



**ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΜΕΣΟΓΕΙΑΚΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ
Δ.Π.Μ.Σ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ**

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Ενεργειακή μετάβαση της Κρήτης προς την Κλιματική Ουδετερότητα

Χρήστος Εμμ. Καλογεράκης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός
και Μηχανικός Ηλεκτρονικών Υπολογιστών
Πολυτεχνείου Κρήτης

**Επιβλέπων Καθηγητής:
Καθηγητής Εμμανουήλ Καραπιδάκης**

Ηράκλειο, Μάιος 2023

Ευχαριστίες

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να εκφράσω τις ειλικρινείς ευχαριστίες μου στον επιβλέποντα καθηγητή κ. Εμμανουήλ Καραπιδάκη για την επιστημονική καθοδήγηση του και την εν γένει συμβολή του στην υλοποίηση και βελτιστοποίηση της παρούσης διατριβής.

Επιπροσθέτως, θα ήθελα να ευχαριστήσω και τον κ. Πομποδάκη Ευάγγελο για την κριτική ανάγνωση του κειμένου της διατριβής.

Περίληψη

Βασικό πεδίο έρευνας της παγκόσμιας ακαδημαϊκής κοινότητας αποτελεί ο τρόπος με τον οποίο μπορεί να γίνει με ασφάλεια η αλλαγή σύνθεσης του ενεργειακού μίγματος από το οποίο τροφοδοτούνται τα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (Σ.Η.Ε.), από ρυπογόνα ορυκτά καύσιμα σε πράσινες μορφές ενέργειας.

Στην παρούσα μεταπτυχιακή διατριβή αναλύθηκε το Σ.Η.Ε. της Κρήτης και μελετήθηκε τι ανάγκες υπάρχουν σε πρόσθετη εγκατεστημένη ισχύ ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Α.Π.Ε.), καθώς και συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου το σύστημα να οδηγηθεί στην λεγόμενη «Κλιματική Ουδετερότητα». Για τον σκοπό αυτό υλοποιήθηκε ένας αλγόριθμος τεχνικής και οικονομικής ανάλυσης του προτεινόμενου ενεργειακού μίγματος του συστήματος, ο οποίος βασίζεται στα ωριαία φορτία ζήτησης της νήσου και στα δεδομένα της ωριαίας παραγωγής, τόσο των αιολικών όσο και των φωτοβολταϊκών.

Στο πρώτο κεφάλαιο παρουσιάζονται οι αποφάσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με το ζήτημα της επιτακτικότητας της ενεργειακής μετάβασης σε πράσινες μορφές ενέργειας. Επιπροσθέτως, παρουσιάζονται οι περιορισμοί που δημιουργούνται από την χρήση συστημάτων Α.Π.Ε. και ο τρόπος με τον οποίο δύναται να περιοριστούν, ο οποίος σχετίζεται με την χρήση συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ηλεκτροχημικών συσσωρευτών και μέσω συστημάτων παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου. Στο τέλος του κεφαλαίου γίνεται μία συνοπτική παρουσίαση των τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται μία εκτενής ανάλυση του τωρινού ενεργειακού προφίλ του Σ.Η.Ε. της Κρήτης τόσο σε τεχνικό όσο και σε οικονομικό επίπεδο. Παρουσιάζονται οι βασικοί δείκτες του ενεργειακού συστήματος για τα τελευταία έτη, βάσει των δημοσιευμένων δεδομένων του Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας και του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Στο τρίτο κεφάλαιο περιγράφεται ο αλγόριθμος που χρησιμοποιήθηκε για την κάλυψη του ωριαίου ηλεκτρικού φορτίου της Κρήτης για ένα έτος. Ακολούθως παρατίθενται βασικοί ορισμοί, οι οποίοι κρίνονται αναγκαίοι για την κατανόηση της οικονομοτεχνικής αξιολόγησης, που συνοδεύει κάθε προτεινόμενη σχεδίαση του συστήματος και τέλος περιγράφεται ο αλγόριθμος της οικονομοτεχνικής ανάλυσης που χρησιμοποιήθηκε.

Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του αλγορίθμου λειτουργίας και ανάπτυξης του Σ.Η.Ε. της Κρήτης για τρία εναλλακτικά σενάρια που διερευνήθηκαν.

Τέλος, ακολουθούν τα συμπεράσματα των τριών σεναρίων που εξετάστηκαν, καθώς και η βιβλιογραφία που χρησιμοποιήθηκε.

Συνοψίζοντας, η ενεργειακή μετάβαση του Σ.Η.Ε. της Κρήτης αποτελεί μία συνάρτηση δύο παραμέτρων, ο ένας σχετίζεται με το ποσοστό διείσδυσης των Α.Π.Ε. στο ενεργειακό μίγμα και ο άλλος σχετίζεται οικονομική βιωσιμότητα των επενδύσεων που θα πρέπει να υλοποιηθούν. Η πλήρης κάλυψη του φορτίου από Α.Π.Ε. φαίνεται να μην είναι ρεαλιστική, εάν δεν μειωθεί το οικονομικό κόστος της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, διότι ύστερα από ένα επίπεδο διείσδυσης ισχύος Α.Π.Ε., η τιμή του κόστους της παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει μία αρκετά μεγάλη αύξηση.

Abstract

One key priority of the scientific community is global warming and the energy policies that will lead to a secure energy transition of the electrical power systems, based on renewable energy sources (R.E.S.).

The subject of this dissertation is the analysis of the operation of the electrical power system of Crete and the determination of the necessary additional electrical power from R.E.S. and energy storage systems that has to be installed, in order to drive the electrical power system to «Climate Neutrality». For that purpose, a novel algorithm of technical and economic analysis is presented. This algorithm analyses the power system operation and exhibits benefits and drawbacks of ultra-high share of R.E.S., based on hourly load demand, hourly wind parks production and hourly photovoltaic parks production of Crete.

The first chapter presents the current energy policy agenda that will contribute to CO₂ emissions reduction in European Union countries. In addition, chapter 1 analyzes a global state – of -the- art review of energy storage systems technologies.

The second chapter describes the current mode of operation of the electrical power system of Crete, both technically and economically. This section presents the key indicators that evaluate the electrical power system during the last years, based on the publicized data by the hellenic electricity distribution network operator (hedno) and the independent power transmission Operator (ipto).

The third chapter outlines the algorithm that was utilized to supply the electrical load demand of Crete for one year. Then, basic definitions that are related with economics are listed, in order to understand the economotechnical study that accompanies each proposed power system design. The chapter concludes with the analysis of the algorithm used in the economotechnical study.

In chapter four, three different scenarios are presented, that analyze the operation of the Cretan electrical power system, according to the algorithms that were described in chapter three.

The dissertation concludes with a summary of the three simulations and a bibliography of the sources that were used.

To summarize, this dissertation indicated that energy transition of an electrical power system relies on two parameters. The first one is related with the R.E.S. electrical power utilization and the second one is related with the financial viability of investments that will be implemented. It seems to be unrealistic to supply full electrical load demand with R.E.S. electrical power, without further reduction of energy storage systems cost, because after a certain value of R.E.S. power utilization, the production cost cannot be recovered.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. Ενεργειακή Μετάβαση.....	16
1.1 Μηχανικά και Ηλεκτρικά Συστήματα Αποθήκευσης.....	18
1.2 Ηλεκτροχημικά Συστήματα Αποθήκευσης.....	19
1.3 Συστήματα Αποθήκευσης με Χρήση Υδρογόνου	20
1.3.1 Συστήματα Ηλεκτρόλυσης	20
1.3.2 Τεχνολογίες Αποθήκευσης Υδρογόνου.....	25
1.3.3 Τεχνολογίες Ηλεκτροπαραγωγής με Χρήση Υδρογόνου.....	26
2. Ενεργειακή Μετάβαση στην Νήσο Κρήτη	29
2.1 Οικονομικοί Δείκτες και Σ.Η.Ε. της Νήσου Κρήτη	29
2.2 Ηλεκτρική Διασύνδεση της Κρήτης	39
2.3 Βασικοί Δείκτες Σ.Η.Ε Κρήτης	43
3. Μοντέλο Λειτουργίας - Ανάπτυξης Σ.Η.Ε. & Οικονομοτεχνικής Ανάλυσης....	52
3.1 Αλγόριθμος λειτουργίας του Σ.Η.Ε. της Κρήτης.....	53
3.1.1 Διάγραμμα Ροής Μοντέλου Προσομοίωσης Σ.Η.Ε. Κρήτης	54
3.1.2 Διαγράμματα Ροής Λειτουργίας των Συστημάτων Αποθήκευσης - B.E.S.S.....	56
3.1.3 Διαγράμματα Ροής Λειτουργίας των Συστημάτων Αποθήκευσης με Χρήση Υδρογόνου	56
3.2 Οικονομοτεχνική Ανάλυση.....	63
3.2.1 Διάγραμμα Ροής Οικονομοτεχνικής Ανάλυσης	69
4. Ανάλυση Αποτελεσμάτων.....	71
4.1 Ανάλυση Σεναρίου 1.....	75
4.2 Ανάλυση Σεναρίου 2.....	93
4.3 Ανάλυση Σεναρίου 3.....	109
4.4 Συγκριτικά Αποτελέσματα Σεναρίων 1 & 2.....	114
5. Συμπεράσματα.....	117
6. Βιβλιογραφία.....	119

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1 Διάγραμμα ροής της αλκαλικής συσκευής ηλεκτρόλυσης για την παραγωγή H ₂ .	22
Σχήμα 2 Διάγραμμα ροής πολυμερικής μεμβράνης ηλεκτρολύτη για την παραγωγή H ₂ .	23
Σχήμα 3 Διάγραμμα λειτουργίας SOE ηλεκτρολύτη για την παραγωγή H ₂ .	24
Σχήμα 4 Φιάλη αποθήκευσης συμπιεσμένου υδρογόνου σε αέρια μορφή.	25
Σχήμα 5 Φιάλη αποθήκευσης υγροποιημένου υδρογόνου.	26
Σχήμα 6 Ενδεικτικό διάγραμμα λειτουργίας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση υδρογόνου	28
Σχήμα 7 Ενδεικτική Τοπολογία Διασύνδεσης με Χρήση της Τεχνολογίας HVDC.	41
Σχήμα 8 Διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο.	42
Σχήμα 9 Διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική.	43

Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διαγ. 1 : Απασχολούμενοι ανά Τομέα Οικονομικής Δραστηριότητας.	31
Διαγ. 2 : Οικονομικές Δραστηριότητες.	31
Διαγ. 3 : Α.Ε.Π. Κρήτη.	32
Διαγ. 4 : Ενεργειακό Μίγμα Κρήτης για το έτος 2019.	38
Διαγ. 5 : Διακύμανση Παραγωγής Σ.Η.Ε. Κρήτης.	44
Διαγ. 6 : Διακύμανση Ηλεκτρικής Έντασης Κρήτης.	45
Διαγ. 7 : Διακύμανση Έντασης Εκπομπών CO ₂ Θερμοηλεκτρικών μονάδων Σ.Η.Ε.. Κρήτης	46
Διαγ. 8 : Ποσοστά παραγωγής ηλεκτρικής διακριτά για κάθε τεχνολογία Α.Π.Ε.	48
Διαγ. 9 : Ποσοστά Παραγωγής ΑΠΕ και Συμβατικών Μονάδων.	48
Διαγ. 10 : Ποσοστό Ενεργειακής Εξάρτησης.	49
Διαγ. 11 : Διακύμανση Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά κάτοικο.	50
Διαγ. 12 : Συσχέτιση Α.Ε.Π. – Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.	51
Διαγ. 13 : Ωριαία ετήσια ζήτηση φορτίου στην Κρήτη για έτος 2020.	75
Διαγ. 14 : Ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σεναρίου 1.	77
Διαγ. 15 : Ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για δέκα (10) ημέρες σεναρίου 1.	78
Διαγ. 16 : Ενεργειακό μίγμα κάλυψης του φορτίου. σεναρίου 1.	79
Διαγ. 17 : Κατανομή ισχύος προερχόμενη από Α.Π.Ε. του σεναρίου 1.	80
Διαγ. 18α : Στάθμη φόρτισης συσσωρευτών των συστημάτων Β.Ε.Σ.Σ. σεναρίου 1.	81
Διαγ. 18β : Στάθμη φόρτισης συσσωρευτών των συστημάτων Β.Ε.Σ.Σ. του σεναρίου 2 για δέκα ημέρες.	83
Διαγ. 19α : Αποθηκευμένο υδρογόνο σε ωριαία βάση για ένα έτος σεναρίου 1.	83
Διαγ. 19β : Αποθηκευμένο υδρογόνο σε ωριαία βάση για 10 ημέρες για το σενάριο 2.	85
Διαγ. 20 : Ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σεναρίου 2	94
Διαγ. 21 : Ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για δέκα (10) ημέρες σεναρίου 2.	95
Διαγ. 22 : Ενεργειακό μίγμα κάλυψης του φορτίου σεναρίου 2.	96
Διαγ. 23 : Κατανομή ισχύος προερχόμενη από Α.Π.Ε. του σεναρίου 2.	97
Διαγ. 24α : Στάθμη φόρτισης συσσωρευτών των συστημάτων Β.Ε.Σ.Σ. σεναρίου 2.	98
Διαγ. 24β : Στάθμη φόρτισης συσσωρευτών των συστημάτων Β.Ε.Σ.Σ. του σεναρίου 2 για δέκα ημέρες.	100
Διαγ. 25α : Αποθηκευμένο υδρογόνο σε ωριαία βάση για ένα έτος σεναρίου 2.	100
Διαγ. 25β : Αποθηκευμένο υδρογόνο σε ωριαία βάση για 10 ημέρες για το σενάριο 2.	101

Διαγ. 26 Ένταση Εκπομπών CO ₂	114
Διαγ. 27 Δείκτης Διείσδυσης Α.Π.Ε. – Συμβατικών Μονάδων - Διασύνδεσης	115
Διαγ. 28 Ποσοστό Ενεργειακής Εξάρτησης	116

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1 Γεωγραφική θέση νήσου Κρήτης.	30
Εικόνα 2 Γεωγραφικές θέσεις θερμοηλεκτρικών μονάδων παραγωγής στην νήσο Κρήτη.	34
Εικόνα 3 Γεωγραφικές θέσεις εν λειτουργία Α.Σ.Π.Η.Ε. στην Κρήτη.	36
Εικόνα 4 Γεωγραφικές θέσεις εν λειτουργία Φ.Σ.Π.Η.Ε. στην Κρήτη.	37
Εικόνα 5 Διάγραμμα ροής αλγορίθμου προσομοίωσης Σ.Η.Ε.	54
Εικόνα 6 Διάγραμμα ροής φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών	57
Εικόνα 7 Διάγραμμα ροής εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών	59
Εικόνα 8 Διάγραμμα ροής ηλεκτρόλυσης – αποθήκευσης υδρογόνου.	60
Εικόνα 9 Διάγραμμα ροής του αλγορίθμου λειτουργίας των κυψελών καυσίμου.	62
Εικόνα 10 Διάγραμμα ροής οικονομοτεχνικής ανάλυσης.	69

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας : 1 Τεχνικά χαρακτηριστικά τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης.	21
Πίνακας : 2 Βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά κυψελών καυσίμου.	27
Πίνακας : 3 Πληθυσμός Κρήτης ανά Π.Ε.	30
Πίνακας : 4 Μεταβολή Α.Ε.Π. Κρήτης.	32
Πίνακας : 5 Σύνολο διαθέσιμων θερμικών μονάδων στον ΑΗΣ Λινοπεράματα.	33
Πίνακας : 6 Σύνολο διαθέσιμων θερμικών μονάδων στον ΑΗΣ Αθρινόλακκος.	33
Πίνακας : 7 Σύνολο διαθέσιμων θερμικών μονάδων στον ΑΗΣ Χανιά.	34
Πίνακας : 8 Εν λειτουργία ΑΣ.Π.Η.Ε.	35
Πίνακας : 9 ΑΣ.Π.Η.Ε. ανά Περιφερειακή Ενότητα.	36
Πίνακας : 10 Αναλυτική αναφορά παραγωγής Σ.Η.Ε. Κρήτης για το Έτος αναφοράς 2019.	38
Πίνακας : 11 Ετήσιες παραγωγές Σ.Η.Ε. Κρήτης.	44
Πίνακας : 12 Ηλεκτρική ένταση Κρήτης.	45
Πίνακας : 13 Ένταση εκπομπών CO ₂ θερμοηλεκτρικών μονάδων Σ.Η.Ε. Κρήτης.	46
Πίνακας : 14 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε.	47
Πίνακας : 15 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά κάτοικο.	50
Πίνακας : 16 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των φωτοβολταϊκών.	72
Πίνακας : 17 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των αιολικών.	72
Πίνακας : 18 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των μπαταριών τεχνολογίας ιόντων - λιθίου	72
Πίνακας : 19 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των αντιστροφών (PCS) των μπαταριών.	73
Πίνακας : 20 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των ηλεκτρολυτών (P.E.M.).	73
Πίνακας : 21 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των δεξαμενών αποθήκευσης του υδρογόνου.	73
Πίνακας : 22 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των κυψελών καυσίμου (P.E.M.).	74
Πίνακας : 23 Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την παραγωγή H ₂ .	74
Πίνακας : 24 Επενδυτικό σχήμα.	74
Πίνακας : 25 Βασικοί οικονομικοί δείκτες που χρησιμοποιήθηκαν στα τρία σενάρια.	74
Πίνακας : 26 Εγκατεστημένης ισχύς - χωρητικότητα κάθε χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας σεναρίου 1.	76

Πίνακας : 27 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του Σ.Η.Ε. Κρήτης σεναρίου 1.	78
Πίνακας : 28 Δαπάνες κεφαλαίου CAP.EX. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη τεχνολογία του σεναρίου 1.	85
Πίνακας : 29 Ετήσιες δαπάνες λειτουργίας OP.EX. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη του τεχνολογία σεναρίου 1.	86
Πίνακας : 30 Ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης O.&M. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη του τεχνολογία σεναρίου 1.	86
Πίνακας : 31 Χρηματοδοτικό σχήμα επενδύσεων του σεναρίου 1.	87
Πίνακας : 32 Ενέργεια προς πώληση διακριτά για κάθε τεχνολογία του σεναρίου 1.	87
Πίνακας : 33 Αναμενόμενα ακαθάριστα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας διακριτά για κάθε τεχνολογία του σεναρίου 1.	88
Πίνακας : 34 Πρώτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 1.	89
Πίνακας : 35 Δεύτερο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 1.	90
Πίνακας : 36 Τρίτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 1.	91
Πίνακας : 37 Τέταρτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 1.	92
Πίνακας : 38 Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης του σεναρίου 1.	92
Πίνακας : 39 Εγκατεστημένης ισχύς - χωρητικότητα κάθε χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας σεναρίου 2	93
Πίνακας : 40 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του Σ.Η.Ε. Κρήτης σεναρίου 2.	95
Πίνακας : 41 Δαπάνες κεφαλαίου CAP.EX. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη τεχνολογία του σεναρίου 2.	102
Πίνακας : 42 Ετήσιες δαπάνες λειτουργίας OP.EX. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη του τεχνολογία σεναρίου 2.	103
Πίνακας : 43 Ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης O.&M. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη του τεχνολογία σεναρίου 2.	103
Πίνακας : 44 Χρηματοδοτικό σχήμα επενδύσεων του σεναρίου 2.	103
Πίνακας : 45 Ενέργεια προς πώληση διακριτά για κάθε τεχνολογία του σεναρίου 2.	104
Πίνακας : 46 Αναμενόμενα ακαθάριστα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας διακριτά για κάθε τεχνολογία του σεναρίου 2.	104
Πίνακας : 47 Πρώτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 2.	105
Πίνακας : 48 Δεύτερο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 2.	106
Πίνακας : 49 Τρίτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 2.	107
Πίνακας : 50 Τέταρτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 2.	108
Πίνακας : 51 Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης του σεναρίου 2.	108

Πίνακας : 52 Αναμενόμενα ακαθάριστα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας διακριτά για κάθε τεχνολογία του σεναρίου 3.	109
Πίνακας : 53 Πρώτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 3.	110
Πίνακας : 54 Δεύτερο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 3.	111
Πίνακας : 55 Τρίτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 3.	112
Πίνακας : 56 Τέταρτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 3.	113
Πίνακας : 57 Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης του σεναρίου 3.	113

Κατάλογος Συμβόλων

<i>A/G</i>	<i>Ανεμογεννήτριες</i>
<i>A.Π.Ε./RES</i>	<i>Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας</i>
<i>A.Σ.Π.Η.Ε</i>	<i>Αιολικός Σταθμός Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας</i>
<i>A.Ε.Π.</i>	<i>Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν</i>
<i>A.Η.Σ.</i>	<i>Ατμοηλεκτρικός Σταθμός</i>
<i>Δ.Ε.Η.</i>	<i>Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού</i>
<i>E.B.A.</i>	<i>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης</i>
<i>EP</i>	<i>Εναλλασσόμενο Ρεύμα</i>
<i>E.E.</i>	<i>Ευρωπαϊκή Ένωση</i>
<i>E.Σ.Μ.Η.Ε.</i>	<i>Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας</i>
<i>ΚΠΑΤΦ</i>	<i>Κέρδη πλην Αποσβέσεων Τόκων και Φόρων</i>
<i>Κ.Π.Α.</i>	<i>Καθαρή Παρούσα Αξία</i>
<i>Κ.Υ.Τ.</i>	<i>Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης</i>
<i>λ.χ.</i>	<i>Λόγου Χάρη</i>
<i>Π.Α.</i>	<i>Παρούσα Αξία</i>
<i>Π.Ε.</i>	<i>Περιφερειακή Ενότητα</i>
<i>Σ.Η.Ε.</i>	<i>Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας</i>
<i>ΣΡ</i>	<i>Συνεχές Ρεύμα</i>
<i>Υ/Σ</i>	<i>Υποσταθμός</i>
<i>ΥΗΣ</i>	<i>Υδροηλεκτρικός Σταθμός</i>
<i>Φ/Β</i>	<i>Φωτοβολταϊκά</i>
<i>Φ.Σ.Π.Η.Ε.</i>	<i>Φωτοβολταϊκός Σταθμός Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας</i>
<i>AFC</i>	<i>Κυψέλες Καυσίμου Αλκαλικοί</i>
<i>A</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης Έντασης Ρεύματος</i>
<i>B.E.S.S.</i>	<i>Battery Energy Storage Systems – Συστήματα Αποθ. Ηλεκτρ. Ενέρ.</i>

<i>BESS STORAGE_{max}</i>	<i>Εγκατεστημένη Χωρητικότητα Συστημάτων B.E.S.S.</i>
<i>BESS STORAGE_{t-1}</i>	<i>Χωρητικότητα Συστημάτων B.E.S.S. για την Χρονική Στιγμή t-1</i>
<i>Cap. Ex</i>	<i>Δαπάνες Κεφαλαίου</i>
<i>CHARGE BESS</i>	<i>Ισχύς Φόρτισης Συστημάτων B.E.S.S.</i>
<i>CHARGE_{max} Μέγιστη</i>	<i>Ισχύς Φόρτισης Συστημάτων B.E.S.S</i>
<i>CF</i>	<i>Συντελεστής Φόρτισης</i>
<i>CONV UNITS</i>	<i>Ισχύς από Εφεδρικές Θερμοηλεκτρικές Μονάδες</i>
<i>Conventional Units</i>	<i>Συμβατικές Μονάδες Ηλεκτροπαραγωγής</i>
<i>CO₂</i>	<i>Διοξείδιο του Άνθρακα</i>
<i>DISCHARGE BESS</i>	<i>Ισχύς Εκφόρτισης Συστημάτων B.E.S.S.</i>
<i>DISCHARGE_{max}</i>	<i>Μέγιστη Ισχύς Εκφόρτισης Συστημάτων B.E.S.S</i>
<i>DMFC</i>	<i>Κυψέλες Καυσίμου Μεθανόλης</i>
<i>E.B.I. T.</i>	<i>Κέρδη πλην Αποσβέσεων Τόκων και Φόρων</i>
<i>€</i>	<i>Μονάδα μέτρησης χρηματικής αξίας</i>
<i>e⁻</i>	<i>Ηλεκτρόνιο</i>
<i>Fuel Cells</i>	<i>Κυψέλες Καυσίμου</i>
<i>FUEL CELL</i>	<i>Ισχύς Κυψελών Καυσίμου</i>
<i>FUEL CELL_{max}</i>	<i>Μέγιστη Ισχύς Κυψελών Καυσίμου</i>
<i>H₂ STORAGE_{max}</i>	<i>Εγκατεστημένη Χωρητικότητα Δεξαμενών Αποθήκευσης Υδρογόνου</i>
<i>H₂ STORAGE_{t-1}</i>	<i>Χωρητικότητα Δεξαμενών Αποθήκευσης Υδρογόνου για την χρονική</i>
<i>HVDC</i>	<i>High Voltage Direct Current</i>
<i>H₂</i>	<i>Μόρια του Υδρογόνου</i>
<i>h/hr</i>	<i>Ωρες Λειτουργίας</i>
<i>I.R.R.</i>	<i>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης</i>
<i>LINK IMPORT</i>	<i>Εισερχόμενη Ισχύς από Διασύνδεση με Ε.Σ.Μ.Η.Ε.</i>
<i>LINK EXPORT</i>	<i>Εξερχόμενη Ισχύς από Διασύνδεση με Ε.Σ.Μ.Η.Ε.</i>

<i>LOAD</i>	<i>Φορτίο</i>
<i>L.C.O.E.</i>	<i>Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας</i>
<i>MCFC</i>	<i>Κυψέλες Καυσίμου Λιωμένου ανθρακικού άλατος</i>
<i>N.P.V.</i>	<i>Καθαρή Παρούσα Αξία</i>
<i>O₂</i>	<i>Μόρια του Οξυγόνου</i>
<i>Op. Ex.</i>	<i>Δαπάνες Λειτουργίας</i>
<i>O. & M.</i>	<i>Λειτουργία και Συντήρηση</i>
<i>P.V.</i>	<i>Παρούσα Αξία</i>
<i>PEM ELECTROLYZER</i>	<i>Ισχύς Ηλεκτρόλυσης</i>
<i>PEM ELECTROLYZE_{max}</i>	<i>Μέγιστη Ισχύς Ηλεκτρόλυσης</i>
<i>PEMFC</i>	<i>Κυψέλες Καυσίμου Πολυμερικής Μεμβράνης</i>
<i>PCS</i>	<i>Power Conversion System</i>
<i>PEMFC</i>	<i>Κυψέλες Καυσίμου</i>
<i>PEM</i>	<i>Πολυμερικής μεμβράνης</i>
<i>PAFC</i>	<i>Κυψέλες Καυσίμου Φωσφορικού Οξέος</i>
<i>RES CUT</i>	<i>Αποκοπή Ισχύος Προερχόμενη από Α.Π.Ε. στιγμή $t-1$</i>
<i>SOFC</i>	<i>Κυψέλες Καυσίμου Στερεού οξειδίου</i>
<i>SOE</i>	<i>Ηλεκτρολύτης Στερεού Οξειδίου</i>
<i>tFuel</i>	<i>Τόνος Καυσίμου</i>
<i>Var (S.I.)</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης Άεργου Ισχύος</i>
<i>VA (S.I.)</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης Φαινόμενης Ισχύος</i>
<i>V</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης Τάσης</i>
<i>VCC</i>	<i>Voltage Commutated Converters</i>
<i>VSC</i>	<i>Voltage Sourced Converter</i>
<i>W (S.I.)</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης Ενεργούς Ισχύος</i>

Wh (S.I.)

