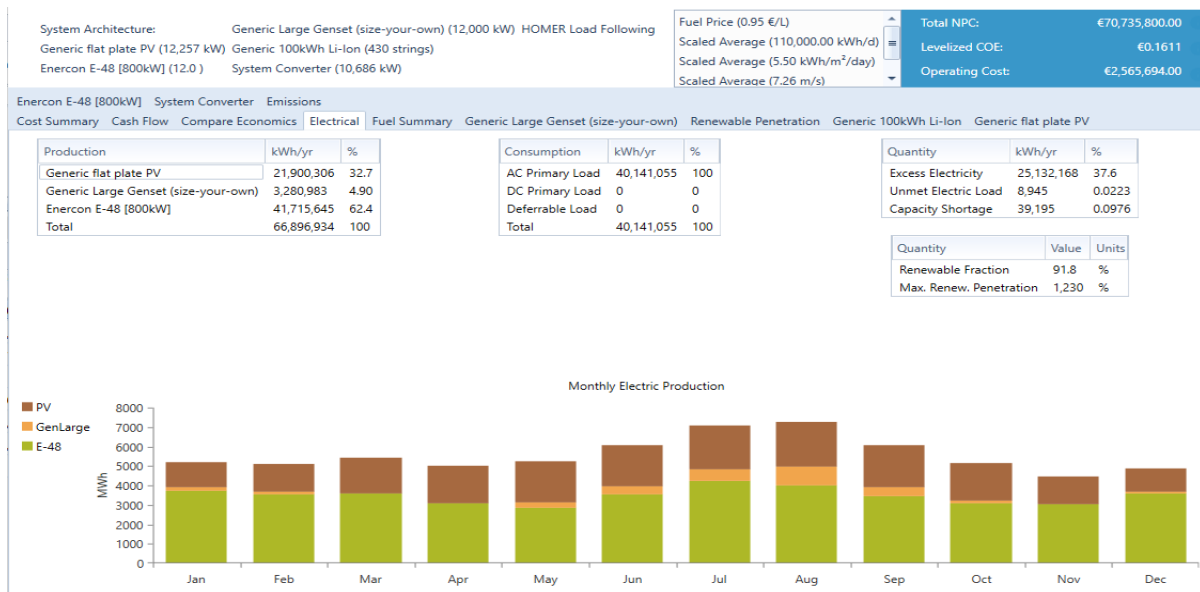
3.4.4 Αποτελέσματα Προσομοίωσης Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος

Στη συνέχεια πραγματοποιήθηκε η προσομοίωση όλων των δυνατών σεναρίων από το HOMER. Συγκεκριμένα το πρόγραμμα προσομοίωσε 3,570,651 συστήματα εκ των οποίων τα 2,870,431 κρίθηκαν εφικτά. Το βασικό σενάριο για την περίπτωση της Καρπάθου αφορά στις τιμές που ανταποκρίνονται περισσότερο στην πραγματικότητα και οι οποίες αναφέρονται αναλυτικά στις προηγούμενες ενότητες (Τιμή καυσίμου Diesel: 0.95 €/l, Ηλεκτρικό φορτίο: 110 MWh/ημέρα, Ηλιακή ακτινοβολία: 5.5 kWh/m²/ημέρα, Μέση ταχύτητα ανέμου: 7.26 m/s). Τα βέλτιστο σενάριο που προτείνεται από το πρόγραμμα παρουσιάζεται στην πρώτη θέση του πίνακα στην Εικόνα 61.

Architecture								Cost				System	
	PV (kW)	E-48	GenLarge (kW)	100LI	Converter (kW)	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)		
	12,257	12	12,000	430	10,686	€70.7M	€0.161	€2.57M	€42.7M	91.8	948,064		
		18	14,000	353	9,167	€78.3M	€0.178	€3.79M	€36.9M	84.5	1,786,291		
	30,677		10,000	1,005	11,709	€96.0M	€0.219	€3.25M	€60.5M	91.7	972,226		
		36	14,000			€134M	€0.306	€8.37M	€42.9M	62.0	4,451,193		
	18.1	35	14,000		162	€135M	€0.306	€8.47M	€42.0M	61.3	4,529,628		
			15,000	58	3,940	€202M	€0.460	€17.5M	€10.2M	0	11,513,089		
	5,775		15,000		3,850	€221M	€0.504	€19.0M	€13.6M	0	12,062,573		
			15,000			€226M	€0.514	€19.9M	€7.56M	0	13,119,279		

Εικόνα 61 Σύγκριση μεταξύ των αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης

Συγκεκριμένα, το προτεινόμενο βέλτιστο σύστημα αποτελείται από 12.26 MW φωτοβολταϊκών πλαισίων, 12 ανεμογεννήτριες συνολικής ονομαστικής ισχύος 9.6 MW, 12 MW γεννητριών Diesel, σύστημα αποθήκευσης συσσωρευτών ιόντων λιθίου (Li-ion) χωρητικότητας 43 MWh και μετατροπείς (inverter) ισχύος 10.68 MW. Το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας ανέρχεται σε 91.8% και η περίσσεια ενέργειας σε 37.6%. Αναλυτικότερα, η συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας υπολογίζεται στις 66,896,934 kWh εκ των οποίων οι 63,615,951 kWh παράγονται από τα συστήματα ανανεώσιμης ενέργειας και οι 3,280,983 kWh από τις θερμικές μονάδες.

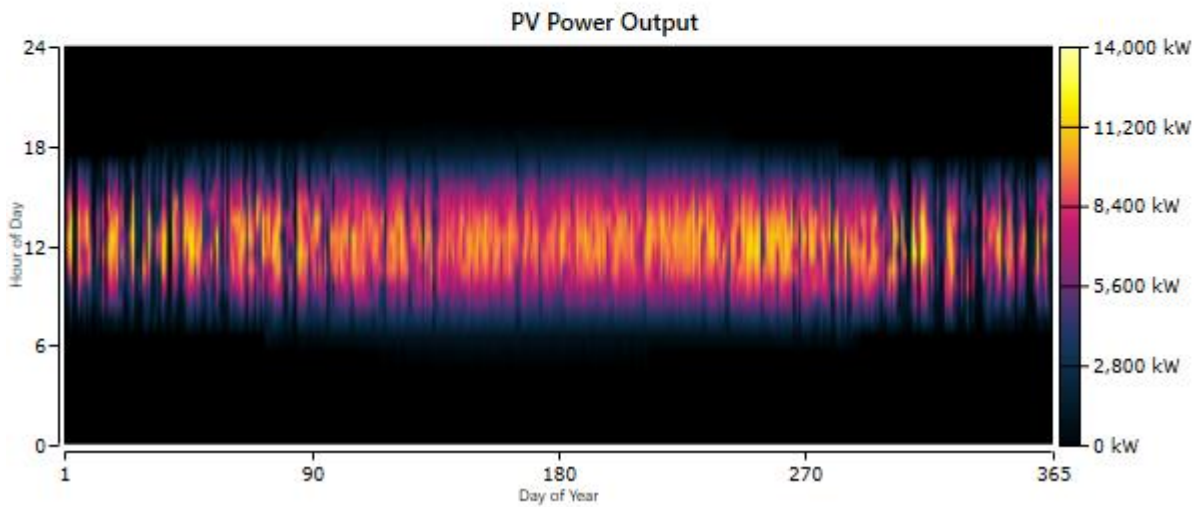


Εικόνα 62 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Ο συντελεστής εκμετάλλευσης (Capacity Factor) του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι 20.4% και οι εκτιμώμενες ώρες λειτουργίας του 4383 ώρες/έτος. Στην Εικόνα 63 παρατηρείται η αναμενόμενη αύξηση της παραγόμενης ενέργειας του φωτοβολταϊκού κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, αποτέλεσμα του αυξημένης διαθέσιμης ηλιακής ακτινοβολίας.

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	12,257	kW
Mean Output	2,500	kW
Mean Output	60,001	kWh/d
Capacity Factor	20.4	%
Total Production	21,900,306	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	12,589	kW
PV Penetration	54.5	%
Hours of Operation	4,383	hrs/yr
Levelized Cost	0.0477	€/kWh

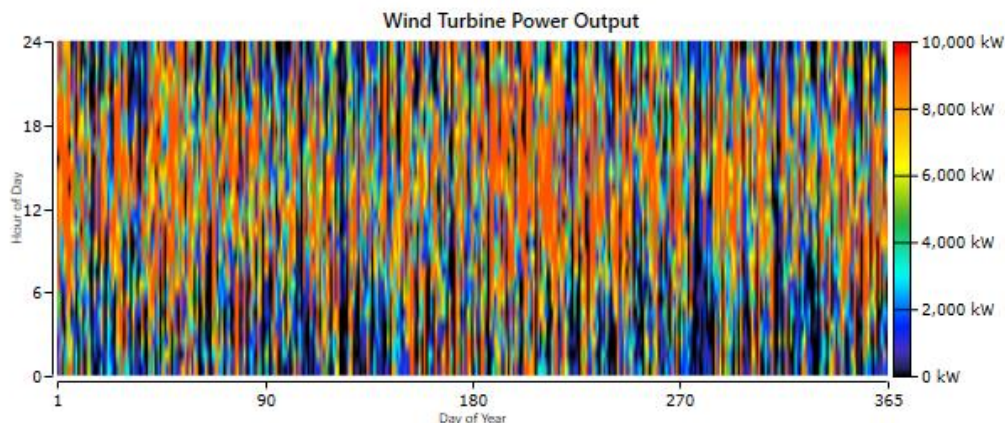


Εικόνα 63 Ετήσια παραγωγή ενέργειας φωτοβολταϊκού συστήματος

Ο συντελεστής εκμετάλλευσης των αιολικών συστημάτων ανέρχεται στο 49.6% και οι εκτιμώμενες ώρες λειτουργίας τους είναι 8399 ώρες/έτος.

Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	9,600	kW
Mean Output	4,762	kW
Capacity Factor	49.6	%
Total Production	41,715,645	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	9,720	kW
Wind Penetration	104	%
Hours of Operation	8,399	hrs/yr
Levelized Cost	0.0372	€/kWh

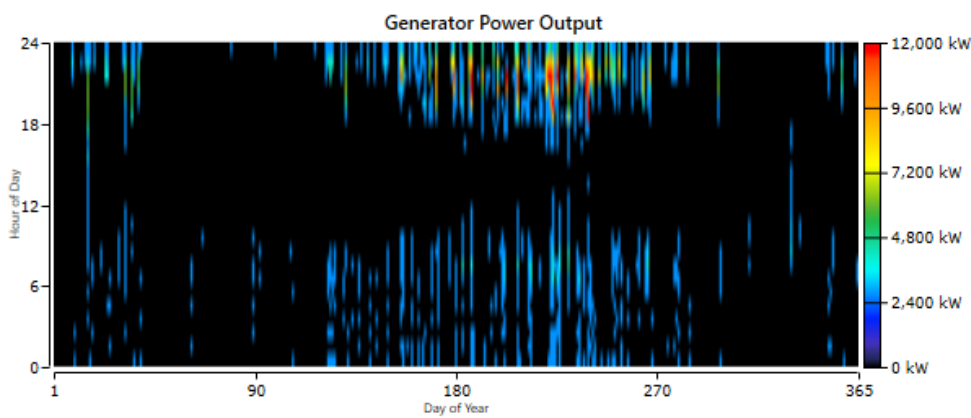


Εικόνα 64 Ετήσια παραγωγή ενέργειας αιολικού συστήματος

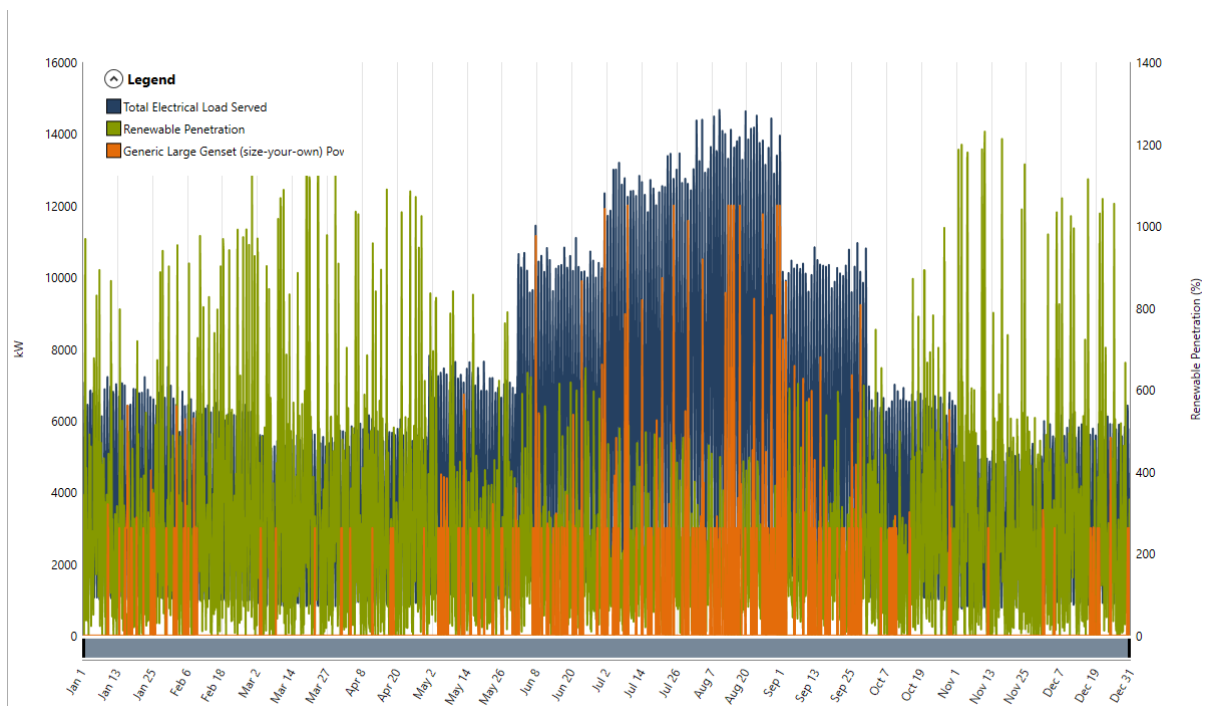
Όσον αφορά τη γεννήτρια Diesel, οι συνολικές ώρες λειτουργίας είναι 878 ώρες/έτος και η κατανάλωση καυσίμου 948,064 λίτρα. Στην Εικόνα 65 παρατηρείται αυξημένη λειτουργία της γεννήτριας κατά τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω της αυξημένης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται, η οποία κορυφώνεται κατά τις νυχτερινές ώρες.

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	878	hrs/yr
Number of Starts	285	starts/yr
Operational Life	17.1	yr
Capacity Factor	3.12	%
Fixed Generation Cost	863	€/hr
Marginal Generation Cost	0.232	€/kWh

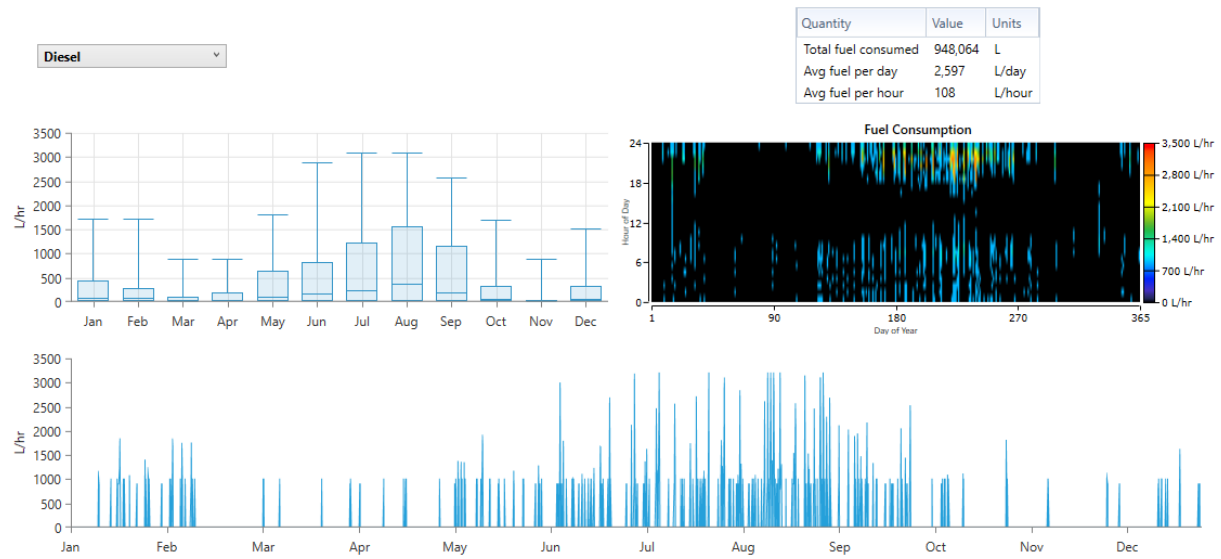
Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	948,064	L
Specific Fuel Consumption	0.289	L/kWh
Fuel Energy Input	9,328,948	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	35.2	%
Electrical Production	3,280,983	kWh/yr
Mean Electrical Output	3,737	kW
Minimum Electrical Output	3,000	kW
Maximum Electrical Output	12,000	kW



Εικόνα 65 Ετήσια παραγωγή γεννήτριας Diesel

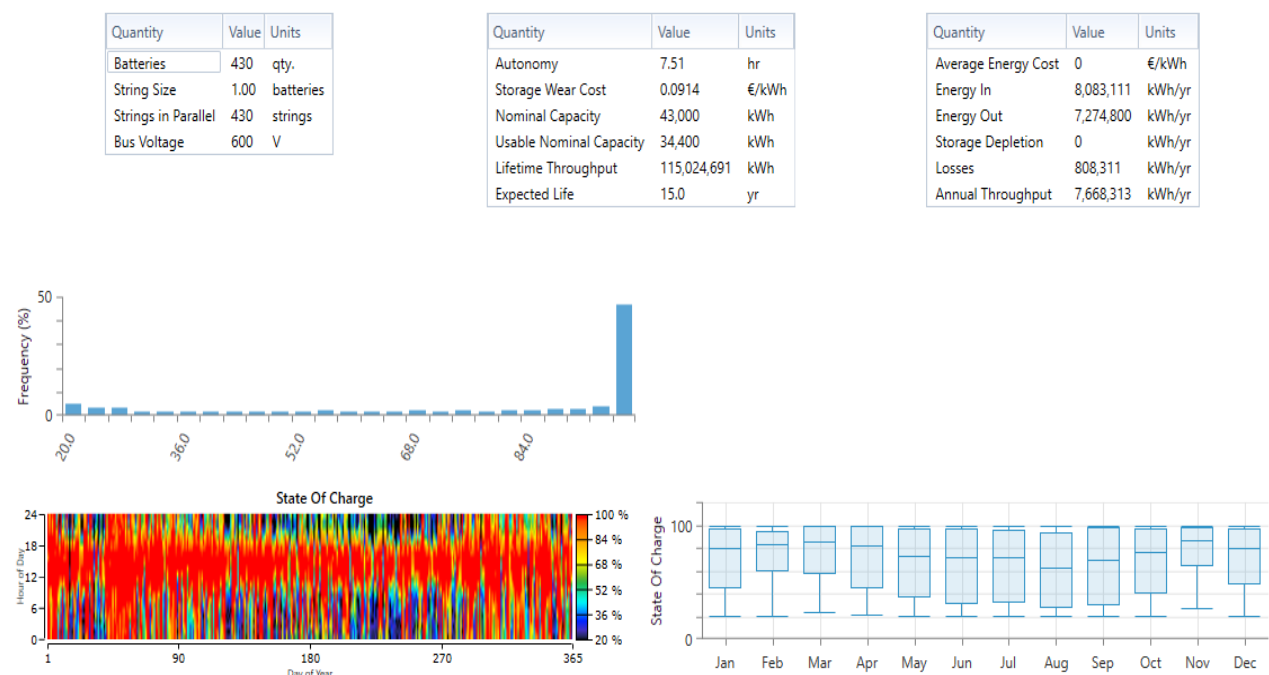


Εικόνα 66 Διάγραμμα κάλυψης φορτίου



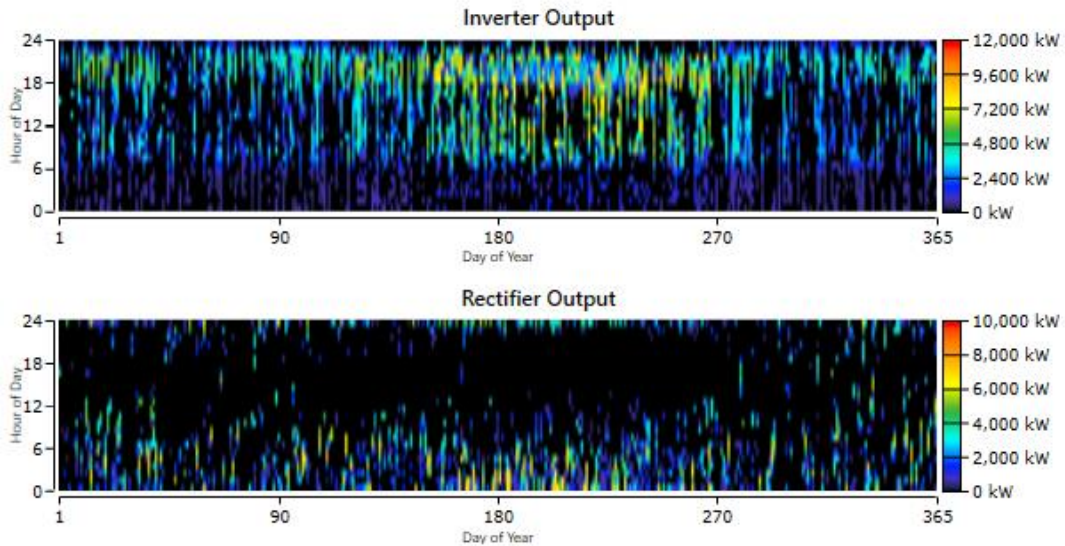
Εικόνα 67 Κατανάλωση καυσίμου Diesel

Στο αυτόνομο υβριδικό σύστημα χρησιμοποιείται επίσης ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας αποτελούμενο από 430 συσσωρευτές ιόντων λιθίου χωρητικότητας 100 kWh οι οποίοι προσφέρουν συνολική αποθήκευση 43 MWh και δύνανται να παρέχουν αυτονομία διάρκειας 7.51 ωρών. Τα χαρακτηριστικά του παραπάνω συστήματος παρουσιάζονται αναλυτικά στην Εικόνα 68. Το σύστημα συμπεριλαμβάνει επίσης inverter ισχύος 10.68 MW απαραίτητους για την μετατροπή της συνεχούς τάσης (DC) των φωτοβολταϊκών πλαισίων και των συσσωρευτών σε εναλλασσόμενη (AC). Τα χαρακτηριστικά του συστήματος μετατροπής παρουσιάζονται αναλυτικά στην Εικόνα 69.



Εικόνα 68 Χαρακτηριστικά συστήματος αποθήκευσης ενέργειας

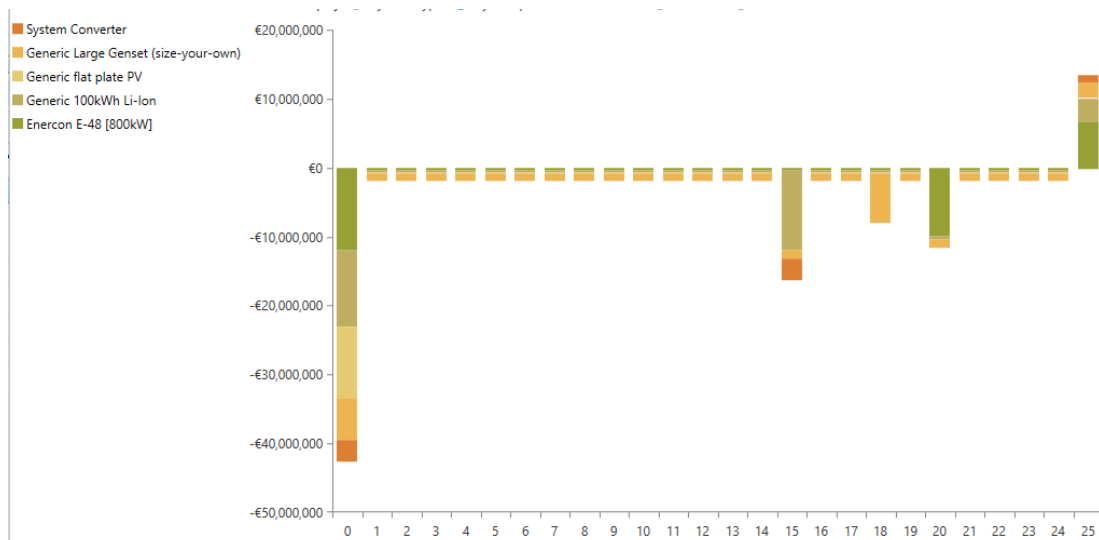
Quantity	Inverter	Rectifier	Units	Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	10,686	10,686	kW	Hours of Operation	4,043	1,728	hrs/yr
Mean Output	1,312	456	kW	Energy Out	11,493,825	3,998,770	kWh/yr
Minimum Output	0	0	kW	Energy In	12,098,763	4,209,231	kWh/yr
Maximum Output	10,686	8,332	kW	Losses	604,938	210,462	kWh/yr
Capacity Factor	12.3	4.27	%				



Εικόνα 69 Χαρακτηριστικά συστήματος μετατροπέα τάσης

3.4.5 Αποτελέσματα Οικονομικής Ανάλυσης

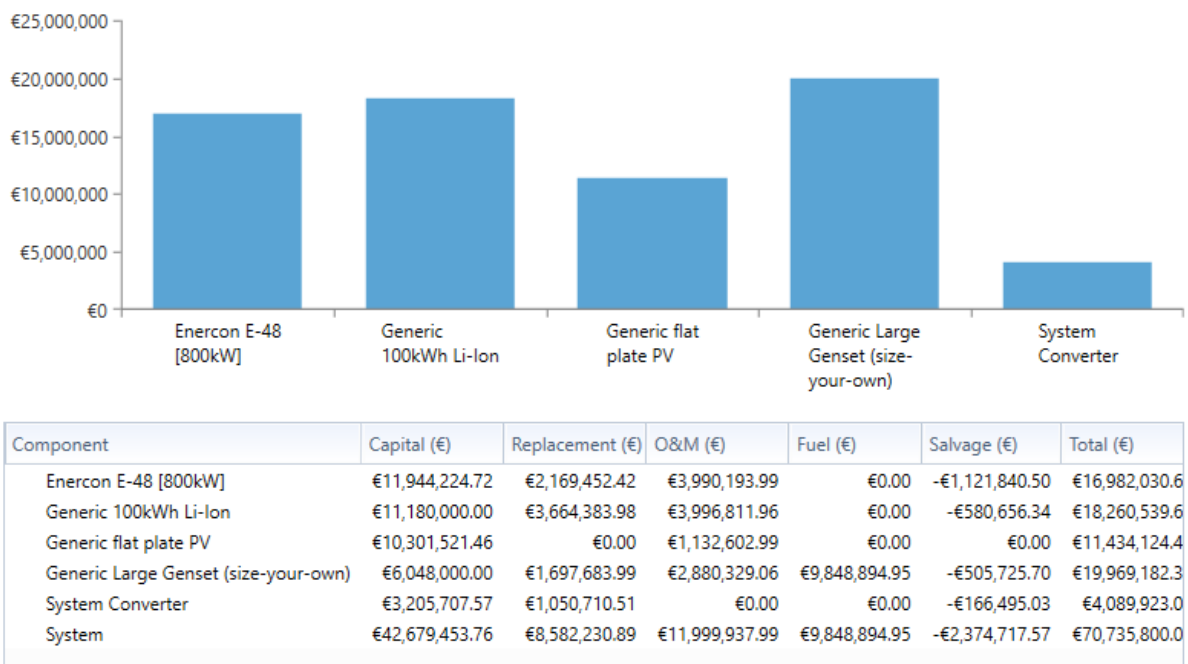
Οι χρηματικές ροές όλων των μερών του προτεινόμενου αυτόνομου υβριδικού συστήματος PV/WT/Diesel/Battery για το νησί της Καρπάθου παρουσιάζονται στην Εικόνα 70 και το συγκεντρωτικό κόστος εκφρασμένο σε τιμές παρούσας αξίας στην Εικόνα 71.