Μονάδα Μέτρησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

W.A.C.C.

Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου

1.

Ενεργειακή Μετάβαση

Μία βασική πρόκληση που αντιμετωπίζουν τα σύγχρονα Σ.Η.Ε. είναι η μετάβαση από τις συμβατικές μορφές καυσίμου σε Α.Π.Ε. Η χρήση καυσίμων που παράγονται από τον άνθρακα, το πετρέλαιο ή το φυσικό αέριο, αποτελούσε στο παρελθόν την βασική ενεργειακή πηγή των αναπτυσσόμενων κοινωνιών, αλλά πλέον θεωρείται αναχρονιστική προσέγγιση στην επίλυση του ενεργειακού ζητήματος. Αυτό οφείλεται στην άμεση συσχέτισή τους με την επικείμενη κλιματική καταστροφή, διότι ένα βασικό προϊόν που προκύπτει από την καύση αυτής της μορφής πρώτων υλών είναι το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), αέριο το οποίο συμβάλει καθοριστικά στην ανάπτυξη του φαινομένου του θερμοκηπίου. Επιπρόσθετα, αυτής της μορφής οι πηγές δύναται να εξαντληθούν, με τεράστιες συνέπειες τόσο για την οικονομία όσο και για την ενεργειακή επάρκεια των Σ.Η.Ε.[1]

Από την προηγούμενη δεκαετία, ένα βασικό πεδίο έρευνας της επιστημονικής κοινότητας είναι η ενεργειακή πολιτική που πρέπει να ακολουθηθεί από την πολιτική ηγεσία του κάθε κράτους προκειμένου να αντιμετωπιστεί η ενεργειακή εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα. Μέσα από μία σειρά νομοθετικών παρεμβάσεων η Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.) έχει καταφέρει να μειώσει κατά 20% τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, συγκριτικά με την δεκαετία του 1990 και έχει θέσει ως άμεσο στόχο την κάλυψη τουλάχιστον του 32% των ενεργειακών της αναγκών από Α.Π.Ε., έως το 2030 (European Green Deal). Ο αρχικός στόχος είχε τεθεί στο 27%, αλλά αναθεωρήθηκε προς τα πάνω το 2018.[1] Ωστόσο, τον Ιούλιο του 2021 προτάθηκε ένας ακόμη πιο αισιόδοξος στόχος σχετικά με το ενεργειακό μίγμα των Σ.Η.Ε. των κρατών μελών της Ε.Ε. Πιο συγκριμένα εισηγήθηκε η αύξηση του ποσοστού συμμετοχής των Α.Π.Ε. σε ποσοστό ίσο με το 40% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής.[2] Ένας πρόσθετος παράγοντας που εξετάστηκε και θεωρήθηκε ότι έχει κομβικό ρόλο στην μείωση των εκπομπών του άνθρακα είναι η αλλαγή της πρώτης ύλης που χρησιμοποιείται σαν καύσιμο στις μονάδες μετακίνησης, θέτοντας ως άμεσο στόχο την μείωση κατά 13% έως το 2030, της εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου στον τομέα των μέσων μεταφοράς.[3]

Σε αυτό το πλαίσιο η ηλεκτροπαραγωγή μέσω φωτοβολταϊκών (Φ/Β), είτε αιολικών σταθμών, θα διαδραματίσει ένα πολύ σημαντικό ρόλο, λόγω του γεγονότος ότι αποτελούν τις δύο βασικές πηγές παραγωγής πράσινης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι μόνες εκπομπές ρύπων που δύναται να παρουσιάσουν αυτής της μορφής οι τεχνολογίες, είναι κατά την διάρκεια της κατασκευής των εξαρτημάτων που τις συναποτελούν (ηλεκτρονικά ισχύος, πτερύγια ανεμογεννητριών, Φ/Β πλαίσια κλπ.). Μετά την ολοκλήρωση της κατασκευής του απαραίτητου εξοπλισμού, καθώς και μετά την διασύνδεσή του, οι μονάδες Α.Π.Ε. είναι ικανές να παράγουν πράσινη ηλεκτρική ενέργεια χωρίς την εκπομπή ρύπων για τουλάχιστον είκοσι (20) έτη, διαδραματίζοντας κομβικό ρόλο στην μείωση των εκπομπών CO₂. [4]

Πέραν της συμβολής τους στην πράσινη ανάπτυξη (European green deal) η ηλεκτροπαραγωγή μέσω Α.Π.Ε. αποτελεί και έναν βασικό οικονομικό δείκτη για την ανάπτυξη των κρατών – μελών της Ε.Ε. Αυτή η θεώρηση γίνεται, διότι η έντονη παρουσία Α.Π.Ε. στο ενεργειακό μίγμα, συνεπάγεται και μείωση των εισαγωγών των πρώτων υλών (πετρέλαιο και παράγωγά του), το οποίο με την σειρά του οδηγεί σε μείωση του κόστους ενέργειας της παραγωγής των προϊόντων, άρα και μείωση στην τιμή τους, το οποίο συνεπάγεται έμμεση αύξηση της αγοραστικής δύναμης των πολιτών. Αυτός είναι και ο λόγος για τον οποίο τα πιο ανεπτυγμένα κράτη της Ε.Ε. έρχονται πρώτα σε αυτήν την στατιστική κατηγορία της Eurostat. Πιο συγκεκριμένα στην πρώτη θέση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω Α.Π.Ε. έρχεται η Σουηδία την οποία ακολουθεί η Φιλανδία, η Εσθονία, η Δανία και η Αυστρία. Η Ελλάδα βρίσκεται στην εικοστή θέση στο σύνολο των είκοσι επτά (27) κρατών – μελών της Ε.Ε. [5]

Μία βασική αδυναμία των συστημάτων Α.Π.Ε. είναι η στοχαστικότητα που προκύπτει στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό οφείλεται στις διακυμάνσεις των περιβαλλοντικών συνθηκών (μειωμένη ηλιοφάνεια, αυξημένη/μειωμένη ταχύτητα του ανέμου) στο σημείο της κάθε εγκατάστασης. Οπότε εύλογα δημιουργείται η ανησυχία για το αν αυτές οι μορφές ηλεκτροπαραγωγής θα μπορέσουν να κυριαρχήσουν στο μίγμα της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. [6]. Ο μόνος τρόπος για την αντιμετώπιση του φαινομένου της στοχαστικότητάς αυτών των μορφών ενέργειας είναι η δυνατότητα διαχείρισης της διακύμανσης ισχύος που παρέχουν. Αυτό δύναται να γίνει μόνο με την χρήση συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. [7]

Η δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί κρίσιμο παράγοντα της ενεργειακής μετάβασης, δίχως αυτήν το ενεργειακό μοντέλο αδυνατεί να βασιστεί σε Α.Π.Ε. Οι μελέτες της προηγούμενης δεκαετίας είχαν δείξει ότι η πλειονότητα των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς την δυνατότητα αποθήκευσης μπορούν να δεχτούν μέχρι το 20% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά. [8] Επομένως, είναι απαραίτητο να τονιστούν τα οφέλη που μπορεί να δώσει η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στον διαχειριστή του κάθε συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Συνοπτικά:

- Έλεγχος της τάσης
- Εξισορρόπηση της ροής ισχύος προς το δίκτυο
- Ταυτοχρονισμός της παραγωγής ισχύος με την ζήτηση

Επιπρόσθετα μπορεί να προσφέρει και τις εξής επικουρικές υπηρεσίες:

- Έλεγχος της συχνότητας

- Χρονική μετατόπιση της ηλεκτροπαραγωγής
- Βελτίωση της ποιότητας ισχύος
- Peak shaving, δυνατότητα επέκτασης του δικτύου
- Μείωση του συνολικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής

[9, 10]

Υπάρχει μία αρκετά μεγάλη ποικιλία τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες ανάλογα με την εφαρμογή τους δύνανται να χωριστούν σε τέσσερις υποκατηγορίες: α) τα μηχανικά συστήματα αποθήκευσης β) τα ηλεκτρικά συστήματα αποθήκευσης γ) τα ηλεκτροχημικά συστήματα αποθήκευσης και δ) συστήματα αποθήκευσης με χρήση υδρογόνου.

1.1 Μηχανικά και Ηλεκτρικά Συστήματα Αποθήκευσης

Τα μηχανικά συστήματα αποθήκευσης χωρίζονται σε τρεις υποκατηγορίες

- Συστήματα PHS (αντλησιοταμίευση): Αυτή η κατηγορία έχει αρκετά πλεονεκτήματα, όπως για παράδειγμα την μεγάλη διάρκεια εκφόρτισης, υψηλή αποδοτικότητα, μεγάλη διάρκεια ζωής, σχετικά χαμηλό κόστος παραγωγής ενέργειας και χαμηλό κόστος συντήρησης. Από την άλλη αυτή η τεχνολογία έχει χαμηλό ρυθμό απόκρισης, εξαρτάται έντονα από τις γεωγραφικές συνθήκες, διότι καταλαμβάνουν μεγάλη έκταση. Επιπρόσθετα, απαιτούν μεγάλη χρονική διάρκεια για την ανάπτυξη του έργου και μεγάλη διάρκεια απόσβεσης.[45]
- Συστήματα CAES (συμπιεσμένου αέρα): Στα βασικά πλεονεκτήματα αυτής της κατηγορίας είναι η μεγάλη διάρκεια εκφόρτισης, το χαμηλό κόστος και η αρκετά υψηλή αποδοτικότητα. Βασικό της μειονέκτημα είναι η καύση ορυκτών καυσίμων και η εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα (CO₂).[11]
- Συστήματα Flywheel: Έχουν χαμηλό κόστος συντήρησης, πολύ γρήγορη απόκριση, πολύ χαμηλό περιβαλλοντικό αποτύπωμα, μικρή διάρκεια εκφόρτισης και παροχή μεγάλης ποσότητας ισχύος. Ωστόσο, όταν βρίσκονται σε κατάσταση αναμονής δύνανται να αυτοεκφορτιστούν έως και 20% ανά ώρα. Επιπρόσθετα έχουν μικρή αποθηκευτική ικανότητα και υψηλό κόστος.[12]

Τα ηλεκτρικά συστήματα αποθήκευσης χωρίζονται σε δύο υποκατηγορίες:

- Συστήματα CAES (υπερπυκνωτές): Έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής, υψηλή απόδοση, υψηλή παροχή ισχύος και μεγάλο βαθμό εκφόρτισης. Επίσης, έχουν πολύ υψηλό ρυθμό αυτοεκφόρτισης (~5 – 40%) σε ημερήσια βάση και πολύ υψηλό κόστος.[13]
- Συστήματα SMES (υπεραγώγιμα πηνεία): Τα πλεονεκτήματά τους είναι αντίστοιχα με αυτά των συστημάτων CAES. Όσον αφορά τα αρνητικά τους, έχουν έναν ημερήσιο ρυθμό αυτοεκφόρτισης γύρω στο 10 – 15 % και αρνητικό περιβαλλοντικό αποτύπωμα λόγω του μεγάλου μαγνητικού πεδίου που δημιουργούν.[14]

1.2 Ηλεκτροχημικά Συστήματα Αποθήκευσης

Τα ηλεκτροχημικά συστήματα αποθήκευσης αποτελούν την δεύτερη πιο διαδεδομένη μορφή αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως (~9,6 GW). Εκ των οποίων η πλειονότητα είναι τεχνολογίας ιόντων λιθίου (Li- ion). Οι κύριες τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται για εφαρμογές συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας (Battery Energy Storage Systems B.E.S.S.) είναι οι εξής:

- Συσσωρευτές Μολύβδου – Αζώτου (Pb – A): Αποτελεί την πιο ώριμη μορφή ηλεκτροχημικής αποθήκευσης με ποικιλία χρήσεων στην βιομηχανία των UPS, στα υβριδικά οχήματα, και σε διάφορες τηλεπικοινωνιακές εφαρμογές.[15]
- Συσσωρευτές Νικελίου - Καδμίου (Ni – Cd): Οι μπαταρίες Νικελίου - Καδμίου έχουν πολύ υψηλή απόδοση και δεν εξαρτώνται καθόλου από το βάθος εκφόρτισης. Έχουν πολύ χαμηλό ρυθμό αυτοεκφόρτισης γύρω στο 10% μηνιαίως και ένα πολύ μεγάλο θερμοκρασιακό εύρος λειτουργίας (-40) – (+50) °C. Όλα αυτά τα χαρακτηριστικά τις καθιστούν ιδανικές για εφαρμογές μικρής κλίμακας (π.χ. φορητές συσκευές, εργαλεία, φώτα έκτακτης ανάγκης κλπ.). Βασικό τους μειονέκτημα είναι το υψηλό τους κόστος. [16]
- Συσσωρευτές Νατρίου - Θείου (Na – S): Έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής, υψηλή αποθηκευτική ικανότητα, υψηλή απόδοση ισχύος, υψηλό ποσοστό ανακύκλωσης των υλικών που τις συνθέτουν. Οι πιο συχνές τους εφαρμογές είναι σε σταθμούς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των υψηλών επιδόσεων τους τόσο σε ισχύ, όσο και σε ενέργεια. Πρέπει να τονιστεί ότι διαθέτουν υψηλό ημερήσιο ρυθμό αυτοεκφόρτισης, υψηλό αρχικό κόστος εγκατάστασης και ανάγκες υψηλής θερμοκρασίας περιβάλλοντος για την εύρυθμη λειτουργίας τους.[14]
- Συσσωρευτές Νατρίου Χλωριούχου Νικελίου (NaNiCl₂): Έχουν υψηλότερη τάση κελιού (2,58V) συγκριτικά με τις μπαταρίες Νατρίου - Θείου, υψηλότερο θερμοκρασιακό εύρος λειτουργίας (270 – 250 °C), μεγαλύτερη διάρκεια ζωής, μεγάλη αποθηκευτική ικανότητα και είναι πλήρως ανακυκλώσιμες. Τα βασικά μειονεκτήματα τους είναι η χαμηλή ενεργειακή τους πυκνότητα και ζητήματα ασφαλείας που δύναται να προκύψουν από τις τοξικές ουσίες που τις αποτελούν.[17, 18]
- Συσσωρευτές Ιόντων - Λιθίου (Li – ion): Έχουν πολύ υψηλό ρυθμό αυτοεκφόρτισης γύρω στο 8% κάθε μήνα, μικρό βάρος συγκριτικά με την αποθηκευτική ικανότητά τους, υψηλή απόδοση, μεγάλο βάθος εκφόρτισης που δύναται να φτάσει το 100%, μικρό χρονικό διάστημα απόκρισης (της τάξης των ms) και χαμηλό περιβαλλοντικό αποτύπωμα. Ιδανικές για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας, διότι έχουν μεγάλη δυνατότητα παροχής ισχύος (μέχρι 100MW) και αποθηκευτική ικανότητα άνω των 200MWh. Παρόλα αυτά το κόστος της συγκεκριμένης τεχνολογίας είναι αρκετά μεγαλύτερο σε σχέση με τις υπόλοιπες επαναφορτιζόμενες μπαταρίες.[19]

1.3 Συστήματα Αποθήκευσης με Χρήση Υδρογόνου

Το υδρογόνο δύναται να αποτελέσει κλειδί στην αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, διότι μπορεί να αποτελέσει τον πιο αποδοτικό τρόπο για μακράς διάρκειας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Η παραγωγή του δύναται να γίνει μέσα από μία αρκετά μεγάλη ποικιλία πρώτων υλών, καθώς και διεργασιών. Πιο συγκεκριμένα πηγή υδρογόνου μπορεί να αποτελέσει το νερό, ο άνθρακας, το φυσικό αέριο, η βιομάζα κ.α. Αυτές οι μέθοδοι – διεργασίες κατηγοριοποιούνται σε τέσσερις ομάδες:

- Χρήση βιομάζας
- Χρήση ορυκτών καυσίμων
- Χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας
- Χρήση πυρηνικής ενέργειας

Στην ανάλυση που ακολουθεί θα αναλυθούν οι βασικοί τρόποι παραγωγής υδρογόνου με χρήση Α.Π.Ε.

1.3.1 Συστήματα Ηλεκτρόλυσης

Η μέθοδος με την μεγαλύτερη δυναμική και αυτή η οποία υπόσχεται ότι θα βοηθήσει στην πράσινη μετάβαση είναι αυτή της παραγωγής υδρογόνου με χρήση Α.Π.Ε. Αυτή η μέθοδος γίνεται μέσω της διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης του νερού, όπου το νερό διασπάται στα μόρια όπου το συναποτελούν με την χρήση συνεχούς ρεύματος, το οποίο προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές (φωτοβολταϊκά πάρκα, αιολικά πάρκα κλπ).

Στην αντίδραση 1.1 παρουσιάζεται η διάσπαση του νερού στα μόρια του οξυγόνου και του υδρογόνου μέσω της διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης.



Όπου:

H, μόρια του υδρογόνου

O, μόρια του οξυγόνου

Η συσκευή η οποία προκαλεί την παραπάνω χημική αντίδραση (1.1) ονομάζεται ηλεκτρολύτης. Υπάρχουν τρεις (3) κατηγορίες ηλεκτρολυτών: α) αλκαλικοί ηλεκτρολύτες, β) ηλεκτρόλυση σε πολυμερικής μεμβράνης ηλεκτρολύτες (PEM) και γ) ηλεκτρόλυση σε υψηλές θερμοκρασίες (SOE). Στον πίνακα 1 παρουσιάζονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά των τριών αυτών τεχνολογιών.

Χαρακτηριστικά	Αλκαλική	PEM	SOE
Ωριμότητα Τεχνολογίας	ώριμη τεχνολογία	υπό ανάπτυξη	σε ερευνητικό στάδιο

Θερμοκρασία κελιού (°C)	60 – 80	50 – 80	900 – 1000
Πίεση κελιού (Bar)	< 30	< 30	< 30
Πυκνότητα έντασης ρεύματος (A/cm²)	0,2 – 0,4	0,6 – 2,0	0,3 – 1,0
Τάση κελιού (V)	1,8 – 2,4	1,8 – 2,2	0,95 – 1,3
Πυκνότητα ισχύος (W/cm²)	Μέχρι 1	Μέχρι 4,4	-
Απόδοση Τάσης (%)	62 – 82	67 – 82	81 – 86
Παραγωγή υδρογόνου (Nm³/ώρα)	< 760	< 30	-
Διάρκεια ζωής stack (ώρες)	< 90000	< 20000	< 40000
Διάρκεια ζωής συστήματος (χρόνια)	20 – 30	10 – 20	-
Καθαρότητα υδρογόνου (%)	> 99,8	> 99,999	-

Πίνακας : 1 Τεχνικά χαρακτηριστικά τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης.

Αλκαλικοί ηλεκτρολύτες

Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες είναι η πιο ώριμη και συχνά χρησιμοποιούμενη τεχνολογία παραγωγής υδρογόνου μεγάλης κλίμακας. Οι αλκαλικές συσκευές χρησιμοποιούν ως ηλεκτρολύτη ένα υδατικό διάλυμα περιεκτικότητας 20–40% υδροξειδίου του καλίου (KOH), το οποίο χρησιμοποιείται προκειμένου να αυξηθεί η ιοντική αγωγιμότητα μέσα από τις συστοιχίες των ηλεκτρολυτικών κυψελών (cell stack). Η χρήση υγροποιημένων διαβρωτικών στοιχείων είναι ένα από τα βασικά μειονεκτήματα του αλκαλικού ηλεκτρολύτη, όπως επίσης και το υψηλό τους κόστος συγκριτικά με την χαμηλή ενεργειακή τους απόδοση. Οι χημικές ενώσεις της ανόδου και της καθόδου παρουσιάζονται στις αντιδράσεις 1.2 και 1.3 αντίστοιχα.



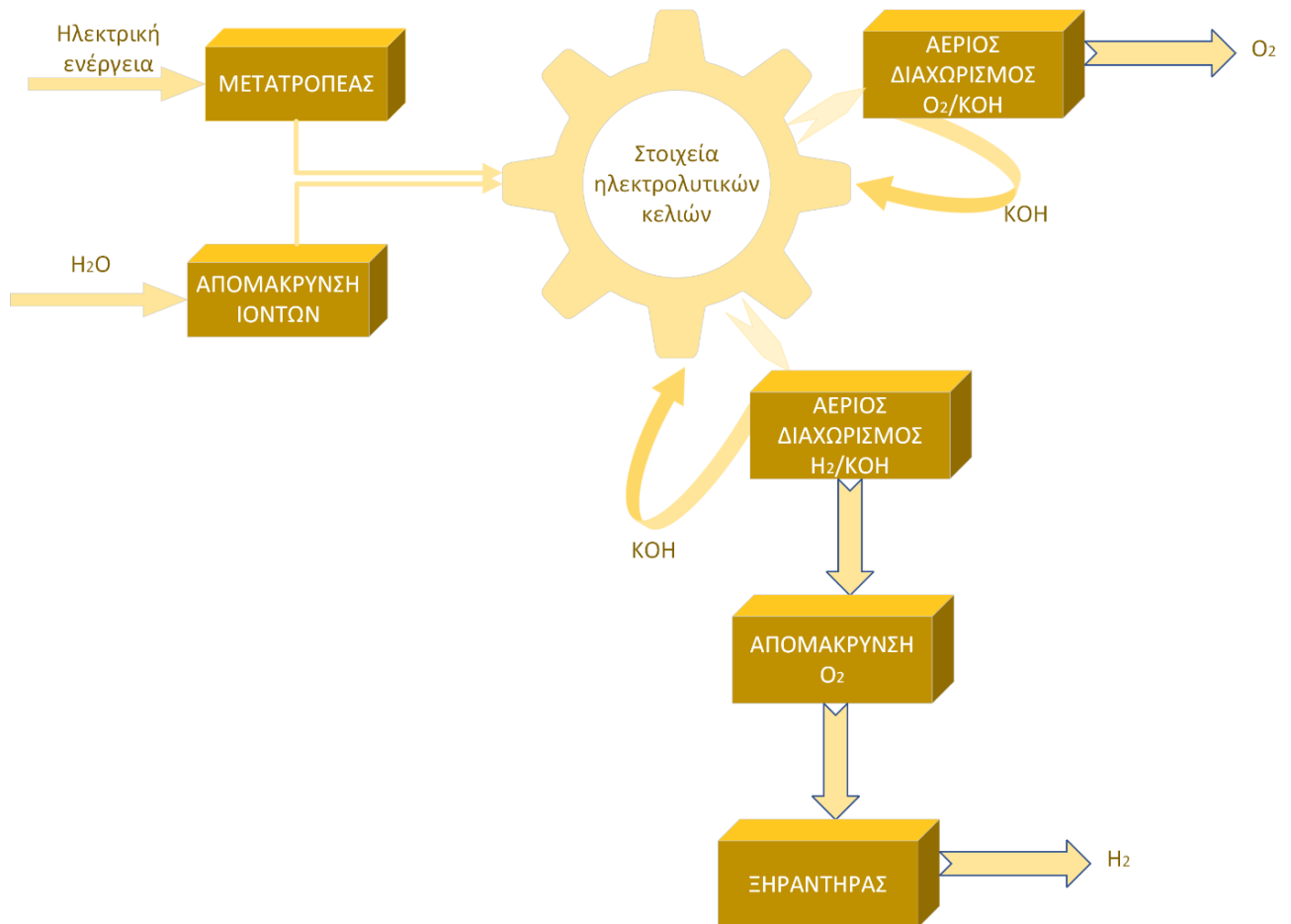
Όπου:

H, μόρια του υδρογόνου

O, μόρια του οξυγόνου

e^- , ηλεκτρόνιο

Στο σχήμα 1 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής της αλκαλικής συσκευής ηλεκτρόλυσης για την παραγωγή H_2 . [20]



Σχήμα 1 Διάγραμμα ροής της αλκαλικής συσκευής ηλεκτρόλυσης για την παραγωγή H_2 .

Πολυμερικής μεμβράνης ηλεκτρολύτες (PEM)

Η μεγάλη διαφορά ανάμεσα στους PEM ηλεκτρολύτες και τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες είναι ο χρησιμοποιούμενος ηλεκτρολύτης. Στην περίπτωση των PEM ο ηλεκτρολύτης είναι μια οργανική πολυμερική μεμβράνη, στην οποία τα πρωτόνια που παράγονται στην άνοδο μεταφέρονται στην κάθοδο. Για την διεργασία της ηλεκτρόλυσης απαιτείται υψηλής καθαρότητας απιονισμένο νερό για την ηλεκτρόλυση. Στην άνοδο το νερό οξειδώνεται, προκειμένου να παράξει οξυγόνο, ηλεκτρόνια και πρωτόνια. Τα πρωτόνια θα οδηγηθούν από την άνοδο στην κάθοδο μέσω της πολυμερικής μεμβράνης, ενώ θα φτάσουν στην κάθοδο μέσω του εξωτερικού κυκλώματος. Στην κάθοδο τα πρωτόνια θα είναι μειωμένα προκειμένου να παραχθεί υδρογόνο. Οι χημικές ενώσεις της ανόδου και της καθόδου παρουσιάζονται τις αντιδράσεις 1.4 και 1.5 αντίστοιχα. [20, 28]



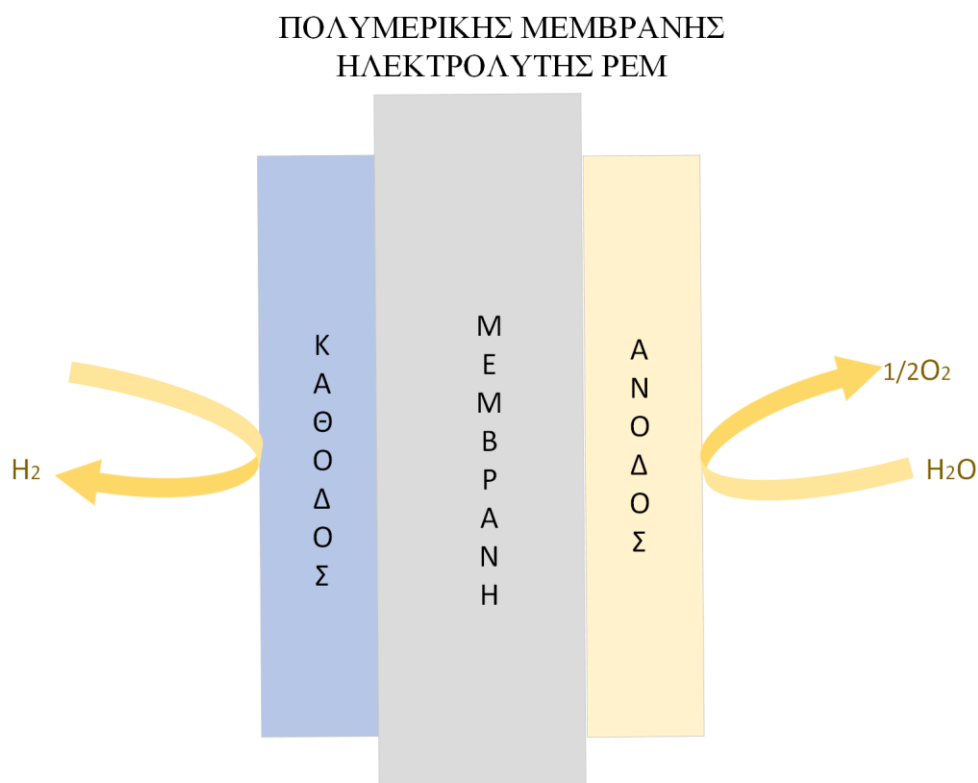
Όπου:

H, μόρια του υδρογόνου

O, μόρια του οξυγόνου

e⁻, ηλεκτρόνιο

Στα βασικά πλεονεκτήματα της κατηγορίας ηλεκτρολυτών PEM είναι η ασφάλεια που προσφέρουν λόγω της απουσίας του υδροξειδίου του καλίου (KOH), το μεγάλο εύρος δυναμικότητων του και οι υψηλές πιέσεις λειτουργίας τους. Βασικό τους μειονέκτημα αποτελεί το γεγονός ότι διαθέτουν χαμηλή απόδοση, μικρή διάρκεια ζωής συγκριτικά με τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες και αρκετά υψηλό οικονομικό κόστος. Συνεπώς οι συγκεκριμένοι ηλεκτρολύτες δεν αποτελούν την πιο εμπορική λύση.



Σχήμα 2 Διάγραμμα ροής πολυμερικής μεμβράνης ηλεκτρολύτη για την παραγωγή H₂.

Ηλεκτρόλυση σε υψηλές θερμοκρασίες (SOE)

Οι παραπάνω τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης λειτουργούν σε χαμηλές σχετικά θερμοκρασίες (κάτω από 100 °C), σε αντίθεση με την συγκεκριμένη τεχνολογία που λειτουργεί σε πολύ υψηλή θερμοκρασία (900 – 1000 °C). Το νερό σε μορφή ατμού εισέρχεται στην κάθοδο και διασπάται στα μόρια όπου το αποτελούν. Συγκεκριμένα, στην πλευρά της καθόδου θα δημιουργηθεί ένα

μόριο υδρογόνου, ενώ στην πλευρά της ανόδου μισό μόριο οξυγόνου. Οι χημικές ενώσεις της ανόδου και της καθόδου παρουσιάζονται τις αντιδράσεις 1.6 και 1.7 αντίστοιχα.[20, 28]



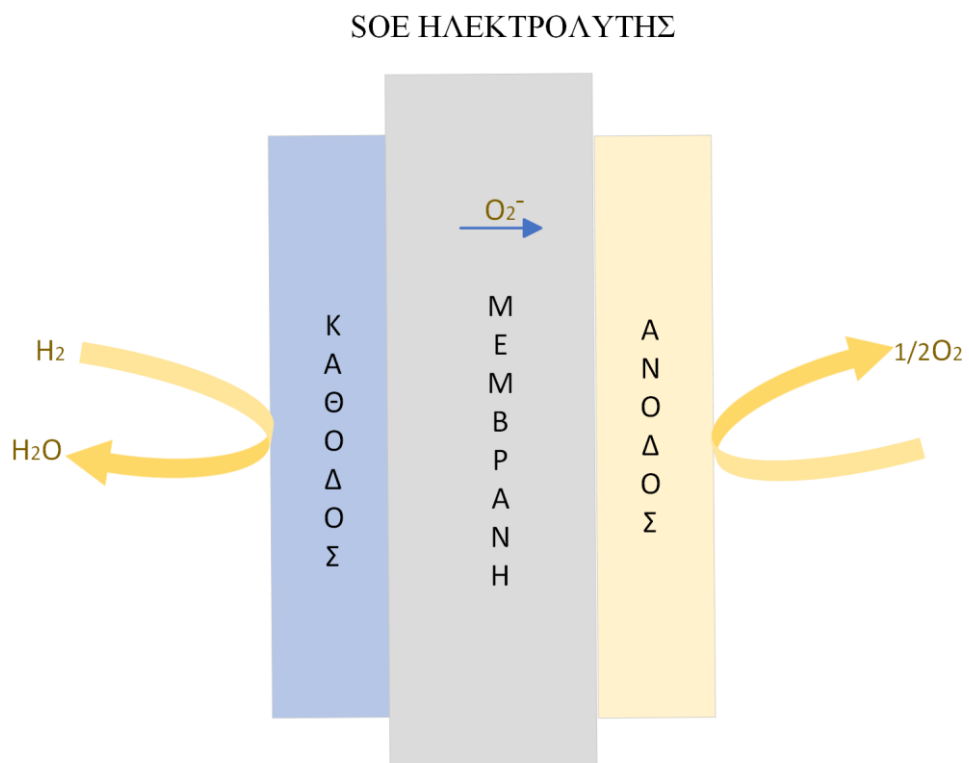
Όπου:

H, μόρια του υδρογόνου

O, μόρια του οξυγόνου

e⁻, ηλεκτρόνιο

Βασικό πλεονέκτημα αυτής της μορφής παραγωγής υδρογόνου είναι ότι έχει σημαντικά υψηλότερη απόδοση από τις προαναφερθέντες μεθόδους, διότι απαιτεί αρκετά λιγότερη ηλεκτρική ενέργεια για την διαδικασία της ηλεκτρόλυσης, εξαιτίας της υψηλής θερμοκρασίας λειτουργίας της. Βασικό μειονέκτημα της παροχής ισχύος από κυμαινόμενες πηγές όπως αυτή που παρέχεται από τις Α.Π.Ε., μπορεί να προκαλέσει θερμικές απώλειες, άρα και μεγάλες διακυμάνσεις στην θερμοκρασία των κυψελών, οι οποίες μπορούν να μειώσουν δραματικά την διάρκεια ζωής του ηλεκτρολύτη. [20, 28]



Σχήμα 3 Διάγραμμα λειτουργίας SOE ηλεκτρολύτη για την παραγωγή H₂.

1.3.2 Τεχνολογίες αποθήκευσης υδρογόνου

Υπάρχουν τρεις μεθοδολογίες αποθήκευσης υδρογόνου:

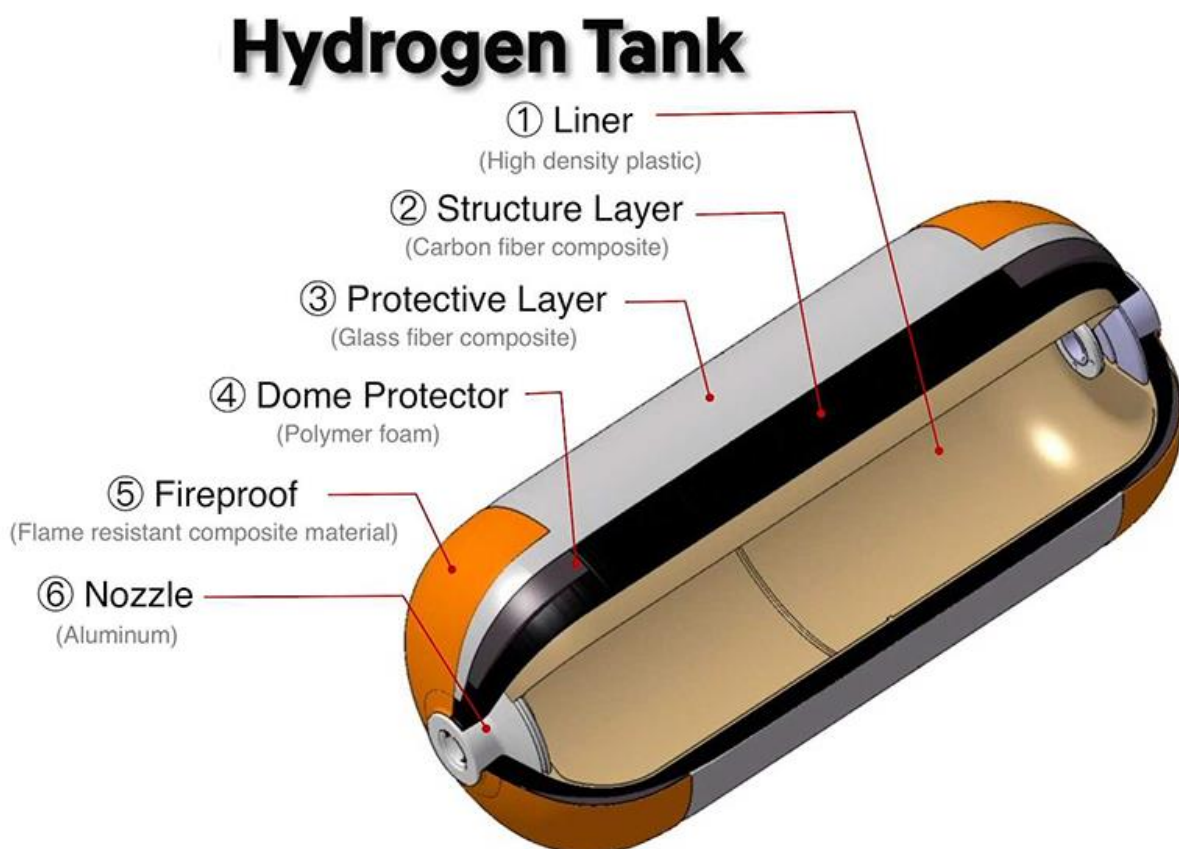
- Αποθήκευση υδρογόνου με χρήση συμπιεσμένου αέρα
- Αποθήκευση υγροποιημένου υδρογόνου σε κρυογενείς δεξαμενές
- Αποθήκευση υδρογόνου με μεταλλικά υβρίδια

Αποθήκευση υδρογόνου με χρήση συμπιεσμένου αερίου

Το υδρογόνο μπορεί να συμπιεστεί και να αποθηκευτεί σε μεγάλες δεξαμενές (containers) με πίεση μέχρι 700bar. Αποτελεί την πιο ευρέως διαδεδομένη μέθοδο αποθήκευσης υδρογόνου. Πάνω από το 80% των εν λειτουργία σταθμών αποθήκευσης υδρογόνου χρησιμοποιούν υψηλής πίεσης αεριοποιημένο υδρογόνο. Κριτήριο επιλογής αποτελεί:

- ❖ Η εφαρμογή
- ❖ Θερμοκρασία
- ❖ Συνθήκες πίεσης
- ❖ Ειδικός όγκος

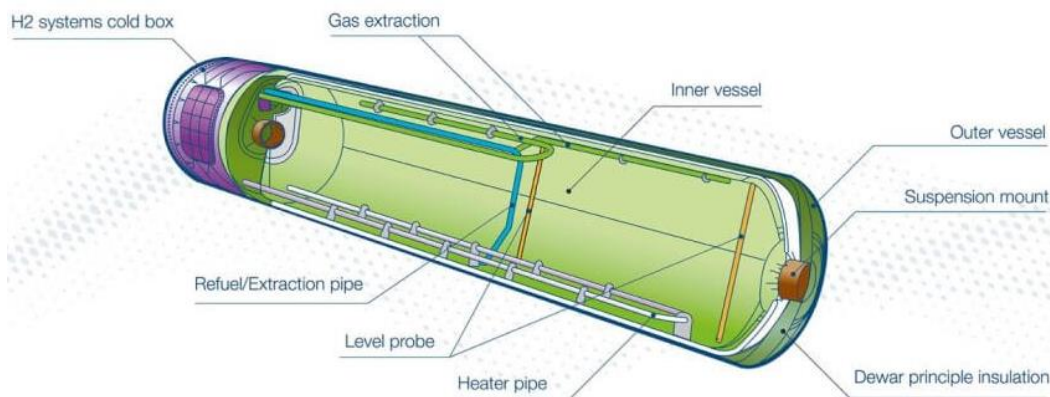
Βάσει των παραπάνω κριτηρίων γίνεται η ορθή επιλογή του αναγκαίου έργου συμπίεσης και επομένως η πιο ορθά οικονομικά επιλογή. Στο σχήμα 4 παρουσιάζεται μια ενδεικτική τοπολογία δεξαμενής αποθήκευσης με χρήση συμπιεσμένου αερίου υδρογόνου.



Σχήμα 4 Φιάλη αποθήκευσης συμπιεσμένου υδρογόνου σε αέρια μορφή.

Αποθήκευση υγροποιημένου υδρογόνου σε κρυογενείς δεξαμενές

Το υδρογόνο προκειμένου να αποθηκευτεί σε υγροποιημένη μορφή απαιτεί πολύ χαμηλές θερμοκρασίες της τάξης των -240 έως -250 °C. Ένα δεύτερο χαρακτηριστικό της υγροποίησης του υδρογόνου είναι ότι απαιτεί αρκετά μεγάλη ποσότητα ενέργειας της τάξης των 3,8 kWh/kg υδρογόνου. Σε ρεαλιστικές εφαρμογές η ενέργεια που προαναφέρθηκε τείνει να είναι αρκετά μεγαλύτερη, συγκεκριμένα έως 3 φορές για εφαρμογές μικρής κλίμακας και έως 6 για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας. Όλη αυτή η διεργασία έχει ως αποτέλεσμα της απώλειας περίπου του 35% της ενέργειας του υδρογόνου. Επομένως, ένα βασικό μειονέκτημα αυτού του τρόπου αποθήκευσης είναι οι υψηλές ενεργειακές απώλειες κατά την διάρκεια υγροποίησης. Συνεπώς, η συγκεκριμένη προσέγγιση έχει ακόμα αρκετά βήματα που να διανύσει προκειμένου να γίνει μία οικονομικά συμφέρουσα λύση.



Σχήμα 5 Φιάλη αποθήκευσης υγροποιημένου υδρογόνου.

Αποθήκευση υδρογόνου με μεταλλικά υβρίδια

Μία μεγάλη ποικιλία κραμάτων και μετάλλων έχουν την δυνατότητα αποθήκευσης υδρογόνου. Στην συνέχεια υπό αρκετά υψηλή θερμοκρασία απελευθερώνονται τα μόρια του υδρογόνου. Ένας καθοριστικός παράγοντας στην διάρκεια ζωής αυτών των μεταλλικών υβριδίων είναι η ποσότητα ρύπων που περιείχε το υδρογόνο που απορρίφθηκε.

Σημαντικά χαρακτηριστικά που μπορούν να επηρεάσουν την απόδοση των υβριδίων είναι τα εξής:

- Υψηλή πίεση και χαμηλή θερμοκρασία την στιγμή που το υδρογόνο έρχεται σε επαφή με τα μεταλλικά κράματα.
- Τα δομικά στοιχεία που απαρτίζουν το μέταλλο.
- Η δυνατότητα ή μη μεταφοράς θερμότητας από το μεταλλικό κράμα προς το εξωτερικό περιβάλλον.
- Η ύπαρξη ή μη οξειδώσεων πάνω στην επιφάνεια του μετάλλου.

1.3.3 Τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής με χρήση υδρογόνου

Κυψέλες καυσίμου

Οι κυψέλες καυσίμου (fuel cell) είναι συσκευές που προκαλούν ηλεκτροχημικές αντιδράσεις, προκειμένου να μετατρέψουν την χημική ενέργεια σε ηλεκτρική και θερμική ενέργεια. Αυτό επιτυγχάνεται με την χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο σε αυτές. Πιο συγκεκριμένα, το οξυγόνο με την μορφή αέρα οδηγείται μέσα στις κυψέλες σαν οξειδωτής. Η διαδικασία της οξείδωσης παράγει και νερό. Οι κυψέλες καυσίμου έχουν ένα πολύ μεγάλο εύρος εφαρμογών στην αυτοκινητοβιομηχανία, συνδυασμό θέρμανσης και ηλεκτρισμού, για συστήματα back up κλπ.

Υπάρχουν 6 βασικές εμπορικές κατηγορίες κυψελών καυσίμου:

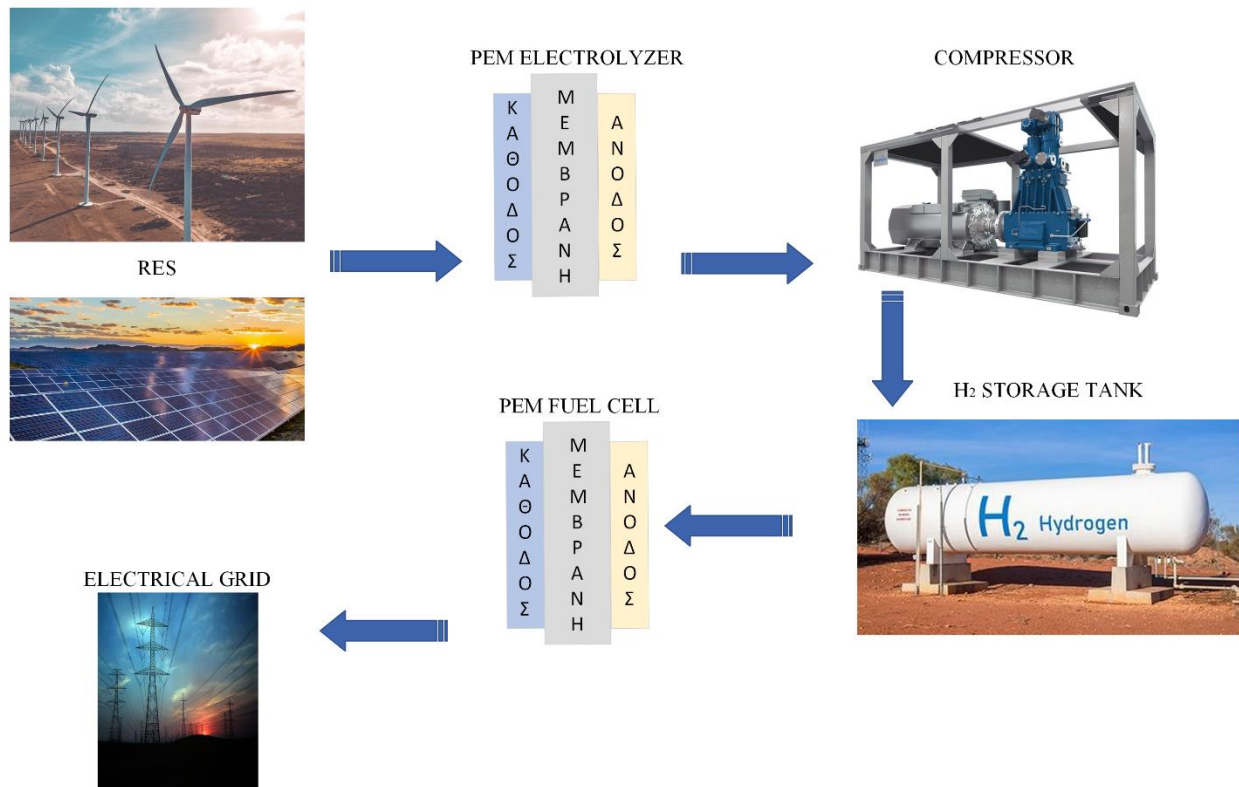
- ❖ Πολυμερικής μεμβράνης (PEMFC)
- ❖ Μεθανόλης (DMFC)
- ❖ Αλκαλικοί (AFC)
- ❖ Φωσφορικού οξέως (PAFC)
- ❖ Λιωμένου ανθρακικού άλατος (MCFC)
- ❖ Στερεού οξειδίου (SOFC)

Στον πίνακα 2 παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά των προαναφερθέντων κατηγοριών κυψελών καυσίμου.

ΤΥΠΟΣ ΚΥΨΕΛΩΝ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	ΘΕΡΟΚΡΑΣΙΑ (°C)	ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΤΗΣ	ΑΠΟΔΟΣΗ (%)
PEMFC	60 - 140	ΠΟΛΥΜΕΡΙΚΗΣ ΜΕΜΒΡΑΝΗΣ	55
DMFC	30 - 80	ΜΕΘΑΝΟΛΗΣ	30
AFC	150 - 200	ΑΛΚΑΛΙΚΟΙ	60
PAFC	150 - 200	ΦΩΣΦΟΡΙΚΟΥ ΟΞΕΩΣ	>40
MCFC	600 - 700	ΛΙΩΜΕΝΟΥ ΑΝΘΡΑΚΙΚΟΥ ΑΛΑΤΟΣ	45
SOFC	200 - 700	ΣΤΕΡΟΥ ΟΞΕΙΔΙΟΥ	40

Πίνακας : 2 Βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά κυψελών καυσίμου.

Στο σχήμα 6 παρουσιάζεται ένα ενδεικτικό διάγραμμα λειτουργίας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση υδρογόνου.



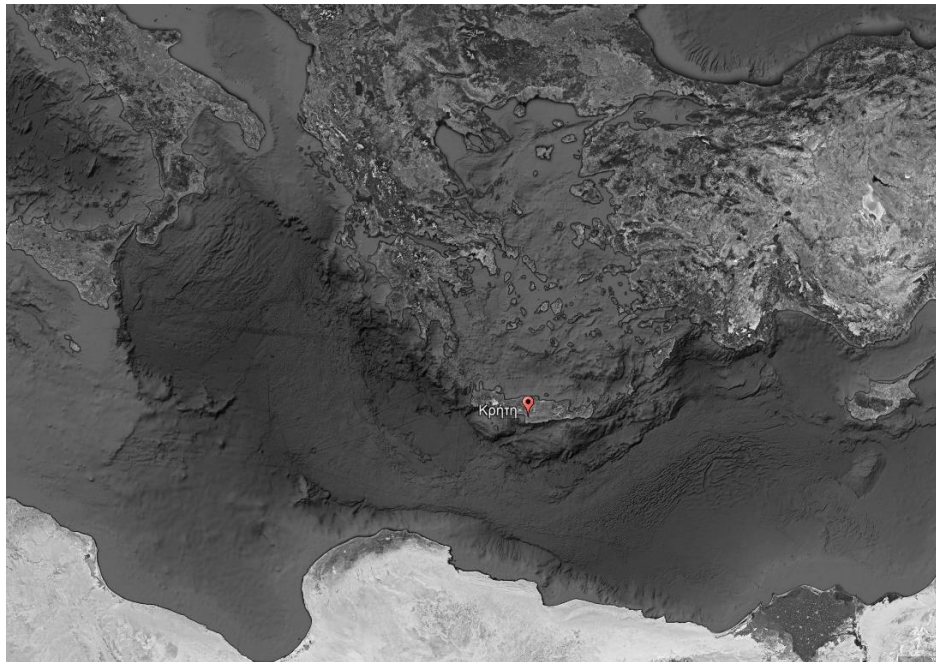
Σχήμα 6 Ενδεικτικό διάγραμμα λειτουργίας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση υδρογόνου.

2.

Ενεργειακή Μετάβαση στην Νήσο Κρήτη

2.1 Οικονομικοί Δείκτες και Σ.Η.Ε. της Νήσου Κρήτη

Η νήσος Κρήτη αποτελεί το μεγαλύτερο και πολυπληθέστερο νησί της Ελλάδος και το πέμπτο μεγαλύτερο της Μεσογείου. Σύμφωνα με την απογραφή του 2021 [21], ο πληθυσμός της έφτασε τους 623.065 μόνιμους κατοίκους, ενώ υπολογίζεται ότι κατά την διάρκεια των θερινών μηνών αυτός ο αριθμός δύναται να τριπλασιαστεί. Βρίσκεται στο νοτιοανατολικό άκρο της Ευρώπης και η συνολική έκταση του νησιού υπολογίζεται στα 8.500m². Στην εικόνα 1 παρουσιάζεται η γεωγραφική θέση της Κρήτης.



Εικόνα 1 Γεωγραφική Θέση Νήσου Κρήτης

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως ο συνολικός μόνιμος πληθυσμός σύμφωνα με την απογραφή της Ελληνικής Στατιστικής Αρχής για το έτος 2021 ήταν ίσος με 623.065. Στον πίνακα 3 παρουσιάζεται ο πληθυσμός της Κρήτης ανά Π.Ε.

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΕΣ ΕΝΟΤΗΤΕΣ	
ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	305.490
ΧΑΝΙΩΝ	156.585
ΡΕΘΥΜΝΟΥ	85.609
ΛΑΣΙΘΙΟΥ	75.381

Πίνακας : 3 Πληθυσμός Κρήτης ανά Π.Ε.