Εικόνα 70 Ταμειακές ροές των μερών του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος

Το εν λόγω σύστημα παρουσιάζει καθαρό παρόν κόστος (NPC) ίσο με 70,735,800 €, σταθμισμένο κόστος ενέργειας (COE) 0.1611 €/kWh και εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR) 48%.

Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (COE) που προκύπτει από την οικονομική ανάλυση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος και ανέρχεται σε 0.1611 €/kWh είναι 30% χαμηλότερο σε σύγκριση με τη μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας της Καρπάθου η οποία σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ ανέρχεται σε 0.230 €/kWh, γεγονός που καθιστά το εν λόγω σύστημα οικονομικά βιώσιμο. Όπως και στη μελέτη περίπτωσης της Λέσβου, παρατηρείται πως η γεννήτρια Diesel ευθύνεται για μεγάλο μέρος του συνολικού κόστους (περίπου 28%) λόγω του υψηλού κόστους καυσίμου, λειτουργίας και συντήρησης ενώ το φωτοβολταϊκό σύστημα απαιτεί το μικρότερο συνολικό κόστος σε σύγκριση με όλα τα συστήματα παραγωγής και ευθύνεται για το 16% του NPC. Το υψηλό αρχικό κόστος κεφαλαίου του αιολικού συστήματος αποτελεί περίπου το 71% του συνολικού του NPC όμως παρουσιάζει μικρότερο συνολικό κόστος από τη γεννήτρια Diesel λόγω του μικρού κόστους λειτουργίας.



Εικόνα 71 Σύνοψη κόστους εκφρασμένο σε τιμές παρούσας αξίας

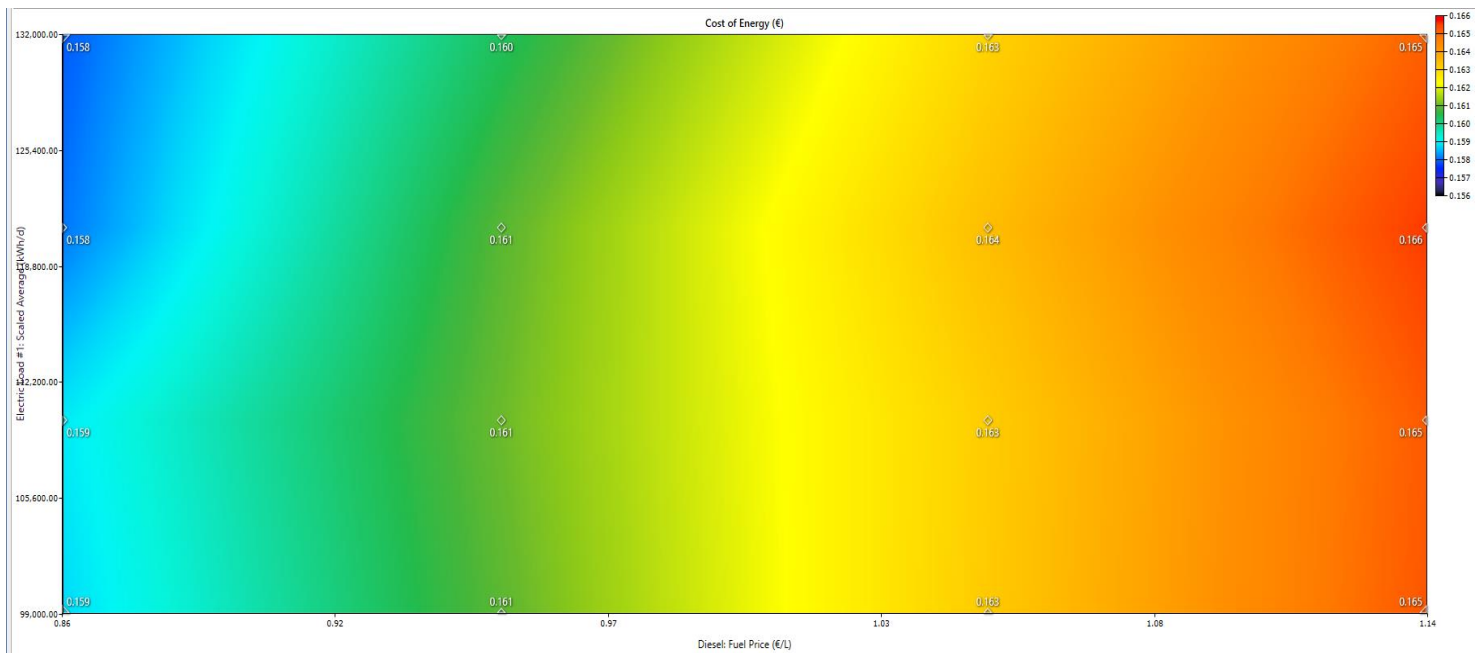
3.4.6 Ανάλυση Ευαισθησίας

Μετά το πέρας συλλογής των τεchnοοικονομικών αποτελεσμάτων της προσομοίωσης του συστήματος προχωράμε στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας. Οι παράμετροι που εξετάζονται για το προτεινόμενο σύστημα παρατίθενται αναλυτικά στον Πίνακα 8 και περιλαμβάνουν την ηλιακή ακτινοβολία (4.4, 4.95, **5.5**, 6.05 kWh/m²/ημέρα), την μέση ταχύτητα ανέμου (5.81, 6.53, **7.26**, 7.98 m/s), την τιμή καυσίμου Diesel (0.855, **0.95**, 1.045,

1.14 €/L) και την ενεργειακή ζήτηση (99000, **110000**, 121000, 132000 kWh/ημέρα). Οι τιμές που εμφανίζονται έντονα αποτελούν τις ονομαστικές τιμές του συστήματος.

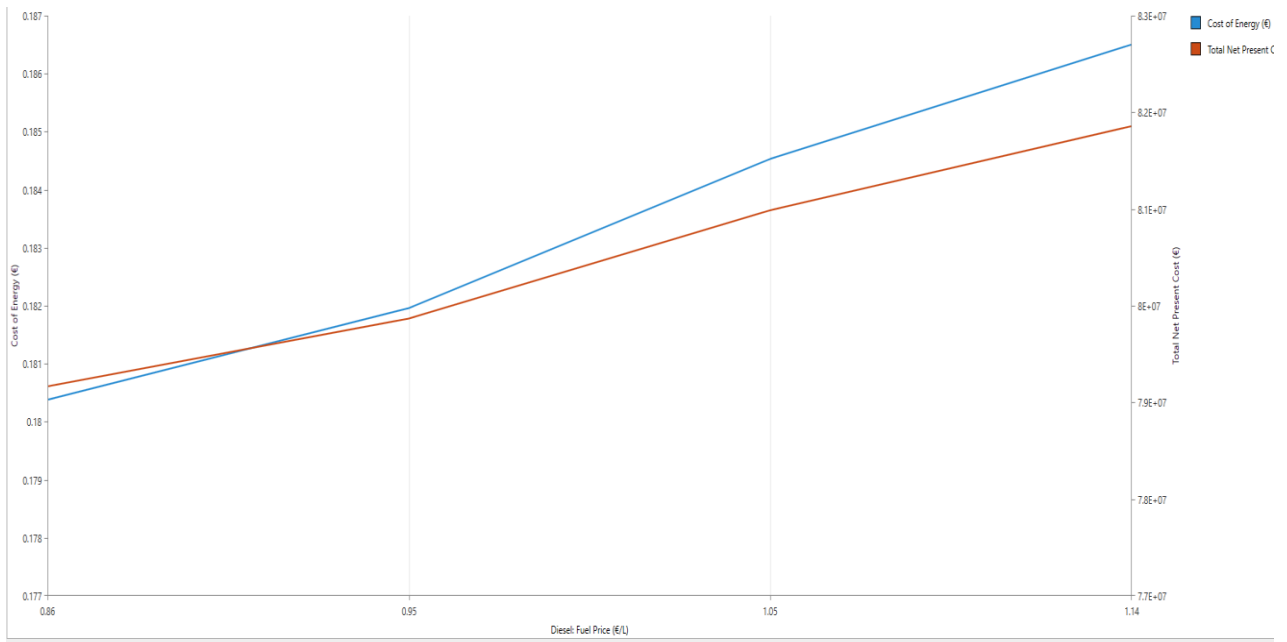
Πίνακας 8 Σύνοψη παραμέτρων ανάλυσης ευαισθησίας

Ηλιακή Ακτινοβολία (kWh/m2/ημέρα)			Μέση Ταχύτητα Ανέμου (m/s)			Τιμή Καυσίμου Diesel (€/L)			Ενεργειακή Ζήτηση (kWh/ημέρα)		
-20%	-10%	+10%	-20%	-10%	+10%	-10%	+10%	+20%	-10%	+10%	+20%
4.4	4.95	6.05	5.81	6.53	7.98	0.855	1.045	1.14	99000	121000	132000



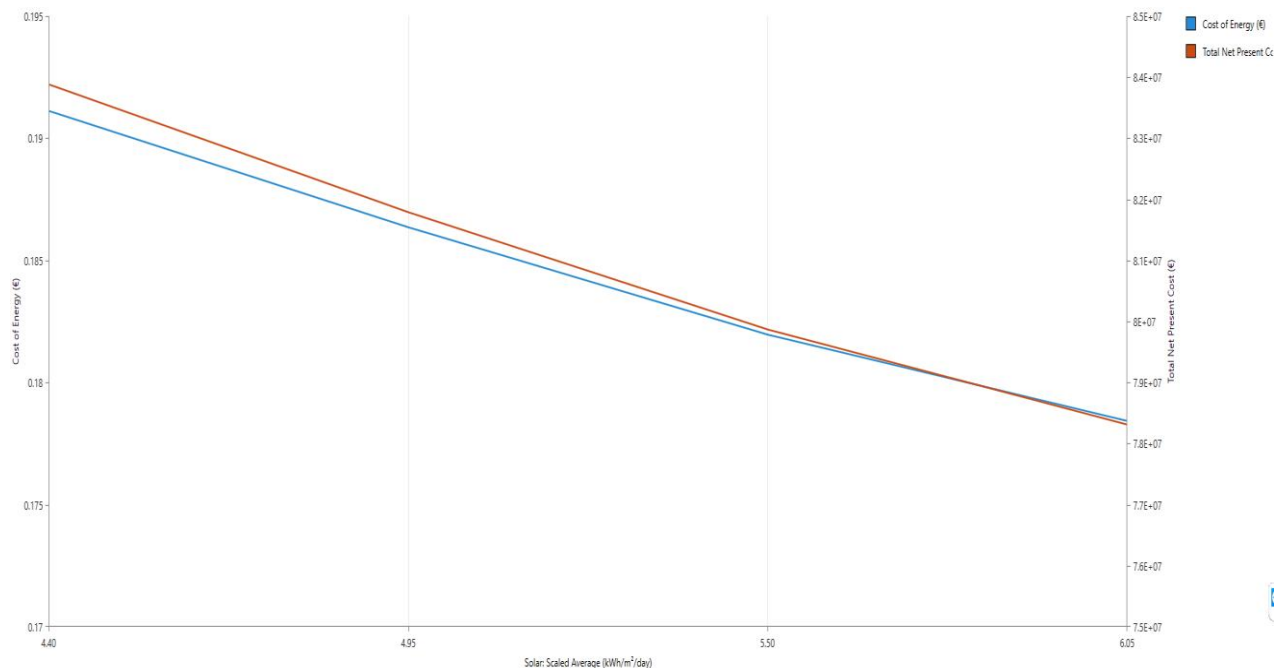
Εικόνα 72 Επίδραση μεταβολών τιμής καυσίμου και ενεργειακής ζήτησης στο COE

Η επίδραση της μεταβολής της ενεργειακής ζήτησης και της τιμής καυσίμου Diesel στο κόστος ενέργειας του συστήματος παρουσιάζεται στην Εικόνα 72 ενώ η επίδραση της τιμής καυσίμου στο NPC και στο COE, διατηρώντας την ηλιακή ακτινοβολία και το αιολικό δυναμικό στις ονομαστικές τους τιμές, στις απεικονίζεται στο διάγραμμα της Εικόνα 73. Παρατηρείται ξανά πως τόσο η τιμή παραγόμενης ενέργειας όσο και το καθαρό παρόν κόστος αυξάνονται όσο αυξάνεται η τιμή καυσίμου.



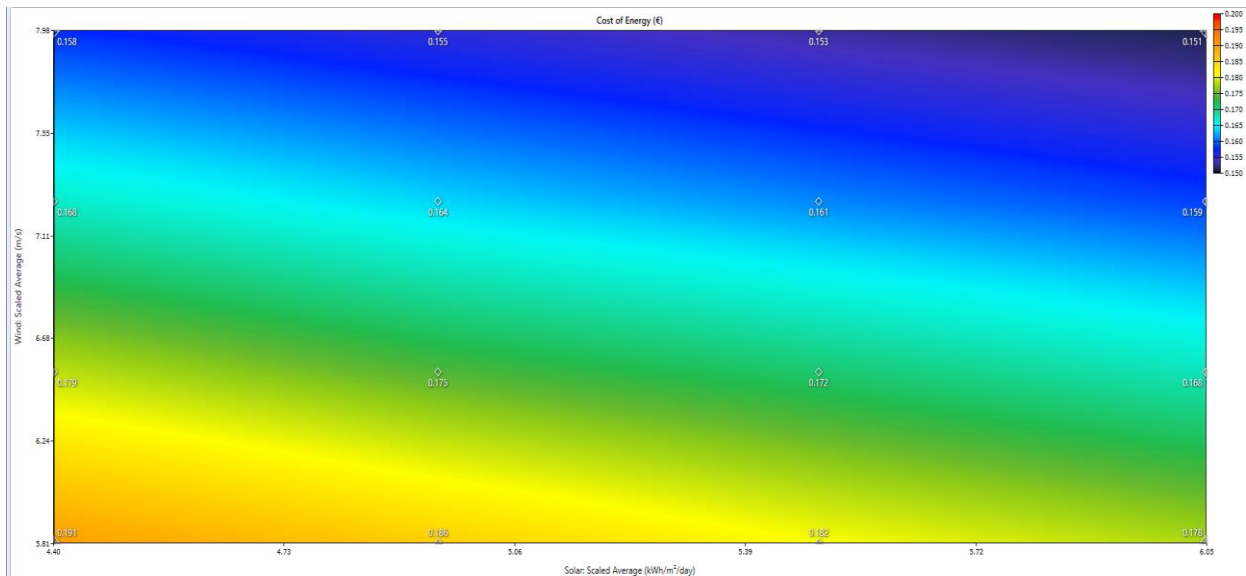
Εικόνα 73 Επίδραση της τιμής καυσίμου στο COE και στο NPC του συστήματος

Η επίδραση του αιολικού δυναμικού και της ηλιακής ακτινοβολίας στο κόστος ενέργειας και στο συνολικό παρόν κόστος παρουσιάζεται στις εικόνες Εικόνα 74, Εικόνα 75 και Εικόνα 76 όπου παρατηρείται αντιστρόφως ανάλογη σχέση μεταξύ του δυναμικού ανανεώσιμης ενέργειας και του κόστους λόγω της αυξημένης ενεργειακής παραγωγής που αυτό συνεπάγεται.



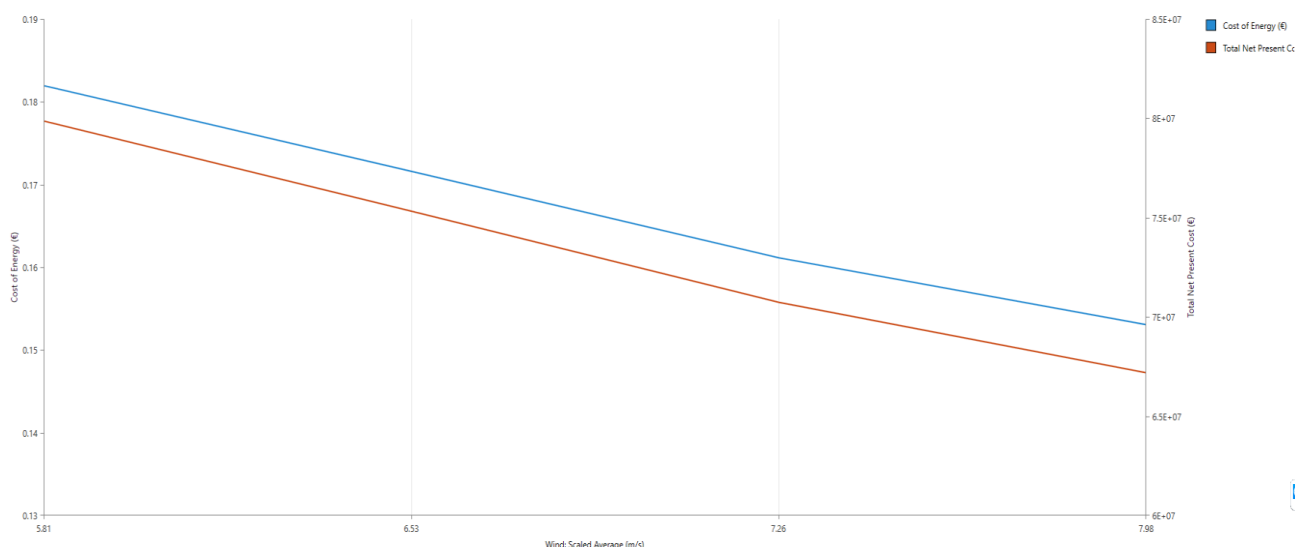
Εικόνα 74 Επίδραση ηλιακής ακτινοβολίας στο κόστος παραγόμενης ενέργειας

Συγκεκριμένα, το κόστος παραγόμενης ενέργειας του συστήματος υπολογίζεται στα 0.191 €/kWh για τιμές ηλιακής ακτινοβολίας και ταχύτητας ανέμου 4.4 kWh/m²/ημέρα και 5.81 m/s αντίστοιχα ενώ μειώνεται στα 0.151 €/kWh όταν οι τιμές ηλιακής ακτινοβολίας και ταχύτητας ανέμου αυξάνονται στα 6.05 kWh/m²/ημέρα και 7.98 m/s αντίστοιχα.



Εικόνα 75 Επίδραση ηλιακού και αιολικού δυναμικού στο κόστος παραγόμενης ενέργειας

Στην περίπτωση του δυσμενούς σεναρίου όπου η τιμή καυσίμου Diesel και η ενεργειακή ζήτηση αυξάνονται κατά 20%, ενώ η ηλιακή ακτινοβολία και η μέση ταχύτητα ανέμου μειώνονται κατά 20% παρατηρείται αύξηση του COE και του NPC στα 0.195 €/kWh και 102,694,100 € αντίστοιχα ενώ το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνεται στο 93% και η περίσσεια ενέργειας στο 33.4%.



Εικόνα 76 Επίδραση του αιολικού δυναμικού στο κόστος παραγόμενης ενέργειας

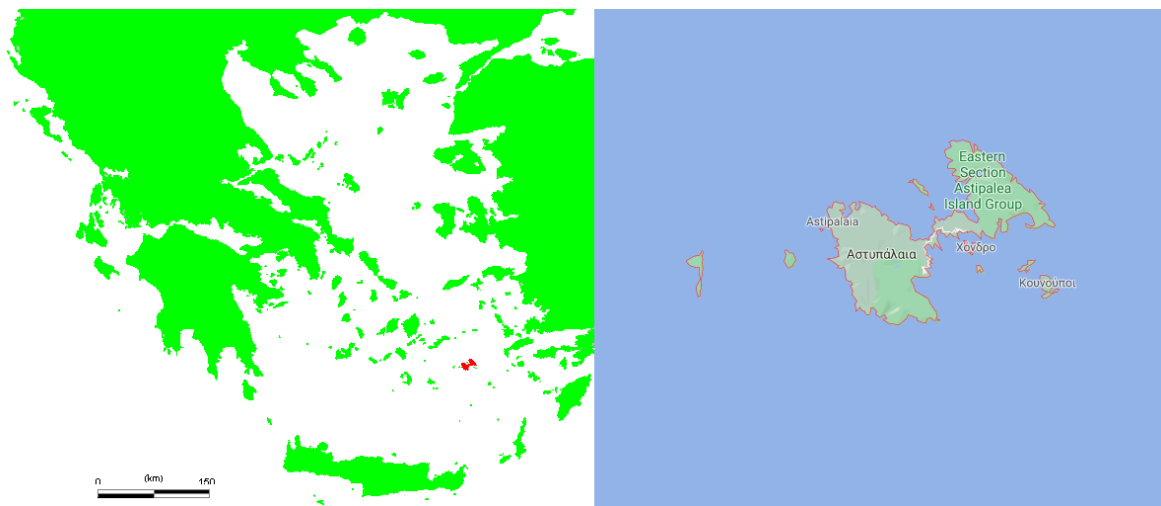
Στην αντίθετη περίπτωση, δηλαδή στο σενάριο όπου η τιμή καυσίμου Diesel και η ενεργειακή ζήτηση μειώνονται κατά 20%, ενώ η ηλιακή ακτινοβολία και η μέση ταχύτητα ανέμου

αυξάνονται κατά 20% παρατηρείται μείωση του COE και του NPC στα 0.149 €/kWh και 58,720,390 € αντίστοιχα ενώ το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνεται στο 91.5% και η περίσσεια ενέργειας στο 36% ενώ ο IRR αυξάνεται στο 52%. Ο συντελεστής εκμετάλλευσης (Capacity Factor) του φωτοβολταϊκού και του αιολικού συστήματος αυξάνεται στο 22.6% και 54.9% αντίστοιχα.

3.5 Αστυπάλαια

3.5.1 Περιγραφή Τοποθεσίας και Δεδομένα Ηλεκτρικού Φορτίου

Η Αστυπάλαια είναι νησί του Αιγαίου πελάγους με συνολική έκταση 96.8 km² και μόνιμο πληθυσμό 1334 κατοίκων (ΕΛΣΤΑΤ, 2012). Αποτελεί δημοφιλή τουριστικό προορισμό κι ως εκ τούτου, κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών ο πληθυσμός του και κατ' επέκταση οι ενεργειακές του ανάγκες αυξάνονται σημαντικά. Η μέγιστη κατανάλωση σημειώνεται τον Αύγουστο και είναι περίπου 2.5 φορές μεγαλύτερη συγκριτικά με την ελάχιστη (Νοέμβριος). Το ενεργειακό σύστημα του νησιού αποτελείται σχεδόν εξ' ολοκλήρου από θερμικές μονάδες που χρησιμοποιούν Diesel για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 5.1 MW. Επιπλέον, διαθέτει ένα φωτοβολταϊκό σύστημα παραγωγής με ονομαστική ισχύ 0.32 MW. Το μέσο ποσοστό συμμετοχής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή ανήλθε σε 8.4% για το έτος 2019 και το μέσο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για την ίδια περίοδο ήταν 0.4712 €/kWh (ΔΕΔΔΗΕ, 2020). Η συνολική κατανάλωση καυσίμου Diesel για την ηλεκτροδότηση του νησιού το 2015 ανήλθε σε 2,262,345 L, η μείωση της οποίας θα απέφερε θετικά αποτελέσματα τόσο σε περιβαλλοντικό όσο και σε οικονομικό επίπεδο.



Εικόνα 77 Η τοποθεσία της Αστυπάλαιας στο χάρτη

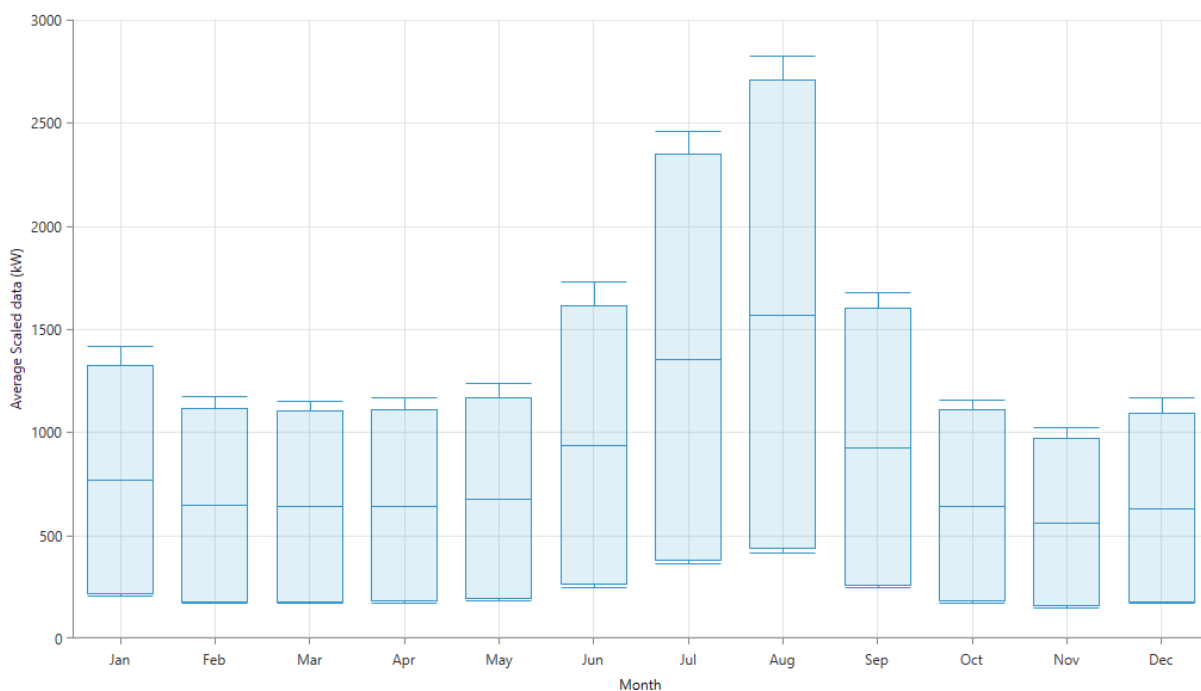
Η τοποθεσία της Αστυπάλαιας (Εικόνα 77) μπορεί να χαρακτηριστεί απομονωμένη λόγω της απόστασής της από τα πλησιέστερα νησιά και την ηπειρωτική χώρα. Συγκεκριμένα, η Αστυπάλαια απέχει 55 km από την Κω η οποία αποτελεί το πλησιέστερο νησί, 90 km από τη Νάξο, 140 km από την Κρήτη, 170 km από τη Ρόδο και 280 km από την Αθήνα. Εκτιμάται πως το κόστος επέκτασης του ηλεκτρικού δικτύου για τη διασύνδεση αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων ανέρχεται σε 1,000,000 €/km και στην περίπτωση της Αστυπάλαιας η επέκταση κρίνεται μη βιώσιμη οικονομικά όταν ξεπερνάει τα 25 km (Katsoulakos, 2019). Ως εκ τούτου, η λειτουργία ενός αυτόνομου ενεργειακού συστήματος αποτελεί μονόδρομο λαμβάνοντας

υπόψη πως η διασύνδεσή του με άλλα μεγαλύτερα ενεργειακά συστήματα νησιών ή με το ηπειρωτικό δίκτυο παρουσιάζει σημαντικές δυσκολίες.