Στα διαγράμματα 1 – 2 παρουσιάζεται το ποσοστό απασχολούμενων ανά τομέα οικονομικής δραστηριότητας.



Διαγ. 1 : Απασχολούμενοι ανά Τομέα Οικονομικής Δραστηριότητας.

Το εμπόριο, ο τουρισμός και οι αγροτικές δραστηριότητες αποτελούν τις βασικές οικονομικές δραστηριότητες στο νησί. Το ποσοστό των απασχολούμενων που δραστηριοποιούνται στους παραπάνω κλάδους ανέρχεται στο 46%. Στο σχήμα 2.2 παρουσιάζεται η ποσοστιαία κατανομή του εργατικού δυναμικού ανά οικονομική δραστηριότητα στην Κρήτη.



Διαγ. 2 : Οικονομικές Δραστηριότητες.

Βάσει των δημοσιευμένων στοιχείων της Ελληνικής Στατιστικής Αρχής για τα έτη αναφοράς 2013-2019 το Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν (Α.Ε.Π.) από τις οικονομικές δραστηριότητες της Κρήτης διαμορφώθηκε σύμφωνα με τα δεδομένα που παρουσιάζονται στον πίνακα 4 και στο διάγραμμα 3.

ΕΤΟΣ	ΠΟΣΟ ΑΕΠ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΡΗΤΗΣ ('000.000 €)	ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ
2013	8.463,71 €	
2014	8.581,47 €	1,39%
2015	8.759,05 €	2,07%
2016	8.605,15 €	-1,76%
2017	8.950,95 €	4,02%
2018	8.911,08 €	-0,45%
2019	9.155,94 €	2,75%

Πίνακας : 4 Μεταβολή Α.Ε.Π. Κρήτης.



Διαγ. 3 : Α.Ε.Π. Κρήτη.

Στο Σ.Η.Ε. της Κρήτης είναι εγκατεστημένες τρεις (3) θερμοηλεκτρικές μονάδες. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς και για τους τρεις (3) σταθμούς ισούται με 843,7MW [22]. Επιπροσθέτως, 38 αιολικά πάρκα έχουν εγκατασταθεί, τα οποία έχουν συνολική εγκατεστημένη ισχύς ίση με 209,45MW[23]. Τα αιολικά πάρκα συνδέονται με το σύστημα της Κρήτης μέσω Υποσταθμών (Υ/Σ) ανύψωσης 20/150kV. Επιπλέον, μικρά Φωτοβολταϊκά πάρκα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 107MW, βρίσκονται σε όλη την επικράτεια του νησιού [24]. Τέλος, ένας μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός εγκατεστημένης ισχύος 0,3MW είναι εγκατεστημένος στην Π.Ε.

Χανίων[23]. Τόσο οι ατμομονάδες όσο και οι μονάδες DIESEL, τροφοδοτούν καθημερινά το φορτίο βάσης. Οι αεριοστρόβιλοι έχουν επικουρικό ρόλο καλύπτοντας το peak – φορτίο είτε το φορτίο το οποίο δεν δύναται να καλυφθεί από τις υπόλοιπες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι το κόστος παραγωγής των συγκεκριμένων μονάδων είναι αρκετά υψηλό, με αποτέλεσμα να αυξάνουν δραματικά το κόστος κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Στον πίνακα 5 παρουσιάζεται το σύνολο των διαθέσιμων μονάδων του ΑΗΣ Λινοπεράματα, διακριτά για κάθε τεχνολογία.

ΜΟΝΑΔΑ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ (MW)	ΜΕΓΙΣΤΟ ΦΟΡΤΙΟ Μ.Ω. ΚΑΘΑΡΟ (MW)
ATM1	6,20	5,90	0,00
ATM2	15,00	14,30	12,30
ATM3	15,00	14,30	12,30
ATM4	25,00	23,50	23,30
ATM5	25,00	23,50	22,70
ATM6	25,00	23,50	24,20
ΣΥΝΟΛΟ ΑΤΜΟΜΟΝΑΔΩΝ	111,20	105,00	94,80
DIESEL1	12,30	11,80	10,20
DIESEL2	12,30	11,80	10,30
DIESEL3	12,30	11,80	10,30
DIESEL4	12,30	11,80	10,30
ΣΥΝΟΛΟ DIESEL	49,20	47,20	41,10
AEP1	16,20	16,00	11,70
AEP2	16,20	16,00	10,80
AEP3	43,30	43,00	34,00
AEP4	14,70	13,50	15,20
AEP5	28,00	24,80	28,80
ΣΥΝΟΛΟ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΑΩΝ	118,40	113,30	100,60

Πίνακας : 5 Σύνολο Διαθέσιμων Θερμικών Μονάδων στον ΑΗΣ Λινοπεράματα.

Στον πίνακα 6 παρουσιάζεται το σύνολο των διαθέσιμων μονάδων του ΑΗΣ Αθρινόλακκος, διακριτά για κάθε τεχνολογία.

ΜΟΝΑΔΑ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ (MW)	ΜΕΓΙΣΤΟ ΦΟΡΤΙΟ Μ.Ω. ΚΑΘΑΡΟ (MW)
ATM1	46,50	46,60	44,00
ATM2	46,50	46,60	44,80
ΣΥΝΟΛΟ ΑΤΜΟΜΟΝΑΔΩΝ	93,00	93,20	88,80
DIESEL1	51,10	49,00	50,30
DIESEL2	51,10	49,00	49,30
HZ DIESEL	23,00	23,00	23,00
RENT DIESEL	11,50	11,50	11,50
ΣΥΝΟΛΟ DIESEL	136,70	132,50	134,10

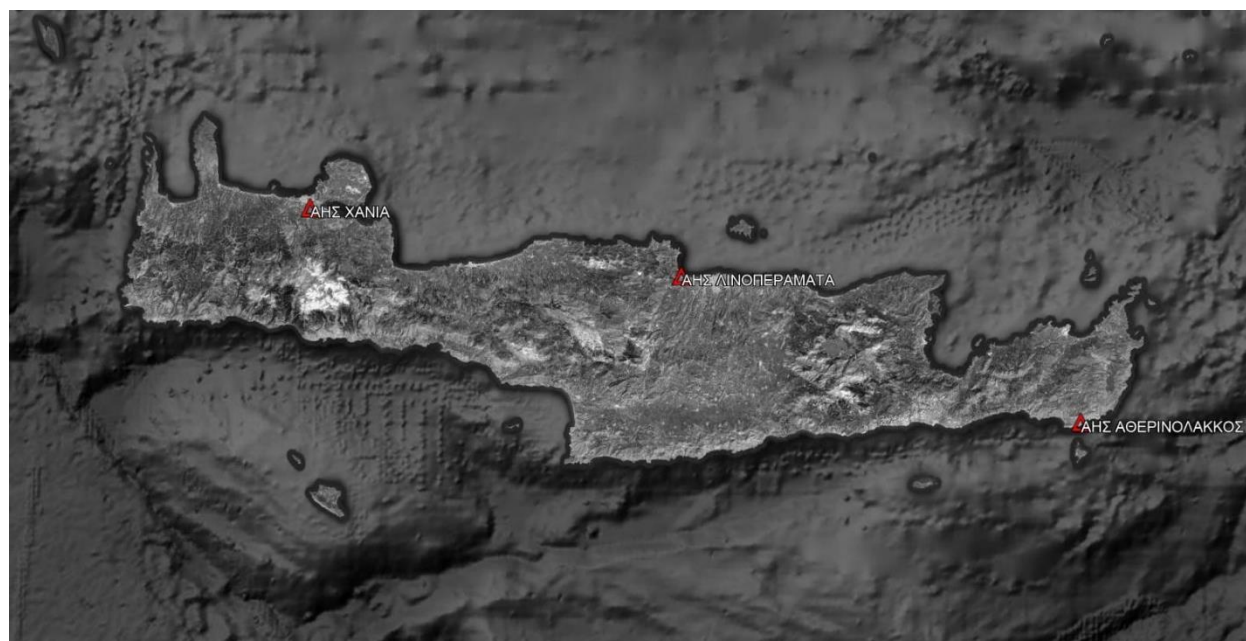
Πίνακας : 6 Σύνολο Διαθέσιμων Θερμικών Μονάδων στον ΑΗΣ Αθρινόλακκος.

Στον πίνακα 7 παρουσιάζεται το σύνολο των διαθέσιμων μονάδων του ΑΗΣ Χανίων, διακριτά για κάθε τεχνολογία.

ΜΟΝΑΔΑ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ (MW)	ΜΕΓΙΣΤΟ ΦΟΡΤΙΟ Μ.Ω. ΚΑΘΑΡΟ (MW)
ΑΕΡ4	24,00	23,90	18,30
ΑΕΡ5	30,00	29,70	27,70
ΑΕΡ11	59,00	58,00	50,00
ΑΕΡ12	59,00	58,00	50,30
ΑΕΡ13	33,40	30,00	26,70
ΑΕΡ6	45,50	45,00	39,50
ΑΕΡ7	45,50	45,00	38,10
ΣΥΝΟΛΟ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	296,40	289,60	250,60
ΑΤΜ1	42,40	42,00	35,30

Πίνακας : 7 Σύνολο Διαθέσιμων Θερμικών Μονάδων στον ΑΗΣ Χανιά.

Στην εικόνα 2 παρουσιάζονται οι γεωγραφικές θέσεις των θερμοηλεκτρικών μονάδων της Κρήτης.



Εικόνα 2 Γεωγραφικές Θέσεις Θερμοηλεκτρικών Μονάδων Παραγωγής στην Νήσο Κρήτη.

Όπως αναφέρθηκε στην προηγούμενη παράγραφο αυτήν την στιγμή στην Κρήτη λειτουργούν 38 Αιολικοί σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (Α.Σ.Π.Η.Ε.), συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 209,45MW με μέγιστη ισχύς παραγωγής στα 206,53MW. Ενώ, αναμένεται να κατασκευαστεί άλλος ένας σταθμός στην Π.Ε. Ρεθύμνου εγκατεστημένης ισχύος 3,6MW και μέγιστης ισχύος παραγωγής στα 3,6MW. Όλοι οι σταθμοί συνδέονται με το σύστημα των 150kV, μέσω των Υ/Σ ανύψωσης 20/150kV, οι οποίοι βρίσκονται διάσπαρτοι σε όλη την επικράτεια της νήσου. Στον πίνακα 8 παρουσιάζονται το σύνολο των εν λειτουργία Α.Σ.Π.Η.Ε.

ΘΕΣΗ	Π.Ε.	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝ Η ΙΣΧΥΣ (MW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΙΣΧΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (MW)
ΣΜΑΪΛΟΓΓΟΣΙ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	5,55	5,082
ΧΑΝΔΡΑΣ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	9,9	9,9
ΝΟΤΙΚΟ - ΚΟΠΡΙΝΟ	ΡΕΘΥΜΝΟΥ	9,9	9,9
ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ ΙΙ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	5,4	5,4
ΕΠΑΝΩΣΗΦΗ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	5,95	5,95
ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ Ι	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	4,8	4,8
ΠΙΣΚΟΠΙΑΝΕΣ - ΠΙΣΚΟΛΑΚΚΟΣ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2,7	2,7
ΑΓ. ΙΩΑΝΝΗΣ - ΒΡΟΥΧΑ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	11,9	11,9
ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	5,6	5,25
ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ ΙΙΙ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	3	3
ΑΚΟΥΜΙΑ	ΡΕΘΥΜΝΟΥ	7,2	7,2
ΝΤΑΓΑ ΣΤΗΝ ΜΕΓΑΛΗ ΒΡΥΣΗ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	4,95	4,95
ΒΑΤΑΛΙ	ΧΑΝΙΩΝ	5,4	5,4
ΒΑΡΔΙΑ	ΧΑΝΙΩΝ	5,4	5,4
ΣΤΡΟΓΓΥΛΗ ΚΟΡΥΦΗ	ΧΑΝΙΩΝ	2,55	2,55
ΚΑΛΟΓΗΡΟΣ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	3,6	3,6
ΧΩΝΟΣ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	5,1	4,5
ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	3	3
ΠΕΡΔΙΚΟΚΟΡΥΦΗ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	14,45	14,45
ΜΟΝΗ ΤΟΠΛΟΥ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	6	6
ΑΓ. ΚΥΡΙΑΛΛΟΣ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	7,2	7,2
ΚΟΥΤΣΟΤΡΟΥΛΗΣ	ΡΕΘΥΜΝΟΥ	5,1	4,8
ΒΟΣΚΕΡΟ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	5,95	5,95
ΠΡΟΦΗΤΗΣ ΗΛΙΑΣ- ΠΑΠΟΥΡΑ	ΧΑΝΙΩΝ	6,3	6,3
ΡΟΒΑΣ	ΧΑΝΙΩΝ	9,35	9,35
ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΚΡΥΩΝ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	3	3
ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ ΜΗΤΑΤΟΥ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	10,2	10,2
ΑΓΡΙΛΙΔΑ - ΒΕΛΗΡΑΣ Δ.Δ. ΑΧΛΑΔΙΩΝ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	1,2	1,2
ΒΟΥΒΑΛΙ - ΜΕΓΑΛΟ ΜΟΥΡΙ - ΠΛΑΤΥ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	1,2	1,2
ΑΣΙΔΕΡΩΤΟ	ΡΕΘΥΜΝΟΥ	2,4	1,2
ΒΙΓΛΙ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	1,2	1,2
ΒΙΓΛΙ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	5	5
ΑΓΡΙΛΙΔΑ/ΒΕΛΗΡΑΣ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	10	10
ΒΟΥΒΑΛΟΙ/ΜΕΓ. ΜΟΥΡΙ/ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	10	10
ΠΛΑΤΥΒΟΛΟ ΑΧΛΑΔΙΩΝ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2,5	2,5
ΓΙΑΡΙ/ΒΙΓΛΙ (ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΠΛΑΚΟΚΕ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	4,8	4,8
ΚΑΜΙΝΑΚΙΑ ΧΟΡΔΑΚΙ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	0,5	0,5
ΜΑΡΕ - ΠΕΡΙΟΧΗ ΖΗΡΟΥ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	1,2	1,2

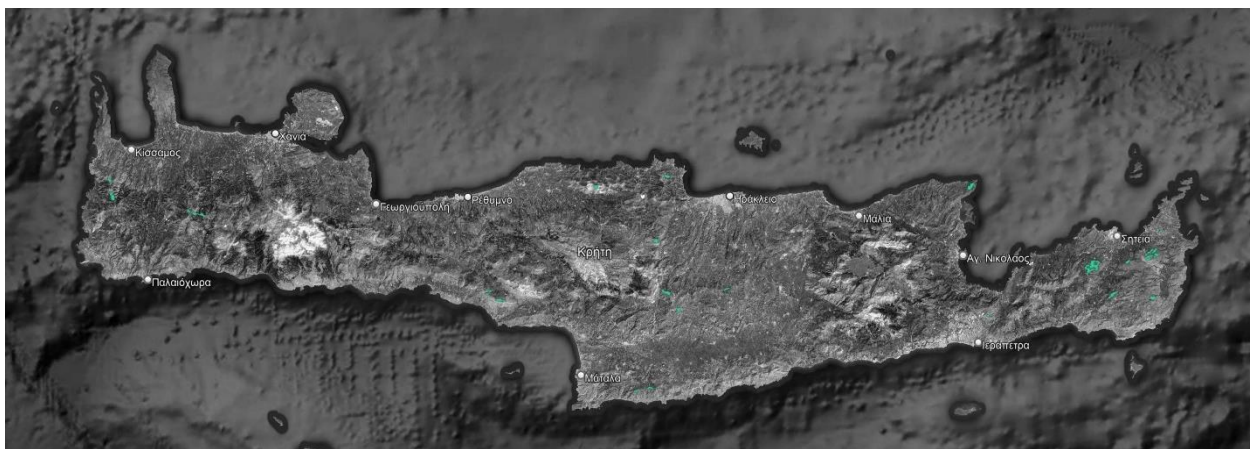
Πίνακας : 8 Εν λειτουργία ΑΣ.Π.Η.Ε.

Στον πίνακα 9 παρουσιάζεται συνοπτικά η εγκατεστημένη ισχύς Α.Σ.Π.Η.Ε. ανά Π.Ε. Ενότητα.

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚ. ΙΣΧΥΣ (MW)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΓ. ΙΣΧΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (MW)	ΣΥΝΟΛΟ ΣΤΑΘΜΩΝ
ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	47,70	47,35	7
ΡΕΘΥΜΝΟΥ	24,60	23,1	4
ΛΑΣΙΘΙΟΥ	108,15	107,082	22
ΧΑΝΙΩΝ	29	29	5

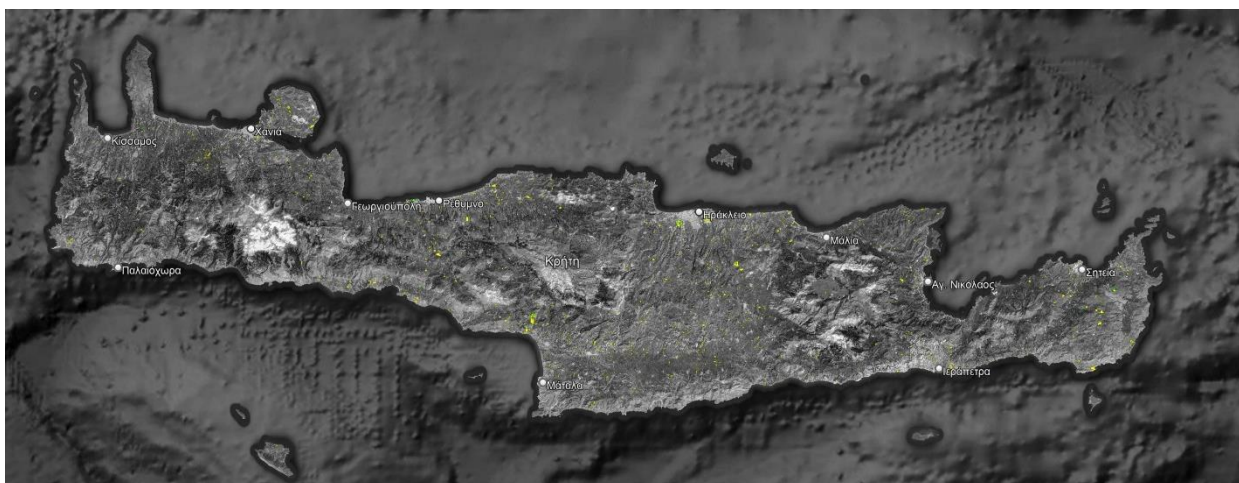
Πίνακας : 9 ΑΣ.Π.Η.Ε. Ανά Περιφερειακή Ενότητα.

Στην εικόνα 3 παρουσιάζονται οι γεωγραφικές θέσεις των εν λειτουργία Α.Σ.Π.Η.Ε. στην Κρήτη.



Εικόνα 3 Γεωγραφικές Θέσεις εν Λειτουργία Α.Σ.Π.Η.Ε. στην Κρήτη.

Όσον αφορά τους Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς Παραγωγής ηλεκτρικής Ενέργειας (Φ.Σ.Π.Η.Ε.), η συνολική εγκατεστημένη τους ισχύ υπολογίζεται γύρω στα 107MW. Όμως είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι αυτό το νούμερο πιθανότατα να έχει μια απόκλιση, διότι δεν έχει γίνει πλήρη χαρτογράφηση όλων των ΦΣΠΗΕ, καθώς η πλειονότητα τους εξαιρείται από την υποχρέωση έκδοσης άδειας Παραγωγής, με αποτέλεσμα να μην έχουν δημοσιευτεί δεδομένα των σταθμών αυτών στον γεωπληροφοριακό χάρτη της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.). Στην εικόνα 4 παρουσιάζονται τα δημοσιευμένα στοιχεία της Ρ.Α.Ε.



Εικόνα 4 Γεωγραφικές Θέσεις εν Λειτουργία Φ.Σ.Π.Η.Ε. στην Κρήτη.

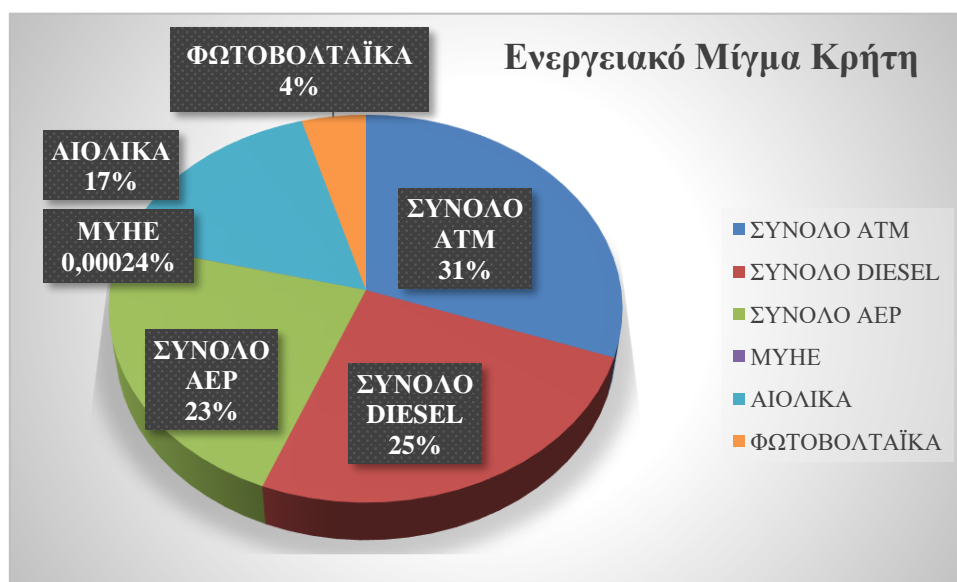
Σύμφωνα με την ετήσια έκθεση του Δ.Ε.Δ.Δ.Η.Ε. για το έτος αναφοράς 2019, η παραγωγή της Κρήτης διαμορφώθηκε σύμφωνα με τον πίνακα 10. Επιλέχθηκε αναλυτική παρουσίαση του έτους 2019, διότι το Σύστημα παρουσίασε την μεγαλύτερη ιστορικά παραγωγή του.

ΜΟΝΑΔΕΣ	ΩΡΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ (h)	ΑΚΑΘΑΡΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (MWh)	ΕΣΩΤΕΡΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (MWh)	ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (MWh)
ΑΤΜ ΜΟΝΑΔΕΣ				
No1 ΑΙΝ	0,00	0,00	0,00	0,00
No2 ΑΙΝ	4.527,30	44.146,30	2.456,80	41.689,50
No3 ΑΙΝ	6.649,00	64.794,60	3.927,00	60.867,60
No4 ΑΙΝ	6.516,70	126.849,70	11.538,90	115.310,80
No5 ΑΙΝ	5.896,80	120.800,10	8.363,00	112.437,10
No6 ΑΙΝ	6.463,00	136.187,80	8.820,80	127.367,10
No1 ΑΘΕΡ	5.547,90	219.249,90	13.521,30	204.424,20
No2 ΑΘΕΡ	7.738,00	293.535,80	18.550,30	274.548,90
ΣΥΝΟΛΟ ΑΤΜ		1.005.564,20	67.178,10	936.645,20
ΔΙΕΣΕΛ				
No1 ΑΙΝ	5.195,70	45.974,20	1.827,60	40.536,90
No2 ΑΙΝ	6.949,10	60.616,50	2.486,70	58.129,80
No3 ΑΙΝ	5.329,00	45.577,40	2.428,00	43.149,40
No4 ΑΙΝ	5.483,20	46.741,00	1.773,00	44.968,00
No1 ΑΘΕΡ	5.908,70	268.642,30	8.891,90	258.658,20
No2 ΑΘΕΡ	6.519,00	295.218,90	11.805,10	282.329,50

ΗΖ ΑΘΕΡ	0,00	28.576,00	0,00	28.576,00
RENT ΑΘΕΡ	25.315,80	25.315,80	0,00	25.315,80
ΣΥΝΟΛΟ DIESEL		816.662,20	29.212,30	781.663,70
ΑΕΡ ΜΟΝΑΔ				
№1 ΑΙΝ	36,70	322,80	6,50	265,80
№2 ΑΙΝ	16,10	162,20	3,10	88,30
№3 ΑΙΝ	1.493,80	35.192,40	509,30	34.470,80
№4 ΑΙΝ	419,10	4.617,60	36,90	4.445,80
№5 ΑΙΝ	554,40	11.101,60	102,20	10.872,90
№4 ΧΑΝ	86,20	1.185,00	4,30	1.068,30
№5 ΧΑΝ	149,00	2.788,00	44,20	2.460,80
№6 ΧΑΝ	6.987,60	181.958,00	472,70	181.438,60
№7 ΧΑΝ	5.729,30	145.044,00	507,90	144.504,50
ΑΤΜ1 ΧΑΝ	8.469,20	182.959,00	10.308,30	172.598,60
№11 ΧΑΝ	1.578,40	53.795,00	1.014,20	51.657,50
№12 ΧΑΝ	2.923,00	94.974,00	2.372,00	91.945,60
№13 ΧΑΝ	393,60	7.490,30	121,20	7.214,20
ΣΥΝΟΛΟ ΑΕΡ		721.589,90	15.502,80	703.031,60
ΜΥΗΕ		737,20		737,20
ΑΙΟΛΙΚΑ		510.274,90		510.274,90
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ		135.964,00		135.964,00
ΣΥΝΟΛΟ	8.760,00	3.190.792,40	111.893,20	3.068.318,20

Πίνακας : 10 Αναλυτική Αναφορά Παραγωγής Σ.Η.Ε. Κρήτης για το Έτος Αναφοράς 2019.

Στο διάγραμμα 4 παρουσιάζεται το συνολικό μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής στην Κρήτη.



Διαγ. 4 : Ενεργειακό Μίγμα Κρήτης για το έτος 2019.