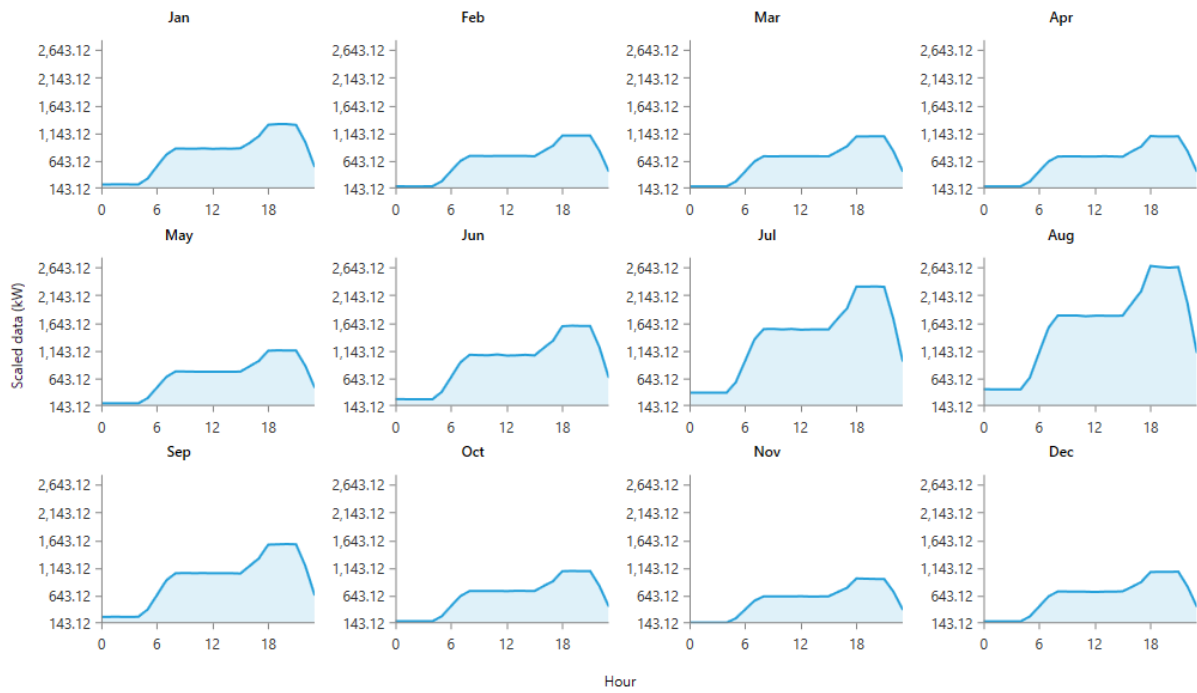
Πίνακας 9 Συγκεντρωτικά δεδομένα ηλεκτροπαραγωγής Αστυπάλαιας για το έτος 2019

Μήνες	Ενέργεια Μονάδων ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια Θερμικών Μονάδων (MWh)	Σύνολο Ηλεκτροπαραγωγής (MWh)	Ποσοστό ΑΠΕ στην Ηλεκτροπαραγωγή	Κόστος Ενέργειας (€/MWh)
Ιανουάριος	22.21	540.43	562.64	3.95%	462.30
Φεβρουάριος	31.44	445.63	477.07	6.59%	463.72
Μάρτιος	48.09	420.26	468.35	10.27%	483.36
Απρίλιος	55.06	413.77	468.83	11.74%	537.23
Μάιος	64.52	432.71	497.23	12.98%	498.51
Ιούνιος	69.14	617.95	687.09	10.06%	463.60
Ιούλιος	64.73	928.27	993	6.52%	376.74
Αύγουστος	64.27	1,077.51	1141.78	5.63%	360.32
Σεπτέμβριος	56.82	622.91	679.73	8.36%	425.75
Οκτώβριος	49.45	422.89	472.34	10.47%	513.98
Νοέμβριος	32.79	378.13	410.92	7.98%	554.46
Δεκέμβριος	29	436.22	465.22	6.23%	514.53
	587.52	6,736.68	7,324.20	8.40%	471.21

Από τα επίσημα δεδομένα του ΔΕΔΔΗΕ (Πίνακας 9) προκύπτει πως η συνολική ετήσια κατανάλωση ανέρχεται σε 7.32 GWh/έτος ενώ η μέση ημερήσια κατανάλωση ανέρχεται σε 20 MWh/ημέρα. Στο πλαίσιο της μοντελοποίησης του ενεργειακού συστήματος της Αστυπάλαιας, όπως και στις μελέτες περίπτωσης των προηγούμενων νησιών, ορίστηκε η τιμή 4% για τις παραμέτρους τυχαιότητας (random variability factor). Τα παρακάτω διαγράμματα (Εικόνα 78 και Εικόνα 79) απεικονίζουν την καμπύλη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.



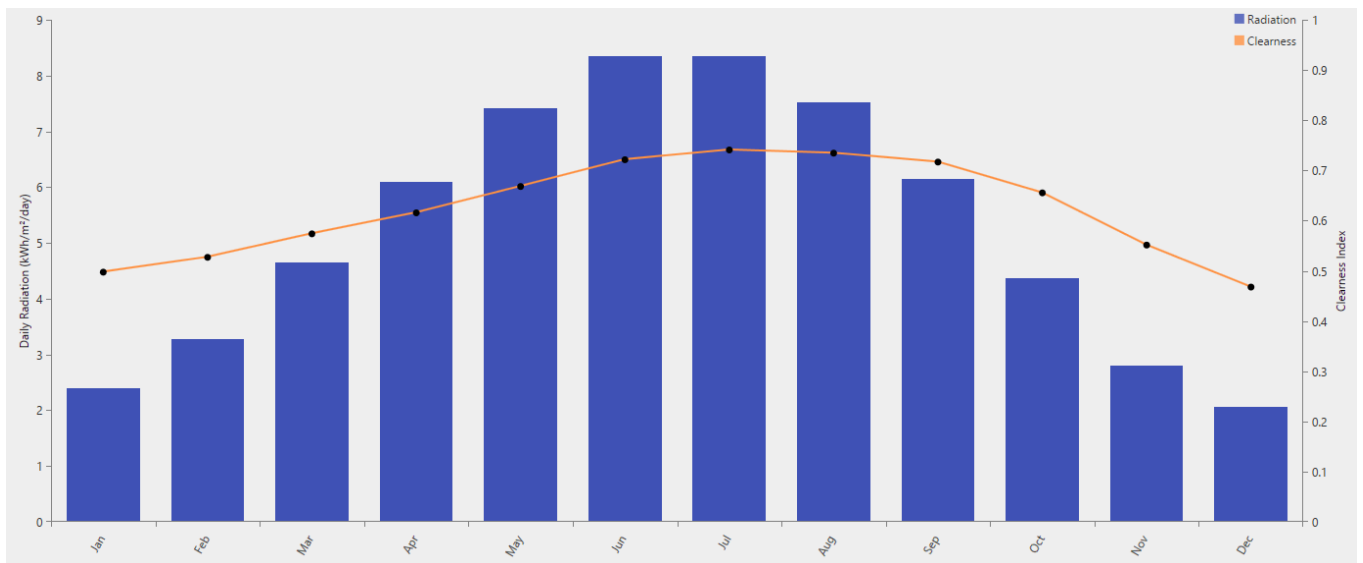
Εικόνα 78 Διακύμανση μηνιαίας κατανάλωσης



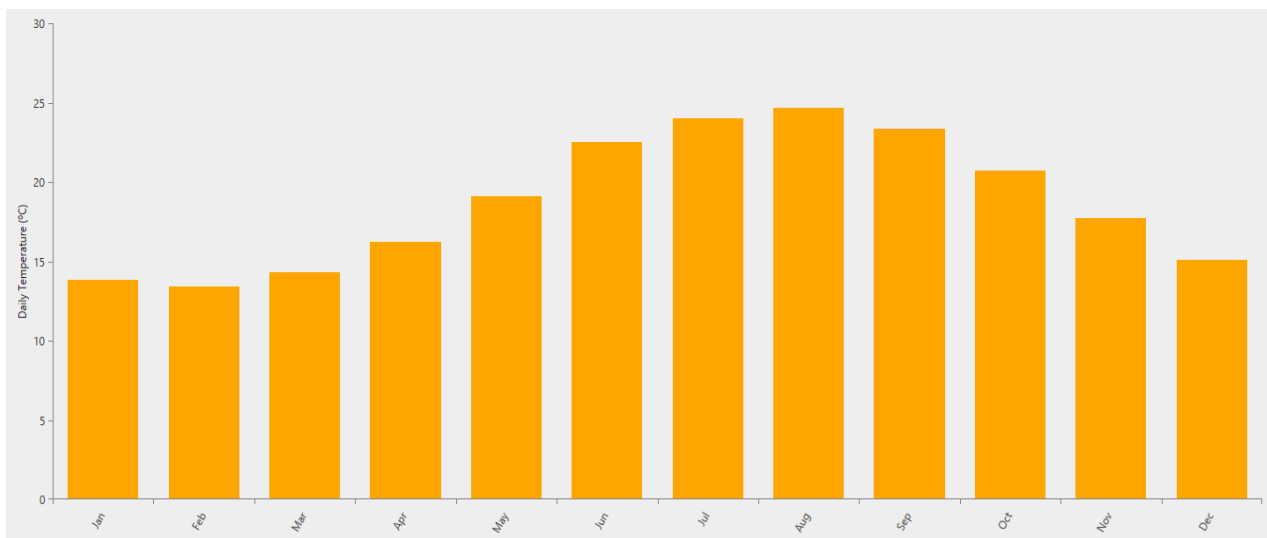
Εικόνα 79 Ημερήσια καμπύλη φορτίου κατά τη διάρκεια του έτους

3.5.2 Μετεωρολογικά Δεδομένα

Από τα δεδομένα της βιβλιοθήκης άντλησης μετεωρολογικών δεδομένων του λογισμικού HOMER προκύπτει πως η Αστυπάλαια διαθέτει μέση τιμή ηλιακής ακτινοβολίας (Global Horizontal Irradiance - GHI) ίση με 5.29 kWh/m²/ημέρα με τις χαμηλότερες τιμές να σημειώνονται το Δεκέμβριο (2.06 kWh/m²/ημέρα) και τις υψηλότερες τον Ιούλιο (8.35 kWh/m²/ημέρα). Η μέση ετήσια θερμοκρασία του νησιού είναι 18.75 °C. Τα δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας παρατίθενται αναλυτικά στις Εικόνα 80 και Εικόνα 81.



Εικόνα 80 Μηνιαία διακύμανση ηλιακής ακτινοβολίας



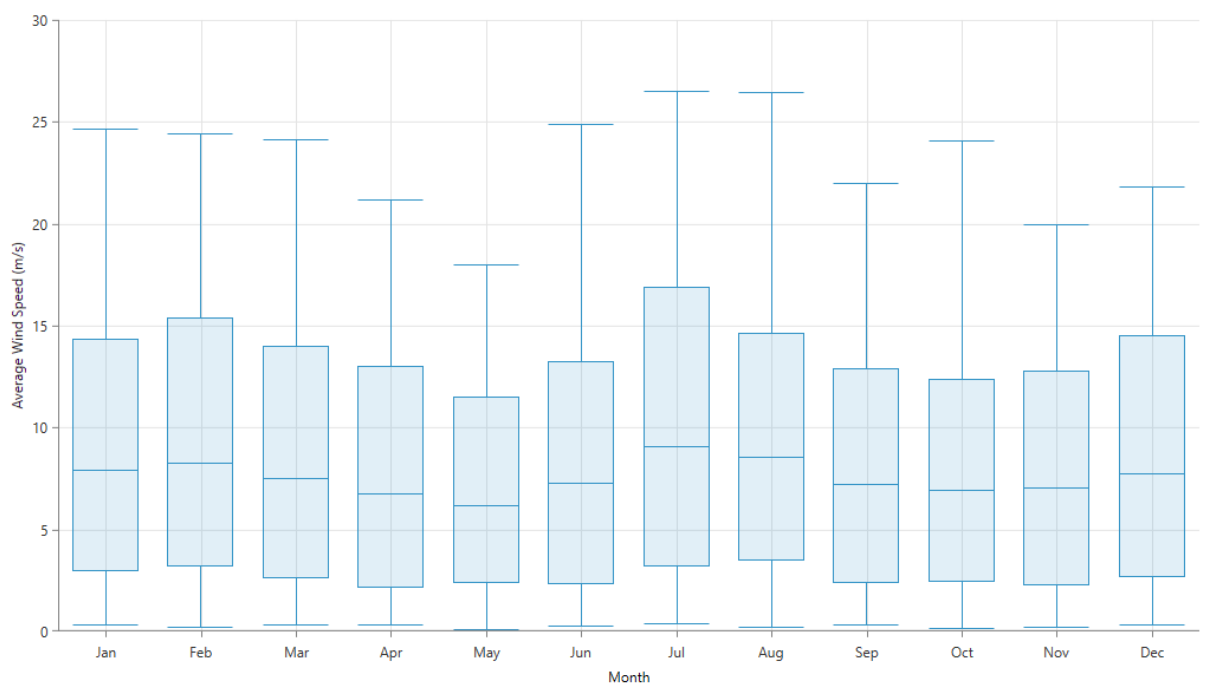
Εικόνα 81 Μηνιαία διακύμανση θερμοκρασίας

Τα συγκεντρωτικά δεδομένα των παραπάνω εικόνων παρατίθενται αναλυτικά στον Πίνακα 10.

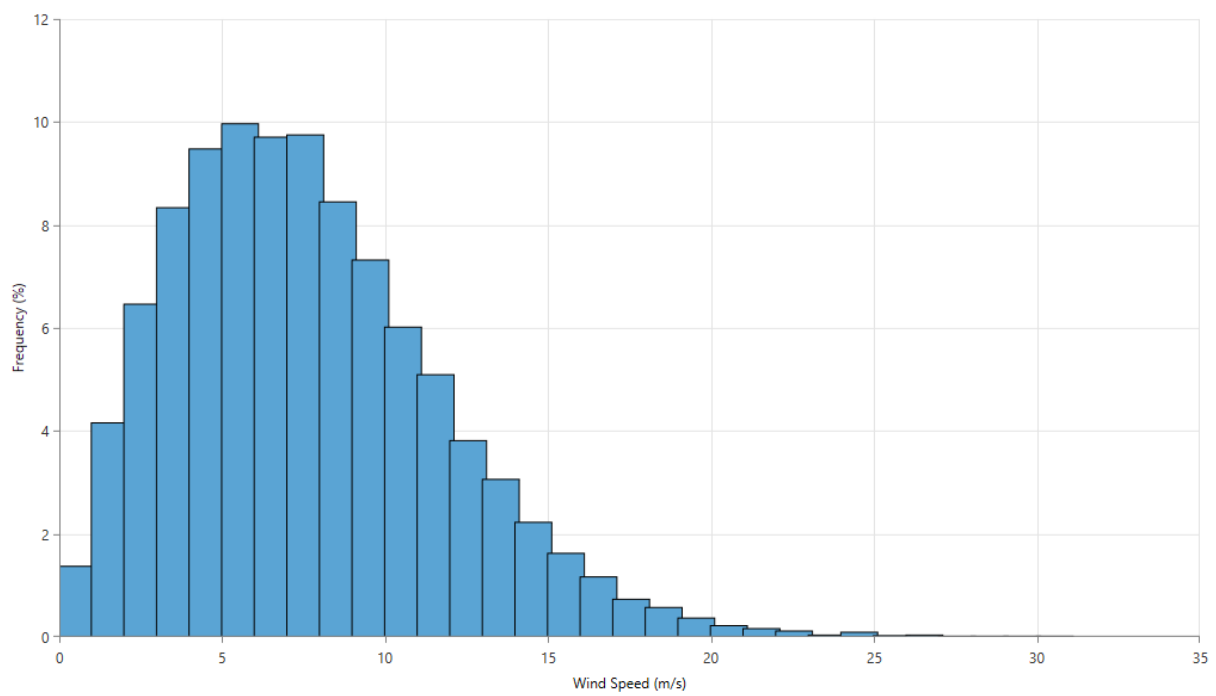
Πίνακας 10 Συγκεντρωτικά δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας

Μήνας	Clearness Index	Ηλιακή Ακτινοβολία (kWh/m ² /ημέρα)	Ημερήσια Θερμοκρασία (°C)
Ιανουάριος	0.497	2.400	13.830
Φεβρουάριος	0.527	3.270	13.420
Μάρτιος	0.574	4.650	14.310
Απρίλιος	0.615	6.100	16.230
Μάιος	0.668	7.420	19.080
Ιούνιος	0.721	8.340	22.520
Ιούλιος	0.741	8.350	24.020
Αύγουστος	0.734	7.520	24.690
Σεπτέμβριος	0.717	6.150	23.360
Οκτώβριος	0.655	4.360	20.710
Νοέμβριος	0.551	2.800	17.710
Δεκέμβριος	0.468	2.060	15.110

Τα μετεωρολογικά δεδομένα του νησιού, όπως φαίνεται αναλυτικά στην Εικόνα 82, δείχνουν ότι η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου να ανέρχεται σε 7.26 m/s και τις υψηλότερες τιμές να εμφανίζονται στους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο (9.12 και 8.59 m/s αντίστοιχα) και τις χαμηλότερες τον Μάιο (6.2 m/s).



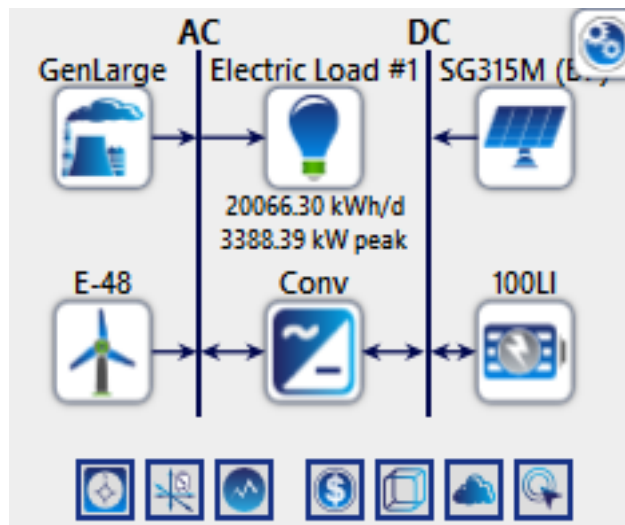
Εικόνα 82 Μηνιαία διακύμανση ταχύτητας ανέμου



Εικόνα 83 Κατανομή αιολικού δυναμικού


3.5.3 Σχεδιασμός Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος

Παρακάτω παρατίθενται τα αναλυτικά χαρακτηριστικά των επιλεγμένων εξαρτημάτων του υπό μελέτη αυτόνομου υβριδικού συστήματος της Αστυπάλαιας.



Εικόνα 84 Διαμόρφωση υβριδικού συστήματος PV/WT/Diesel/Battery όπως εμφανίζεται στο λογισμικό HOMER

Κατά το σχεδιασμό της γεννήτριας Diesel μελετήθηκαν διάφορα μεγέθη εγκατεστημένης ισχύος τα οποία κυμαίνονται από μηδενική έως 5.44 MW. Πιο αναλυτικά, τα μεγέθη που εξετάστηκαν είναι 0, 1.7, 2.04, 3.74 και 5.4 MW.

GENERATOR  Name: Abbreviation:

Properties

Name: **Generic Large Genset (size-your-own)**

Abbreviation: **GenLarge**

Manufacturer: **Generic**

www.homerenergy.com

Notes:

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/op. hr)
1	€504.00	€504.00	€0.025

Click here to add new item


Multiplier:

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): CHP Heat Recovery Ratio (%): Lifetime (Hours): Minimum Runtime (Minutes):

Diesel Fuel Price (€/L): Initial Hours:

Εικόνα 85 Χαρακτηριστικά επιλεγμένης γεννήτριας Diesel

PV  Name: Peimar SG315M (BF) Abbreviation: SG315M

Properties

Name: Peimar SG315M (BF)
 Abbreviation: SG315M (BF)
 Panel Type: Flat plate
 Rated Capacity (kW): 1500
 Temperature Coefficient: -0.4
 Operating Temperature (°C): 25
 Efficiency (%): 19.4
 Manufacturer: Peimar Inc.
www.peimar.com
 Notes:
 18 kg. Footprint: 1.627 m2

Cost

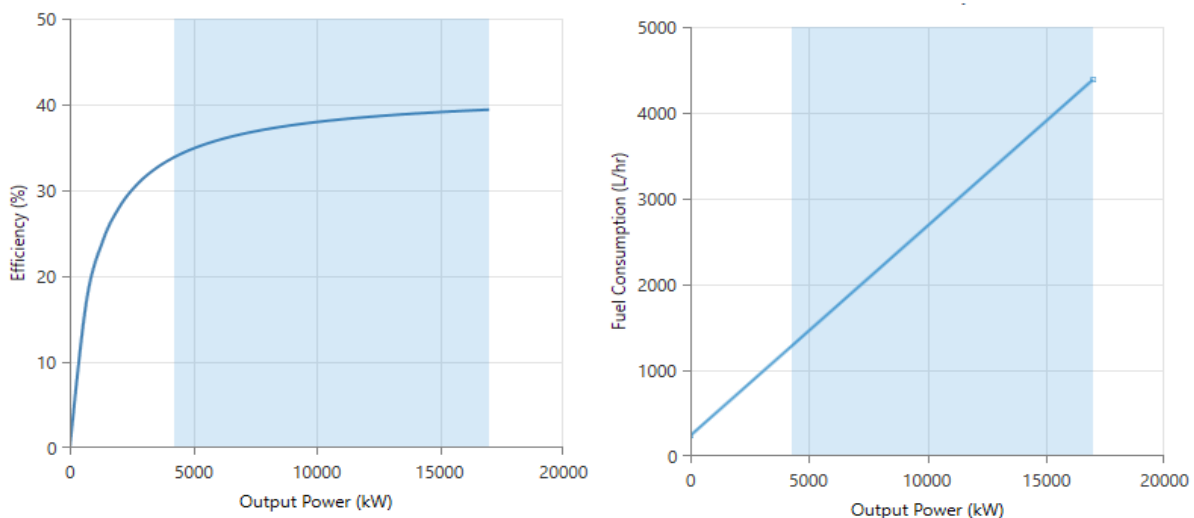
Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	840.44	840.44	8.45

Lifetime: _____ time (years): 30.00


Site Specific Input

Derating Factor (%): 80.00

Εικόνα 88 Χαρακτηριστικά επιλεγμένου φωτοβολταϊκού συστήματος



Εικόνα 87 Καμπύλες παραγωγής επιλεγμένης γεννήτριας Diesel

WIND TURBINE  Name: Enercon E-48 [800kW] Abbreviation: E-48

Properties

Name: Enercon E-48 [800kW]
 Abbreviation: E-48
 Rated Capacity (kW): 800.00
 Manufacturer: Enercon
[Product Brochure](#)
 Notes:
 Gearless, variable speed, and single blade adjustment.
 Rotor Diameter: 48m
 Hub Height options: 50m, 60m, 65m, 76m
 Upwind rotor with active pitch control.

Costs

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	€995,352.00	€995,352.00	€30,408.00

Click here to add new item

Site Specific Input

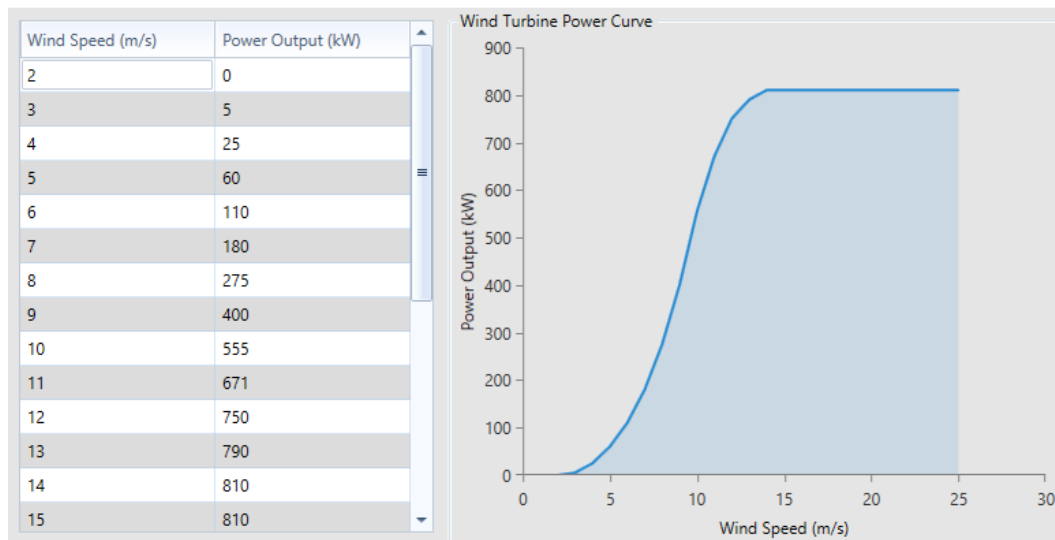
Lifetime (years): 20.00 Hub Height (m): 65.00 Consider ambient temperature effects?

Multiplier:

Εικόνα 86 Χαρακτηριστικά επιλεγμένης ανεμογεννήτριας

Στις παρακάτω εικόνες παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά της επιλεγμένης ανεμογεννήτριας.

Κατά το σχεδιασμό του αυτόνομου υβριδικού συστήματος επιλέχθηκε επίσης ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας και ένα σύστημα μετατροπέα τάσης τα οποία παρουσιάζονται παρακάτω.



Εικόνα 90 Καμπύλη ισχύος επιλεγμένης ανεμογεννήτριας

STORAGE Name: Generic 100kWh Li-Ion Abbreviation: 100LI

Properties
Idealized Battery Model
 Nominal Voltage (V): 600
 Nominal Capacity (kWh): 100
 Nominal Capacity (Ah): 167
 Roundtrip efficiency (%): 90
 Maximum Charge Current (A): 167
 Maximum Discharge Current (A): 500

Cost

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	26,000.00	26,000.00	850.00

Lifetime: time (years): 15.00 throughput (kWh): 300,000.00

Site Specific Input

String Size: 1 Voltage: 600.00 V
 Initial State of Charge (%): 100.00
 Minimum State of Charge (%): 20.00

Εικόνα 89 Χαρακτηριστικά επιλεγμένου συστήματος συσσωρευτών

CONVERTER Complete Catalog Abbreviation: Convert

Properties
 Name: System Converter
 Abbreviation: Converter
www.homerenergy.com
 Notes:
 This is a generic system converter.