2.2 Ηλεκτρική Διασύνδεση της Κρήτης

Από τις αρχές της δεκαετίας του '60 η Δ.Ε.Η. ξεκίνησε την προσπάθεια κατασκευής υποβρύχιων διασυνδέσεων ανάμεσα στα αυτόνομα Σ.Η.Ε. με το διασυνδεδεμένο Σ.Η.Ε. της Ηπειρωτικής Ελλάδας. Αυτή η προσπάθεια ξεκίνησε με σκοπό:

- Την μείωση ή και την κατάργηση των τοπικών πετρελαϊκών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.
- Την πλήρη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των μη διασυνδεδεμένων νησιών.
- Την μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος των αυτόνομων Σ.Η.Ε.
- Την μείωση του οικονομικού κόστους λειτουργίας και συντήρησης των σταθμών.
- Την μεγαλύτερη αξιοποίηση του τοπικού αιολικού/ηλιακού δυναμικού με την εγκατάσταση μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Α.Π.Ε.).

Δύο είναι τα βασικά κριτήρια για την υλοποίηση μίας διασύνδεσης. Το πρώτο αφορά το κατά πόσο είναι τεχνικά υλοποιήσιμο ένα τέτοιο έργο. Αν μπορεί δηλαδή μια τέτοια διασύνδεση να εξασφαλίσει σε πολύ μεγάλο βαθμό την συνεχή ηλεκτροδότηση του μη διασυνδεδεμένου συστήματος. Το δεύτερο αφορά την οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης. Αυτά τα έργα θεωρούνται βιώσιμα εάν κατά την διάρκεια της επόμενης 25ετίας (χρονικό διάστημα κατά το οποίο θεωρείται ότι αποσβένεται ο αναγκαίος εξοπλισμός υποβρύχια καλώδια, υποσταθμοί κλπ.) το οικονομικό κόστος της ενέργειας που καταναλώνει το διασυνδεδεμένο Σ.Η.Ε. είναι μικρότερο από το αντίστοιχο κόστος που θα είχε εφόσον δεν είχε διασυνδεθεί και κάλυπτε τις ανάγκες του από τις τοπικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. [46]

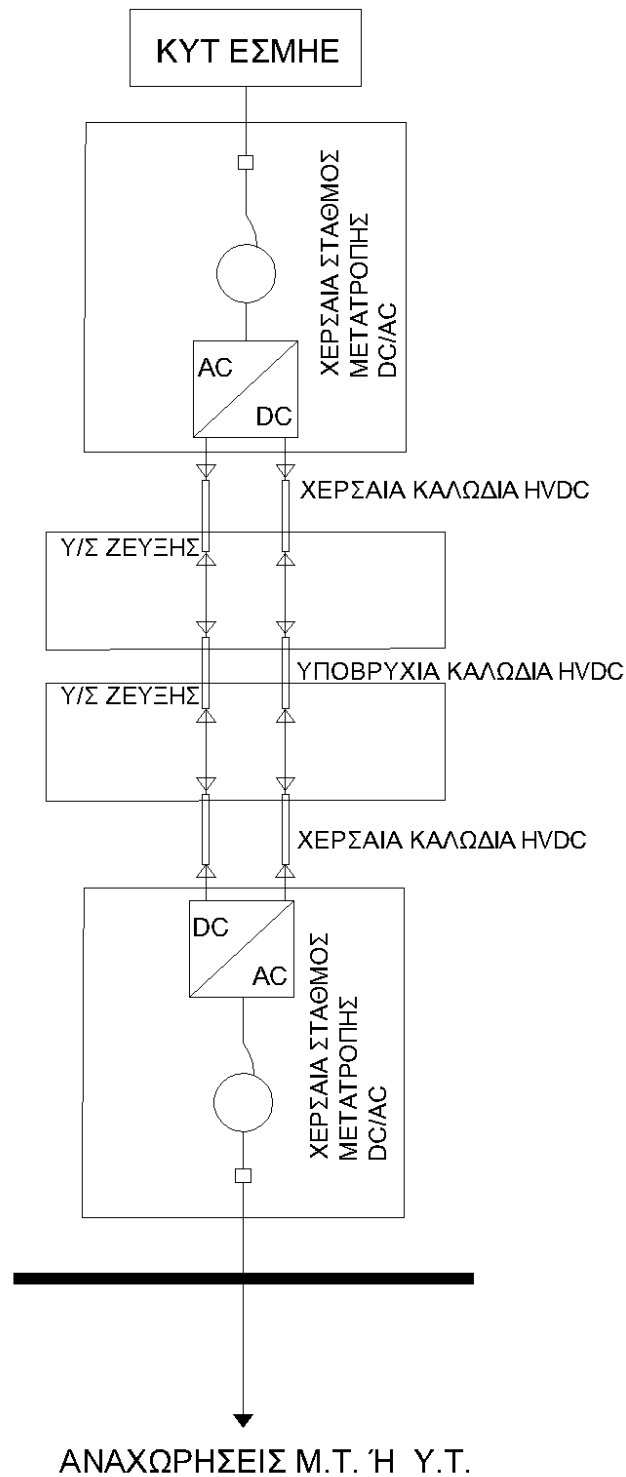
Υπάρχουν δύο βασικές τοπολογίες διασύνδεσης. Η πρώτη πραγματοποιείται με την χρήση εναλλασσόμενου ρεύματος (ΕΡ) και η δεύτερη με την χρήση συνεχούς ρεύματος (ΣΡ). Η πρώτη προσέγγιση αποτελεί μια πιο απλή και εύκολη τεχνικά υλοποίηση. Αυτό συμβαίνει, διότι πραγματοποιείται διασύνδεση μεταξύ ενός συστήματος εναλλασσόμενου ρεύματος με ένα άλλο σύστημα εναλλασσόμενου ρεύματος. Στην δεύτερη περίπτωση απαιτούνται περισσότερα συνοδά έργα για την πραγματοποίηση της διασύνδεσης. Πιο συγκεκριμένα, απαιτούνται μετατροπείς ΕΡ σε ΣΡ και ΣΡ σε ΕΡ προκειμένου να ολοκληρωθεί η διασύνδεση. Η τεχνολογία ΕΡ λόγω των ιδιαίτερων τεχνικών δυσκολιών της συνηθίζεται να εφαρμόζεται σε αποστάσεις μικρότερες ή ίσες των 100km.[46] Συνεπώς κρίθηκε αναγκαίο ότι η μεγάλη διασύνδεση της Κρήτης με την Ηπειρωτική Ελλάδα, η οποία θα αναλυθεί σε επόμενη παράγραφο, δύναται να υλοποιηθεί μόνο με την χρήση της Τεχνολογίας Υψηλής Τάσης Συνεχούς Ρεύματος (HVDC - ΥΤΣΡ).[25]

Η συνεχής έρευνα στην τεχνολογία των διασυνδέσεων, οδήγησε σε μια διαφορετική προσέγγιση στον τρόπο υλοποίησής τους, όπου αντί για μονώσεις εμποτισμένου χόρτου χρησιμοποιήθηκαν πλαστικά υλικά, με κύριο χαρακτηριστικό τους το μικρό τους βάρος και μικρότερο τους μέγεθος. Βασικό πλεονέκτημά αυτής της υλοποίησης είναι ότι δύνανται να εγκατασταθεί σε μεγαλύτερα βάθη, αλλά και μήκη.[46]

Η βασική τεχνολογική εξέλιξη που έλαβε χώρα αφορά κυρίως τους μετατροπείς. Μέχρι τις αρχές της δεκαετίας του '00 κυριαρχούσε η τεχνολογία Thyristors, Current Commutated

Converters - CSC, της οποίας βασικό μειονέκτημα είναι η αναγκαιότητα ύπαρξης πηγών εκατέρωθεν της διασύνδεσης, κάτι το οποίο για παράδειγμα καθιστά αδύνατη την διασύνδεση ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου με ένα μικρό σύστημα το οποίο δεν έχει άλλες πηγές ηλεκτροπαραγωγής. Τέλη της δεκαετίας του '90 πρωτοεμφανίστηκαν οι Μετατροπείς Voltage Commutated Converters – VCC, με βιομηχανικά αυτομεταγόμενα Transistors, τα οποία έχουν δυνατότητα αγωγής και σβέσης, ανεξάρτητα από την τάση του δικτύου που συνδέονται, κάτι το οποίο αδυνατούσαν να κάνουν οι μετατροπείς CSC. Επομένως, οι μετατροπείς αυτοί κυριάρχησαν και αποτελούν βασικό κομμάτι των συστημάτων VSC-HVDC, τα οποία αποτελούν την πιο αποτελεσματική τοπολογία μεταφοράς μεγάλης ποσότητας ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις. [25, 26]

Στα συστήματα VSC-HVDC η ηλεκτρική ενέργεια συνδέεται μέσω ενός μετασχηματιστή ανύψωσης τάσης στον σταθμό μετατροπής ΕΡ/ΣΡ. Στην συνέχεια το ΣΡ οδηγείται μέσω χερσαίων (υπόγειων) καλωδίων ΣΡ σε κάποιον άλλον υποσταθμό (Υ/Σ) ζεύξης με σκοπό να γίνει η σύνδεση των υπόγειων καλωδίων με τα υποβρύχια. Αυτό το βήμα δύναται να παραληφθεί υπό την προϋπόθεση ότι η απόσταση είναι μικρή, όπου τα καλώδια μπορούν να συνδεθούν απευθείας στον έτερο σταθμό μετατροπής ΣΡ/ΕΡ. Στην συνέχεια μέσω ενός Κέντρου Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) πραγματοποιείται η διασύνδεση με το εθνικό σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΣΜΗΕ). Όπως γίνεται αντιληπτό αυτή η διαδικασία γίνεται και αντίστροφα, όταν πρόκειται να μεταφερθεί η ηλεκτρική ενέργεια από το ΕΣΜΗΕ προς το μικρό Σ.Η.Ε. Βασικός κανόνας υλοποίησης τέτοιων έργων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι η εγκατάσταση δύο καλωδίων, όπου το ένα λειτουργεί ως εφεδρεία σε περίπτωση βλάβης. Αυτό συμβαίνει, διότι η χρονική διάρκεια αποκατάστασης μίας βλάβης ενός υποβρύχιου καλωδίου είναι αρκετά μεγάλη. Στο σχήμα 7 παρουσιάζεται μια ενδεικτική τοπολογία του αναγκαίου εξοπλισμού για την διασύνδεση δύο Σ.Η.Ε., με την χρήση της τεχνολογίας Υψηλής Τάσης Συνεχούς Ρεύματος (HVDC - ΥΤΣΡ).[26]

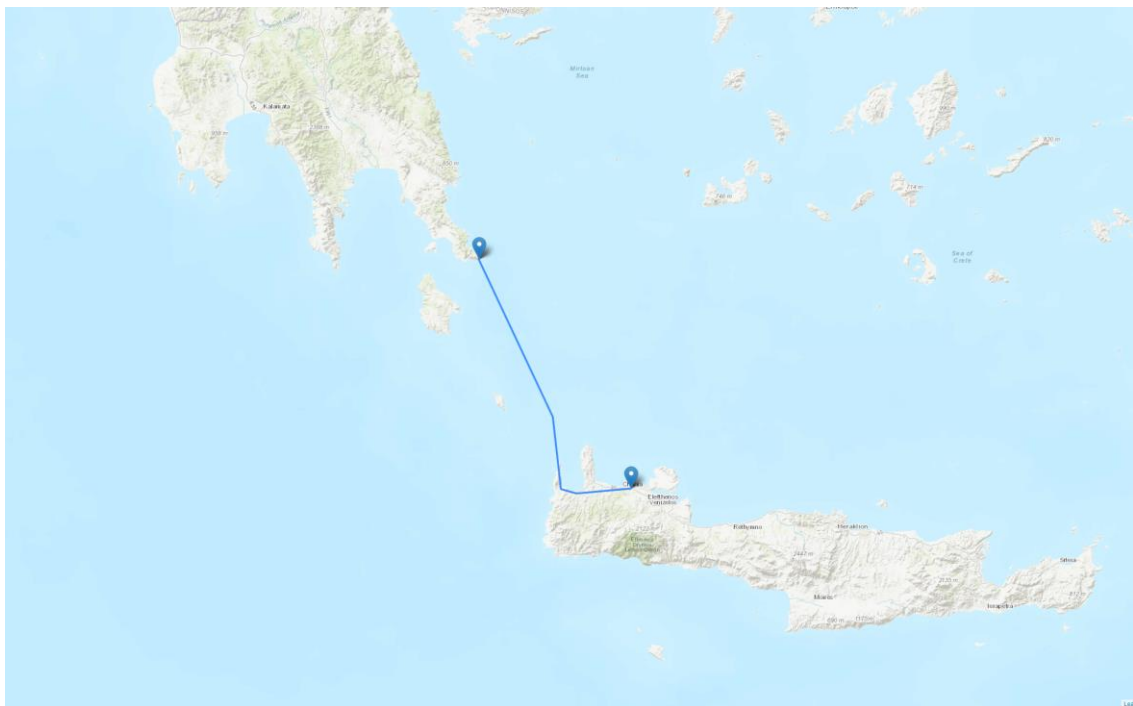


Σχήμα 7 Ενδεικτική Τοπολογία Διασύνδεσης με Χρήση της Τεχνολογίας HVDC.

Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι η συγκεκριμένη προσέγγιση στην επίλυση του προβλήματος της διασύνδεσης δύο Σ.Η.Ε. είναι ένα πολύ σύνθετο οικονομοτεχνικό πρόβλημα το οποίο εξαρτάται πάντοτε από τις ανάγκες της εκάστοτε εφαρμογής. Βασικά κριτήρια αποτελούν το μήκος της διασύνδεσης, αλλά και το βάθος πόντισης των καλωδίων, διότι όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενες παραγράφους, εάν η απόσταση είναι μικρότερη των 100 χλμ τότε ενδείκνυται η διασύνδεση να γίνει με την χρήση εναλλασσόμενου ρεύματος. Ένα πρόσθετο κριτήριο που οφείλει

ο κάθε μελετητής να λάβει υπόψιν του είναι, εάν επρόκειτο να διασυνδεθεί ένας απομακρυσμένος σταθμός παραγωγής (π.χ. υπεράκτιο αιολικό πάρκο) με ένα σύστημα κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ή εάν επρόκειτο να διασυνδεθούν δύο Σ.Η.Ε. μεταξύ τους. Στην πρώτη περίπτωση απαιτείται η ύπαρξη ενός κυκλώματος οδήγησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, αντιθέτως στην δεύτερη περίπτωση θα χρειαστεί και η ύπαρξη ενός εφεδρικού κυκλώματος για την κάλυψη της απαιτούμενης ενέργειας σε περίπτωση βλάβης.

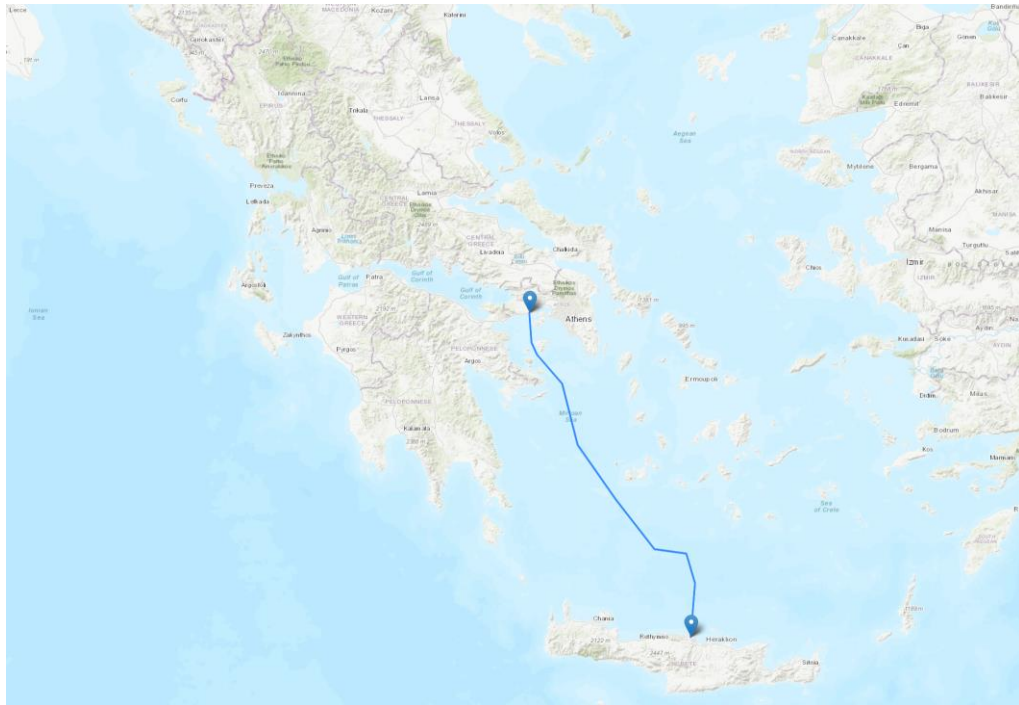
Η διασύνδεση της Κρήτης με την ηπειρωτική Ελλάδα θα υλοποιηθεί σε δύο φάσεις. Από τον Μάιο του 2021 έχει υλοποιηθεί η πρώτη φάση της διασύνδεσης της Κρήτης με την Πελοπόννησο. Πιο συγκεκριμένα, τα δύο σημεία προσγειώσεως των υποβρύχιων καλωδίων τεχνολογίας μόνωσης XLPE βρίσκονται στον κόλπο της Κισάμου (Π.Ε. Χανίων - Κρήτη) και στην χερσόνησο της Μαλέας (Π.Ε. Λακωνίας - Πελοπόννησος) αντίστοιχα. Αποτελεί ένα καινοτόμο έργο καλωδιακής διασύνδεσης Εναλλασσόμενου ρεύματος, διότι φτάνει σε μήκος τα 174 χλμ. με τα 132 εξ' αυτών να είναι υποβρύχια. Άλλη μία καινοτομία του έργου σε παγκόσμιο επίπεδο αποτελεί το γεγονός ότι το βάθος πόντισης των καλωδίων φτάνει μέχρι και τα 1000μ. Το έργο αυτό έχει δυνατότητα μεταφοράς ονομαστικής ισχύος ίσης με 2 x 200MVA, υπό τάση εναλλασσόμενου ρεύματος 150kV. Στο σχήμα 8 παρουσιάζεται η «μικρή» ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο.



Σχήμα 8 Διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο. [27]

Η δεύτερη φάση της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης θα ολοκληρωθεί με την υλοποίηση της διασύνδεσης μεταξύ Κρήτης και Αττικής. Πιο συγκεκριμένα, η διαδρομή της Ηλεκτρικής ενέργειας θα ξεκινήσει από τον Σταθμό Μετατροπής ΕΡ/ΣΡ Αττικής, πλησίον του ΚΥΤ Κουμουνδούρου. Από εκεί δύο (2) καλώδια HVDC οδεύουν υπόγεια έως το σημείο προσαιγιάλωσης στην Πάχη Μεγάρων. Εκεί τα 2 αυτά καλώδια υποβρυχιοποιούνται και ξεκινούν

την διαδρομή τους μέχρι την θέση Κορακιάς στη Κρήτη (Π.Ε. Ηρακλείου). Από εκείνο το σημείο θα οδηγούνται στον σταθμό μετατροπής ΣΡ/ΕΡ στην θέση Δαμάστα και από εκεί στο νέο Υ/Σ GIS Δαμάστα που θα κατασκευαστεί σε όμορη περιοχή για την ολοκλήρωση της διασύνδεσης με το Σ.Η.Ε. της Κρήτης. Οι μετατροπείς που θα χρησιμοποιηθούν θα είναι τεχνολογίας Voltage Commutated Converters – VCC υπό τάση 500kV. Στο σχήμα 9 παρουσιάζεται η «μεγάλη» διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική.



Σχήμα 9 Διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική. [27]

2.3 Βασικοί Δείκτες Σ.Η.Ε Κρήτης

Τα χαρακτηριστικά λειτουργίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας αποτυπώνονται σε έξι βασικούς δείκτες οι οποίοι σχετίζονται με τα βασικά μεγέθη της τοπικής οικονομίας, καθώς και με την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας της, πιο συγκεκριμένα την ποσότητα της, όπως επίσης και τις πηγές από τις οποίες προέρχεται. Αυτοί οι δείκτες είναι οι εξής:

- ❖ Δείκτης ηλεκτρικής έντασης
- ❖ Δείκτης έντασης εκπομπών CO₂
- ❖ Δείκτης διείσδυσης Α.Π.Ε.
- ❖ Δείκτης ενεργειακής εξάρτησης
- ❖ Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά κάτοικο
- ❖ Ελαστικότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Δείκτης ηλεκτρικής έντασης

Το μέγεθος αυτό εκφράζει την απαιτούμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να παραχθεί μία μονάδα Α.Ε.Π. και δίνεται από την εξής σχέση:

$$\text{Δείκτης ηλεκτρικής έντασης} = \frac{\text{Ποσότητα ενέργειας (τελική ή ωφέλιμη)}}{\text{Α.Ε.Π.}} \quad (2.1)$$

Όπου:

ποσότητα ενέργειας θεωρείται η συνολικά παραγόμενη ενέργεια (MWh)

Α.Ε.Π. της Κρήτης (€)

Στον πίνακα 11 και διαγ. 5 παρουσιάζονται οι συνολικές ετήσιες παραγωγές του Σ.Η.Ε. για τα έτη 2014-2021 σύμφωνα ετήσιες εκθέσεις του Δ.Ε.Δ.Δ.Η.Ε. και του Α.Δ.Μ.Η.Ε. για την Κρήτη για τα έτη 2014-2019.

ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ (MWh)
2014	2.861.574,60
2015	2.889.794,30
2016	3.028.365,00
2017	3.019.851,00
2018	3.042.805,00
2019	3.068.318,20
2020	2.778.873,00
2021	3.001.112,20

Πίνακας : 11 Ετήσιες Παραγωγές Σ.Η.Ε. Κρήτης.



Διαγ. 5 : Διακύμανση Παραγωγής Σ.Η.Ε. Κρήτης.

Παρατηρείται μια αυξητική τάση στην παραγωγή μέχρι το 2019. Όπως είναι αναμενόμενο στα έτη αναφοράς 2020 & 2021 παρατηρείται μείωση της παραγωγής, κάτι που οφείλεται στην πανδημία και στους περιορισμούς που ελήφθησαν στις οικονομικές δραστηριότητες του νησιού.

Στον πίνακα 4 παρουσιάστηκε η μεταβολή του Α.Ε.Π. για τα έτη 2014-2019, επομένως η σχέση 2.1 διαμορφώνεται ως εξής:

ΕΤΟΣ	ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΤΑΣΗ ΚΡΗΤΗΣ (MWh/'000.000 €)
2014	333,46
2015	329,92
2016	351,92
2017	337,38
2018	341,46
2019	335,12

Πίνακας : 12 Ηλεκτρική Ένταση Κρήτης.



Διαγ. 6 : Διακύμανση Ηλεκτρικής Έντασης Κρήτης.

Από το 2014-2016 παρατηρείται μία απότομη αύξηση αυτού του δείκτη, ο οποίος τα επόμενα έτη φαίνεται να έχει μια φθίνουσα τάση. Αυτό σημαίνει ότι η ανά μονάδα παραγωγής ΑΕΠ απαιτεί λιγότερη ηλεκτρική ενέργεια από το σύστημα για τα έτη 2017-2019. Αυτό δύναται να συμβαίνει, επειδή οι μεγάλες ξενοδοχειακές και βιομηχανικές μονάδες, μπορούν να καλύπτουν ένα μέρος της καταναλισκόμενης ενέργειας τους από φωτοβολταϊκά στέγης, με αποτέλεσμα να έχουν λιγότερες απαιτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο.

Δείκτης έντασης εκπομπών CO₂

Το μέγεθος αυτό εκφράζει την συνολική παραγωγή CO₂ ανά μονάδα μεγέθους καυσίμων. Εκφράζεται από την σχέση:

$$\text{Δείκτης έντασης CO}_2 = \frac{\text{Παραγωγή CO}_2}{\text{Σύνολο καυσίμων}} \quad (2.2)$$

Όπου:

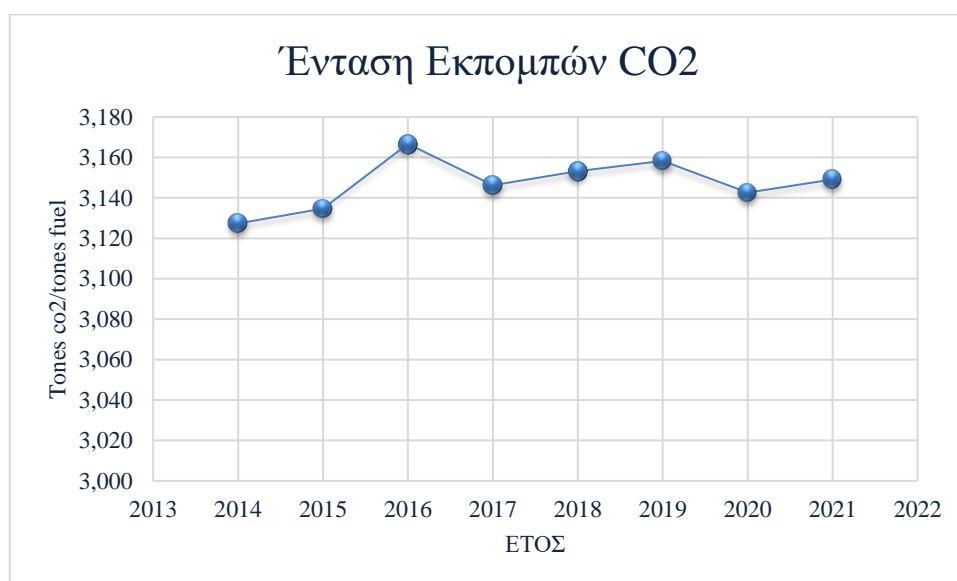
παραγωγή CO₂, είναι το σύνολο των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα που απελευθερώθηκαν στην ατμόσφαιρα από την καύση του μαζούτ και του DIESEL, στις θερμοηλεκτρικές μονάδες

σύνολο καυσίμων, είναι το σύνολο των καυσίμων εκφρασμένα σε τόνους, τα οποία χρησιμοποιήθηκαν για την ηλεκτροπαραγωγή

Στον πίνακα 13 παρουσιάζεται η ένταση εκπομπών CO₂ για τα έτη αναφοράς 2014 – 2019 και στο διάγραμμα 7 παρουσιάζεται η διακύμανση τους για τα έτη αυτά.