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	€300.00	€300.00	€0.0

Click here to add new item

Multiplier:

Inverter Input
 Lifetime (years): 15.00 Efficiency (%): 95.00
 Parallel with AC generator?

Rectifier Input
 Relative Capacity (%): 100.00 Efficiency (%): 95.00

Εικόνα 91 Χαρακτηριστικά επιλεγμένου συστήματος μετατροπέα τάσης

3.5.4 Αποτελέσματα Προσομοίωσης Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος

Στη συνέχεια πραγματοποιήθηκε η προσομοίωση όλων των δυνατών σεναρίων από το HOMER. Συγκεκριμένα το πρόγραμμα προσομοίωσε 1,063,663 συστήματα εκ των οποίων τα 734,319 κρίθηκαν εφικτά. Το βασικό σενάριο για την περίπτωση της Αστυπάλαιας αφορά στις τιμές που ανταποκρίνονται περισσότερο στην πραγματικότητα και οι οποίες αναφέρονται αναλυτικά στις προηγούμενες ενότητες (Τιμή καυσίμου Diesel: 0.95 €/l, Ηλεκτρικό φορτίο: 20 MWh/ημέρα, Ηλιακή ακτινοβολία: 5.29 kWh/m²/ημέρα, Μέση ταχύτητα ανέμου: 7.56 m/s). Τα βέλτιστο σενάριο που προτείνεται από το πρόγραμμα παρουσιάζεται στην πρώτη θέση του πίνακα στην Εικόνα 92.

Architecture							Cost				System		
⚠	✈	🏠	🔌	🔌	🔌	🔌	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
			SG315M (BF) (kW)	E-48	GenLarge (kW)	100LI	Conv (kW)	€15.3M	€0.190	€774,297	€6.78M	78.9	429,072
			1,666	2	2,040	21	1,493	€20.6M	€0.257	€1.21M	€7.37M	69.9	640,661
			1,696		3,740	39	1,271	€33.0M	€0.412	€2.46M	€6.07M	33.2	1,418,705
⚠			1,700	2	3,740	29	1,222	€37.9M	€0.473	€2.93M	€5.88M	22.0	1,697,581
					3,740	13	847	€43.0M	€0.537	€3.63M	€3.30M	0	2,178,265
⚠				2	3,740			€43.7M	€0.545	€3.64M	€3.88M	2.10	2,130,012
⚠			1,698		3,740		1,006	€49.7M	€0.620	€4.18M	€3.92M	0	2,530,188
					3,740			€51.4M	€0.642	€4.53M	€1.88M	0	2,800,414

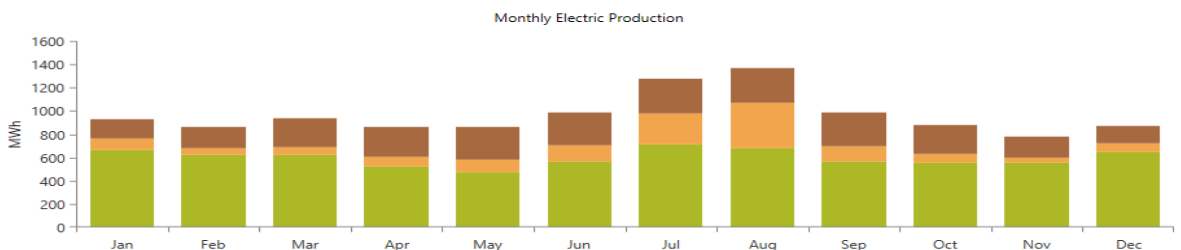
Εικόνα 92 Σύγκριση μεταξύ των αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης

Αναλυτικά, το προτεινόμενο βέλτιστο σύστημα αποτελείται από 1.67 MW φωτοβολταϊκών πλαισίων, 2 ανεμογεννήτριες συνολικής ονομαστικής ισχύος 1.6 MW, 2.04 MW γεννητριών Diesel, σύστημα αποθήκευσης συσσωρευτών ιόντων λιθίου (Li-ion) χωρητικότητας 2.1 MWh και μετατροπείς (inverter) ισχύος 1.49 MW. Το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας ανέρχεται σε 78.9% και η περίσσεια ενέργειας σε 37.6%. Η συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας του συστήματος υπολογίζεται στις 11,592,558 kWh εκ των οποίων οι 10,044,286 kWh παράγονται από τα συστήματα ανανεώσιμης ενέργειας και οι 1,548,271 kWh από τις θερμικές μονάδες.

System Architecture:		Generic 100kWh Li-Ion (21.0 strings)		Fuel Price (0.95 €/L)		Total NPC: €15,251,470.00	
Peimar SG315M (BF) (1,666 kW)		Generic large, free converter (1,493 kW)		Scaled Average (20,066.30 kWh/d)		Levelized COE: €0.1905	
Enercon E-48 (800kW) (2.00)		HOMER Load Following		Scaled Average (5.29 kWh/m ² /day)		Operating Cost: €774,297.10	
Generic Large Genset (size-your-own) (2,040 kW)				Scaled Average (7.56 m/s)			

Peimar SG315M (BF) Enercon E-48 [800kW] Generic large, free converter Emissions				Fuel Summary Generic Large Genset (size-your-own) Renewable Penetration Generic 100kWh Li-Ion									
Production		kWh/yr		Consumption		kWh/yr		Quantity		kWh/yr		%	
Peimar SG315M (BF)		2,877,468		AC Primary Load		7,321,987		Excess Electricity		4,130,154		35.6	
Generic Large Genset (size-your-own)		1,548,271		DC Primary Load		0		Unmet Electric Load		2,213		0.0302	
Enercon E-48 [800kW]		7,166,818		Deferrable Load		0		Capacity Shortage		7,104		0.0970	
Total		11,592,558		Total		7,321,987							
		%				%							
		24.8				100							
		13.4				0							
		61.8				0							
		100				100							

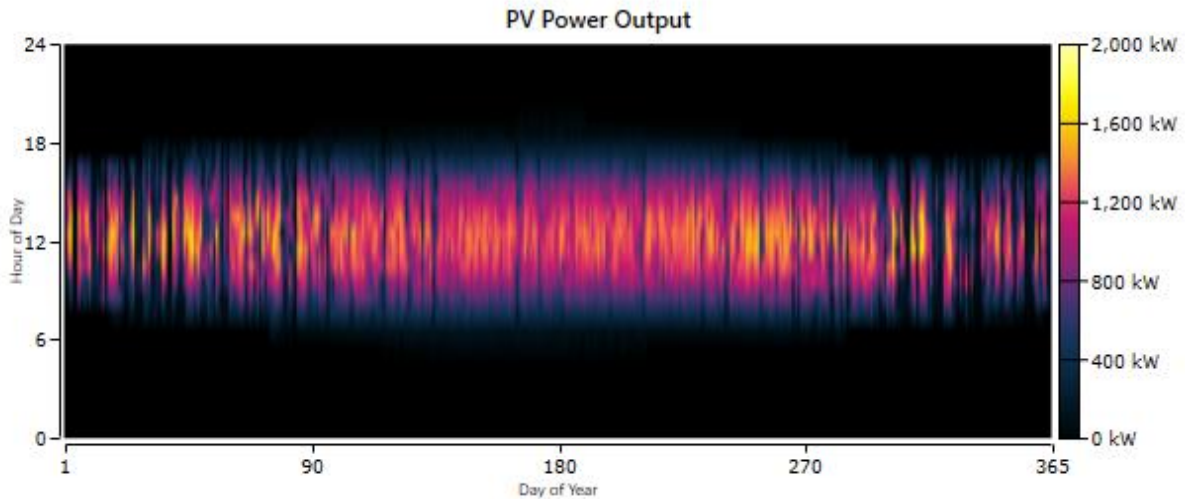
Quantity			Value	Units
Renewable Fraction			78.9	%
Max. Renew. Penetration			1,035	%



Εικόνα 93 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Ο συντελεστής εκμετάλλευσης (Capacity Factor) του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι 19.7% και οι εκτιμώμενες ώρες λειτουργίας του 4389 ώρες/έτος.

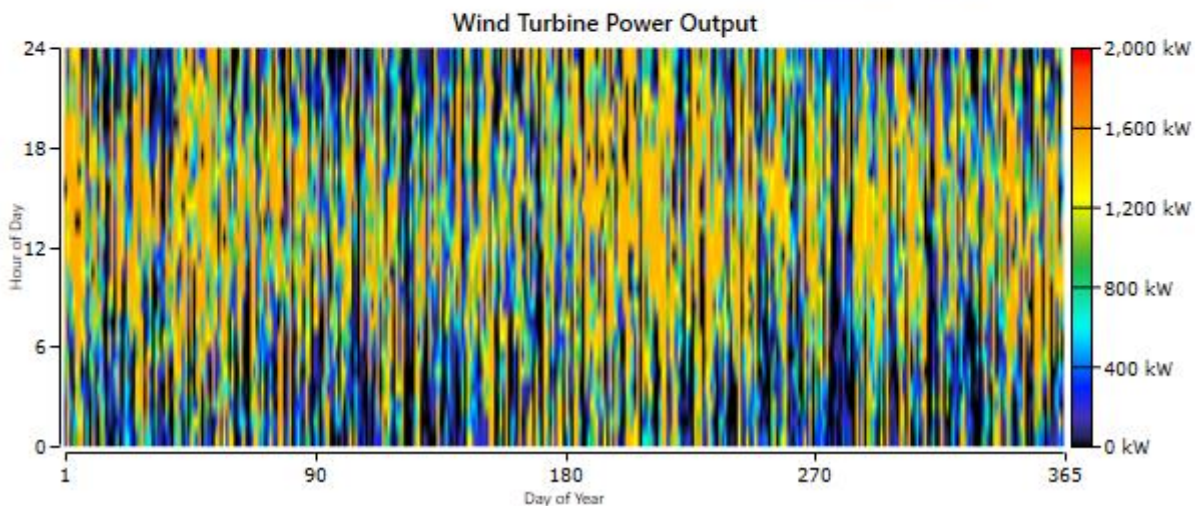
Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Rated Capacity	1,666	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	328	kW	Maximum Output	1,727	kW
Mean Output	7,883	kWh/d	PV Penetration	39.3	%
Capacity Factor	19.7	%	Hours of Operation	4,389	hrs/yr
Total Production	2,877,468	kWh/yr	Levelized Cost	0.0482	€/kWh



Εικόνα 94 Ετήσια παραγωγή ενέργειας φωτοβολταϊκού συστήματος

Ο συντελεστής εκμετάλλευσης των αιολικών συστημάτων ανέρχεται στο 51.1% και οι εκτιμώμενες ώρες λειτουργίας τους είναι 8392 ώρες/έτος.

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	1,600	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	818	kW	Maximum Output	1,629	kW
Capacity Factor	51.1	%	Wind Penetration	97.9	%
Total Production	7,166,818	kWh/yr	Hours of Operation	8,392	hrs/yr
			Levelized Cost	0.0367	€/kWh

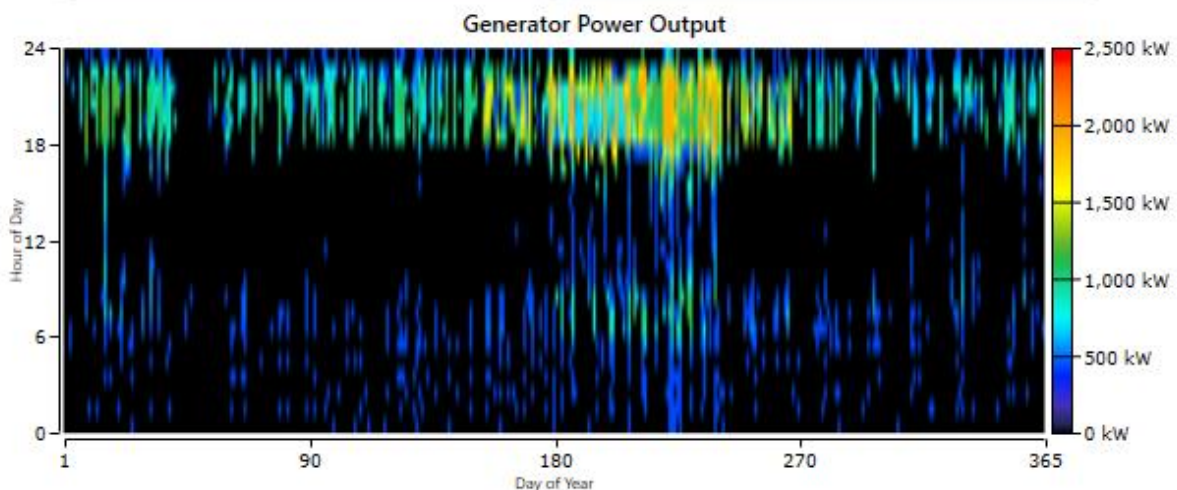


Εικόνα 95 Ετήσια παραγωγή ενέργειας αιολικού συστήματος

Όσον αφορά τη γεννήτρια Diesel, οι συνολικές ώρες λειτουργίας είναι 1796 ώρες/έτος και η κατανάλωση καυσίμου 429,072 λίτρα. Στην Εικόνα 96 παρατηρείται αυξημένη λειτουργία της γεννήτριας κατά τις πρωινές και βραδινές ώρες καθ' όλη τη διάρκεια του έτους λόγω της απουσίας ηλιακής ακτινοβολίας κατά τη διάρκεια αυτών των ωρών. Επιπλέον, τους καλοκαιρινούς μήνες και ιδιαίτερα τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο παρατηρείται αυξημένη παραγωγή της γεννήτριας σε όλη τη διάρκεια της ημέρας με αποκορύφωση τις βραδινές ώρες, γεγονός που οφείλεται στις αυξημένες ενεργειακές ανάγκες που προκαλεί η τουριστική δραστηριότητα.

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	1,796	hrs/yr
Number of Starts	605	starts/yr
Operational Life	8.35	yr
Capacity Factor	8.66	%
Fixed Generation Cost	147	€/hr
Marginal Generation Cost	0.232	€/kWh

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	429,072	L
Specific Fuel Consumption	0.277	L/kWh
Fuel Energy Input	4,222,068	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	36.7	%
Electrical Production	1,548,271	kWh/yr
Mean Electrical Output	862	kW
Minimum Electrical Output	510	kW
Maximum Electrical Output	2,040	kW



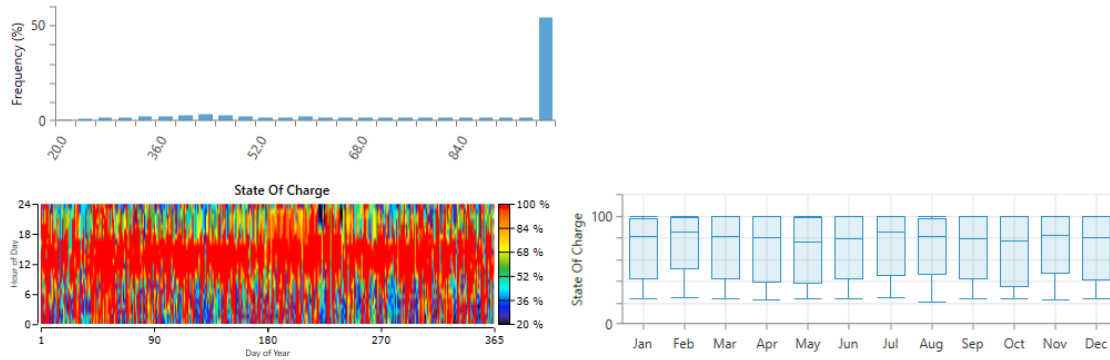
Εικόνα 96 Ετήσια παραγωγή ενέργειας γεννήτριας Diesel

Στο αυτόνομο υβριδικό σύστημα χρησιμοποιείται επίσης ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας αποτελούμενο από 21 συσσωρευτές ιόντων λιθίου χωρητικότητας 100 kWh οι οποίοι προσφέρουν συνολική αποθήκευση 2.1 MWh και δύνανται να παρέχουν αυτονομία διάρκειας 2.01 ωρών. Τα χαρακτηριστικά του παραπάνω συστήματος παρουσιάζονται αναλυτικά στην Εικόνα 97.

Quantity	Value	Units
Batteries	21.0	qty.
String Size	1.00	batteries
Strings in Parallel	21.0	strings
Bus Voltage	600	V

Quantity	Value	Units
Autonomy	2.01	hr
Storage Wear Cost	0.246	€/kWh
Nominal Capacity	2,100	kWh
Usable Nominal Capacity	1,680	kWh
Lifetime Throughput	6,300,000	kWh
Expected Life	11.7	yr

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	€/kWh
Energy In	567,265	kWh/yr
Energy Out	510,538	kWh/yr
Storage Depletion	0	kWh/yr
Losses	56,726	kWh/yr
Annual Throughput	538,154	kWh/yr

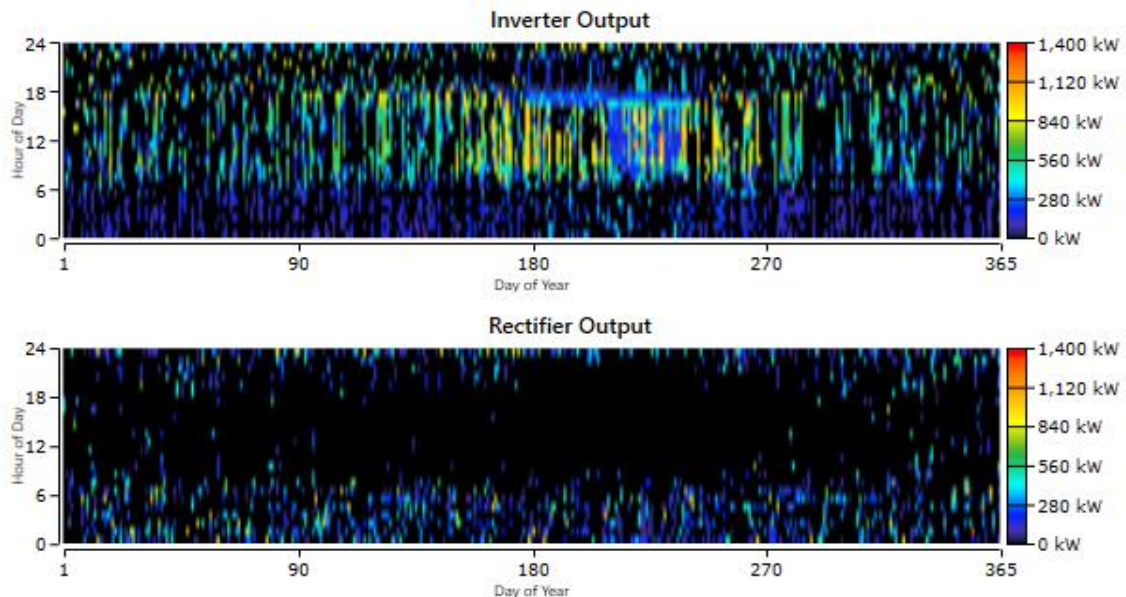


Εικόνα 97 Χαρακτηριστικά συστήματος αποθήκευσης ενέργειας

Το σύστημα συμπεριλαμβάνει επίσης inverter ισχύος 1.49 MW απαραίτητους για την μετατροπή της συνεχούς τάσης (DC) των φωτοβολταϊκών πλαισίων και των συσσωρευτών σε εναλλασσόμενη (AC). Τα χαρακτηριστικά του συστήματος μετατροπής παρουσιάζονται αναλυτικά στην Εικόνα 98.

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	1,493	1,493	kW
Mean Output	142	39.9	kW
Minimum Output	0	0	kW
Maximum Output	1,286	1,303	kW
Capacity Factor	9.49	2.67	%

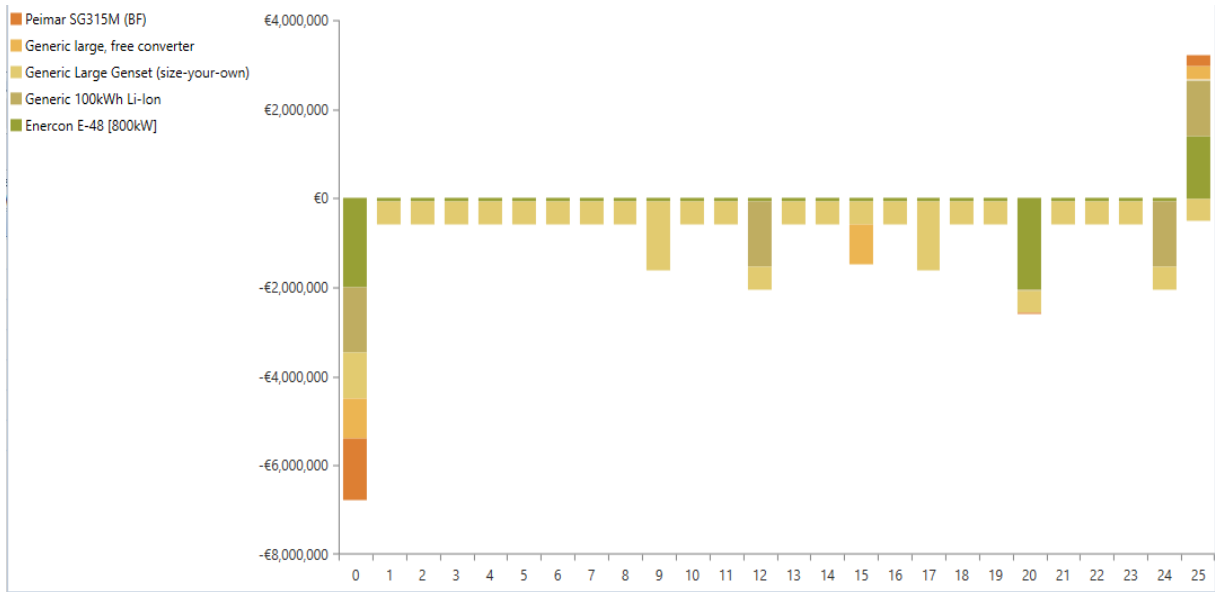
Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of Operation	3,443	1,375	hrs/yr
Energy Out	1,240,812	349,312	kWh/yr
Energy In	1,306,118	367,697	kWh/yr
Losses	65,306	18,385	kWh/yr



Εικόνα 98 Χαρακτηριστικά συστήματος μετατροπέα τάσης

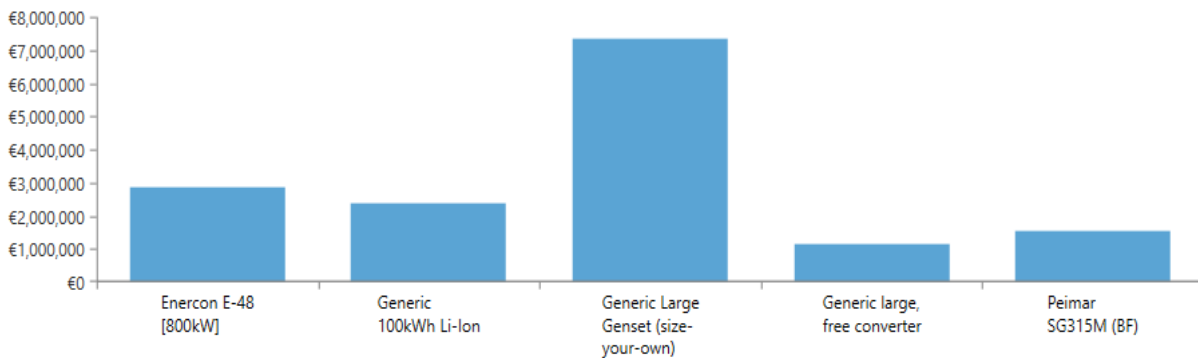
3.5.5 Αποτελέσματα Οικονομικής Ανάλυσης

Οι χρηματικές ροές όλων των μερών του προτεινόμενου αυτόνομου υβριδικού συστήματος PV/WT/Diesel/Battery για το νησί της Αστυπάλαιας παρουσιάζονται στην Εικόνα 99 και το συγκεντρωτικό κόστος εκφρασμένο σε τιμές παρούσας αξίας στην Εικόνα 100. Το εν λόγω σύστημα παρουσιάζει καθαρό παρόν κόστος (NPC) ίσο με 15,251,470 €, σταθμισμένο κόστος ενέργειας (COE) 0.1905 €/kWh και εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR) 73%.



Εικόνα 99 Ταμειακές ροές μερών του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος

Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (COE) που προκύπτει από την οικονομική ανάλυση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος και ανέρχεται σε 0.1905 €/kWh είναι σχεδόν 60% χαμηλότερο σε σύγκριση με τη μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας της Αστυπάλαιας η οποία σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ ανέρχεται σε 0.471 €/kWh, γεγονός που καθιστά το εν λόγω σύστημα οικονομικά βιώσιμο.



Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
Enercon E-48 [800kW]	€1,990,704.00	€449,868.50	€665,034.52	€0.00	-€232,630.46	€2,872,976.56
Generic 100kWh Li-Ion	€1,470,000.00	€873,239.99	€229,638.99	€0.00	-€197,999.51	€2,374,879.47
Generic Large Genset (size-your-own)	€1,028,160.00	€849,383.05	€1,009,632.63	€4,457,384.42	-€1,067.99	€7,343,492.11
Generic large, free converter	€895,661.83	€293,564.30	€0.00	€0.00	-€46,518.04	€1,142,708.09
Peimar SG315M (BF)	€1,399,859.63	€0.00	€153,907.87	€0.00	-€36,352.30	€1,517,415.20
System	€6,784,385.46	€2,466,055.85	€2,058,214.00	€4,457,384.42	-€514,568.30	€15,251,471.44

Εικόνα 100 Σύνοψη κόστους εκφρασμένο σε τιμές παρούσας αξίας

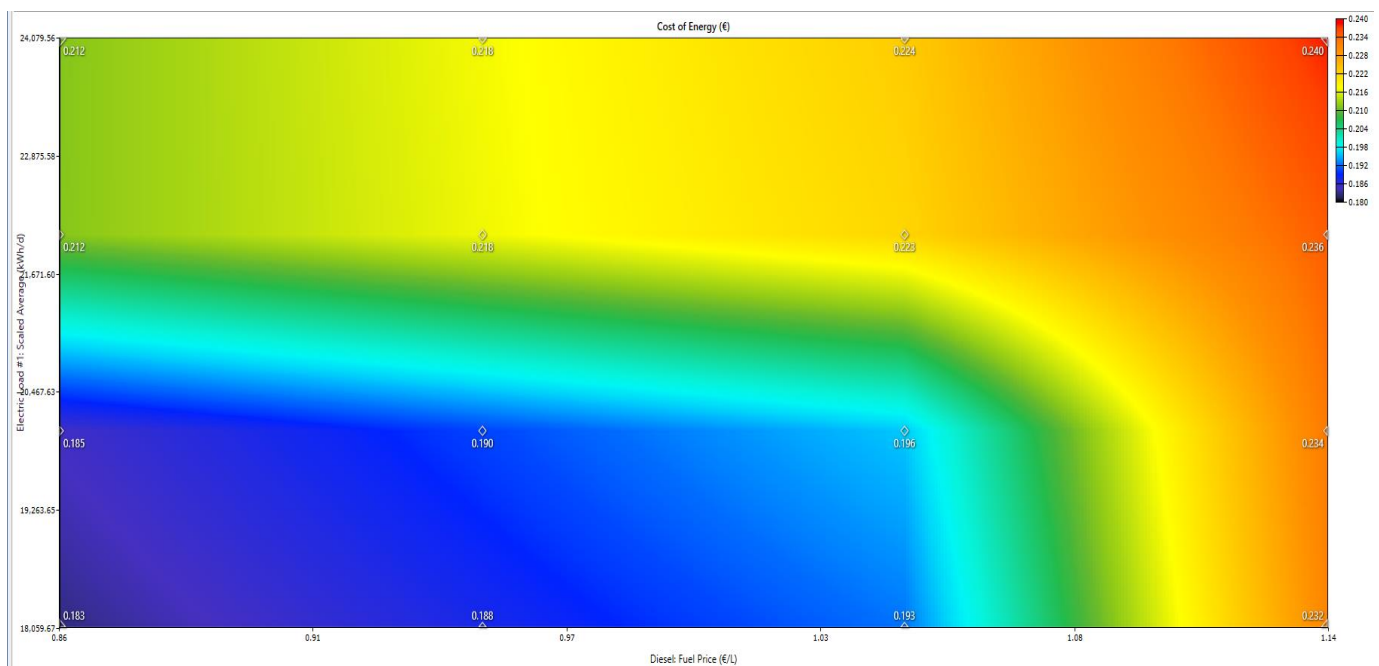
Παρατηρείται πως η γεννήτρια Diesel ευθύνεται για το 48% του συνολικού κόστους του συστήματος, κυρίως λόγω του υψηλού κόστους καυσίμου (το οποίο ανέρχεται σε 4,457,384€), λειτουργίας και συντήρησης ενώ το φωτοβολταϊκό σύστημα απαιτεί το μικρότερο συνολικό κόστος σε σύγκριση με όλα τα συστήματα παραγωγής και ευθύνεται για το 9% του NPC. Το μεγαλύτερο μέρος του συνολικού κόστους των συστημάτων ανανεώσιμης ενέργειας εντοπίζεται στο αρχικό κόστος εγκατάστασης, όπως παρατηρήθηκε και στις προηγούμενες μελέτες περίπτωσης για τα νησιά της Λέσβου και της Καρπάθου.

3.5.6 Ανάλυση Ευαισθησίας

Μετά το πέρας συλλογής των τεχνοοικονομικών αποτελεσμάτων της προσομοίωσης του συστήματος προχωράμε στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας. Οι παράμετροι που εξετάζονται για το προτεινόμενο σύστημα παρατίθενται αναλυτικά στον Πίνακα 11 και περιλαμβάνουν την ηλιακή ακτινοβολία (4.23, 4.76, **5.29**, 5.81 kWh/m²/ημέρα), την μέση ταχύτητα ανέμου (6.05, 6.8, **7.56**, 8.31 m/s), την τιμή καυσίμου Diesel (0.855, **0.95**, 1.045, 1.14 €/L) και την ενεργειακή ζήτηση (18059.7, **20066.3**, 22072.9, 24079.6 kWh/ημέρα). Οι τιμές που εμφανίζονται έντονα αποτελούν τις ονομαστικές τιμές του συστήματος.

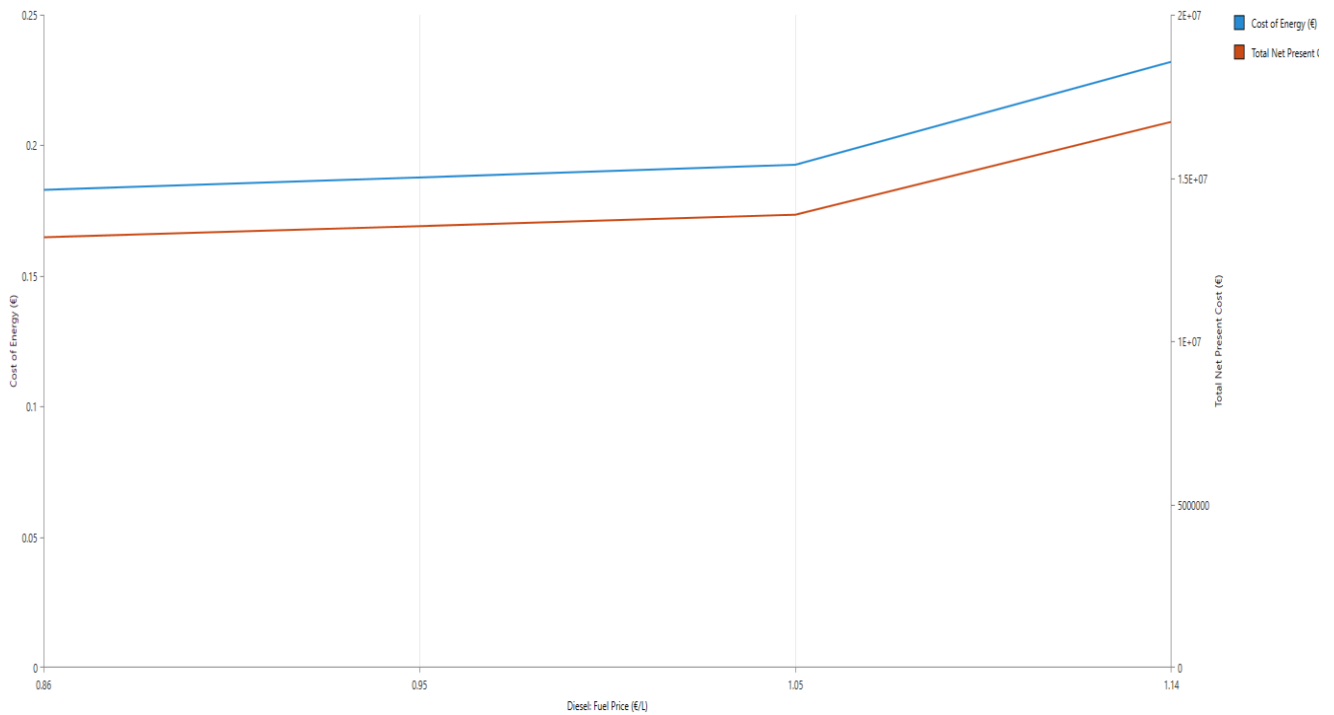
Πίνακας 11 Σύνοψη παραμέτρων ανάλυσης ευαισθησίας

Ηλιακή Ακτινοβολία (kWh/m ² /ημέρα)			Μέση Ταχύτητα Ανέμου (m/s)			Τιμή Καυσίμου Diesel (€/L)			Ενεργειακή Ζήτηση (kWh/ημέρα)		
-20%	-10%	+10%	-20%	-10%	+10%	-10%	+10%	+20%	-10%	+10%	+20%
4.23	4.76	5.81	6.05	6.8	8.31	0.855	1.045	1.14	18059.7	22072.9	24079.6

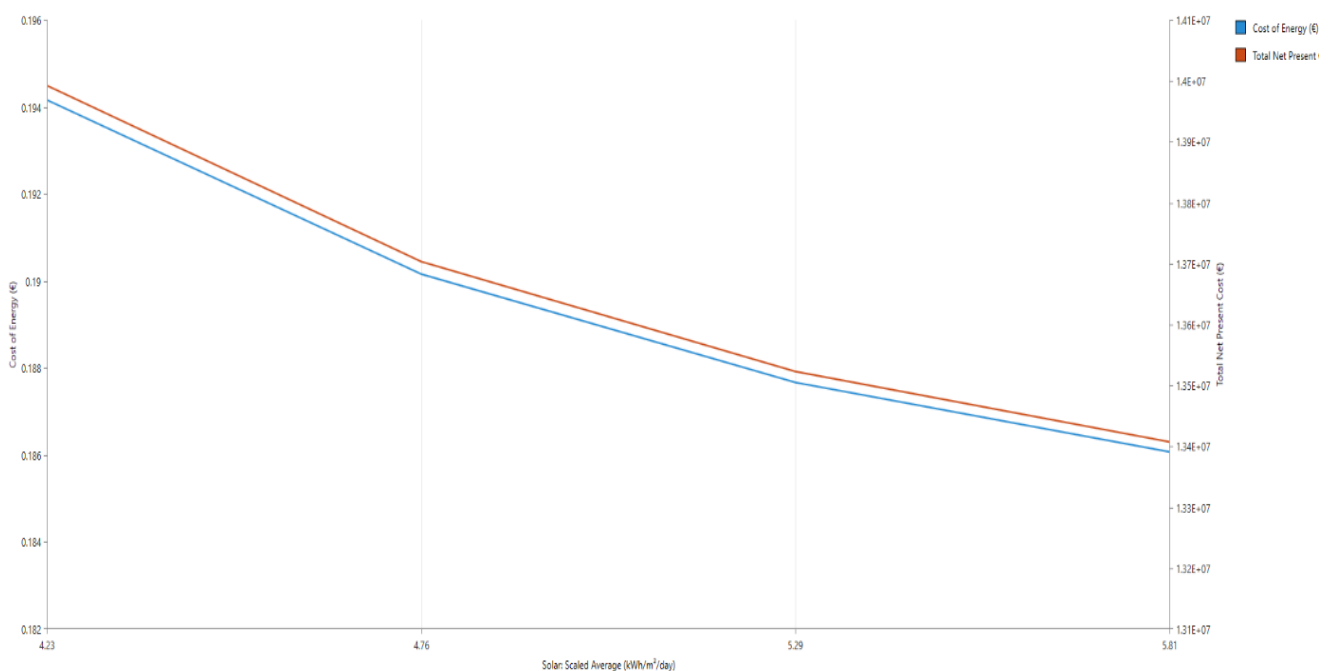


Εικόνα 101 Επίδραση μεταβολών τιμής καυσίμου και ενεργειακής ζήτησης στο COE

Στις εικόνες Εικόνα 101 και Εικόνα 102 παρουσιάζεται η επίδραση των μεταβολών της τιμής καυσίμου Diesel στο κόστος παραγόμενης ενέργειας και στο καθαρό παρόν κόστος του προτεινόμενου συστήματος, διατηρώντας παράλληλα το αιολικό δυναμικό και την ηλιακή ακτινοβολία σταθερά στις ονομαστικές τους τιμές. Σε συμφωνία με τις προηγούμενες μελέτες περίπτωσης των νησιών Λέσβου και Καρπάθου παρατηρείται ξανά πως το COE και το NPC είναι ανάλογα της τιμής καυσίμου και αντιστρόφως ανάλογα των τιμών αιολικού δυναμικού και ηλιακής ακτινοβολίας.

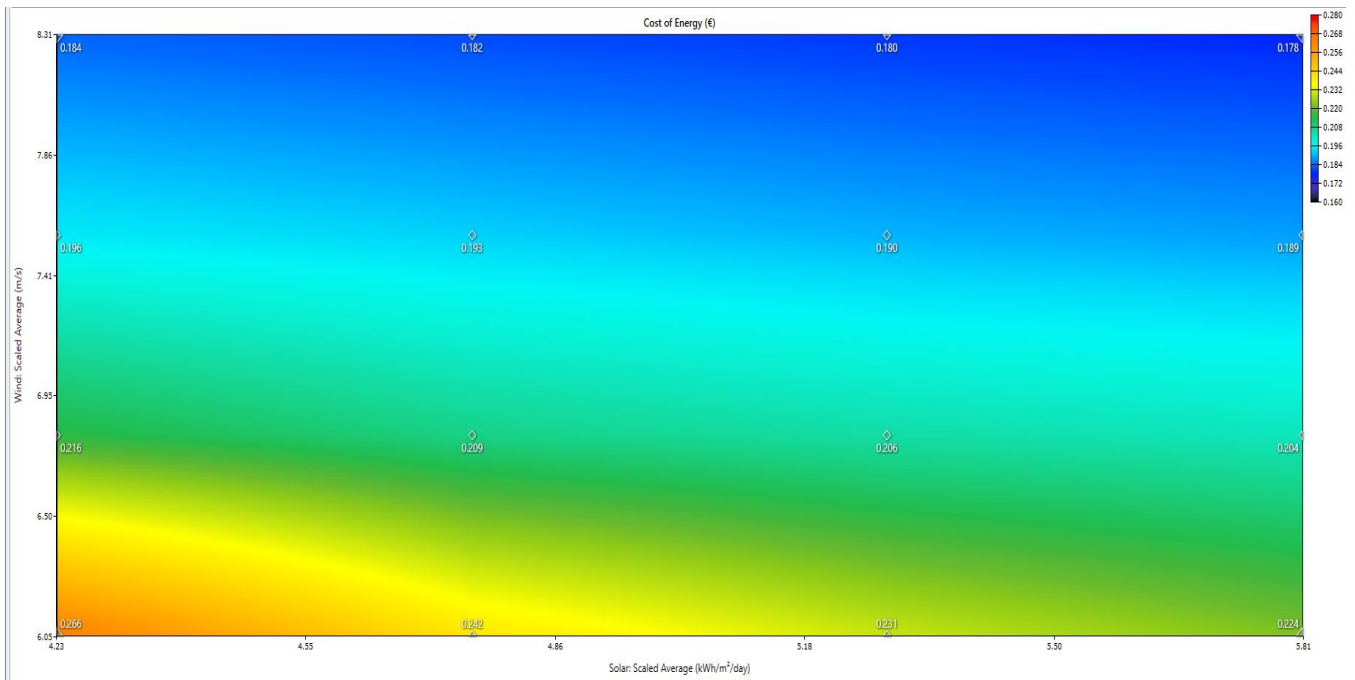


Εικόνα 102 Επίδραση τιμής καυσίμου στο COE (μπλε) και στο NPC (κόκκινο)



Εικόνα 103 Επίδραση ηλιακής ακτινοβολίας στο COE (μπλε) και στο NPC (κόκκινο)

Συγκεκριμένα, το κόστος παραγόμενης ενέργειας του συστήματος υπολογίζεται στα 0.266 €/kWh για τιμές ηλιακής ακτινοβολίας και ταχύτητας ανέμου 4.23 kWh/m²/ημέρα και 6.05 m/s αντίστοιχα ενώ μειώνεται στα 0.178 €/kWh όταν οι τιμές ηλιακής ακτινοβολίας και ταχύτητας ανέμου αυξάνονται στα 5.81 kWh/m²/ημέρα και 8.31 m/s αντίστοιχα. Στην περίπτωση του δυσμενούς σεναρίου όπου η τιμή καυσίμου Diesel και η ενεργειακή ζήτηση αυξάνονται κατά 20%, ενώ η ηλιακή ακτινοβολία και η μέση ταχύτητα ανέμου μειώνονται κατά 20% παρατηρείται αύξηση του COE και του NPC στα 0.303 €/kWh και 29,146,920 € αντίστοιχα ενώ το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνεται στο 67.2% και η περίσσεια ενέργειας στο 12.8%.



Εικόνα 104 Επίδραση ηλιακής ακτινοβολίας και αιολικού δυναμικού στο COE

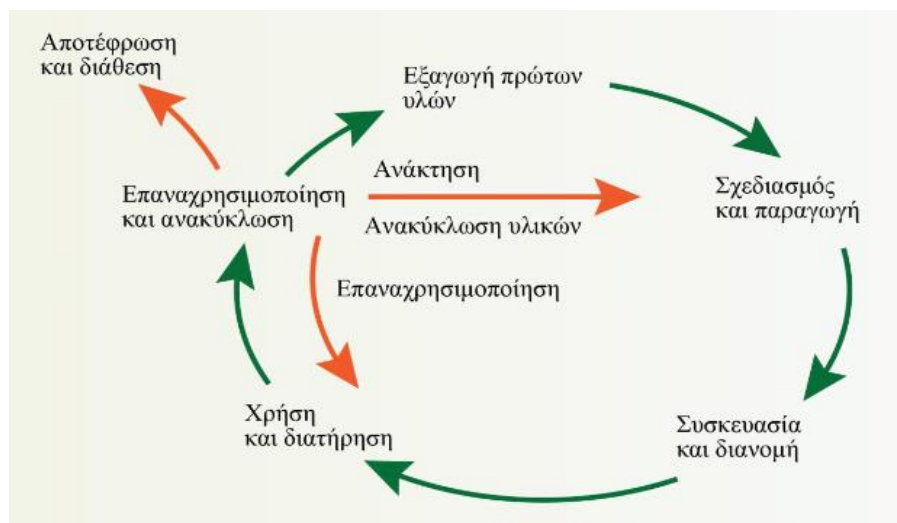
Στην αντίθετη περίπτωση, δηλαδή στο σενάριο όπου η τιμή καυσίμου Diesel και η ενεργειακή ζήτηση μειώνονται κατά 20%, ενώ το δυναμικό ανανεώσιμης ενέργειας τόσο ηλιακής όσο και αιολικής αυξάνεται κατά 20% παρατηρείται μείωση του COE και του NPC στα 0.172 €/kWh και 12,420,190 € αντίστοιχα ενώ το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνεται στο 84.2% και η περίσσεια ενέργειας στο 44.4% ενώ ο IRR αυξάνεται στο 72%. Ο συντελεστής εκμετάλλευσης (Capacity Factor) του φωτοβολταϊκού και του αιολικού συστήματος αυξάνονται στο 21.8% και 56% αντίστοιχα.

4. Ανάλυση Κύκλου Ζωής (LCA)

Η Ανάλυση Κύκλου Ζωής (Life Cycle Analysis - LCA) αποτελεί ένα εργαλείο περιβαλλοντικής διαχείρισης που σκοπό έχει την αποτίμηση του συνόλου των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που σχετίζονται με ένα προϊόν, μια διεργασία ή μια παραγωγική δραστηριότητα καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής τους. Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η χρησιμότητα του LCA στην εκτίμηση του περιβαλλοντικού αντικτύπου που προκύπτει από την εφαρμογή των προτεινόμενων αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα νησιά Λέσβος, Κάρπαθος και Αστυπάλαια.

4.1 Γενικά για το LCA

Η εισαγωγή του σύγχρονου όρου της Ανάλυσης Κύκλου Ζωής τοποθετείται στη δεκαετία του 1960, όπου έλαβαν χώρα σχετικές μελέτες LCA με αντικείμενο την ενεργειακή αποδοτικότητα, την κατανάλωση πρώτων υλών και την παραγωγή και τη διάθεση των αποβλήτων. Ωστόσο, η σύνοδος κορυφής του ΟΗΕ για το περιβάλλον του 1992, στην οποία διατυπώθηκαν πολλές θετικές απόψεις σχετικά με τη χρησιμότητα της μεθοδολογίας ανάλυσης κύκλου ζωής στην αντιμετώπιση ενός ευρέως φάσματος περιβαλλοντικών ζητημάτων, έπαιξε καθοριστικό ρόλο στην ενίσχυση του ενδιαφέροντος για ένα μεγάλο αριθμό βιομηχανιών (Ζουμπούλης, et al., 2015).



Εικόνα 105 Σχηματική απεικόνιση του κύκλου ζωής ενός προϊόντος (Ζουμπούλης, et al., 2015)

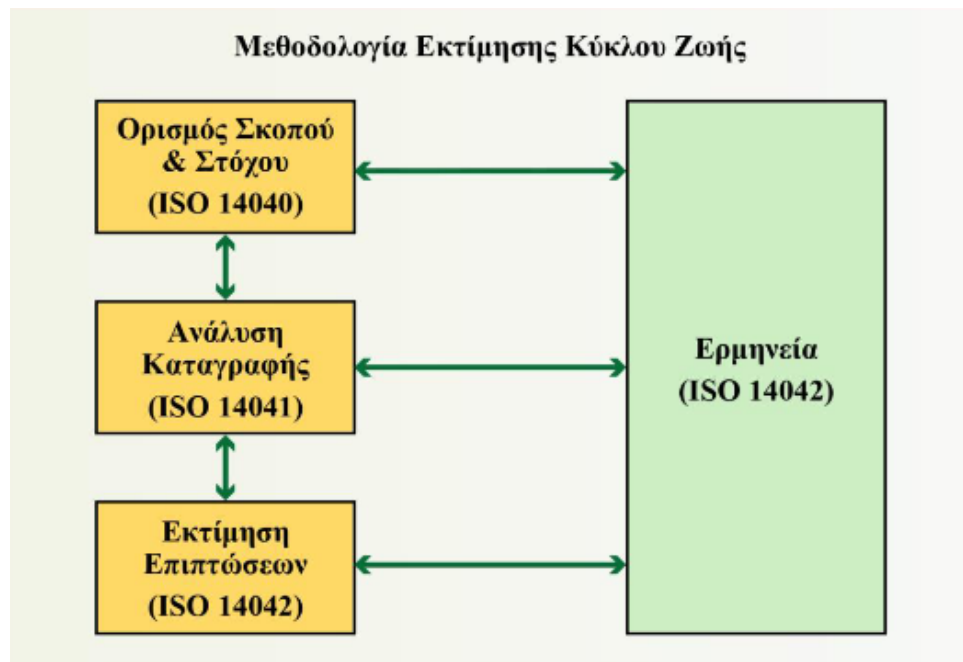
Σύμφωνα με τον ορισμό που προτείνεται από τους (Lindfors, et al., 1995), η Ανάλυση Κύκλου Ζωής αποτελεί μία διαδικασία αποτίμησης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που σχετίζονται με ένα προϊόν, ένα σύστημα ή μία δραστηριότητα, μέσω της αναγνώρισης και της ποσοτικής περιγραφής των χρησιμοποιούμενων υλικών, της καταναλισκόμενης ενέργειας και των εκπομπών ρύπων στο περιβάλλον. Η εκτίμηση περιλαμβάνει ολόκληρο τον κύκλο ζωής του προϊόντος ή της δραστηριότητας ενώ περιλαμβάνει την εξόρυξη και την κατεργασία των πρώτων υλών, την κατασκευή, τη διανομή, τη χρήση, τη συντήρηση, την ανακύκλωση και την τελική διάθεση, καθώς και τις επιμέρους μεταφορές. Η εκτίμηση των επιπτώσεων κύκλου

ζωής προϋποθέτει τη μελέτη του οικοσυστήματος, της ανθρώπινης υγείας και τη μελλοντική εξάντληση πόρων, χωρίς να αναφέρεται στον πιθανό κοινωνικοοικονομικό αντίκτυπο.

4.2 Μεθοδολογία Ανάλυσης Κύκλου Ζωής

Το μεθοδολογικό πλαίσιο της LCA αναπτύχθηκε κατά τη δεκαετία του 1990 και βρίσκεται ακόμη υπό περαιτέρω ανάπτυξη. Στο πλαίσιο αυτό, ο Διεθνής Οργανισμός Τυποποίησης (International Standardization Organization - ISO) ανέπτυξε τη σειρά προτύπων ISO-14040 με απώτερο σκοπό την επίτευξη μιας αντικειμενικότερης προσέγγισης. Συγκεκριμένα πρόκειται για τα πρότυπα ISO- 14040, 14041, 14042, 14043 στα οποία διακρίνονται τα εξής βήματα:

- 1) **Καθορισμός Σκοπού και Αντικειμένου Μελέτης (Goal and Scope Definition):** Περιγραφή της εφαρμογής και του τύπου της LCA, καθορισμός των ορίων του υπό μελέτη συστήματος και καθορισμός της μονάδας μέτρησης που θα χρησιμοποιηθεί.
- 2) **Καταγραφή Δεδομένων (Inventory Analysis):** Καταγραφή και ποσοτικοποίηση του συνόλου των εισροών και εκροών του συστήματος, δηλαδή την παρακολούθηση των εισόδων ενέργειας, υλικών και εκλύσεων.
- 3) **Εκτίμηση Επιπτώσεων (Impact Assessment):** Προσδιορισμός των περιβαλλοντικών επιπτώσεων.
- 4) **Ερμηνεία Αποτελεσμάτων (Interpretation):** Ανάλυση και αξιολόγηση των αποτελέσματα/πορισμάτων των προαναφερθέντων σταδίων και εξαγωγή συμπερασμάτων, υποδείξεων και οδηγιών για τον περιορισμό των περιβαλλοντικών επιπτώσεων.



Εικόνα 106 Πλαίσιο μεθοδολογίας LCA (Ζουμπούλης, et al., 2015)

4.2.1 Καθορισμός Σκοπού και Αντικειμένου Μελέτης

Ο καθορισμός του σκοπού και του αντικειμένου της μελέτης αποτελεί το πρώτο βήμα της LCA και επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό την έκτασή της σε χρονική διάρκεια, ανθρώπινο δυναμικό

και οικονομικούς πόρους. Σε αυτό το βήμα καθορίζονται τα όρια του συστήματος μέσω της επιλογής των διεργασιών και λειτουργιών που θα συμπεριληφθούν στη μελέτη και τίθεται ο στόχος της, ο οποίος ορίζει τα αίτια διεξαγωγής της καθώς και την πιθανή μελλοντική αξιοποίηση των αποτελεσμάτων. Ανάλογα με τον στόχο, η LCA μπορεί να μην συμπεριλαμβάνει όλες τις φάσεις του κύκλου ζωής στο πεδίο της έρευνας, απόφαση που μπορεί να δικαιολογηθεί σε περιπτώσεις όπου η επίπτωση αυτών των φάσεων είναι αμελητέα. Στο παρόν στάδιο συμπεριλαμβάνεται επίσης ο καθορισμός της μονάδας μέτρησης η οποία θέτει την κλίμακα για τη σύγκριση δύο ή περισσότερων προϊόντων. Τα δεδομένα και τα αποτελέσματα της LCA εκφράζονται σε μια λειτουργική μονάδα που περιγράφει τη λειτουργία του υπό μελέτη συστήματος και την προσδιορίζει ποσοτικά (Nieuwlaar, 2004).

Η παρούσα μελέτη έχει ως στόχο την εκτίμηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που προκύπτουν από την εφαρμογή των προτεινόμενων αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα νησιά Λέσβος, Κάρπαθος και Αστυπάλεια.

4.2.2 Καταγραφή Δεδομένων

Το στάδιο της καταγραφής δεδομένων αποτελεί την πλέον χρονοβόρα διαδικασία κατά τη διεξαγωγή μιας LCA και περιλαμβάνει τη συλλογή και την επεξεργασία των απαραίτητων δεδομένων για την ποσοτικοποίηση των εισροών και εκροών του συστήματος. Στο πλαίσιο των παραπάνω γίνεται ένας πιο ακριβής προσδιορισμός του υπό μελέτη συστήματος, ενώ καταγράφονται ποσοτικά οι ροές μάζας και ενέργειας που ανταλλάσσονται με το περιβάλλον και τα δεδομένα συσχετίζονται με την καθορισμένη λειτουργική μονάδα.



Εικόνα 107 Παράδειγμα διαγράμματος ροής ενός προϊόντος (Ζουμπούλης, et al., 2015)

Το διάγραμμα ροής (Εικόνα 107) συνοψίζει όλες τις διαδικασίες που απαρτίζουν το υπό μελέτη σύστημα και τις επιμέρους εισροές-εκροές για όλες τις διαδικασίες που εμπεριέχονται σε αυτό (Nieuwlaar, 2004). Όσον αφορά στα όρια του συστήματος για την

παρούσα μελέτη, ελήφθη υπόψη η επιμέρους ετήσια ενεργειακή παραγωγή των προτεινόμενων αυτόνομων υβριδικών συστημάτων όπως αυτή προκύπτει από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του λογισμικού HOMER (Πίνακας 12) καθώς και η ονομαστική ισχύς των εξαρτημάτων του συστήματος.