ΕΤΟΣ	ΕΝΤΑΣΗ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (tCO ₂ /tfuel)
2014	3,127
2015	3,135
2016	3,167
2017	3,146
2018	3,153
2019	3,158
2020	3,143
2021	3,149

Πίνακας : 13 Ένταση Εκπομπών CO₂ Θερμοηλεκτρικών μονάδων Σ.Η.Ε. Κρήτης.



Διαγ. 7 : Διακύμανση Έντασης Εκπομπών CO₂ Θερμοηλεκτρικών μονάδων Σ.Η.Ε. Κρήτης.

Παρατηρείται μία σχετικά σταθερή τιμή γύρω στο 3,13 – 3,16 στις εκπομπές CO₂. Αυτή η σταθερότητα οφείλεται στην αναλογία που υπάρχει ανάμεσα εκπομπές CO₂ και στους τόνους καυσίμου μαζούτ είτε Diesel. Εάν για παράδειγμα, το καύσιμο που χρησιμοποιείται παράγασε λιγότερες εκπομπές CO₂, τότε αυτός ο συντελεστής θα είχε πτωτική τάση. Επομένως γίνεται αντιληπτό ότι η εισαγωγή πρόσθετης ισχύος προερχόμενης από Α.Π.Ε., δεν θα επηρέαζε τον συγκεκριμένο δείκτη.

Δείκτης διείσδυσης Α.Π.Ε.

Αυτός ο δείκτης υποδεικνύει το ποσοστό συμμετοχής των Α.Π.Ε. στο ενεργειακό μίγμα της Κρήτης.

Εκφράζεται από την σχέση:

$$\text{Δείκτης διείσδυσης Α.Π.Ε.} = \frac{\text{Παραγωγή ΑΠΕ}}{\text{Συνολική παραγωγή}} \quad (2.3)$$

Όπου:

παραγωγή ΑΠΕ, είναι το σύνολο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. (MWh)

συνολική παραγωγή, είναι το σύνολο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του Σ.Η.Ε. της Κρήτης (MWh)

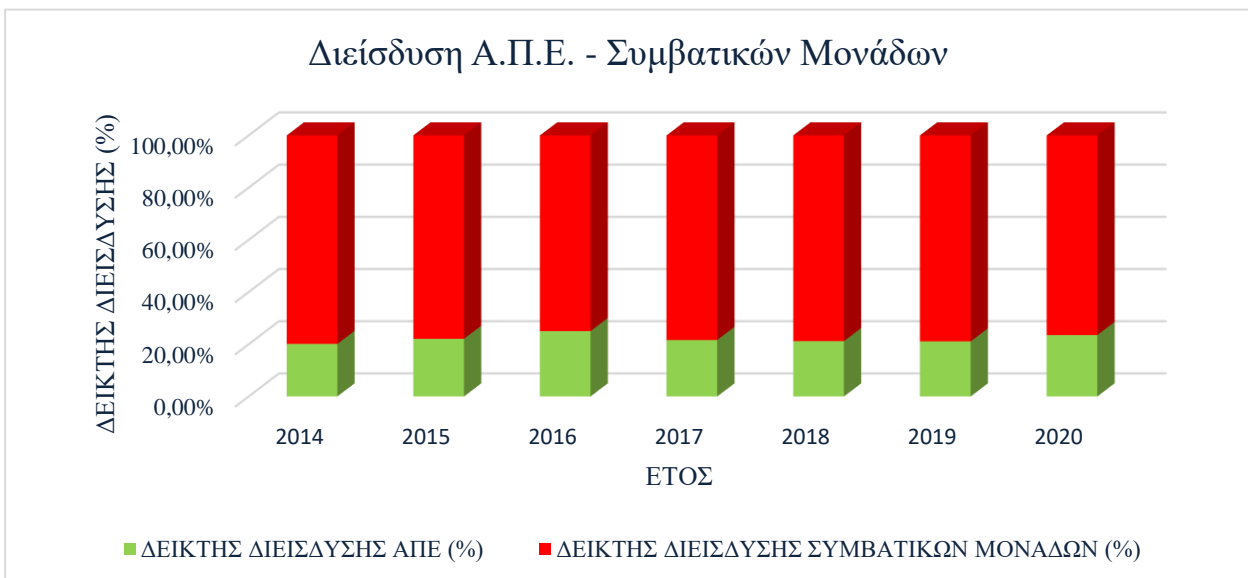
Στο πίνακα 14 παρουσιάζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε., καθώς και ο δείκτης διείσδυσης Α.Π.Ε. για τα έτη 2014 - 2021. Στο διάγραμμα 8 παρουσιάζεται ένα ιστόγραμμα του δείκτη διείσδυσης Α.Π.Ε. διακριτά για κάθε τεχνολογία για τα έτη 2014 – 2021. Στο διάγραμμα 9 παρουσιάζεται το ποσοστό διείσδυσης Α.Π.Ε. και των συμβατικών μονάδων.

ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΥΗΣ (MWh)	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΦΒ (MWh)	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α/Γ (MWh)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α.Π.Ε. (MWh)	ΔΕΙΚΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΠΕ (%)
2014	90,50	146.053,40	429.779,20	575.923,10	20,13%
2015	384,80	137.613,90	500.402,70	638.401,40	22,09%
2016	475,00	204.202,60	553.709,60	758.387,20	25,04%
2017	295,40	140.032,60	512.832,10	653.160,10	21,63%
2018	256,80	134.807,60	510.059,00	645.123,40	21,20%
2019	737,20	135.964,00	510.274,90	646.976,10	21,09%
2020	531,50	136.554,30	516.309,30	653.395,10	23,51%

Πίνακας : 14 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Α.Π.Ε.



Διαγ. 8 : Ποσοστά παραγωγής ηλεκτρικής διακριτά για κάθε τεχνολογία Α.Π.Ε.



Διαγ. 9 : Ποσοστά Παραγωγής ΑΠΕ και Συμβατικών Μονάδων.

Παρατηρείται μία μικρή αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των Α.Π.Ε., το οποίο οφείλεται κατά κύριο λόγο στην αύξηση των αιολικών σταθμών.

Δείκτης ενεργειακής εξάρτησης

Αυτό το μέγεθος υποδηλώνει το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας το οποίο προέρχεται από μη εγχώρια καύσιμα.

Εκφράζεται από την σχέση:

$$\text{Δείκτης ενεργειακής εξάρτησης} = \frac{\text{Παραγωγή Ενέργειας από μη εγχώρια καύσιμα}}{\text{Συνολική παραγωγή}} \quad (2.4)$$

Όπου:

παραγωγή Ενέργειας από μη εγχώρια καύσιμα είναι το σύνολο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από καύσιμα τα οποία εισάγονται από το εξωτερικό (MWh)

συνολική παραγωγή, είναι το σύνολο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του Σ.Η.Ε. της Κρήτης (MWh)

Στο διάγραμμα 10 παρουσιάζεται το ποσοστό ενεργειακής εξάρτησης.



Διαγ. 10 : Ποσοστό Ενεργειακής Εξάρτησης.

Παρατηρείται μία μικρή μείωση του ποσοστού ενεργειακής εξάρτησης., το οποίο οφείλεται κατά κύριο λόγο στην αύξηση παραγωγής ηλεκτρικής από Α.Π.Ε.

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά κάτοικο

Αυτός ο δείκτης υποδηλώνει την κατά κεφαλήν παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για τους κατοίκους της Κρήτης. Εκφράζεται από την εξής σχέση:

$$\text{Παραγ. ηλεκτρ. ενεργ. ανά κάτοικο} = \frac{\text{Συνολική Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας}}{\text{Πληθυσμός Κρήτης}} \quad (2.5)$$

Όπου:

Συνολική Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι το σύνολο της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (MWh)

Πληθυσμός Κρήτης, είναι το σύνολο της του πληθυσμού της Κρήτης

Στον πίνακα 15 και το διάγραμμα 11 παρουσιάζεται η διακύμανση του συγκεκριμένου δείκτη για τα έτη αναφοράς 2014 – 2021.

ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΚΑΤΟΙΚΟ (MWh)
2014	4,59
2015	4,64
2016	4,86
2017	4,85
2018	4,88
2019	4,92
2020	4,46
2021	4,82

Πίνακας : 15 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά κάτοικο.

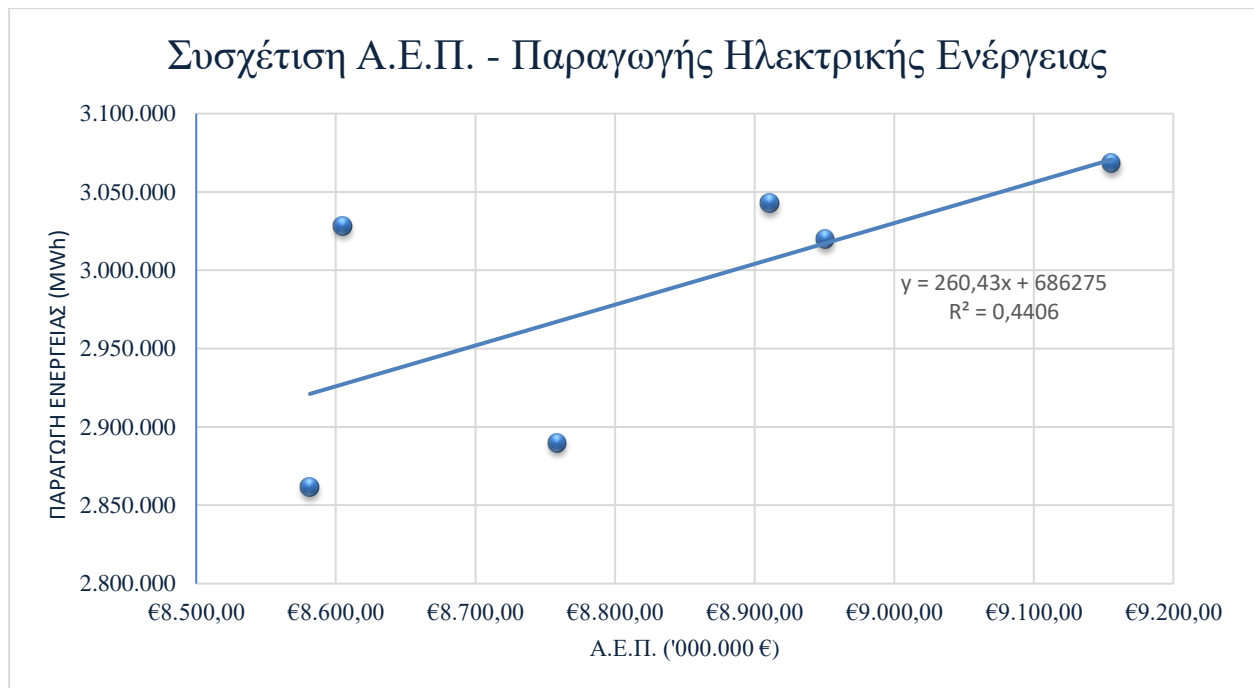


Διαγ. 11 : Διακύμανση Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά κάτοικο.

Μέχρι το έτος 2019 παρατηρείται μία συνεχόμενη αύξηση στην παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού. Την χρονιά της πανδημίας παρατηρείται μία απότομη μείωση, εξαιτίας των μειωμένων οικονομικών δραστηριοτήτων που έλαβαν χώρα στο νησί. Στην συνέχεια το έτος 2021 παρατηρήθηκε μία αύξηση στην παραγωγή, η οποία όμως είναι αρκετά μικρότερη από την αντίστοιχη παραγωγή του έτους 2019.

Ελαστικότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Ο συγκεκριμένος δείκτης εκφράζει την συσχέτιση της ανάπτυξης της οικονομίας με την παραγωγή ενέργειας. Η συσχέτιση αυτών των δύο μεγεθών παρουσιάζεται στο διάγραμμα 12.



Διαγ. 12 : Συσχέτιση Α.Ε.Π. – Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Παρατηρείται μία γραμμικότητα ανάμεσα σε αυτά τα δύο μεγέθη, διότι μία μονάδα οικονομικής ανάπτυξης συνεπάγεται και ένα ποσοστό αύξησης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Προκειμένου να βγουν πιο ασφαλή συμπεράσματα χρειάζεται μια μακροπρόθεσμη ανάλυση του συγκεκριμένου δείκτη, επειδή από χρονιά σε χρονιά η ελαστικότητα δύναται να παρουσιάσει μεγάλες διακυμάνσεις, λόγω συγκυριακών επιρροών (λ.χ. χρονιά πανδημίας).

3.

Μοντέλο Ανάπτυξης - Λειτουργίας Σ.Η.Ε. & Οικονομοτεχνικής Ανάλυσης

Στόχος της παρούσας μεταπτυχιακής διατριβής είναι η ωριαία ανάλυση της λειτουργίας του Σ.Η.Ε. της Κρήτης για ένα έτος. Η ανάλυση αυτή υλοποιήθηκε με την προσθήκη της απαιτούμενης ισχύος από μονάδες Α.Π.Ε. (φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα) και μονάδες αποθήκευσης (μπαταρίες και μονάδες υδρογόνου), έτσι ώστε σε κάθε ώρα να καλύπτονται οι ανάγκες του ηλεκτρικού φορτίου. Οι θερμοηλεκτρικές μονάδες (conventional units) που περιεγράφηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο θεωρείται ότι θα έχουν επικουρικό ρόλο στην κάλυψη της ζήτησης. Πιο συγκεκριμένα θεωρείται ότι θα χρησιμοποιούνται με τέτοιο τρόπο, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται το ελάχιστο κόστος λειτουργίας του συστήματος, οι απαιτούμενες εφεδρείες για την πλήρη κάλυψη του φορτίου σε ετήσια βάση και άλλες επικουρικές υπηρεσίες.

Στην συνέχεια πραγματοποιήθηκε η οικονομοτεχνική ανάλυση του παραπάνω μοντέλου λειτουργίας, η οποία έχει ως σκοπό την ποσοτικοποίηση του κόστους και των ωφελειών, ώστε να

μπορεί να αποσαφηνιστεί κατά πόσο δύναται να είναι ρεαλιστικός ή όχι ο συγκεκριμένος τρόπος λειτουργίας του Σ.Η.Ε. της Κρήτης. Προκειμένου να μπορούν βγουν ασφαλή συμπεράσματα υλοποιήθηκαν εναλλακτικά σενάρια λειτουργίας, τα οποία σχετίζονται με την μέγιστη δυνατότητα διείσδυσης των Α.Π.Ε., έτσι ώστε η τιμή €/MWh να παραμείνει σε χαμηλά επίπεδα, αλλά και ο δείκτης αποδοτικότητας (I.R.R.) να μπορεί να οδηγήσει σε ασφαλείς επενδύσεις. Συνοψίζοντας, στις παρακάτω δύο παραγράφους παρουσιάζεται ο αλγόριθμος λειτουργίας του Σ.Η.Ε. και ο αλγόριθμος υπολογισμού της οικονομοτεχνικής μελέτης.

3.1 Αλγόριθμος λειτουργίας του Σ.Η.Ε. της Κρήτης

Για κάθε έτος σε ωριαία βάση εντάσσονται οι παρακάτω μονάδες:

- Φωτοβολταϊκά Πάρκα
- Αιολικά Πάρκα
- Μονάδες αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών (B.E.S.S.)
- Μονάδες αποθήκευσης με χρήση υδρογόνου (Electrolyzer – Κυψέλες Καυσίμου)
- Διασύνδεση με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ηπειρωτικής Ελλάδας
- Τοπικές θερμικές μονάδες

Η προτεραιότητα με την οποία εντάσσονται όλες οι μονάδες είναι η εξής:

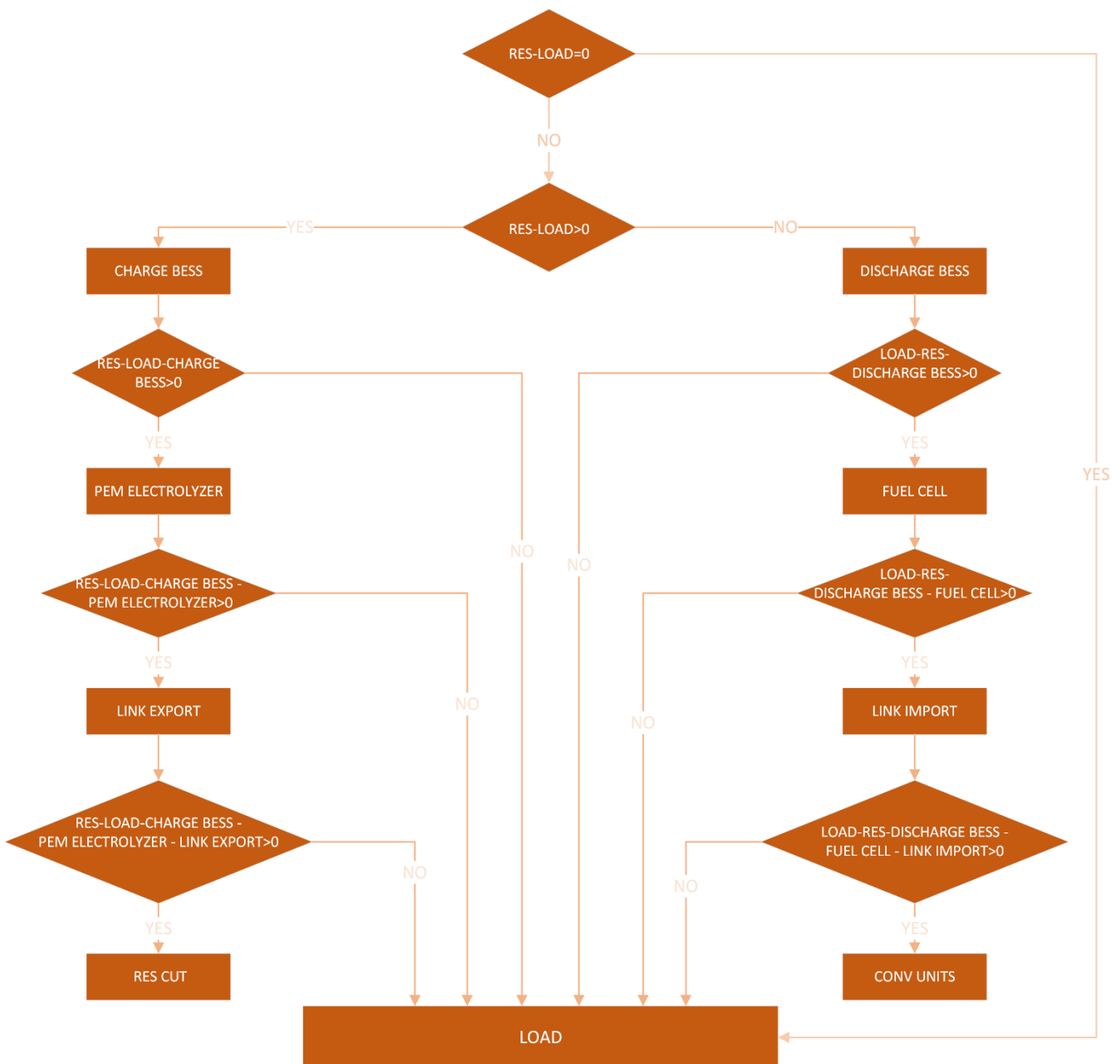
- 1) Μονάδες Α.Π.Ε.
- 2) B.E.S.S.
- 3) Κυψέλες Καυσίμου
- 4) Διασύνδεση με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της ηπειρωτικής Ελλάδας
- 5) Τοπικές θερμικές μονάδες

Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι οι βασικές πηγές Α.Π.Ε. που επιλέχθηκαν, είναι η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, λόγω του υψηλού δυναμικού που χαρακτηρίζει το νησί, αλλά και για το γεγονός ότι αποτελούν τις πιο ώριμες τεχνολογικές λύσεις με τις πιο υψηλούς οικονομοτεχνικούς δείκτες.

Θα παρουσιαστούν πέντε (5) διαγράμματα ροής τα οποία υποδεικνύουν τον τρόπο λειτουργίας του συστήματος. Το πρώτο αφορά τον συνολικό τρόπο λειτουργίας του συστήματος, ενώ τα άλλα τέσσερα αναφέρονται πιο διεξοδικά στον τρόπο λειτουργίας της αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών (φόρτιση – εκφόρτιση) και στην λειτουργία των συστημάτων με χρήση υδρογόνου (electrolyzers – κυψέλες καυσίμου), αντίστοιχα. Η συγκεκριμένη προσέγγιση έχει ως στόχο να αποσαφηνίσει τα κρίσιμα σημεία του αλγορίθμου, καθώς και να επιβεβαιώσει την ορθότητα της υλοποίησης.

3.1.1 Διάγραμμα ροής μοντέλου προσομοίωσης Σ.Η.Ε. Κρήτης

Οι είσοδοι που πρέπει να οριστούν είναι το ωριαίο ηλεκτρικό φορτίο εκφρασμένο σε MW, η ωριαία ηλεκτροπαραγωγή από φωτοβολταϊκά πάρκα εκφρασμένη σε MW και η ωριαία ηλεκτροπαραγωγή από αιολικά πάρκα εκφρασμένη σε MW. Θεωρείται ότι η μέγιστη εισαγωγή είτε εξαγωγή ισχύος από την διασύνδεση με το Ε.Σ.Μ.Η.Ε. της Ηπειρωτικής Ελλάδας είναι ίση με 150MW. Παράμετρος η οποία δύναται να μεταβληθεί ανάλογα με την μελέτη περίπτωσης (case – study). Στην εικόνα 5 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής του προαναφερθέντος αλγορίθμου.



Εικόνα 5 Διάγραμμα ροής αλγορίθμου προσομοίωσης Σ.Η.Ε.

Τα δεδομένα που πρέπει να εισαχθούν είναι τα εξής:

Βήμα 1: Εισαγωγή ωριαίων τιμών παραγωγής φωτοβολταϊκών για ένα έτος εκφρασμένα σε kWh/kW .

Βήμα 2: Εισαγωγή ωριαίων τιμών παραγωγής αιολικών για ένα έτος εκφρασμένα σε kWh/kW .

Βήμα 3: Εισαγωγή ωριαίων τιμών φορτίου για ένα έτος εκφρασμένα σε MW .

Βήμα 4: Εισαγωγή τιμής συνολικής εγκατεστημένης ισχύος για φωτοβολταϊκά και αιολικά, αντίστοιχα εκφρασμένη σε MW .

Βήμα 5: Εισαγωγή τιμής συνολικής εγκατεστημένης ισχύος φόρτισης – εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών εκφρασμένη σε MW .

Βήμα 6: Εισαγωγή τιμής συνολικής εγκατεστημένης χωρητικότητας των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών εκφρασμένη σε MWh .

Βήμα 7: Εισαγωγή τιμής συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτρολύτη – κυψελών καυσίμου των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση υδρογόνου εκφρασμένη σε MW .

Βήμα 8: Εισαγωγή τιμής συνολικής εγκατεστημένης χωρητικότητας των δεξαμενών αποθήκευσης του συστήματος αποθήκευσης με χρήση υδρογόνου εκφρασμένη σε MWh , η οποία στην συνέχεια μετατρέπεται σε kg .

Η διεργασία της κάλυψης του φορτίου σε ωριαία βάση υλοποιείται ως εξής:

- i. Ελέγχεται εάν το άθροισμα της παραγωγής από Α.Π.Ε. και συγκεκριμένα το άθροισμα της ηλεκτροπαραγωγής από φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα είναι ίσο με το ηλεκτρικό φορτίο. Εάν είναι, τότε θεωρείται ότι το φορτίο έχει καλυφθεί και όλο το παραγόμενο αιολικό είτε ηλιακό δυναμικό έχει αξιοποιηθεί.
- ii. Ελέγχεται εάν το άθροισμα της παραγωγής από Α.Π.Ε. και συγκεκριμένα το άθροισμα της ηλεκτροπαραγωγής από φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα είναι μεγαλύτερο του ηλεκτρικού φορτίου.
- iii. Εάν και εφόσον το παραγόμενο δυναμικό από τις Α.Π.Ε. είναι ίσο με το φορτίο, τότε οδηγείται προς κατανάλωση.
- iv. Εφόσον υπάρχει περίσσεια δυναμικού Α.Π.Ε. τότε οδηγείται μέσω των αντιστροφών στα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση συσσωρευτών.
- v. Στην συνέχεια, γίνεται επανέλεγχος, εάν και μετά την φόρτιση των συσσωρευτών υπάρχει περίσσεια δυναμικού Α.Π.Ε.
- vi. Εάν υφίσταται, τότε αυτό το δυναμικό οδηγείται προς ηλεκτρόλυση, προκειμένου το παραγόμενο υδρογόνο (H_2) να αποθηκευτεί σε μορφή πεπιεσμένου αέρα στις ειδικά διαμορφωμένες δεξαμενές.
- vii. Στην συνέχεια γίνεται επανέλεγχος για την ύπαρξη ή όχι, περισσειας δυναμικού Α.Π.Ε.
- viii. Εφόσον υφίσταται περίσσεια, τότε αυτή οδηγείται μέσω της ηλεκτρικής διασύνδεσης του Ε.Σ.Μ.Η.Ε. στο ηπειρωτικό σύστημα.

- ix. Τέλος, γίνεται ένας πρόσθετος έλεγχος για την ύπαρξη πρόσθετου δυναμικού Α.Π.Ε., όπου στην περίπτωση που αυτό υφίσταται θεωρείται ότι οδηγείται προς αποκοπή.
- x. Εφόσον διαπιστωθεί ότι κάποια από τις ενδιάμεσες συνθήκες δεν ισχύει, τότε θεωρείται ότι το φορτίο έχει καλυφθεί πλήρως και όλο το παραγόμενο αιολικό είτε ηλιακό δυναμικό έχει αξιοποιηθεί.

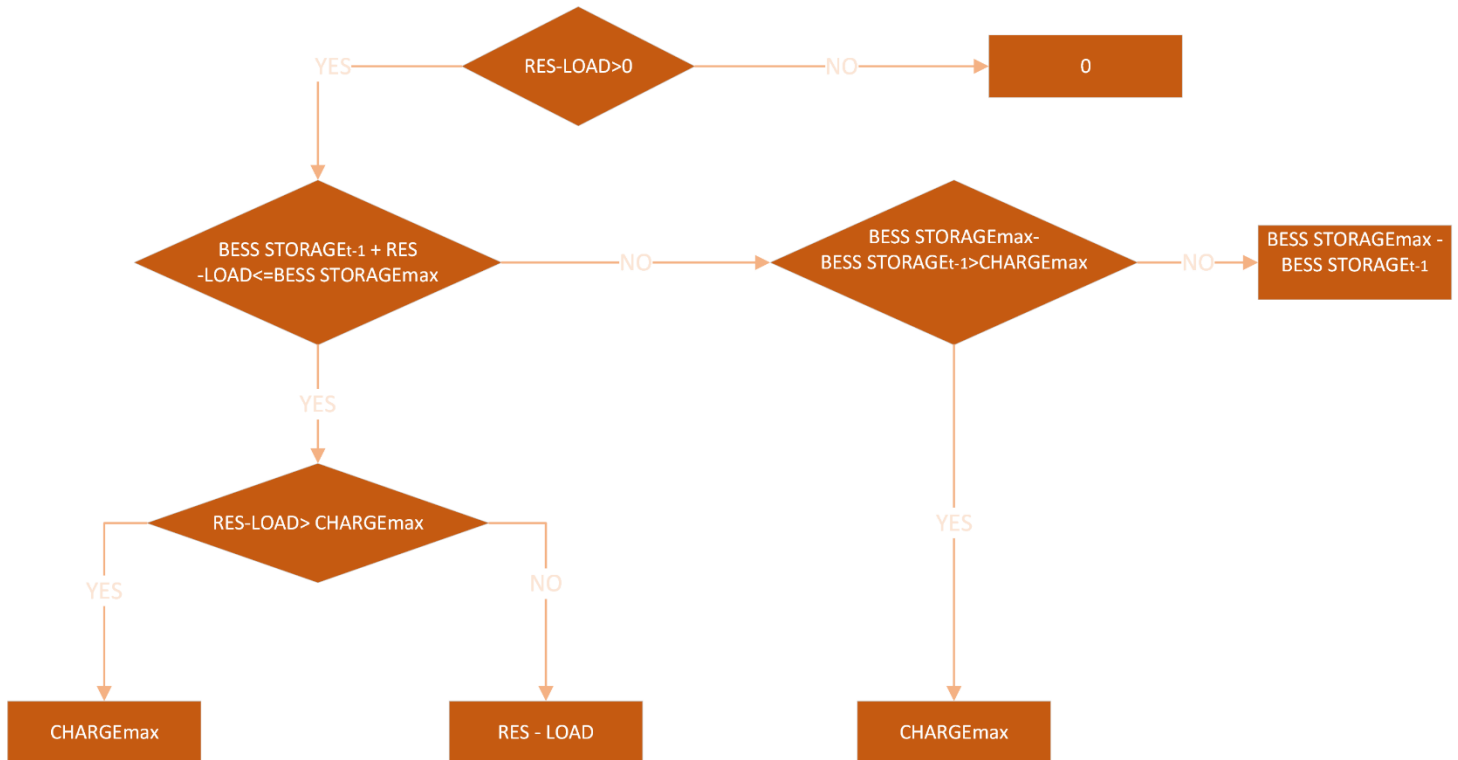
Τώρα θα επαναληφθεί η επεξήγηση όλων των βημάτων παίρνοντας ως παραδοχή ότι το άθροισμα ηλεκτροπαραγωγής από φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα είναι μικρότερο του ηλεκτρικού φορτίου.

- i. Στην συνέχεια, εφόσον υπάρχει έλλειμα δυναμικού Α.Π.Ε., τότε η αποθηκευμένη ενέργεια των συσσωρευτών οδηγείται μέσω των αντιστροφέων στο δίκτυο για την κάλυψη του φορτίου. Θεωρείται ότι η ισχύς που θα δοθεί προς κατανάλωση ισούται με το 85% της ισχύος που είχε χρησιμοποιηθεί για φόρτιση. [28]
- ii. Στην συνέχεια, γίνεται επανέλεγχος, προκειμένου να διαπιστωθεί εάν υπάρχει ακόμη φορτίο το οποίο δεν έχει καλυφθεί.
- iii. Εφόσον το φορτίο δεν έχει ακόμη καλυφθεί, τότε θα χρησιμοποιηθούν οι κυψέλες καυσίμου. Πιο συγκεκριμένα, το αποθηκευμένο υδρογόνο (H_2) θα χρησιμοποιηθεί σαν «καύσιμο» στις κυψέλες καυσίμου προκειμένου να παραχθεί πράσινη ενέργεια. Θεωρείται ότι η ισχύς που θα δοθεί προς κατανάλωση ισούται με το 35% της ισχύος που είχε χρησιμοποιηθεί για την ηλεκτρόλυση. [29]
- iv. Στην συνέχεια, γίνεται επανέλεγχος, προκειμένου να διαπιστωθεί εάν έχει καλυφθεί το φορτίο.
- v. Εφόσον υπάρχει πρόσθετο φορτίο το οποίο πρέπει να καλυφθεί, τότε χρησιμοποιείται η διασύνδεση με το Ε.Σ.Μ.Η.Ε. προκειμένου να καλυφθούν οι ανάγκες.
- vi. Στην συνέχεια, γίνεται επανέλεγχος, προκειμένου να διαπιστωθεί εάν έχει καλυφθεί το φορτίο.
- vii. Τέλος, σε περίπτωση που υπάρχουν ανάγκες για πρόσθετη ισχύ, χρησιμοποιούνται οι θερμοηλεκτρικές μονάδες του νησιού.
- xi. Εφόσον διαπιστωθεί ότι κάποια από τις ενδιάμεσες συνθήκες δεν ισχύει, τότε θεωρείται ότι το φορτίο έχει καλυφθεί και δεν υπάρχει ανάγκη για περαιτέρω έλεγχο.

3.1.2 Διαγράμματα ροής λειτουργίας των συστημάτων αποθήκευσης - B.E.S.S.

Σε αυτήν την ενότητα θα γίνει μια διεξοδική περιγραφή του αλγορίθμου λειτουργίας των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών, τόσο κατά την διάρκεια της φόρτισης, όσο και της εκφόρτισης των συσσωρευτών, προκειμένου να γίνουν κατανοητοί οι περιορισμοί που υφίστανται από πλευράς υλοποίησης του αλγορίθμου, καθώς και πως αντιμετωπίστηκαν. Στην εικόνα 6 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου φόρτισης των συστημάτων

αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών. Πρέπει να τονιστεί ότι ο συντελεστής ενός κύκλου φόρτισης - εκφόρτισης (0,85) των μπαταριών λήφθηκε υπόψη συνολικά στην εκφόρτιση. Κατά την διάρκεια της φόρτισης θεωρήθηκε ότι δεν υπάρχουν απώλειες ενέργειας.



Εικόνα 6 Διάγραμμα ροής φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών.

Η διεργασία της φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης – BESS σε ωριαία βάση υλοποιείται ως εξής:

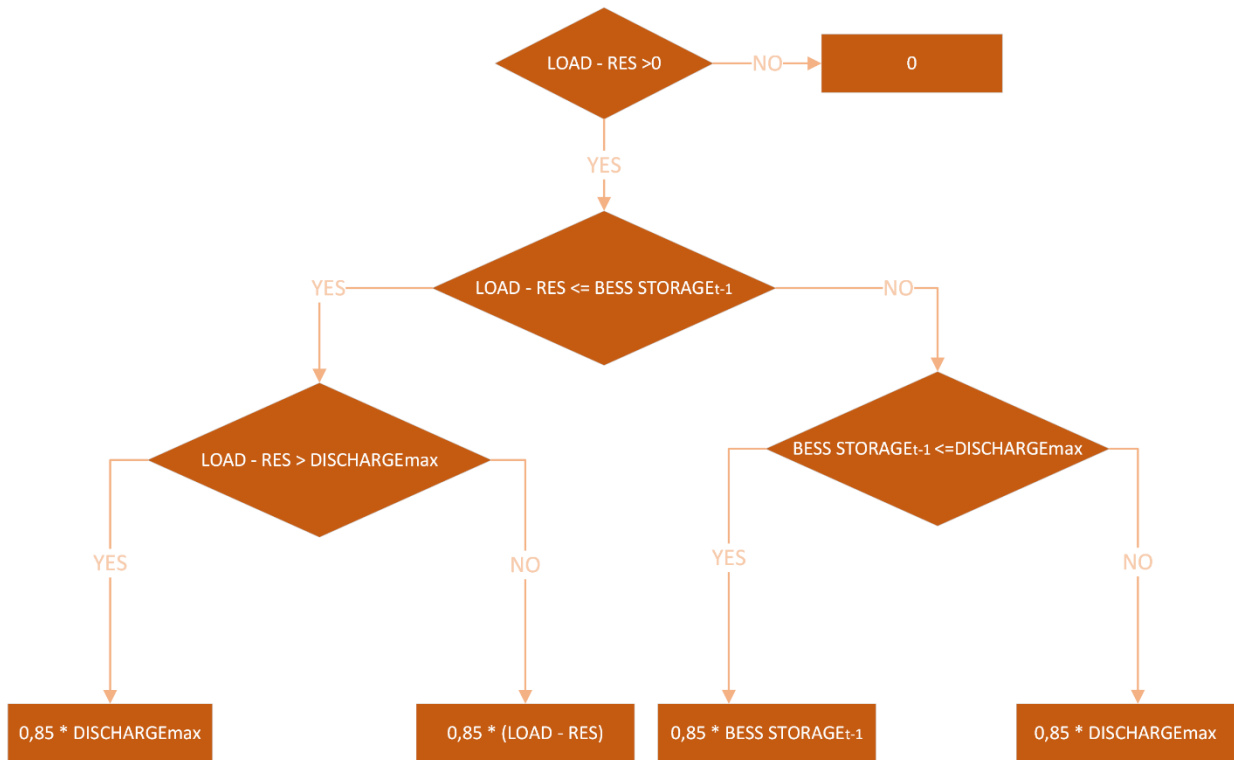
- i. Ελέγχεται εάν το άθροισμα της παραγωγής από Α.Π.Ε. και συγκεκριμένα το άθροισμα της ηλεκτροπαραγωγής από φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα είναι μεγαλύτερο του ηλεκτρικού φορτίου.
- ii. Εάν όχι, τότε η τιμή της ισχύος φόρτισης θα είναι ίση με 0 MW.
- iii. Εάν ναι, τότε ελέγχεται εάν το άθροισμα της ήδη αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας με την περίσσεια ενέργεια από Α.Π.Ε., είναι μικρότερο ή ίσο της μέγιστης εγκατεστημένης ενέργειας που δύναται να αποθηκευτεί στα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.
- iv. Εφόσον είναι μικρότερο ή ίσο τότε ελέγχεται, εάν η διαφορά της περίσσειας ενέργειας από Α.Π.Ε. μείον το φορτίο είναι μεγαλύτερο της μέγιστης δυνατής φόρτισης.

- v. Εάν είναι, τότε η ισχύς φόρτισης θα είναι ίση με την μέγιστη ισχύς φόρτισης, διαφορετικά θα ισούται με την διαφορά ανάμεσα στην παραγόμενη ενέργεια από Α.Π.Ε. μείον το φορτίο.

Τώρα η περιγραφή θα συνεχιστεί από το σημείο στο οποίο το άθροισμα της ήδη αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας με την περίσσεια ενέργεια από Α.Π.Ε., είναι μεγαλύτερο της μέγιστης εγκατεστημένης ενέργειας που δύναται να αποθηκευτεί στα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (iii). Αυτός ο έλεγχος γίνεται προκειμένου η αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια να μην ξεπεράσει την μέγιστη δυνατή τιμή της. Για παράδειγμα εάν την χρονική στιγμή $t-1$ η αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια είναι ίση με 1000 MWh , η ισχύς φόρτισης είναι ίση με 200 MW και η συνολική μέγιστη εγκατεστημένη χωρητικότητα είναι 1100 MWh , τότε από τα 200 MW που είναι διαθέσιμα μόνο τα 100 MW θα πρέπει να αποθηκευτούν. Συγκεκριμένα θα ακολουθηθούν τα εξής βήματα:

- i. Ελέγχεται εάν η διαφορά ανάμεσα στην μέγιστη δυνατή εγκατεστημένη χωρητικότητα μείον την χωρητικότητα της προηγούμενης χρονικής στιγμής $t-1$ είναι μεγαλύτερη της μέγιστης δυνατής φόρτισης του συστήματος.
- ii. Εάν δεν είναι, τότε η ισχύς φόρτισης θα ισούται με την διαφορά της μέγιστης δυνατής εγκατεστημένης χωρητικότητας μείον την χωρητικότητα της προηγούμενης χρονικής στιγμής $t-1$.
- iii. Εφόσον είναι, η ισχύς φόρτισης θα είναι ίση με την τιμή της μέγιστης δυνατής φόρτισης του συστήματος.

Στην εικόνα 7 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών. Πρέπει να σημειωθεί ότι η κάθε ωριαία τιμή της ισχύος εκφόρτισης πολλαπλασιάζεται με 0,85 (Απόδοση τελικής ισχύος μετά την διαδικασία φόρτισης και εφόρτισης των συσσωρευτών ιόντων - λιθίου) και το βάθος εκφόρτισης συνολικά του συστήματος αποθήκευσης δύναται να φτάσει το 100%. [28]



Εικόνα 7 Διάγραμμα ροής εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών.

Η διεργασία της εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης – B.E.S.S. σε ωριαία βάση υλοποιείται ως εξής:

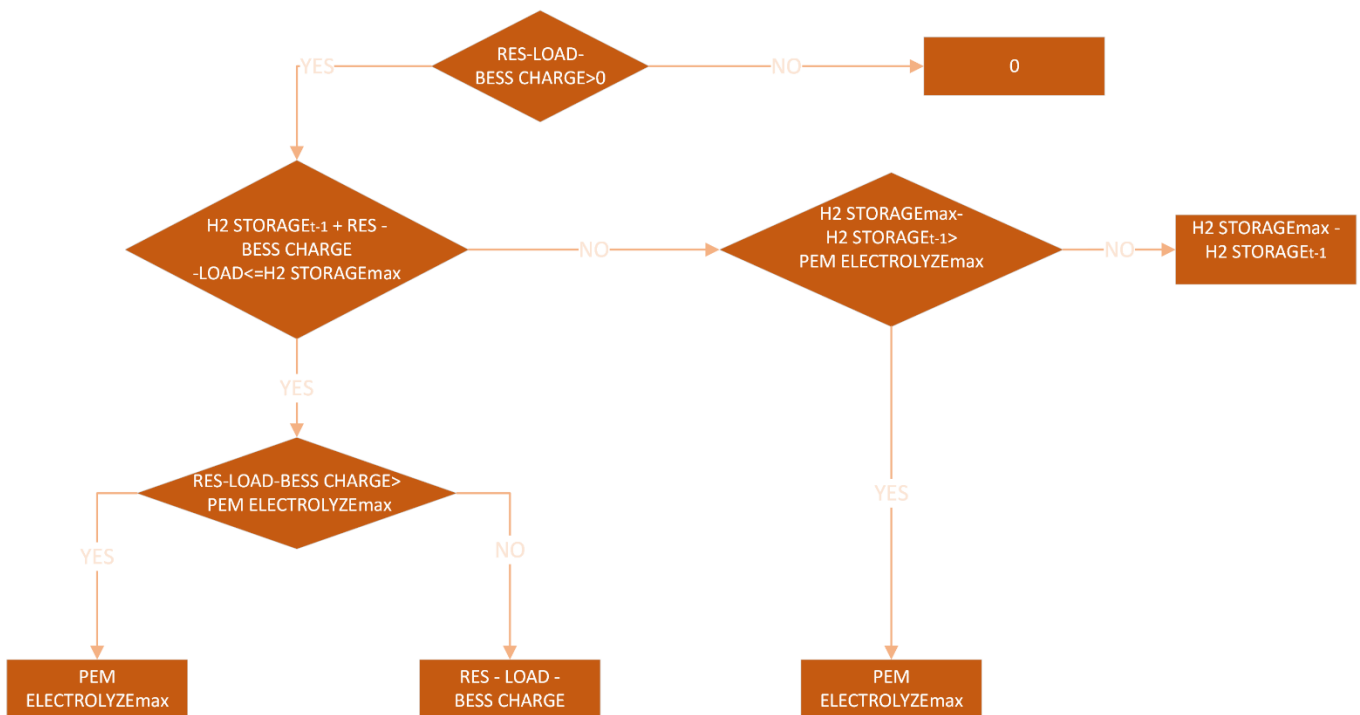
- i. Ελέγχεται εάν το φορτίο είναι μεγαλύτερο του αθροίσματος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και αιολικά.
- ii. Εάν όχι, τότε η τιμή της ισχύος εκφόρτισης θα είναι ίση με 0 MW.
- iii. Εάν ναι, τότε ελέγχεται εάν το φορτίο μείον την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Α.Π.Ε. είναι μικρότερο ή ίσο της ήδη αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας στα συστήματα B.E.S.S.
- iv. Εάν ναι, τότε ελέγχεται εάν η διαφορά του φορτίου μείον της παραγόμενης ηλεκτρικής από Α.Π.Ε. είναι μεγαλύτερη της μέγιστης δυνατής εκφόρτισης.
- v. Στην περίπτωση, όπου ισχύει η συνθήκη που αναφέρεται στο βήμα (iv) τότε η τιμή της ισχύος εκφόρτισης θα είναι ίση με την μέγιστη τιμή της ισχύος εκφόρτισης.
- vi. Σε περίπτωση, όπου δεν ισχύει η συνθήκη που αναφέρεται στο βήμα (iv), τότε η τιμή της ισχύος εκφόρτισης θα είναι ίση με την διαφορά του φορτίου μείον της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε.

Τώρα η περιγραφή θα συνεχιστεί από το σημείο στο οποίο το φορτίο μείον την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Α.Π.Ε. είναι μεγαλύτερο της ήδη αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας στα συστήματα B.E.S.S. (iii).

- i. Ελέγχεται εάν η ήδη αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια στα συστήματα αποθήκευσης είναι μικρότερη ή ίση της μέγιστης δυνατής εκφόρτισης.
- ii. Εάν είναι, τότε η ισχύς της εκφόρτισης θα είναι ίση με την τιμή της ήδη αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας.
- iii. Εάν δεν είναι, τότε η ισχύς εκφόρτισης θα είναι ίση με την μέγιστη δυνατή εκφόρτιση.

3.1.3 Διαγράμματα ροής λειτουργίας των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση υδρογόνου

Στην παρούσα ενότητα θα γίνει μια διεξοδική περιγραφή του αλγορίθμου λειτουργίας των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση υδρογόνου τόσο κατά την διάρκεια της ηλεκτρόλυσης, όσο και κατά την διάρκεια χρήσης των κυψελών καυσίμου, προκειμένου να γίνουν κατανοητοί οι περιορισμοί που υφίστανται από πλευράς υλοποίησης του αλγορίθμου, καθώς και πως αντιμετωπίστηκαν. Στην εικόνα 8 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής του του αλγορίθμου ηλεκτρόλυσης – αποθήκευσης υδρογόνου. Πρέπει να τονιστεί ότι ο συντελεστής ενός κύκλου ηλεκτρόλυσης – χρήσης κυψελών καυσίμου (0,35) του συστήματος αποθήκευσης με χρήση υδρογόνου λήφθηκε υπόψη συνολικά στην χρήση των κυψελών καυσίμου. Κατά την διάρκεια της ηλεκτρόλυσης θεωρήθηκε ότι δεν υπάρχουν απώλειες ενέργειας.



Εικόνα 8 Διάγραμμα ροής ηλεκτρόλυσης – αποθήκευσης υδρογόνου.

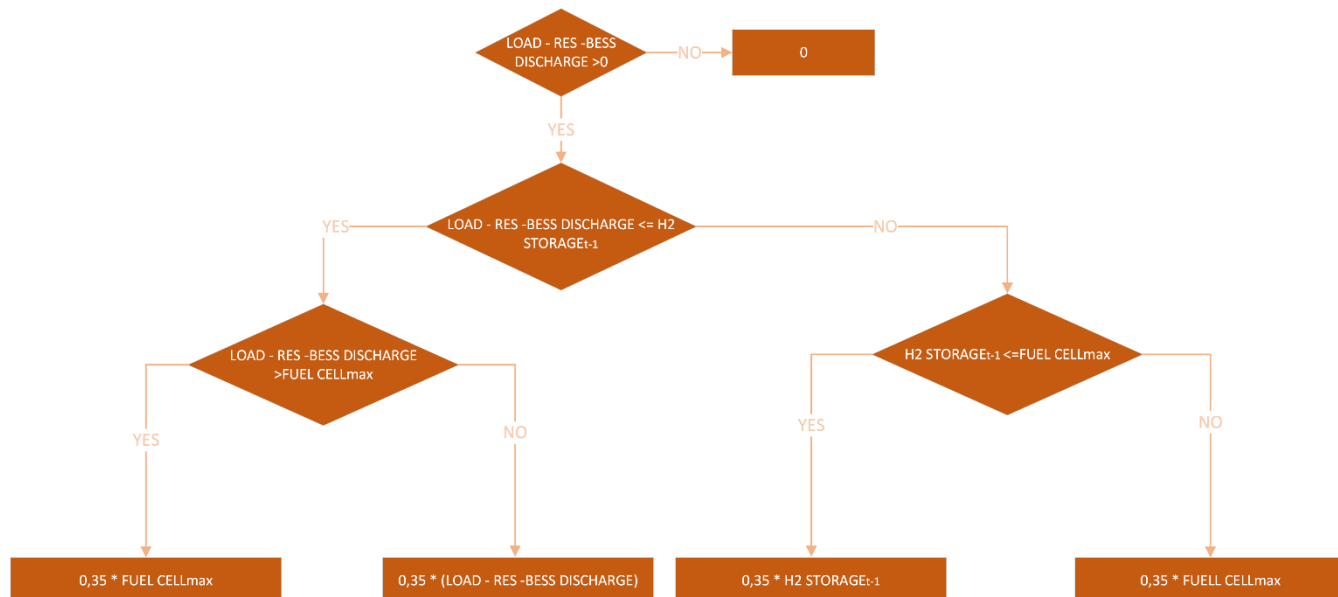
Η διεργασία της ηλεκτρόλυσης – αποθήκευσης υδρογόνου των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση υδρογόνου σε ωριαία βάση υλοποιείται ως εξής:

- i. Ελέγχεται εάν η διαφορά του αθροίσματος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και αιολικά μείον το φορτίο μείον την ισχύς φόρτισης είναι μεγαλύτερη του μηδενός.
- ii. Εάν όχι, τότε η τιμή της ισχύος όπου θα αξιοποιηθεί για ηλεκτρόλυση θα είναι ίση με 0 MW.
- iii. Εάν ναι, τότε ελέγχεται εάν το άθροισμα της παραγόμενης ενέργειας από Α.Π.Ε. με την ήδη αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια στις δεξαμενές του υδρογόνου, μείον την ισχύς φόρτισης των συστημάτων B.E.S.S. μείον το φορτίο είναι μικρότερο ή ίσο της μέγιστης δυνατότητας αποθήκευσης υδρογόνου εκφρασμένη σε MWh.
- iv. Εάν ναι, τότε ελέγχεται η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Α.Π.Ε. μείον το φορτίο μείον την ισχύς φόρτισης είναι μεγαλύτερη της μέγιστης δυνατής τιμής της ισχύος για ηλεκτρόλυση.
- v. Εάν ναι, τότε η τιμή της ισχύος όπου θα αξιοποιηθεί για ηλεκτρόλυση θα είναι ίση με την μέγιστη δυνατή τιμή της ισχύος ηλεκτρόλυσης.
- vi. Διαφορετικά, αυτή η τιμή θα είναι ίση με την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Α.Π.Ε. μείον το φορτίο μείον την ισχύς φόρτισης.

Τώρα η περιγραφή θα συνεχιστεί από το σημείο στο οποίο το άθροισμα της παραγόμενης ενέργειας από Α.Π.Ε. με την ήδη αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια στις δεξαμενές του υδρογόνου, μείον την ισχύς φόρτισης των συστημάτων B.E.S.S. μείον το φορτίο είναι μεγαλύτερο της μέγιστης δυνατής αποθήκευσης υδρογόνου (iii).

- i. Ελέγχεται εάν η διαφορά της μέγιστης τιμής αποθήκευσης υδρογόνου εκφρασμένης σε MWh με την ήδη αποθηκευμένη ποσότητα υδρογόνου εκφρασμένη σε MWh είναι μεγαλύτερη της μέγιστης δυνατής τιμής της ισχύος όπου θα δοθεί προς ηλεκτρόλυση.
- ii. Εάν όχι, τότε η τιμή της ισχύος για ηλεκτρόλυση θα είναι ίση με την διαφορά της μέγιστης δυνατότητας αποθήκευσης υδρογόνου εκφρασμένης σε MWh με την ήδη αποθηκευμένη ποσότητα υδρογόνου εκφρασμένη σε MWh.
- iii. Εφόσον είναι, η τιμή της ισχύος όπου θα αξιοποιηθεί για ηλεκτρόλυση θα είναι ίση με την μέγιστη δυνατή τιμή της ισχύος για ηλεκτρόλυση.

Στην εικόνα 9 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου λειτουργίας των κυψελών καυσίμου – μετατροπής του αποθηκευμένου υδρογόνου σε ηλεκτρική ενέργεια. Πρέπει να σημειωθεί ότι η κάθε ωριαία τιμή πολλαπλασιάζεται με 0,35 (Απόδοση ηλεκτρόλυσης – κυψελών καυσίμου) [29].



Εικόνα 9 Διάγραμμα ροής του αλγορίθμου λειτουργίας των κυψελών καυσίμου.