Πίνακας 12 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των προτεινόμενων αυτόνομων υβριδικών συστημάτων

	Λέσβος	Κάρπαθος	Αστυπάλαια
Αιολικά (kWh/έτος)	317,483,026	41,715,645	7,166,818
Φωτοβολταϊκά (kWh/έτος)	112,862,189	21,900,306	2,877,468
Θερμικοί Σταθμοί (kWh/έτος)	30,499,011	3,280,983	1,548,271
Συσσωρευτές (kWh/έτος)	49,697,954	7,668,313	538,154
Μετατροπείς (kWh/έτος)	74,390,002	11,493,825	1,240,812

4.2.3 Εκτίμηση Επιπτώσεων

Η εκτίμηση των επιπτώσεων κύκλου ζωής αποτελεί το τρίτο στάδιο της LCA, στο οποίο λαμβάνει χώρα η αξιολόγηση των δυνητικών περιβαλλοντικών επιπτώσεων που προκύπτουν από τις ροές του υπό μελέτη συστήματος και περιλαμβάνει τα εξής:

- Κατηγοριοποίηση (Classification):**
Εκχώρηση των δεδομένων εισροής και εκροής του συστήματος σε κατηγορίες επιπτώσεων ανάλογα με την ικανότητα τους να συμβάλλουν σε διαφορετικά περιβαλλοντικά προβλήματα (PRé, 2013).
- Χαρακτηρισμός (Characterization):**
Διαμόρφωση των κατηγοριών υπό τη μορφή κατάλληλων δεικτών με γνώμονα τους μηχανισμούς με τους οποίους διαφορετικές ουσίες συνεισφέρουν σε διαφορετικές κατηγορίες επιπτώσεων (Πέτρου, 2014). Στην περίπτωση των θερμοκηπιακών αερίων χρησιμοποιείται το δυναμικό υπερθέρμανσης του πλανήτη (Global Warming Potential- GWP) κάθε αερίου για τη δημιουργία ενός δείκτη σύγκρισης (Ισοδύναμα διοξειδίου του άνθρακα, CO₂-eq).
- Κανονικοποίηση (Normalization):**
Οι τιμές που προκύπτουν από τη διαδικασία του χαρακτηρισμού «κανονικοποιούνται» μέσω της διαίρεσής τους με μια τιμή αναφοράς. Η τιμή αναφοράς μπορεί για παράδειγμα να αφορά στο μέσο ετήσιο περιβαλλοντικό αποτύπωμα ενός πολίτη σε μια συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή και χρονική περίοδο. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται η δημιουργία μιας τάξης μεγέθους η οποία διευκολύνει την ερμηνεία των αποτελεσμάτων. Ο κύριος στόχος της κανονικοποίησης είναι η καλύτερη κατανόηση στις σχετικές σημαντικότητας των

αποτελεσμάτων για το υπό μελέτη σύστημα. Σημειώνεται πως αν κατά την εν λόγω διαδικασία φανεί πως κάποια αποτελέσματα δεικτών κατηγοριών έχουν αμελητέα συμβολή, τότε είναι δυνατόν ακόμη και να εξαιρεθούν απλοποιώντας τη διαδικασία ανάλυσης (Πανταζή, 2014).

- **Ομαδοποίηση (Grouping):**
Αποτελεί προαιρετικό βήμα και αφορά στην ταξινόμηση (sorting) ή κατηγοριοποίηση (classification) των δεικτών επιπτώσεων.
- **Στάθμιση (Weighting):**
Η διαδικασία που επιτρέπει τη σύγκριση της περιβαλλοντικής επίπτωσης δύο ή περισσότερων προϊόντων/υπηρεσιών σταθμίζοντας τη μία ενάντια στην άλλη. Σε περίπτωση που έχει προηγηθεί η διαδικασία της κανονικοποίησης που αναφέρεται παραπάνω, τα βάρη για το στάδιο της στάθμισης καθορίζονται βάσει των δεικτών επιπτώσεων που έχουν προκύψει από το στάδιο της κανονικοποίησης. Τα βάρη εκφράζουν τη σχετική σημαντικότητα των αποτελεσμάτων των δεικτών επιπτώσεων αναφορικά με κάποιες δεδομένες κοινωνικές αξίες και προτιμήσεις (Πανταζή, 2014). Τα αποτελέσματα των δεικτών επιπτώσεων πολλαπλασιάζονται με τα βάρη και αθροίζονται. Από αυτή την διαδικασία προκύπτει το σταθμισμένο περιβαλλοντικό προφίλ (weighted environmental profile).

4.2.4 Ερμηνεία Αποτελεσμάτων

Η ερμηνεία των αποτελεσμάτων αποτελεί το τελικό στάδιο της LCA και στο πλαίσιο της γίνεται η ταυτοποίηση των διεργασιών του συστήματος που παρουσιάζουν το μεγαλύτερο περιβαλλοντικό αντίκτυπο καθώς και η επιβεβαίωση της αξιοπιστίας των αποτελεσμάτων της μελέτης. Τέλος, εξάγονται πορίσματα, υποδείξεις και προτάσεις, αποσκοπώντας στη βελτίωση της υφιστάμενης κατάστασης. Σύμφωνα με τον ορισμό που προτείνει το ISO 14043:

«Η ερμηνεία του κύκλου ζωής αποτελεί μια συστηματική τεχνική για τον προσδιορισμό, περιγραφή, έλεγχο και αξιολόγηση των πληροφοριών από την απογραφή δεδομένων του κύκλου ζωής και/ή την εκτίμηση επιπτώσεων του κύκλου ζωής ενός συστήματος και την παρουσίασή τους με στόχο να ικανοποιηθούν οι απαιτήσεις της εφαρμογής όπως περιγράφηκαν στο σκοπό και αντικείμενο της μελέτης. Η ερμηνεία του κύκλου ζωής περιλαμβάνει την επικοινωνία ανάμεσα στα στάδια της LCA για να δώσει με αξιοπιστία τα αποτελέσματα των προηγούμενων φάσεων της LCA, με τρόπο που να είναι αντιληπτός και χρήσιμος στον αποφασίζοντα.» (Πανταζή, 2014).

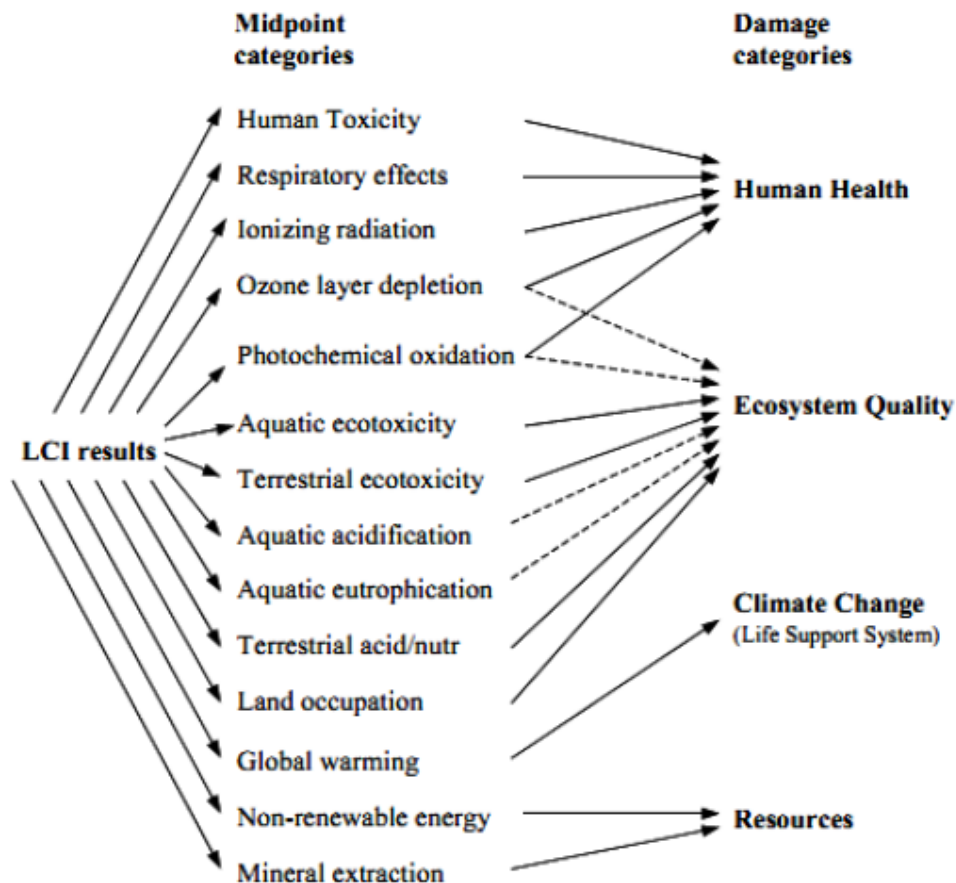
4.3 Το Λογισμικό SimaPro

Στο πλαίσιο διεξαγωγής της ανάλυσης κύκλου ζωής (LCA) των προτεινόμενων αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα νησιά Λέσβος, Κάρπαθος και Αστυπάλαια, χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό SimaPro (Έκδοση PhD 8.2.3.0), η λειτουργία του οποίου βασίζεται στη διάσπαση των προς ανάλυση προϊόντων σε απλούστερα υλικά και διαδικασίες.

Το σύνολο των περιβαλλοντικών επιπτώσεων του προϊόντος υπολογίζεται με τη βοήθεια της ενσωματωμένης βάσης δεδομένων «ecoinvent» του λογισμικού, η οποία περιέχει ποσοτικά δεδομένα εκρών για τα βασικά υλικά και τις διαδικασίες που το αποτελούν. Η συγκεκριμένη βάση δεδομένων περιέχει δεδομένα καταγραφής σε πεδία ενέργειας (θερμότητα, μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας), υλών (χημικά, μέταλλα, πλαστικό, υλικά δόμησης κλπ), μεταφοράς (οδικώς, πλοίων, αερομεταφορών κλπ) και τελικής διαχείρισης απορριμμάτων (υγειονομική ταφή, αποτέφρωση και ανακύκλωση) (Huijbregtsa, et al., 2007) (Πανταζή, 2014). Το SimaPro υπολογίζει τις εκπομπές που προκύπτουν καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής του προϊόντος, δημιουργώντας μία πυραμίδα στην κορυφή της οποίας βρίσκονται οι συνολικές εκπομπές που αναλύονται σε όλο και απλούστερες διαδικασίες, καταλήγοντας στη βάση της πυραμίδας.

4.4 Καταγραφή Διεργασιών και Εισαγωγή Δεδομένων στο SimaPro

Στο στάδιο καταγραφής των διεργασιών και εισαγωγής δεδομένων στο υπολογιστικό περιβάλλον του SimaPro, δημιουργήθηκαν αρχικά οι διεργασίες (Processes) της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι διεργασίες είναι τα επιμέρους στοιχεία (μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας) από τα οποία αποτελούνται τα προτεινόμενα αυτόνομα υβριδικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τα στάδια του κύκλου ζωής τους. Η λειτουργική μονάδα ορίστηκε ως 1 kWh. Παρακάτω παρατίθενται αναλυτικά τα αποτελέσματα από το περιβάλλον του SimaPro PhD 8.2.3.0 που αφορούν στις κατηγορίες επιπτώσεων της μεθόδου IMPACT 2002+, για τα επιμέρους εξαρτήματα των προτεινόμενων



Εικόνα 108 Σύνοψη της μεθόδου IMPACT 2002+ Πηγή: (Πανταζή, 2014)

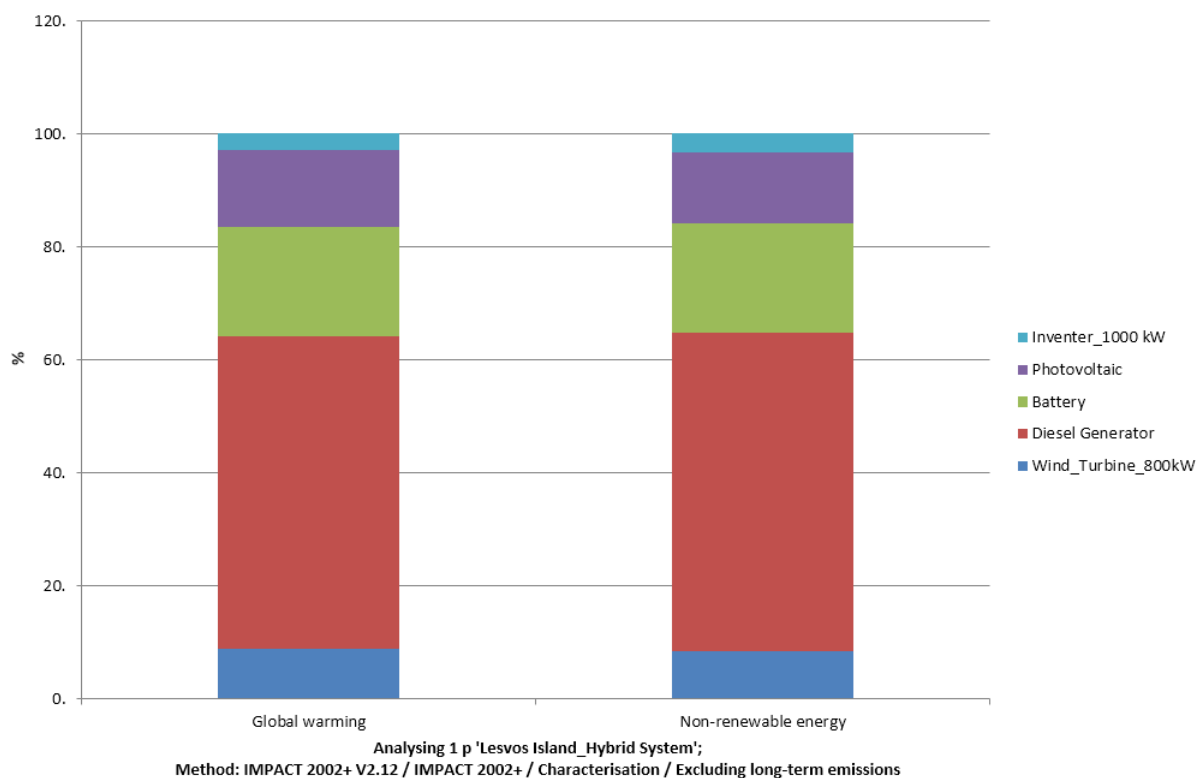
αυτόνομων υβριδικών συστημάτων και στο τέλος συγκριτικά σε επίπεδο νησιού. Η IMPACT 2002+ αποτελεί μία μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων η οποία αναπτύχθηκε από το Ελβετικό Ομοσπονδιακό Ινστιτούτο Τεχνολογίας της Λωζάννης (Swiss Federal Institute of Technology, Lausanne – EPFL). Η εν λόγω μεθοδολογία αφορά σε μία συνδυασμένη προσέγγιση τύπου midpoint/damage, συνδέοντας έτσι όλους τους τύπους βασικών ροών που προκύπτουν κατά την καταγραφή δεδομένων, μέσω δεκατεσσάρων ενδιάμεσων κατηγοριών σε τέσσερις κατηγορίες βλαβών. Η μέθοδος IMPACT 2002+ παρουσιάζει πλεονεκτήματα συγκριτικά τόσο με τις μεθόδους που βασίζονται σε μέσες κατηγορίες (mid-point) όπως η CML, όσο και μεθόδων που βασίζονται σε κατηγορίες βλαβών (end-point) όπως η Eco-Indicator 99.

Η Εικόνα 108 αποτυπώνει τη σύνοψη της μεθόδου IMPACT 2002+ που συνδέει όλους τους τύπους των αποτελεσμάτων της καταγραφής δεδομένων μέσω δεκατεσσάρων mid-point κατηγοριών και συγκεκριμένα την ανθρώπινη τοξικότητα, τις αναπνευστικές επιδράσεις, την ionίζουσα ακτινοβολία, τη μείωση της στοιβάδας του όζοντος, τη φωτοχημική οξείδωση, την υδάτινη οικοτοξικότητα, την οικοτοξικότητα εδάφους, την οξίνιση εδάφους και υδάτων, τον ευτροφισμό, τη χρήση γης, την υπερθέρμανση του πλανήτη, τη μη ανανεώσιμη ενέργεια και την εξόρυξη ορυκτών σε τέσσερις κατηγορίες βλαβών οι οποίες αφορούν στην ανθρώπινη υγεία, την ποιότητα οικοσυστήματος, την κλιματική αλλαγή, και την κατανάλωση πόρων (Πανταζή, 2014).

4.5 Αποτελέσματα Ανάλυσης Κύκλου Ζωής

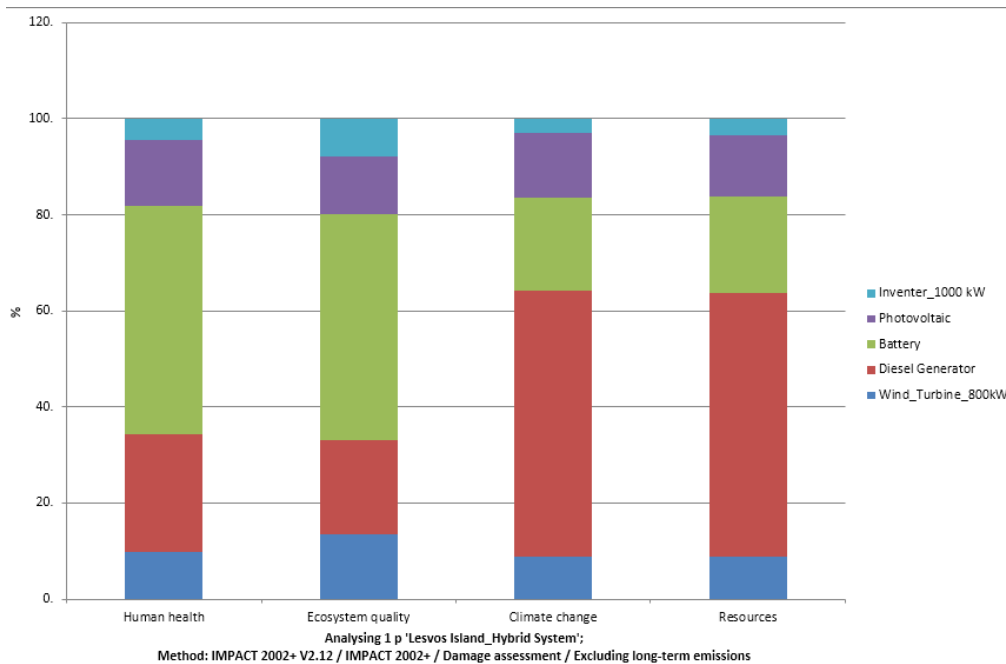
4.5.1 Λέσβος

Από τα αποτελέσματα της LCA για το προτεινόμενο αυτόνομο υβριδικό σύστημα της Λέσβου, κι όπως προκύπτει από τις Εικόνες Εικόνα 109 και Εικόνα 110 που αποτυπώνουν τα αποτελέσματα για τις κατηγορίες επιπτώσεων της μεθόδου IMPACT 2002+, οι θερμικές μονάδες με καύσιμο Diesel έχουν το μεγαλύτερο περιβαλλοντικό αντίκτυπο και στις δύο κατηγορίες επιπτώσεων κι ακολουθούν οι συσσωρευτές ιόντων λιθίου. Όσον αφορά τις ντιζελογεννήτριες, το στάδιο κύκλου ζωής που συνεισφέρει περισσότερο σε αέρια του θερμοκηπίου είναι εκείνο της λειτουργίας.



Εικόνα 109 Περιβαλλοντική αξιολόγηση προτεινόμενου αυτόνομου υβριδικού συστήματος Λέσβου

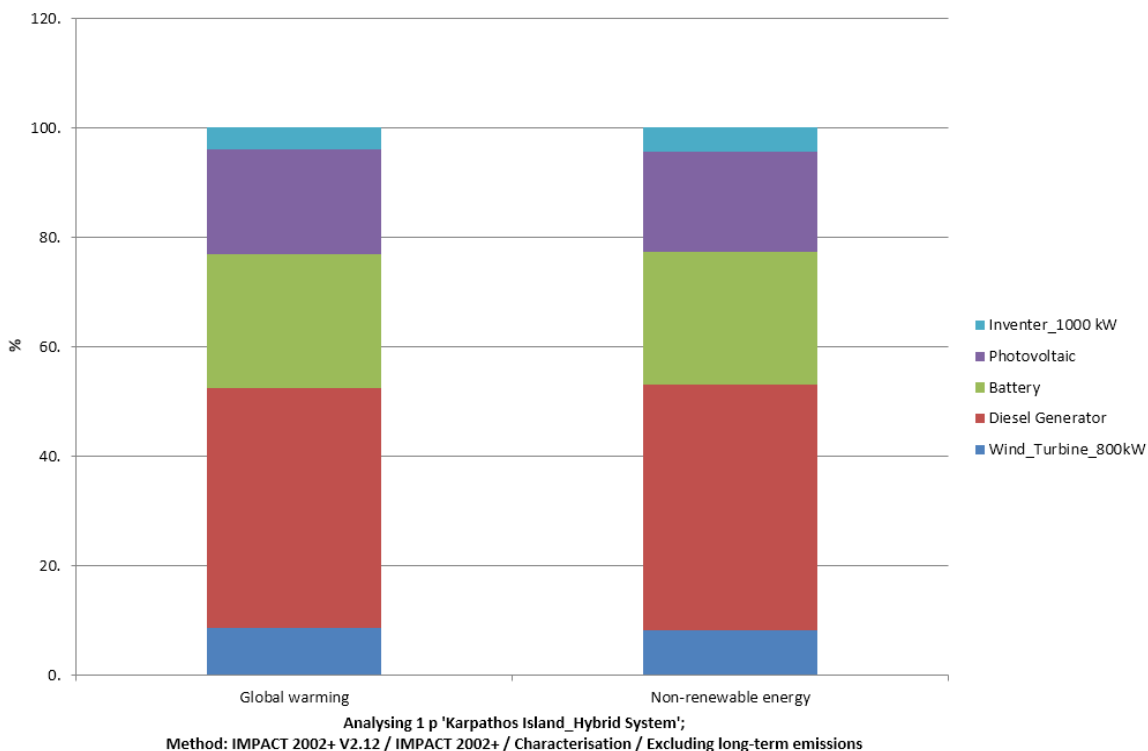
Η χρήση της μεθόδου Damage Assessment καθιστά σαφές πως η χρήση των θερμικών μονάδων Diesel έχει τη μεγαλύτερη επίδραση στην κλιματική αλλαγή και την κατανάλωση πόρων ενώ οι συσσωρευτές ιόντων λιθίου έχουν το μεγαλύτερο αντίκτυπο στις κατηγορίες ανθρώπινης υγείας και ποιότητας οικοσυστημάτων. Όσον αφορά τους συσσωρευτές, οι κύριες περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκύπτουν από τη χρήση τους οφείλονται στις φάσεις εξόρυξης και κατασκευής, ενώ στην περίπτωση των θερμικών μονάδων, η καύση πετρελαίου Diesel εμφανίζεται υπεύθυνη για τη συνεισφορά στην κλιματική αλλαγή. Η συνολική ετήσια συνεισφορά του αυτόνομου υβριδικού συστήματος της Λέσβου ανέρχεται σε 53,679,787 kg CO₂-eq και ο ρυθμός εκπομπών σε 116 g CO₂-eq/kWh.



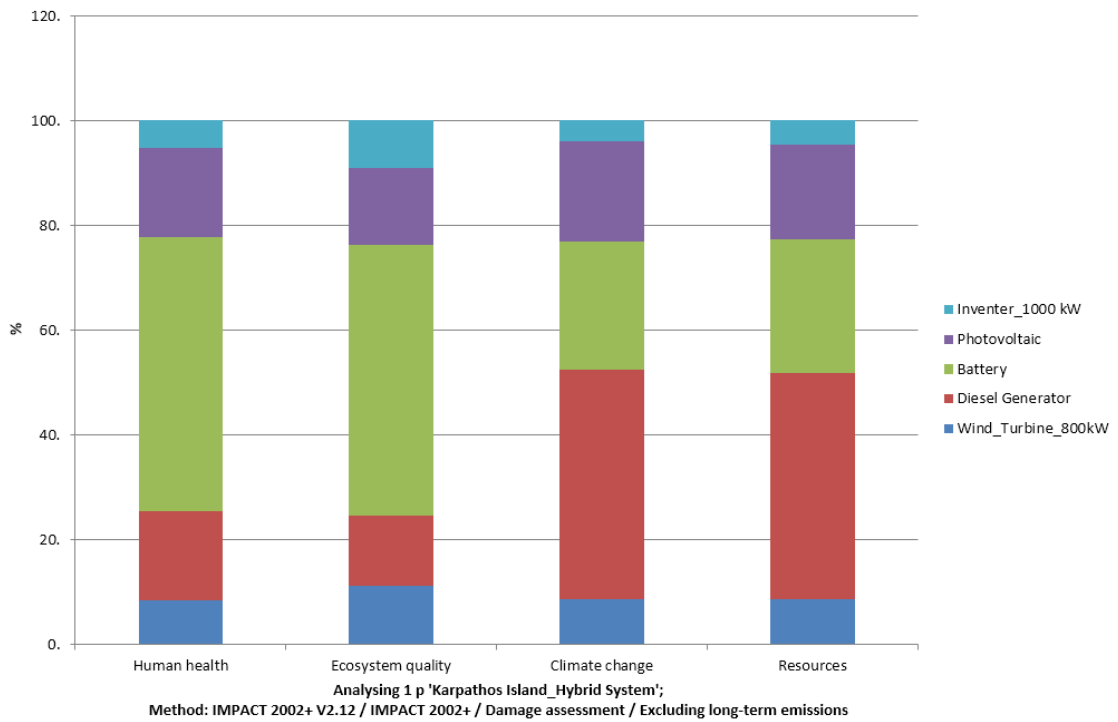
Εικόνα 110 Επίπτωση ΑΥΣ Λέσβου σε επιλεγμένες κατηγορίες

4.5.2 Κάρπαθος

Στα αποτελέσματα της LCA για την περίπτωση του προτεινόμενου ΑΥΣ Καρπάθου, εμφανίζεται ξανά η χρήση του συστήματος θερμικών μονάδων Diesel και του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας ως οι διεργασίες με τις μεγαλύτερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε όλες τις κατηγορίες επιπτώσεων. Η συνολική ετήσια συνεισφορά του αυτόνομου υβριδικού συστήματος της Καρπάθου ανέρχεται σε 7,295,956 kg CO₂-eq και ο ρυθμός εκπομπών σε 109 g CO₂-eq/kWh.



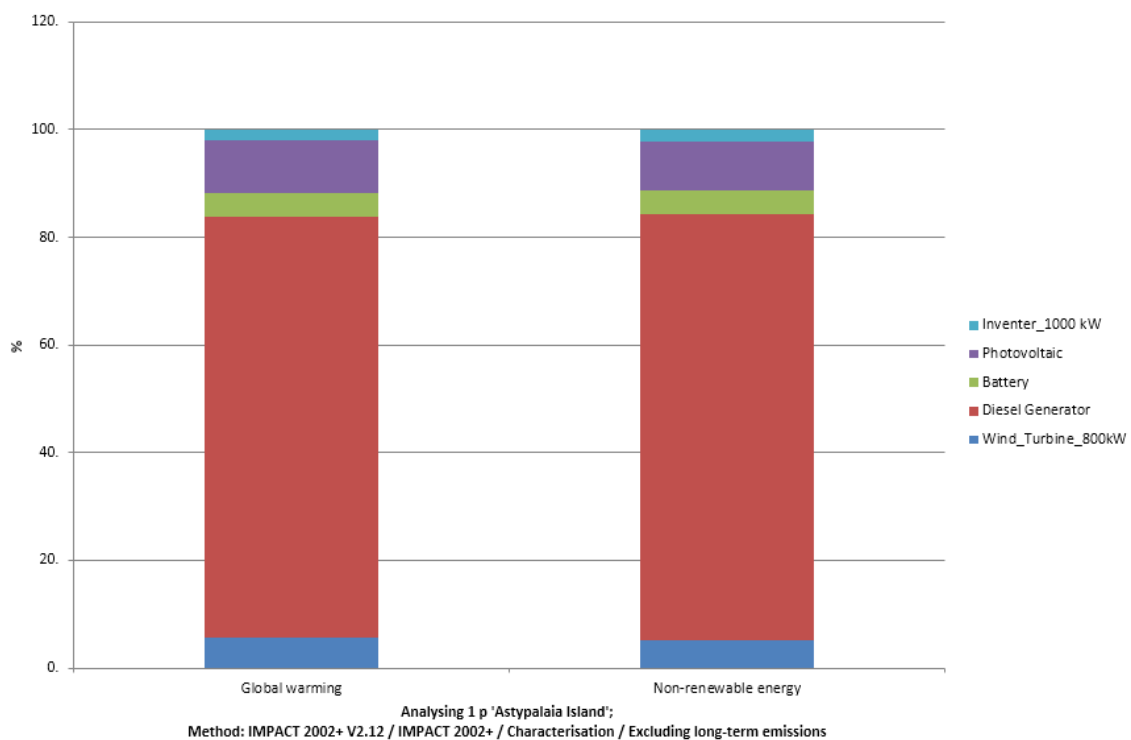
Εικόνα 111 Περιβαλλοντική αξιολόγηση προτεινόμενου αυτόνομου υβριδικού συστήματος Καρπάθου



Εικόνα 112 Επίπτωση ΑΥΣ Καρπάθου σε επιλεγμένες κατηγορίες

4.5.3 Αστυπάλαια

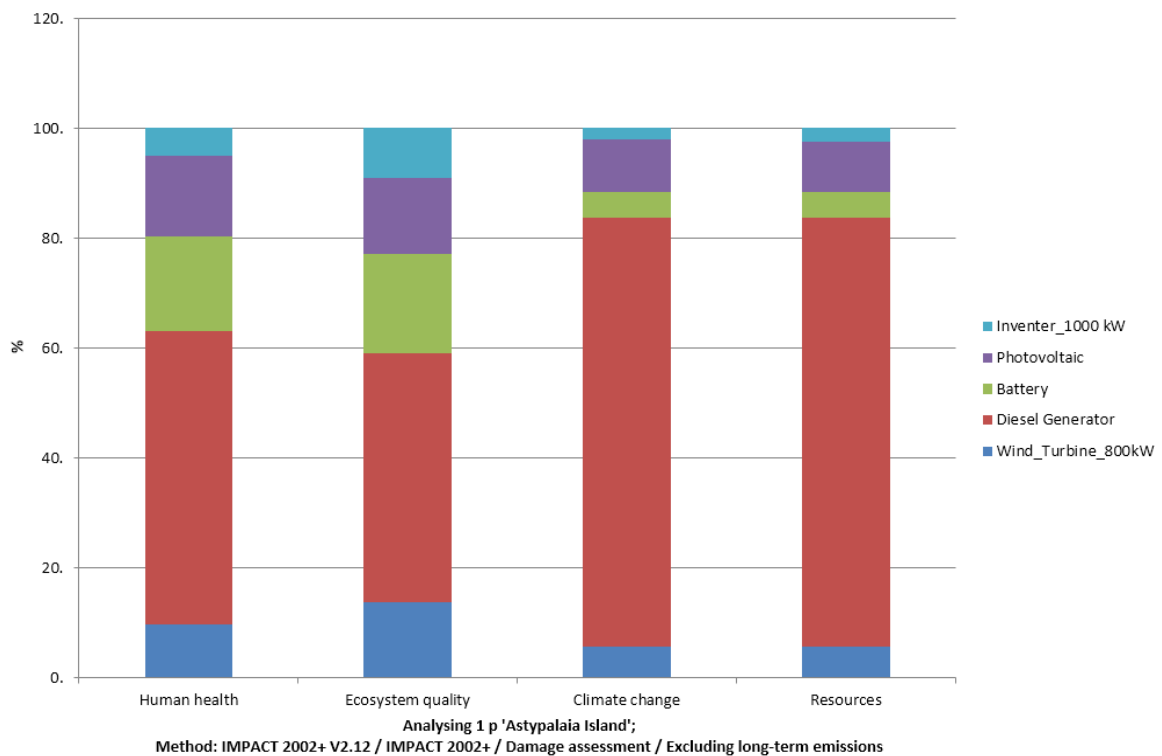
Από τα αποτελέσματα της LCA για το προτεινόμενο αυτόνομο υβριδικό σύστημα της Αστυπάλαιας, τα οποία αποτυπώνονται στην Εικόνα 113, προκύπτει πως η χρήση των θερμικών μονάδων Diesel παρουσιάζει το μεγαλύτερο περιβαλλοντικό αντίκτυπο στις



Εικόνα 113 Περιβαλλοντική αξιολόγηση προτεινόμενου αυτόνομου υβριδικού συστήματος Αστυπάλαιας

κατηγορίες επιπτώσεων υπερθέρμανσης του πλανήτη και μη ανανεώσιμης ενέργειας της μεθόδου IMPACT 2002+.

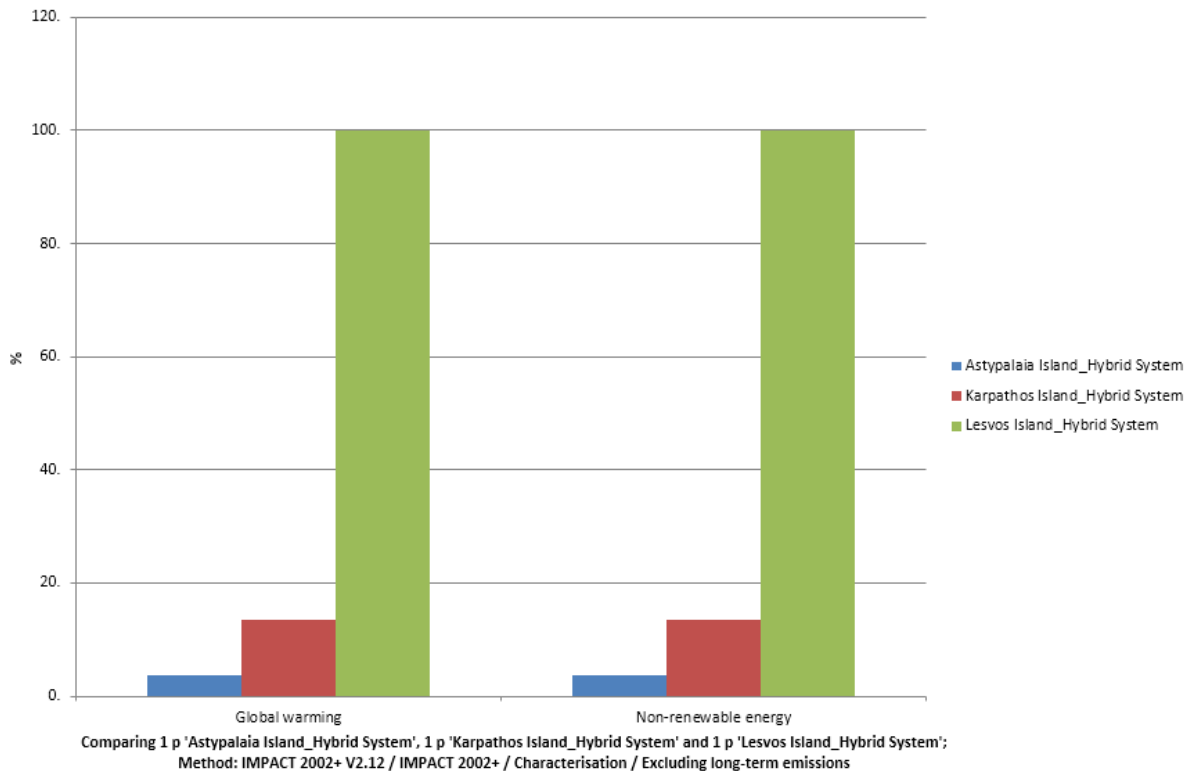
Από τη διαδικασία του Damage Assessment προκύπτει πως η ντιζελογεννήτριες έχουν τη μεγαλύτερη συνεισφορά σε όλες τις επιλεγμένες κατηγορίες επιπτώσεων και ιδιαίτερα σε αυτές της κλιματικής αλλαγής και της κατανάλωσης πόρων ενώ στις κατηγορίες ανθρώπινης υγείας και ποιότητας οικοσυστήματος, σημαντικές επιπτώσεις παρουσιάζουν τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές ιόντων λιθίου.



Εικόνα 114 Επίπτωση ΑΥΣ Αστυπάλαιας σε επιλεγμένες κατηγορίες

Η συνολική ετήσια συνεισφορά του αυτόνομου υβριδικού συστήματος της Αστυπάλαιας ανέρχεται σε 1,925,835 kg CO₂-eq και ο ρυθμός εκπομπών σε 166 g CO₂-eq/kWh.

4.5.4 Σύγκριση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων Προτεινόμενων ΑΥΣ



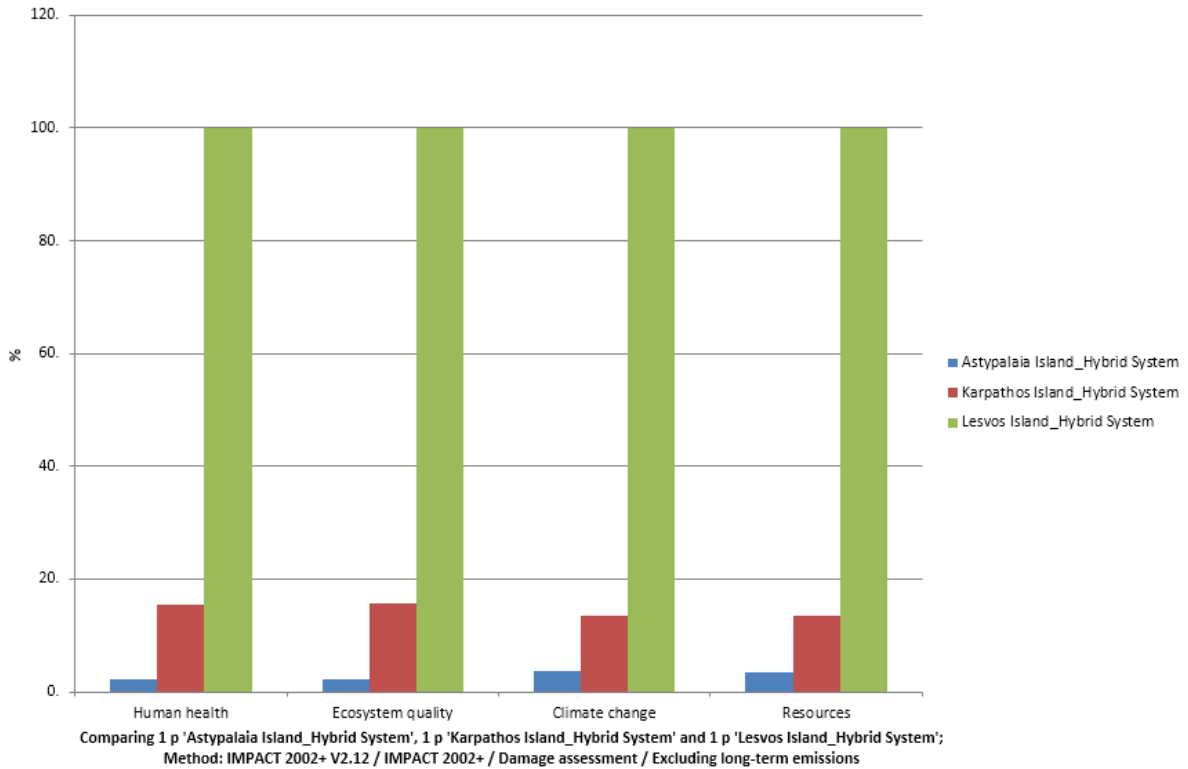
Εικόνα 115 Σύγκριση περιβαλλοντικών επιπτώσεων μεταξύ των προτεινόμενων ΑΥΣ

Κατά τη διαδικασία σύγκρισης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων της εφαρμογής των προτεινόμενων αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα υπό μελέτη νησιά, κι όπως φαίνεται στην Εικόνα 115, παρατηρείται πως ο συνολικός περιβαλλοντικός αντίκτυπος είναι ανάλογος του μεγέθους της εγκατάστασης των συστημάτων. Συγκεκριμένα το προτεινόμενο ΑΥΣ της Λέσβου ευθύνεται για την εκπομπή 53,679,787 kg CO₂-eq/έτος, το ΑΥΣ της Κάρπαθου για 7,295,956 kg CO₂-eq/έτος και το ΑΥΣ της Αστυπάλαιας για 2,592,017 kg CO₂-eq/έτος.

Πίνακας 13 Ετήσια ενεργειακή παραγωγή και εκτίμηση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου για τα προτεινόμενα ΑΥΣ

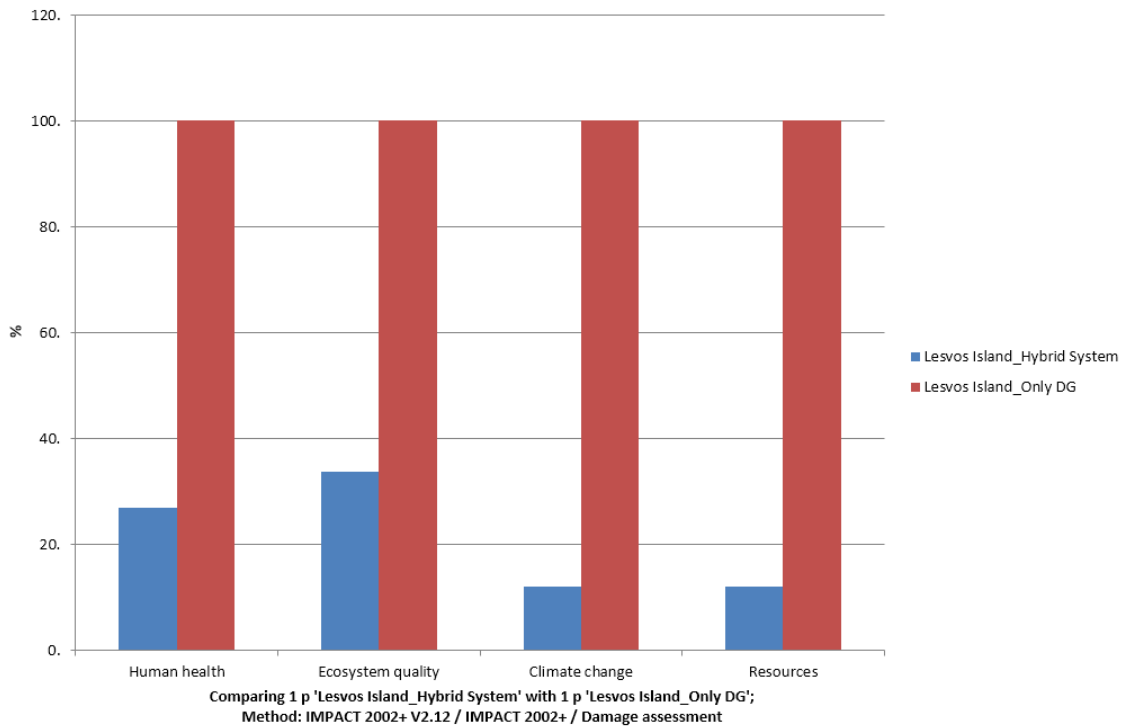
	Λέσβος	Κάρπαθος	Αστυπάλαια
Ενεργειακή Παραγωγή (kWh/έτος)	460,844,226	66,896,934	11,592,558
kg CO ₂ -eq/έτος	53,679,787	7,295,956	1,925,835
g CO ₂ -eq/kWh	116	109	166

Οι τιμές των εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων ανά παραγόμενη kWh ανέρχονται σε 116 g CO₂-eq/kWh για τη Λέσβο, σε 109 g CO₂-eq/kWh για την Κάρπαθο και σε 166 g CO₂-eq/kWh για την Αστυπάλαια.

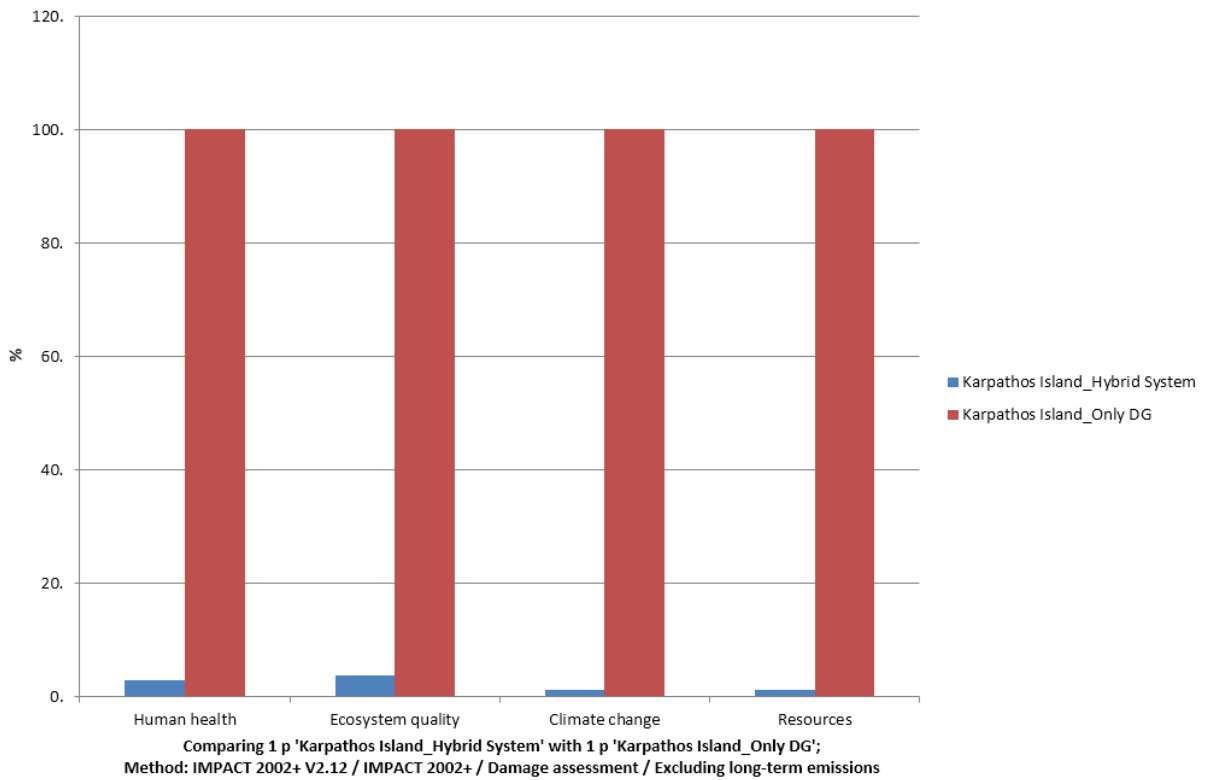


Εικόνα 117 Σύγκριση επιπτώσεων μεταξύ των προτεινόμενων ΑΥΣ

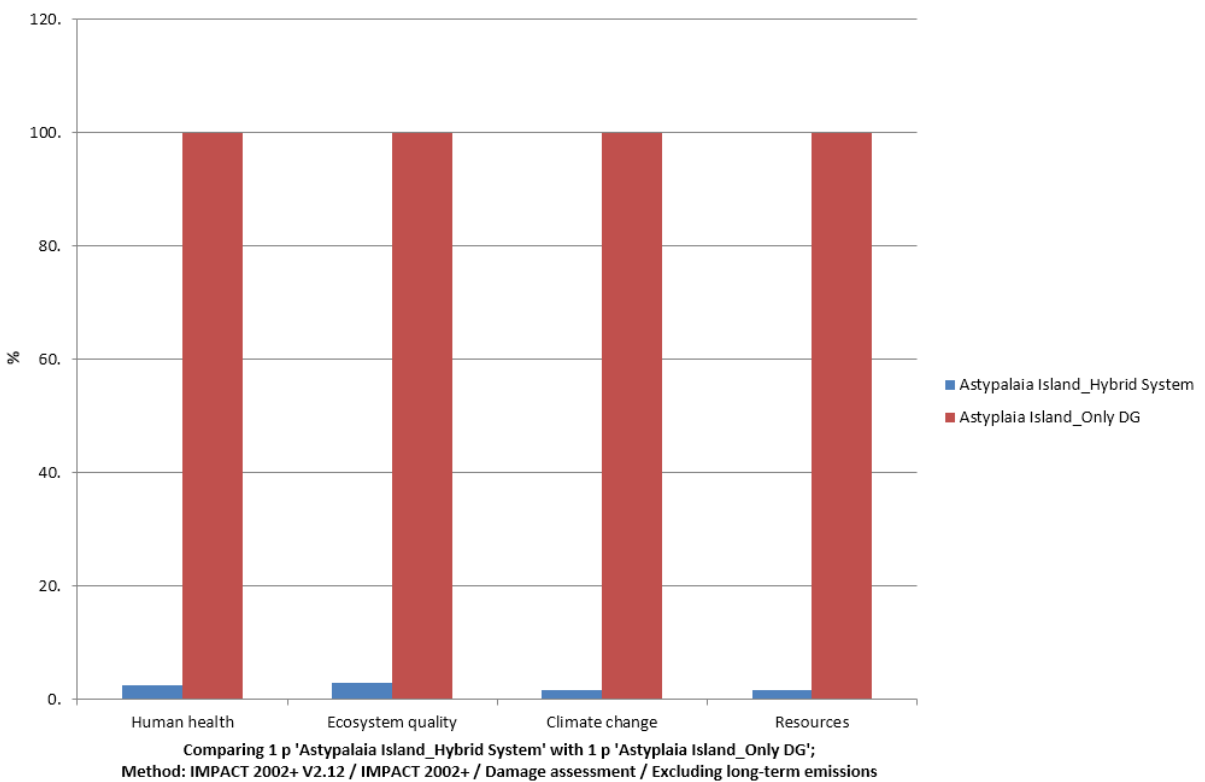
Σε όλες τις υπό μελέτη περιπτώσεις, τα αυτόνομα υβριδικά συστήματα παρουσιάζουν πολύ λιγότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε σύγκριση με την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου εξ' ολοκλήρου με θερμικές μονάδες Diesel, ενώ το μέγεθος του οφέλους φαίνεται να είναι αντιστρόφως ανάλογο του μεγέθους της εγκατάστασης.



Εικόνα 116 Σύγκριση κάλυψης φορτίου Λέσβου με ΑΥΣ ή Γεννήτριες Diesel



Εικόνα 119 Σύγκριση κάλυψης φορτίου Καρπάθου με ΑΥΣ ή Γεννήτριες Diesel



Εικόνα 118 Σύγκριση κάλυψης φορτίου Αστυπάλαιας με ΑΥΣ ή Γεννήτριες Diesel

5. Συμπεράσματα

Στην παρούσα εργασία παρουσιάστηκε η τεχνοοικονομική μελέτη και η περιβαλλοντική αξιολόγηση τριών προτεινόμενων αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα νησιά Λέσβος, Κάρπαθος και Αστυπάλαια. Στο πλαίσιο αυτό χρησιμοποιήθηκαν τα λογισμικά HOMER και SimaPro για την προσομοίωση και βελτιστοποίηση των συστημάτων και την ανάλυση κύκλου ζωής (LCA) αντίστοιχα. Σε αυτό το κεφάλαιο συνοψίζονται τα αποτελέσματα της παρούσας εργασίας και παρουσιάζονται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα που προκύπτουν από τις προσομοιώσεις των λογισμικών που χρησιμοποιήθηκαν.

5.1 Σύνοψη Εργασίας και Συμπεράσματα

Αρχικά, μελετήθηκε και παρουσιάστηκε η ιδιαίτερη σημασία του ενεργειακού τομέα στη σύγχρονη διαβίωση και το μελλοντικό παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο λαμβάνοντας υπόψη τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκύπτουν από αυτόν, καθώς και τις διεθνείς προσπάθειες αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής. Ο ρόλος της ανθρώπινης δραστηριότητας αναδείχθηκε και κατέστη σαφές πως οι προσπάθειες για τη μείωση των εκπομπών ρύπων και τον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής πρέπει να περιλαμβάνουν τον ενεργειακό τομέα, καθώς ευθύνεται για τα 2/3 των συνολικών εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων. Ιδιαίτερη αναφορά έγινε στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) που αποτελεί ένα ολοκληρωμένο σχέδιο της ελληνικής κυβέρνησης για τα θέματα του κλίματος και της ενέργειας, ενώ παρατέθηκαν συνοπτικά οι φιλόδοξοι εθνικοί στόχοι για το έτος 2030 καθώς και η Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050 (ΜΣ50).

Στη συνέχεια, αναλύθηκε η θετική συμβολή της εφαρμογής συστημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στο μετριασμό του φαινομένου του θερμοκηπίου και αναφέρθηκαν οι σημαντικότεροι περιοριστικοί παράγοντες όσον αφορά τη μεμονωμένη χρήση τους σε αυτόνομα ενεργειακά συστήματα, οι οποίοι προκύπτουν από τη στοχαστική φύση των ΑΠΕ. Παρουσιάστηκε η δομή του ενεργειακού συστήματος των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) της χώρας μας και παρατέθηκαν τα κύρια ζητήματα που συνδέονται με αυτά, όπως το πολύ υψηλό κόστος ηλεκτροδότησης συγκριτικά με την ηπειρωτική χώρα, η ενεργειακή εξάρτηση που απορρέει από τη χρήση προϊόντων εισαγόμενου πετρελαίου, το υψηλό περιβαλλοντικό κόστος και η απουσία αξιοποίησης της αφθονίας ανανεώσιμων ενεργειακών πόρων.

Ακολούθησε μια διεξοδική βιβλιογραφική ανασκόπηση μελετών που σχετίζονται με τα ΑΥΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τόσο σε εγχώριο όσο και σε διεθνές επίπεδο, με ιδιαίτερη έμφαση να δίνεται στις μεθοδολογίες και στα αποτελέσματα της κάθε μελέτης. Από την εν λόγω ανασκόπηση προέκυψε πως η εφαρμογή Αυτόνομων Υβριδικών Συστημάτων (ΑΥΣ) σε απομακρυσμένες περιοχές παρουσιάζει αρκετά πλεονεκτήματα συγκριτικά με τη χρήση συμβατικών συστημάτων. Τα κυριότερα πλεονεκτήματα αφορούν στη μείωση του κόστους παραγωγής και των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, καθώς η εφαρμογή των ΑΥΣ αποτελεί στις περισσότερες περιπτώσεις, και ιδιαίτερη στις πιο πρόσφατες, μια οικονομικά αποδοτική επιλογή σε σύγκριση με το κόστος χρήσης θερμικών μονάδων ή την προέκταση του ηλεκτρικού δικτύου. Η μείωση των εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων είναι αποτέλεσμα της μείωσης των ωρών λειτουργίας των θερμικών μονάδων και φαίνεται να επιβεβαιώνεται

στο σύνολο των σχετικών μελετών. Το μέσο ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ στις παραπάνω μελέτες ανέρχεται σε 62.2%, το μέσο κόστος παραγόμενης ενέργειας σε 0.393 €/kWh και η μέση περίσσεια ενέργειας σε 25%.

Από την ανασκόπηση των μελετών διασυνδεδεμένων υβριδικών συστημάτων προέκυψε πως τα συστήματα αυτά δύνανται να τροφοδοτούν στο δίκτυο την περίσσεια ενεργειακής παραγωγής κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης ή υψηλής παραγωγής και να αντλούν ενέργεια από αυτό όταν η ζήτηση υπερβαίνει την παραγωγή του συστήματος. Με αυτό τον τρόπο επιτυγχάνεται σημαντική μείωση τόσο του οικονομικού όσο και του περιβαλλοντικού κόστους σε σύγκριση με την εξ' ολοκλήρου κάλυψη των αναγκών με τη χρήση του δικτύου. Επιπλέον, η απουσία αποθηκευτικού μέσου φαίνεται να μειώνει σημαντικά το κόστος του συστήματος καθώς αποτελεί σημαντικό κλάσμα του συνολικού κόστους στις περιπτώσεις ΑΥΣ. Κατά τη σύγκριση μεταξύ της χρήσης ΑΥΣ και της προέκτασης του ηλεκτρικού δικτύου υπολογίζεται το σημείο break-even, το οποίο φαίνεται να είναι αντιστρόφως ανάλογο της ενεργειακής ζήτησης.

Η πλειοψηφία των συστημάτων που παρατίθενται στο κεφάλαιο της βιβλιογραφικής ανασκόπησης περιλαμβάνουν ένα συνδυασμό φωτοβολταϊκών, ανεμογεννητριών, γεννητριών Diesel και συσσωρευτών, ενώ σχεδόν το σύνολο των επιστημονικών μελετών πραγματοποιήθηκε μέσω της χρήσης του λογισμικού HOMER, γεγονός που επιβεβαιώνει την καταλληλότητα του συγκεκριμένου εργαλείου.

Κατά τη βιβλιογραφική ανασκόπηση μελετών που σχετίζονται με την ανάλυση κύκλου ζωής ΑΥΣ διαπιστώθηκε πως υπάρχει έλλειψη σχετικού υλικού με αποτέλεσμα να καθίσταται δύσκολη η σύγκριση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων μεταξύ των ΑΥΣ σε σύγκριση με τα συστήματα Diesel που χρησιμοποιούνται συνήθως για την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας των απομακρυσμένων περιοχών. Ωστόσο, από τα αποτελέσματα των εν λόγω μελετών προκύπτει πως η εφαρμογή υβριδικών συστημάτων παρουσιάζουν σημαντικά χαμηλότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε σχέση με τις θερμικές μονάδες, ενώ η πλειονότητα των περιβαλλοντικών επιπτώσεων των ΑΥΣ οφείλεται στα φωτοβολταϊκά πλαίσια με εξαίρεση το δείκτη «Human Toxicity» που οφείλεται κυρίως στις μπαταρίες. Τα στάδια εξόρυξης και κατασκευής φαίνεται να έχουν τη μεγαλύτερη επίδραση στον συνολικό περιβαλλοντικό αντίκτυπο και μπορούν να περιοριστούν μέσω της υιοθέτησης βιώσιμων εναλλακτικών λύσεων εξόρυξης πρώτων υλών και επεξεργασίας.

Στο κεφάλαιο της προσομοίωσης και βελτιστοποίησης των προτεινόμενων ΑΥΣ για τα ΜΔΝ Λέσβος, Κάρπαθος και Αστυπάλαια, περιγράφηκε η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε με σκοπό τη βέλτιστη διαστασιολόγηση των συστημάτων ώστε να επιτευχθεί αξιόπιστη κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης με τον οικονομικώς αποδοτικότερο τρόπο. Στο παραπάνω πλαίσιο, αναλύθηκαν οι τύποι των απαραίτητων δεδομένων εισόδου στο λογισμικό HOMER και παρατέθηκαν τα οικονομικά στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν. Ακολούθησαν η περιγραφή της τοποθεσίας, των μετεωρολογικών δεδομένων, του ηλεκτρικού φορτίου και του παρόντος ενεργειακού συστήματος του κάθε νησιού και παρατέθηκαν τα επιμέρους αποτελέσματα βελτιστοποίησης.

Στη μελέτη περίπτωσης της Λέσβου, το παρόν σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού αποτελείται από 102.6 MW θερμικών μονάδων, 13.95 MW ανεμογεννητριών και 8.84 MW φωτοβολταϊκών, ενώ το μέσο ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή ανήλθε σε

15.29% για το έτος 2019 και το μέσο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για την ίδια περίοδο ήταν 0.1746 €/kWh. Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης προκύπτει το προτεινόμενο βέλτιστο σύστημα αποτελείται από 66.98 MW φωτοβολταϊκών, 91 ανεμογεννήτριες συνολικής ονομαστικής ισχύος 72.8 MW, 80MW γεννητριών Diesel, συσσωρευτές ιόντων λιθίου (Li-ion) χωρητικότητας 72.8 MWh και μετατροπείς ισχύος 58.99 MW, ενώ το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας ανέρχεται σε 89.8%. Το σύστημα παρουσιάζει καθαρό παρόν κόστος (NPC) ίσο με 502,459,400€ και εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR) 41%, ενώ το κόστος ενέργειας (COE) παρουσιάζει μείωση της τάξεως του 12.4% και διαμορφώνεται στα 0.153 €/kWh, γεγονός που καθιστά το εν λόγω σύστημα οικονομικά βιώσιμο. Κατά την ανάλυση ευαισθησίας, στην περίπτωση του δυσμενούς σεναρίου όπου η τιμή καυσίμου Diesel και η ενεργειακή ζήτηση αυξάνονται κατά 20%, ενώ η ηλιακή ακτινοβολία και η μέση ταχύτητα ανέμου μειώνονται κατά 20% παρατηρείται αύξηση του COE και του NPC στα 0.1899 €/kWh και 747,986,900 € αντίστοιχα ενώ το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνεται στο 92.8% και η περίσσεια ενέργειας στο 32.7% ενώ ο IRR μειώνεται στο 35%.

Στην μελέτη περίπτωσης της Καρπάθου, το παρόν σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού αποτελείται από 19 MW θερμικών μονάδων, 1.4 MW ανεμογεννητριών και 1.16 MW φωτοβολταϊκών. Το μέσο ποσοστό συμμετοχής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή ανήλθε σε 11.73% για το έτος 2019 και το μέσο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 0.230 €/kWh. Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης προκύπτει πως το προτεινόμενο βέλτιστο σύστημα αποτελείται από 12.26 MW φωτοβολταϊκών, 12 ανεμογεννήτριες συνολικής ονομαστικής ισχύος 9.6 MW, 12 MW γεννητριών Diesel, συσσωρευτές ιόντων λιθίου (Li-ion) χωρητικότητας 43 MWh και μετατροπείς ισχύος 10.68 MW. Το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας ανέρχεται σε 91.8% και η περίσσεια ενέργειας σε 37.6%. Το εν λόγω σύστημα παρουσιάζει καθαρό παρόν κόστος (NPC) ίσο με 70,735,800 €, IRR 48%, ενώ το COE παρουσιάζει μείωση της τάξεως του 30% και διαμορφώνεται στα 0.1611 €/kWh. Κατά την ανάλυση ευαισθησίας, στην περίπτωση του δυσμενούς σεναρίου παρατηρείται αύξηση του COE και του NPC στα 0.195 €/kWh και 102,694,100 € αντίστοιχα ενώ το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνεται στο 93% και η περίσσεια ενέργειας στο 33.4%.

Στη μελέτη περίπτωσης της Αστυπάλαιας, το παρόν ενεργειακό σύστημα αποτελείται σχεδόν εξ' ολοκλήρου από θερμικές μονάδες Diesel, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 5.1 MW. Επιπλέον, διαθέτει ένα φωτοβολταϊκό σύστημα παραγωγής με ονομαστική ισχύ 0.32 MW. Το μέσο ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή ανήλθε σε 8.4% για το έτος 2019 και το μέσο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για την ίδια περίοδο ήταν 0.4712 €/kWh. Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης προκύπτει πως το προτεινόμενο βέλτιστο σύστημα αποτελείται από 1.67 MW φωτοβολταϊκών, 2 ανεμογεννήτριες συνολικής ονομαστικής ισχύος 1.6 MW, 2.04 MW γεννητριών Diesel, σύστημα αποθήκευσης συσσωρευτών ιόντων λιθίου (Li-ion) χωρητικότητας 2.1 MWh και μετατροπείς ισχύος 1.49 MW. Το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας ανέρχεται σε 78.9% και η περίσσεια ενέργειας σε 37.6%. Το προτεινόμενο σύστημα παρουσιάζει NPC ίσο με 15,251,470 €, IRR 73%, ενώ το COE παρουσιάζει μείωση της τάξεως του 60% και διαμορφώνεται στα 0.1905 €/kWh. Κατά την ανάλυση ευαισθησίας παρατηρείται πως στην περίπτωση του δυσμενούς σεναρίου σημειώνεται αύξηση του COE και του NPC στα 0.303 €/kWh και 29,146,920 € αντίστοιχα ενώ το κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνεται στο 67.2%, διατηρώντας το σύστημα

οικονομικά βιώσιμο. Στον Πίνακα 14 παρατίθενται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα των προσομοιώσεων και τα δεδομένα της παρούσας κατάστασης για το κάθε νησί. Σε όλα τα παραπάνω σενάρια, παρατηρείται η αναμενόμενη αύξηση της ενεργειακής παραγωγής των φωτοβολταϊκών συστημάτων κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, αποτέλεσμα της αυξημένης ηλιοφάνειας, καθώς και η αυξημένη λειτουργία των θερμικών μονάδων κατά τις βραδινές και πρώτες πρωινές ώρες, αποτέλεσμα της απουσίας ηλιακής ακτινοβολίας και κατ' επέκταση αδυναμίας του συστήματος ΑΠΕ να καλύψει την ενεργειακή ζήτηση. Επίσης παρατηρείται αυξημένη λειτουργία των θερμικών μονάδων κατά τη διάρκεια της τουριστικής περιόδου λόγω του σημαντικά αυξημένου ηλεκτρικού φορτίου. Επίσης, στο πλαίσιο της ανάλυσης ευαισθησίας, παρατηρείται πως το COE και το NPC είναι ανάλογα της τιμής καυσίμου και αντιστρόφως ανάλογα των τιμών αιολικού δυναμικού και ηλιακής ακτινοβολίας.

Πίνακας 14 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προσομοίωσης ΑΥΣ και δεδομένα παρούσας κατάστασης (Α: Παρούσα Κατάσταση, Β: Προτεινόμενο Σύστημα)

	Λέσβος		Κάρπαθος		Αστυπάλαια	
	A	B	A	B	A	B
Φωτοβολταϊκά (MW)	8.84	66.98	1.16	12.26	0.32	1.67
Ανεμογεννήτριες (MW)	13.95	72.8	1.4	9.6	0	1.6
Γεννήτριες Diesel (MW)	102.6	80	19	12	5.1	2.04
Συσσωρευτές (MWh)	0	72.8	0	43	0	2.1
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	15.29	89.8	11.73	91.8	8.4	78.9
COE (€/kWh)	0.1746	0.1530	0.2300	0.1611	0.4712	0.1905

Για την εκτίμηση του περιβαλλοντικού αντικτύπου που προκύπτει από την εφαρμογή των προτεινόμενων ΑΥΣ χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος της Ανάλυσης Κύκλου Ζωής (Life Cycle Analysis - LCA), η μεθοδολογία της οποίας παρουσιάστηκε αναλυτικά. Για τη διεξαγωγή της LCA χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό SimaPro και τα αποτελέσματα δείχνουν πως η εφαρμογή θερμικών μονάδων με καύσιμο Diesel και η χρήση συσσωρευτών για την αποθήκευση ενέργειας παρουσιάζουν το μεγαλύτερο περιβαλλοντικό αντίκτυπο σε όλες τις κατηγορίες επιπτώσεων ενώ τα συστήματα ΑΠΕ έχουν την καλύτερη περιβαλλοντική απόδοση σε όλες τις κατηγορίες επιπτώσεων, με εξαίρεση την ποιότητα οικοσυστήματος όπου η εφαρμογή ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών καταλαμβάνει σημαντικό κλάσμα επί του συνόλου.

Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ανά παραγόμενη kWh ανέρχονται σε 116 g CO₂-eq/kWh για τη Λέσβο, σε 109 g CO₂-eq/kWh για την Κάρπαθο και σε 166 g CO₂-eq/kWh για την Αστυπάλαια, τιμές που αντιστοιχούν περίπου στο 15% εκείνων που προκύπτουν από την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου εξ' ολοκλήρου με θερμικά συστήματα πετρελαίου. Λαμβάνοντας υπόψη τη συγκεντρωτική εικόνα των αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης και περιβαλλοντικής αξιολόγησης, συμπεραίνεται πως η εφαρμογή των προτεινόμενων ΑΥΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δύναται να καλύψει το σύνολο των ηλεκτρικών φορτίων των υπό μελέτη ΜΔΝ με οικονομικά και περιβαλλοντικά αποδοτικό τρόπο.

Βιβλιογραφία

Aagreha, Y. & Al-Ghzawi, A., 2013. Feasibility of utilizing renewable energy systems for a small hotel in Ajloun city, Jordan. *Applied Energy*, Volume 103, pp. 25-31.

Bahramara, S., Moghaddam, M. P. & Haghifam, M., 2016. Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 62, pp. 609-620.

Bhattacharjee, S. & Dey, A., 2014. Techno-economic performance evaluation of grid integrated PV-biomass hybrid power generation for rice mill. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Volume 7, pp. 6-16.

Das, B. K. et al., 2017. A techno-economic feasibility of a stand-alone hybrid power generation for remote area application in Bangladesh. *Energy*, Volume 134, pp. 775-788.

Ellabban, O., Abu-Rub, H. & Blaabjerg, F., 2014. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 39, pp. 748-764.

Encyclopædia Britannica, 2020. *Encyclopædia Britannica*. [Online]
Available at: <https://www.britannica.com/science/greenhouse-effect>
[Accessed 07 July 2020].

EPA, 2020. *United States Environmental Protection Agency*. [Online]
Available at: <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>

European Commission, 2019. *Preparing the ground for raising long-term ambition*, Brussels: EU Climate Action Progress Report 2019.

European Commission, 2020. *Energy, Climate change, Environment*. [Online]
Available at: https://ec.europa.eu/clima/change/consequences_el

Eurostat, 2020. [Online]
Available at: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/home>

Fadaeenejad, M., Radzi, M. A. M., AbKadir, M. Z. A. & Hizam, H., 2013. Assessment of hybrid renewable power sources for rural electrification in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 30, pp. 299-305.

Giannoulis, E. & Haralambopoulos, D., 2011. Distributed Generation in an isolated grid: Methodology of case study for Lesvos – Greece. *Applied Energy*, 88(7), pp. 2530-2540.

Giatrakos, G. et al., 2009. Sustainable energy planning based on a stand-alone hybrid renewable energy/hydrogen power system: Application in Karpathos island, Greece. *Renewable Energy*, 34(12), pp. 2562-2570.

González, A., Riba, J.-R., Rius, A. & Puig, R., 2015. Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic and wind power system. *Applied Energy*, Volume 154, p. 752–762.

Hiendro, A. et al., 2013. Techno-economic analysis of photovoltaic/wind hybrid system for onshore/remote area in Indonesia. *Energy*, Volume 59, pp. 652-657.

homerenergy.com, 2020. *HOMER Pro 3.14*. [Online]

Available at: <https://www.homerenergy.com>

Hrayshat, E. S., 2009. Techno-economic analysis of autonomous hybrid photovoltaic-diesel-battery system. *Energy for Sustainable Development*, 13(3), pp. 143-150.

Huijbregtsa, M. A. et al., 2007. Ecological footprint accounting in the life cycle assessment of products. *Ecological Economics*, p. 798–807.

International Energy Agency, 2018. *World Energy Outlook 2018*. [Online]

Available at: <https://webstore.iea.org/download/direct/2375>

IPCC, 2014. *Annex III: Technology-specific cost and performance parameters*. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate*, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

IPCC, 2014. *Summary for Policymakers*. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

IPCC, 2020. *Intergovernmental Panel on Climate Change, Fourth Assessment Report: Climate Change 2007*. [Online]

Available at: https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/faq-1-3.html [Accessed 2007].

IRENA, 2019. *Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA, 2020. *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA, 2020. *Renewable Power Generation Costs in 2019*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Karakoulidis, K. et al., 2011. Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid photovoltaic-diesel-battery-fuel cell power system. *Renewable Energy*, 36(8), pp. 2238-2244.

Kasaeian, A., Rahdan, P., Rad, M. A. V. & Yan, W.-M., 2019. Optimal design and technical analysis of a grid-connected hybrid photovoltaic/diesel/biogas under different economic conditions: A case study. *Energy Conversion and Management*, Volume 198.

Katsaprakakis, D. A. & Voumvoulakis, M., 2018. A hybrid power plant towards 100% energy autonomy for the island of Sifnos, Greece. Perspectives created from energy cooperatives. *Energy*, Volume 161, pp. 680-698.

Katsoulakos, N. M., 2019. An Overview of the Greek Islands' Autonomous Electrical Systems: Proposals for a Sustainable Energy Future. *Smart Grid and Renewable Energy*, Volume 10, pp. 55-82.

Kennedy, N. et al., 2017. Optimal Hybrid Power System Using Renewables and Hydrogen for an Isolated Island in the UK. *Energy Procedia*, 105(8th International Conference on Applied Energy, ICAE2016, 8-11 October 2016, Beijing, China), pp. 1388-1393.

Koussa, D. S. & Koussa, M., 2015. A feasibility and cost benefit prospection of grid connected hybrid power system (wind–photovoltaic) – Case study: An Algerian coastal site. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 50, pp. 628-642.

Kuang, Y. et al., 2016. A review of renewable energy utilization in islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 59, pp. 504-513.

Kumar, U. S. & Manoharan, P. S., 2014. Economic analysis of hybrid power systems (PV/diesel) in different climatic zones of Tamil Nadu. *Energy Conversion and Management*, Volume 80, pp. 469-476.

Li, C. et al., 2013. Techno-economic feasibility study of autonomous hybrid wind/PV/battery power system for a household in Urumqi, China. *Energy*, Volume 55, pp. 263-272.

Lindfors, L.-G. et al., 1995. *Nordic guidelines on life-cycle assessment*. s.l.:Nord.

Lozano, L., Querikiol, E. M., Abundo, M. L. S. & M.Bellotindos, L., 2019. Techno-economic analysis of a cost-effective power generation system for off-grid island communities: A case study of Gilutongan Island, Cordova, Cebu, Philippines. *Renewable Energy*, Volume 140, pp. 905-911.

Mahapatra, S. & Dasappa, S., 2012. Rural electrification: Optimising the choice between decentralised renewable energy sources and grid extension. *Energy for Sustainable Development*, 16(2), pp. 146-154.

Ma, T., Yang, H. & Lu, L., 2014. A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island. *Applied Energy*, Volume 121, pp. 149-158.

Munuswamy, S., Nakamura, K. & Katta, A., 2011. Comparing the cost of electricity sourced from a fuel cell-based renewable energy system and the national grid to electrify a rural health centre in India: A case study. *Renewable Energy*, 36(11), pp. 2978-2983.

Murphy, P. M., Twaha, S. & Murphy, I. S., 2014. Analysis of the cost of reliable electricity: A new method for analyzing grid connected solar, diesel and hybrid distributed electricity systems considering an unreliable electric grid, with examples in Uganda. *Energy*, Volume 66, pp. 523-534.

NASA, 2020. *Global Climate Change*. [Online]
Available at: <https://climate.nasa.gov/causes/>

National Research Council, 2006. *Surface Temperature Reconstructions For the Last 2,000 Years*, Washington, D.C.: National Academy Press.

Nieuwlaar, E., 2004. Life Cycle Assessment and Energy Systems. *Encyclopedia of Energy*, pp. 647-654.

NOAA/GML, 2020. *Global Monitoring Laboratory, Earth System Research Laboratories*. [Online]

Available at: https://esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends_ch4/

PRé, 2013. *Introduction to LCA with SimaPro*, s.l.: s.n.

Prodromidis, G. N. & Coutelieris, F. A., 2011. A comparative feasibility study of stand-alone and grid connected RES-based systems in several Greek Islands. *Renewable Energy*, 36(7), pp. 1957-1963.

Rahman, M. M. et al., 2016. A hybrid renewable energy system for a North American off-grid community. *Energy*, Volume 97, pp. 151-160.

Rajbongshi, R., Borgohain, D. & Mahapatra, S., 2017. Optimization of PV-biomass-diesel and grid base hybrid energy systems for rural electrification by using HOMER. *Energy*, Volume 126, pp. 461-474.

Rohani, G. & Nour, M., 2014. Techno-economical analysis of stand-alone hybrid renewable power system for Ras Musherib in United Arab Emirates. *Energy*, Volume 64, pp. 828-841.

Rousis, A. O. et al., 2018. Design of a Hybrid AC/DC Microgrid Using HOMER Pro: Case Study on an Islanded Residential Application. *Inventions*, 3(3), p. 55.

Sagani, A., Vrettakos, G. & Dedoussis, V., 2017. Viability assessment of a combined hybrid electricity and heat system for remote household applications. *Solar Energy*, Volume 151, pp. 33-47.

Salehin, S. et al., 2016. Assessment of renewable energy systems combining techno-economic optimization with energy scenario analysis. *Energy*, Volume 112, pp. 729-741.

Salisu, S., Mustafa, M. W., Olatomiwa, L. & Mohammed, O. O., 2019. Assessment of technical and economic feasibility for a hybrid PV-wind-diesel-battery energy system in a remote community of north central Nigeria. *Alexandria Engineering Journal*, 58(4), pp. 1103-1118.

Sarker, S., 2016. Feasibility analysis of a renewable hybrid energy system with producer gas generator fulfilling remote household electricity demand in Southern Norway. *Renewable Energy*, 87(Part 1), pp. 772-781.

Sen, R. & Bhattacharyya, S. C., 2014. Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER. *Renewable Energy*, Volume 62, pp. 388-398.

Shaahid, S. M., Al-Hadhrani, L. M. & Rahman, M. K., 2014. Review of economic assessment of hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for residential loads for different provinces of Saudi Arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 31, pp. 174-181.

Shaahid, S. M. et al., 2007. Dissemination of off-grid hybrid wind-diesel-battery power systems for electrification of isolated settlements of hot regions. *International Journal of Sustainable Energy*, 26(2), pp. 91-105.

Shaahid, S. M. & Elhadidy, M. A., 2003. Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic + diesel + battery) power systems in hot climates. *Renewable Energy*, 28(11), pp. 1741-1753.

Shaahid, S. M. & Elhadidy, M. A., 2007. Technical and economic assessment of grid-independent hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for commercial loads in desert environments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(8), pp. 1794-1810.

Shaik, A., Wong, M. L. D. & Choo, C. M., 2018. *Environmental Life Cycle Assessment of a Standalone Hybrid Energy Storage System for Rural Electrification*, Putrajaya: ResearchGate.

Türkay, B. E. & Telli, A. Y., 2011. Economic analysis of standalone and grid connected hybrid energy systems. *Renewable Energy*, 36(7), pp. 1931-1943.

Türkay, B. & Telli, A. Y., 2011. An Economic Analysis of Grid-connected Hybrid Energy Systems. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 6(3), pp. 228-241.

Two Degrees Institute, 2020. *2degreesinstitute.org*. [Online]
Available at: <https://www.2degreesinstitute.org/>

U.S. Department of Energy, 2019. *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*, s.l.: s.n.

Üçtuğ, F. G. & Azapagic, A., 2018. Environmental impacts of small-scale hybrid energy systems: Coupling solar photovoltaics and lithium-ion batteries. *Science of The Total Environment*, Volume 643, pp. 1579-1589.

United Nations, 1992. *The United Nations Framework Convention on Climate Change*, s.l.: s.n.

United Nations, 2020. *UNFCCC*. [Online]
Available at: <https://unfccc.int/>

World Meteorological Organization, 2020. *Greenhouse gas concentrations in atmosphere*. [Online]
Available at: <https://public.wmo.int/en/media/press-release/greenhouse-gas-concentrations-atmosphere-reach-yet-another-high>

Zohuri, B., 2018. Hybrid Renewable Energy Systems. In: *Hybrid Energy Systems*. s.l.:Springer, Cham.

ΔΕΔΔΗΕ, 2020. *Δημοσιοποίηση Στοιχείων Εκκαθαρίσεων και Μηνιαίων Δελτίων στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά*. [Online]
Available at: <https://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/stoixeia-ekkathariseis-mdn/>

ΕΛΣΤΑΤ, 2012. *Ανακοίνωση των αποτελεσμάτων της Απογραφής Πληθυσμού-Κατοικιών 2011 για το Μόνιμο Πληθυσμό της Χώρας*, s.l.: s.n.

Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2018. *Καθαρός πλανήτης για όλους - Ένα ευρωπαϊκό, στρατηγικό, μακρόπνοο όραμα για μια ευημερούσα, σύγχρονη, ανταγωνιστική και κλιματικά ουδέτερη οικονομία*, Βρυξέλλες: s.n.

Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2019. *Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία, ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΗ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ ΠΡΟΣ ΤΟ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟ, ΤΟ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ, ΤΟ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ, ΤΗΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΙ ΚΟΙΝΩΝΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΚΑΙ ΤΗΝ ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΤΩΝ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΩΝ*, Βρυξέλλες: s.n.

Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2020. *Europe 2020 targets: statistics and indicators for Greece*. [Online]

Available at: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/eu-economic-governance-monitoring-prevention-correction/european-semester/european-semester-your-country/greece/europe-2020-targets-statistics-and-indicators-greece_en

Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο ΕΕ, 2003. *Σχετικά με τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας και την τροποποίηση της οδηγίας 96/61/ΕΚ του Συμβουλίου*. [Online]

Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:02003L0087-20090625&from=EN>

Ζουμπούλης, Α., Πελέκα, Ε. & Τριανταφυλλίδης, Κ., 2015. *Ανάλυση Κύκλου Ζωής*. In: *Πράσινη χημεία και τεχνολογία στη βιώσιμη ανάπτυξη, κεφ. 4*. Αθήνα: Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών: Εκδόσεις Κάλλιπος.

Πανταζή, Ε., 2014. *Συγκριτική μελέτη μεθόδων εκτίμησης επιπτώσεων κύκλου ζωής*, Χανιά: s.n.

Πέτρου, Α., 2014. *Διπλωματική Εργασία: Η ανάλυση κύκλου ζωής ως εργαλείο εκτίμησης περιβαλλοντικών επιπτώσεων τουριστικής δραστηριότητας*, s.l.: s.n.

ΥΠΕΝ, 2019. *Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)*, Αθήνα: s.n.

ΥΠΕΝ, 2020. *Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050 (ΜΣ50)*, s.l.: s.n.

ΥΠΕΝ, 2020. *Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας*. [Online]

Available at: <http://www.ypeka.gr/el-gr/>