Η διεργασία της λειτουργίας των κυψελών καυσίμου – μετατροπής του αποθηκευμένου υδρογόνου σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση υδρογόνου σε ωριαία βάση υλοποιείται ως εξής:

- i. Ελέγχεται εάν η διαφορά του φορτίου μείον το άθροισμα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και αιολικά μείον την ισχύ εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης B.E.S.S. είναι μεγαλύτερη του μηδενός.
- ii. Εάν όχι, τότε η τιμή της ισχύος όπου θα αποδοθεί από τις κυψέλες καυσίμου θα είναι ίση με 0 MW.
- iii. Ελέγχεται εάν η διαφορά του φορτίου μείον το άθροισμα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και αιολικά μείον την ισχύ εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης B.E.S.S. είναι μικρότερη ή ίση της ήδη αποθηκευμένης ποσότητας υδρογόνου εκφρασμένη σε MWh.
- iv. Εάν ναι, τότε ελέγχεται εάν η διαφορά του φορτίου μείον το άθροισμα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και αιολικά μείον την ισχύ εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης B.E.S.S. είναι μεγαλύτερη της μέγιστης δυνατής τιμής της ισχύος των κυψελών καυσίμου.
- v. Εάν ναι, τότε η τιμή της ισχύος όπου θα αποδοθεί από τις κυψέλες καυσίμου θα είναι ίση με την μέγιστη δυνατή τιμή της ισχύος των κυψελών καυσίμου.

- vi. Διαφορετικά η τιμή της ισχύος όπου θα αποδοθεί από τις κυψέλες καυσίμου θα είναι ίση με την διαφορά του φορτίου μείον το άθροισμα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και αιολικά μείον την ισχύ εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης B.E.S.S.

Τώρα η περιγραφή θα συνεχιστεί από το σημείο στο οποίο η διαφορά του φορτίου μείον το άθροισμα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και αιολικά μείον την ισχύ εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης B.E.S.S. είναι μεγαλύτερη της ήδη αποθηκευμένης ποσότητας υδρογόνου εκφρασμένη σε MWh (iii).

- i. Ελέγχεται, εάν η τιμή της ήδη αποθηκευμένης ποσότητας υδρογόνου εκφρασμένη σε MWh είναι μικρότερη ή ίση της μέγιστης δυνατής τιμής της αποδιδόμενης ισχύος των κυψελών καυσίμου.
- ii. Εάν ναι, τότε η τιμή της ισχύος όπου θα αξιοποιηθεί στις κυψέλες καυσίμου θα είναι ίση με την τιμή της ήδη αποθηκευμένης ποσότητας υδρογόνου.
- iii. Διαφορετικά, η τιμή της ισχύος όπου θα αποδοθεί από τις κυψέλες καυσίμου θα είναι ίση με την μέγιστη δυνατή τιμή της ισχύος των κυψελών καυσίμου.

3.2 Οικονομοτεχνική ανάλυση

Πέραν από την τεχνική ανάλυση η οποία υποδεικνύει την αναγκαία ισχύ που πρέπει να εγκατασταθεί στο νησί από Α.Π.Ε. και συστήματα αποθήκευσης (B.E.S.S. – υδρογόνου), προκειμένου να καλυφθούν οι ανάγκες ηλεκτροδότησης, είναι αναγκαίο να γίνει και μία κατάλληλη τεchnοοικονομική μελέτη η οποία θα αξιολογήσει τις επενδύσεις που σχετίζονται με τις εγκαταστάσεις των μονάδων Α.Π.Ε, όπου θα κατασκευαστούν. Με αυτόν τον τρόπο θα αποσαφηνιστεί το κατά πόσο είναι δυνατόν να γίνει η ενεργειακή μετάβαση της Κρήτης προς την κλιματική ουδετερότητα.

Σε πρώτο στάδιο θα δοθούν οι βασικοί ορισμοί που χρησιμοποιούνται για την οικονομική αξιολόγηση μιας επένδυσης. Στην συνέχεια θα αναλυθούν οι παράμετροι οι οποίοι λήφθηκαν υπόψη, καθώς και ο αλγόριθμος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό τους.

Ιδία κεφάλαια: Είναι το χρηματικό ποσό που επενδύεται από τους ίδιους τους επενδυτές για την υλοποίηση του έργου. Τα ίδια κεφάλαια κρίνονται απαραίτητα για την αξιολόγηση της χρηματοοικονομικής επιτυχίας μιας επένδυσης, διότι αποτελούν τον δείκτη της δέσμευσης των επενδυτών για την επιτυχή υλοποίηση του επενδυτικού έργου και μεταφέρουν ένα μήνυμα εμπιστοσύνης στους εξωτερικούς επενδυτές. [30, 31]

Δανειακά κεφάλαια: Τα δανειακά κεφάλαια αναφέρονται στα χρηματικά ποσά που ένας επενδυτής λαμβάνει ως δάνειο από εξωτερικές πηγές για την χρηματοδότηση μιας επένδυσης. Παράδειγμα δανειακών κεφαλαίων είναι τα δάνεια που παρέχονται από τράπεζες ή άλλους

δανειστές, όπως εκδότες ομολόγων. Τα δανειακά κεφάλαια παρέχουν στους επενδυτές τη δυνατότητα να χρηματοδοτήσουν τις επενδύσεις τους χωρίς να χρειάζεται να χρησιμοποιήσουν δικούς τους πόρους. Η χρηματοδότηση μέσω δανείων μπορεί να είναι πιο αποδοτική σε σχέση με την αύξηση των ιδίων κεφαλαίων, καθώς μπορεί να διατηρηθεί η ισορροπία μεταξύ του κόστους κεφαλαίου και του ρίσκου. [30, 31]

Επιτόκιο δανεισμού: Το επιτόκιο δανεισμού είναι ο προκαθορισμένος ρυθμός απόδοσης που θα πληρώνει ο δανειολήπτης στο χρηματοπιστωτικό ίδρυμα για τη χρηματοδότηση του δανείου του. Αυτό το επιτόκιο μπορεί να είναι σταθερό ή μεταβλητό, ανάλογα με τις συνθήκες της σύμβασης δανεισμού. Συνήθως, οι παράγοντες που επηρεάζουν το επιτόκιο δανεισμού είναι η πιστοληπτική ικανότητα του δανειολήπτη, η διάρκεια του δανείου, οι συνθήκες της αγοράς και οι επιτοκιακοί δείκτες. [30, 31]

Επιτόκιο καταθέσεων: Το επιτόκιο καταθέσεων είναι ο προκαθορισμένος ρυθμός απόδοσης που κερδίζει ο καταθέτης σε μια τράπεζα για τα χρήματα που καταθέτει σε έναν λογαριασμό καταθέσεων. Αυτό το επιτόκιο μπορεί να είναι σταθερό ή μεταβλητό, ανάλογα με τον τύπο του λογαριασμού καταθέσεων. Συνήθως, οι παράγοντες που επηρεάζουν το επιτόκιο καταθέσεων είναι η διάρκεια της κατάθεσης, το ποσό της κατάθεσης και οι συνθήκες της αγοράς. Τα επιτόκια καταθέσεων είναι συνήθως χαμηλότερα από τα επιτόκια δανεισμού, καθώς η τράπεζα κερδίζει από τη διαφορά των επιτοκίων και τα κέρδη αυτά χρησιμοποιούνται για τη χρηματοδότηση των δανείων. [30, 31]

Πληθωρισμός: Ο πληθωρισμός είναι ένας οικονομικός δείκτης που σχετίζεται με την μέση αύξηση των τιμών των αγαθών και υπηρεσιών σε μια οικονομία για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο. Συνήθως, ο πληθωρισμός μετρείται από το ποσοστό αύξησης του γενικού επιπέδου των τιμών. Προκαλείται από την αύξηση της ζήτησης για αγαθά και υπηρεσίες χωρίς αντίστοιχη αύξηση στην προσφορά τους, η οποία οδηγεί σε αύξηση των τιμών. Μπορεί να οδηγήσει σε μείωση της αγοραστικής δύναμης των καταναλωτών, ανεργία, ανακατανομή εισοδήματος από τους καταναλωτές στους παραγωγούς και γενικά αστάθεια στην οικονομία. Αυτός είναι και ο λόγος για τον οποίο όλες οι οικονομίες προσπαθούν να διατηρήσουν σταθερό τον συγκεκριμένο δείκτη. [30]

Παρούσα Αξία (Π.Α. – PV): είναι η αξία μιας μελλοντικής χρηματικής ροής βάση της τωρινής της αποτίμησης. Εξαρτάται από τον πληθωρισμό. Σε περίπτωση που η τιμή του πληθωρισμού είναι μεγαλύτερη του μηδενός, τότε η παρούσα αξία μιας χρηματικής ροής είναι μικρότερη της μελλοντικής αξίας, ενώ αντίστοιχα αν ο πληθωρισμός είναι αρνητικός, τότε η παρούσα αξία μιας χρηματικής ροής θα είναι μεγαλύτερη της μελλοντικής της αξίας.

Η Π.Α. υπολογίζεται ως εξής:

$$P.A. = \frac{\text{ταμειακή εισροή}}{(1+r)^t} \quad (3.1)$$

Όπου:

t είναι το έτος αναφοράς,

r είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο (%)

Καθαρή Παρούσα Αξία (Κ.Π.Α. - N.P.V.): Η καθαρή παρούσα αξία (NPV - Net Present Value) είναι μια μέθοδος χρηματοοικονομικής αξιολόγησης που χρησιμοποιείται για να υπολογιστεί η σημερινή αξία μελλοντικών χρηματικών ροών (cash flows). Σε απλά λόγια, η Κ.Π.Α. είναι η διαφορά μεταξύ της συνολικής παραγόμενης αξίας από μία επένδυση και του κόστους του επενδυτικού κεφαλαίου για την πραγματοποίηση αυτής της επένδυσης. Αν η Κ.Π.Α. είναι θετική, αυτό σημαίνει ότι τα μελλοντικά κέρδη από την επένδυση θα υπερβούν το κόστος του κεφαλαίου που χρησιμοποιείται για να πραγματοποιηθεί το έργο και, ως εκ τούτου, το έργο αξίζει να υλοποιηθεί. Αντίθετα, αν η Κ.Π.Α. είναι αρνητική, αυτό σημαίνει ότι τα μελλοντικά κέρδη από το επενδυτικό έργο δεν θα επαρκούν για να καλύψουν το κόστος του κεφαλαίου και συνεπώς, το έργο δεν θα είναι επικερδές. [32]

Η Κ.Π.Α. υπολογίζεται ως εξής:

$$K. Π. Α. = \sum_{t=1}^n \frac{\text{ταμειακές εισροές}}{(1+r)^t} - \text{αρχική επένδυση} \quad (3.2)$$

Όπου:

t είναι το έτος αναφοράς,

r είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο (%)

n είναι η χρονική διάρκεια της επένδυσης εκφρασμένης σε έτη

Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (E.B.A. - I.R.R.): Το IRR (Internal Rate of Return) είναι μια μέθοδος υπολογισμού της απόδοσης ενός επενδυτικού έργου. Αντιπροσωπεύει το ποσοστό αύξησης της αξίας της επένδυσης σε σχέση με το αρχικό κόστος της επένδυσης στην πάροδο του χρόνου. Στην ουσία, το I.R.R. είναι το επιτόκιο που καθιστά την καθαρή παρούσα αξία (N.P.V.) του επενδυτικού έργου ίση με μηδέν. Δηλαδή, υπολογίζοντας το I.R.R., μπορούμε να βρούμε το ποσοστό της απόδοσης που επιτυγχάνεται από το επενδυτικό έργο. Αν το IRR είναι μεγαλύτερο από το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου, τότε το έργο θεωρείται αποδοτικό και αξίζει να πραγματοποιηθεί. Αντίθετα, αν το I.R.R. είναι μικρότερο ή ίσο από το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου, τότε η επένδυση δεν θεωρείται αποδοτική και δεν αξίζει να υλοποιηθεί.[33, 38]

Η βασική μαθηματική εξίσωση για τον υπολογισμό του I.R.R. είναι η εξής:

$$NPV = 0 = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} \quad (3.3)$$

Όπου:

CF₀ είναι η αρχική επένδυση (€)

CF_t είναι η ετήσια ταμειακή ροή (€),

t είναι το έτος αναφοράς,

IRR είναι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (%),

n είναι η χρονική διάρκεια της επένδυσης εκφρασμένης σε έτη

Επί της ουσίας το I.R.R. είναι ο συντελεστής ο οποίος μηδενίζει την Κ.Π.Α. και επομένως ταυτίζει τα ίδια κεφάλαια που επενδύθηκαν με το άθροισμα της καθαρής ετήσιας χρηματικής ροής στο σύνολο την διάρκεια ζωής της επένδυσης.

Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου (W.A.C.C.): Το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (Weighted Average Cost of Capital – W.A.C.C.) είναι ένας δείκτης που χρησιμοποιείται για να αξιολογήσει την αποδοτικότητα επενδύσεων και την αξία μιας επιχείρησης. Το W.A.C.C. αντιπροσωπεύει το μέσο κόστος κεφαλαίου που χρησιμοποιεί μια εταιρεία για να χρηματοδοτήσει τις δραστηριότητές της. Αυτό περιλαμβάνει το κόστος δανείου και το κόστος των μετοχών της εταιρείας. Το W.A.C.C. υπολογίζεται ως ένας μέσος όρος του κόστους της εξωτερικής χρηματοδότησης και του κόστους των ιδίων κεφαλαίων που επενδύθηκαν, λαμβάνοντας υπόψη το βάρος της κάθε πηγής χρηματοδότησης. Το W.A.C.C. χρησιμοποιείται συνήθως ως δείκτης για την αξιολόγηση της αποδοτικότητας των επενδύσεων που απαιτούν χρηματοδότηση από πολλαπλές πηγές κεφαλαίου. [34, 39]

Το W.A.C.C. υπολογίζεται ως εξής:

$$W.A.C.C. = \left(\frac{E}{V} \times Re\right) + \left(\frac{D}{V}\right) \times Rd \times (1 - Tc) \quad (3.4)$$

Όπου:

E η χρηματική αξία των ιδίων κεφαλαίων που θα επενδυθούν (€),

V η συνολική χρηματική αξία της επένδυσης (€),

D η χρηματική αξία των δανειακών κεφαλαίων (€),

Re το αναμενόμενο επιτόκιο καταθέσεων (%),

Rd το αναμενόμενο επιτόκιο δανεισμού (%),

Tc ο συντελεστής φορολόγησης (%)

Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (L.C.O.E): Είναι μια μέτρηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μια συγκεκριμένη πηγή ενέργειας. Το L.C.O.E. λαμβάνει υπόψη το συνολικό κόστος κατασκευής, λειτουργίας και συντήρησης των εγκαταστάσεων και το διαιρεί με την συνολική παραγόμενη ενέργεια. Αυτό επιτρέπει τη σύγκριση του L.C.O.E. μεταξύ διαφορετικών πηγών ενέργειας. Το L.C.O.E. μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να αξιολογήσει την

ανταγωνιστικότητα μιας πηγής ενέργειας σε σχέση με άλλες πηγές, καθώς και για να καθορίσει την κατάλληλη τιμή πώλησης της ενέργειας που παράγεται από την συγκεκριμένη πηγή. [35, 36]

Το L.C.O.E υπολογίζεται ως εξής:

$$L.C.O.E. = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{It+Mt}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+i)^t}} \quad (3.5)$$

Όπου:

It είναι οι επενδυτικές δαπάνες για το έτος αναφοράς t (€),

Mt είναι οι δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης για το έτος αναφοράς t (€),

Et είναι η ηλεκτρική ενέργεια που παράχθηκε στο έτος αναφοράς t (MWh)

i είναι το επιτόκιο αναγωγής (%)

n είναι η χρονική διάρκεια της επένδυσης εκφρασμένης σε έτη

Κέρδη πλην αποσβέσεων τόκων και φόρων (Κ.Π.Α.Τ.Φ. - E.B.I.T): είναι μια μέτρηση του κέρδους μιας επιχείρησης η οποία περιλαμβάνει όλα τα κόστη πλην του κόστους των αποσβέσεων του αναγκαίου εξοπλισμού, των τόκων και των φόρων. [30, 31]

Δαπάνες κεφαλαίου (CAP.EX.): αποτελούν τις απαιτούμενες δαπάνες για την αγορά, την κατασκευή, τη βελτίωση ή τη συντήρηση μακροπρόθεσμων περιουσιακών στοιχείων μιας επιχείρησης, όπως κτίρια, μηχανήματα, εξοπλισμός, μεταφορικά μέσα και τεχνολογίες πληροφορικής.

Δαπάνες λειτουργίας (OP.EX.): αναφέρονται στις δαπάνες λειτουργίας μιας επιχειρηματικής δραστηριότητας και αφορούν στα κόστη που σχετίζονται με την καθημερινή της λειτουργία [37]. Τα OP.EX. περιλαμβάνουν διάφορα έξοδα όπως:

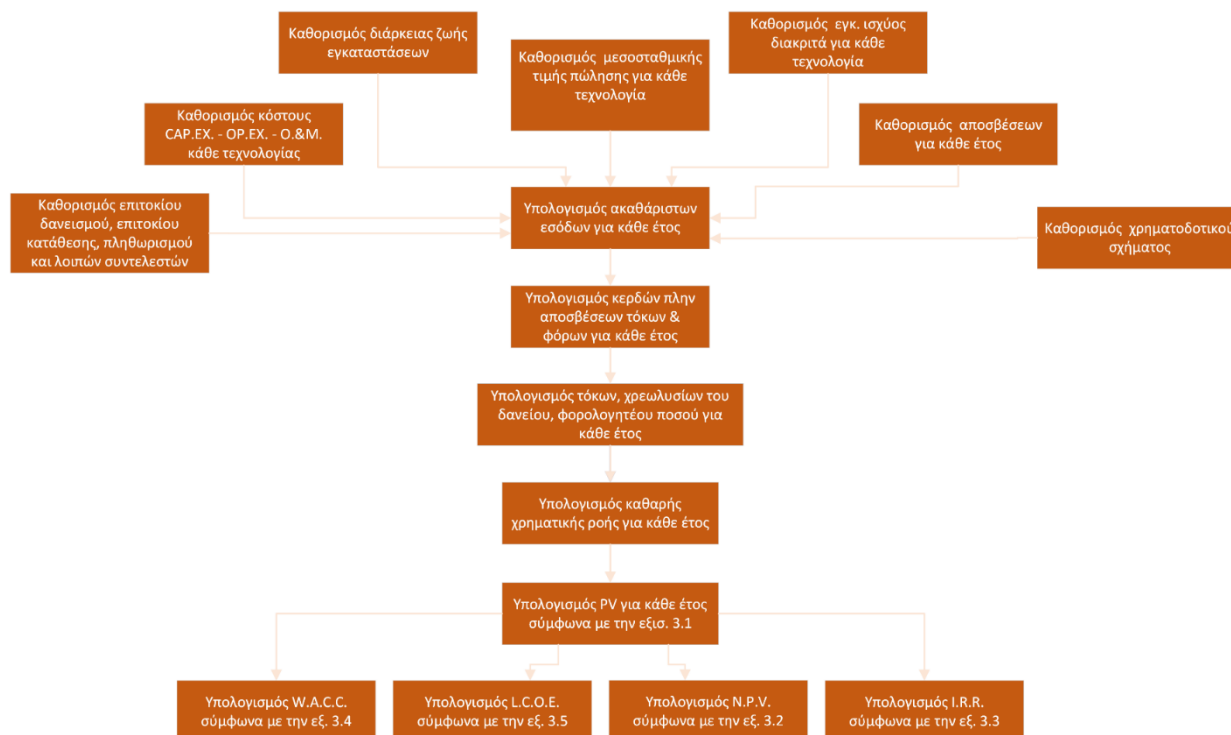
- Μισθοί και αμοιβές εργαζομένων,
- Ενοίκια και μισθώματα,
- Κόστος κατανάλωσης ενέργειας, νερού και άλλων υπηρεσιών,
- Τρέχουσες επισκευές και συντηρήσεις εξοπλισμού και υλικών,
- Κόστος επικοινωνίας και διαφήμισης,
- Κόστος ασφάλισης,
- Άλλα κόστη λειτουργίας, όπως τα έξοδα γραφείων, τα έξοδα ταξιδιών, κλπ.

Δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης (O.&M.): αναφέρονται στο κόστος που απαιτείται για τη συντήρηση και λειτουργία μιας εγκατάστασης, εξοπλισμού ή υποδομής κατά τη διάρκεια της ζωής της. Συγκεκριμένα, περιλαμβάνουν τις δαπάνες που σχετίζονται με την καθαριότητα, τη

συντήρηση, την αναβάθμιση και την αντικατάσταση των εξαρτημάτων και των μηχανημάτων που απαιτούνται για την κανονική λειτουργία μιας εγκατάστασης ή εξοπλισμού. Οι δαπάνες Ο.&Μ. είναι σημαντικές για τη διασφάλιση της σταθερής και αξιόπιστης λειτουργίας του εξοπλισμού της υποδομής και για τη διατήρηση της ασφάλειας των χρηστών και του περιβάλλοντος. [37]

3.2.1 Διάγραμμα ροής οικονομοτεχνικής ανάλυσης

Σε αυτήν την ενότητα θα γίνει μια διεξοδική περιγραφή του αλγορίθμου λειτουργίας της οικονομοτεχνικής ανάλυσης που έγινε για την αξιολόγηση των εγκαταστάσεων Α.Π.Ε. και των συστημάτων αποθήκευσης. Στην εικόνα 10 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου.



Εικόνα 10 Διάγραμμα ροής οικονομοτεχνικής ανάλυσης.

Ακολουθούνται τα εξής βήματα:

- i. Καθορισμός της εγκατεστημένης ισχύος των συστημάτων Α.Π.Ε. και των συστημάτων αποθήκευσης με χρήση υδρογόνου και χρήση συσσωρευτών.
- ii. Καθορισμός της διάρκειας ζωής των συγκεκριμένων εγκαταστάσεων.
- iii. Καθορισμός της διάρκειας ζωής των εγκαταστάσεων.
- iv. Καθορισμός του οικονομικού κόστους των δαπανών κεφαλαίου (CAP.EX.), των δαπανών λειτουργίας (OP.EX.) και των δαπανών λειτουργίας και συντήρησης (O&M) διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη τεχνολογία.
- v. Καθορισμός μεσοσταθμικής τιμής πώλησης της παραγόμενης MWh για κάθε τεχνολογία.

- vi. Καθορισμός χρηματοδοτικού σχήματος.
- vii. Καθορισμός επιτοκίου δανεισμού, επιτοκίου καταθέσεων, πληθωρισμού και λοιπών πρόσθετων οικονομικών δεικτών που θα κρίνει αναγκαίες ο μελετητής.
- viii. Στην συνέχεια γίνεται ο υπολογισμός των αποσβέσεων των δαπανών κεφαλαίου. Οι δαπάνες κεφαλαίου χωρίζονται σε οχτώ (8) υποκατηγορίες. Πιο συγκεκριμένα, αποτελούνται από τις εξής:
 - (α) Αγορά και Εγκατάσταση κυρίως εξοπλισμού
 - (β) Έργα υποδομής
 - (γ) Σύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο
 - (δ) Ειδικός ηλεκτρομηχανολογικός (H/M) εξοπλισμός
 - (ε) Γενικός ηλεκτρομηχανολογικός (H/M) εξοπλισμός
 - (στ) Μελέτες, άδειες κλπ
 - (ζ) Κόστος αντικατάστασηςΓια κάθε μία από αυτές τις υποκατηγορίες ορίζεται ένας συντελεστής απόσβεσης ο οποίος καθορίζει σε πόσο χρονικό διάστημα θα έχει γίνει η αποπληρωμή του οικονομικού κόστους της συγκεκριμένης υποκατηγορίας.
- ix. Στην συνέχεια υπολογίζονται τα ακαθάριστα έσοδα, δηλαδή τα έσοδα που προκύπτουν από τον πολλαπλασιασμό της παραγόμενης ενέργειας με την μεσοσταθμική τιμή πώλησης (v) για κάθε έτος αναφοράς.
- x. Ακολούθως υπολογίζονται τα κέρδη πλην αποσβέσεων τόκων και φόρων (Κ.Π.Α.Τ.Φ.), δηλαδή τα έσοδα που προκύπτουν από την διαφορά των ακαθάριστων εσόδων μείον τις αποσβέσεις των δαπανών κεφαλαίου (CAP.EX.), μείον τις δαπάνες λειτουργίας (OP.EX.), και μείον τις δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης (O.&M.) για κάθε έτος αναφοράς.
- xi. Στην συνέχεια γίνεται ο υπολογισμός τοκοχρεωλυτικών δόσεων, χρεολυσίων του δανείου καθώς και του φορολογητέου ποσού για κάθε έτος αναφοράς.
- xii. Εφόσον έχουν γίνει οι παραπάνω υπολογισμοί, τότε μπορεί να υπολογιστεί η καθαρή χρηματική ροή του κάθε έτους, η οποία προκύπτει από την διαφορά της τιμής του Κ.Π.Α.Τ.Φ. μείον των τοκοχρεωλυτικών δόσεων, χρεολυσίων του δανείου καθώς και του φορολογητέου ποσού για κάθε έτος αναφοράς.
- xiii. Στην συνέχεια υπολογίζεται η παρούσα αξία σύμφωνα με την εξίσωση (3.1) για κάθε έτος αναφοράς.
- xiv. Τέλος σύμφωνα με την εξίσωση (3.2) υπολογίζεται η Κ.Π.Α., σύμφωνα με την εξίσωση (3.3) υπολογίζεται ο δείκτης I.R.R., σύμφωνα με την εξίσωση (3.4) υπολογίζεται το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου W.A.C.C. και σύμφωνα με την εξίσωση (3.5) υπολογίζεται το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (L.C.O.E.).

4.

Ανάλυση Αποτελεσμάτων

Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης ενεργειακής σύνθεσης του Σ.Η.Ε. της νήσου Κρήτης, υλοποιήθηκαν τρία εναλλακτικά σενάρια. Αυτά τα σενάρια ελέγχονται τεχνικά σύμφωνα με τους αλγόριθμους που αναλύθηκαν στην παράγραφο 3.1 και τεχνοοικονομικά σύμφωνα με τον αλγόριθμο της τεχνοοικονομικής ανάλυσης που αναλύθηκε στην παράγραφο 3.2. Πιο συγκεκριμένα, το κάθε σενάριο έχει τα εξής χαρακτηριστικά:

Σενάριο 1: Μέγιστη δυνατή διείσδυση Α.Π.Ε., συναρτήσεως της οικονομικής βιωσιμότητας των αναγκαίων επενδύσεων που πρέπει να υλοποιηθούν.

Σενάριο 2: Μέγιστη δυνατή διείσδυση Α.Π.Ε., ανεξαρτήτως οικονομικού κόστους και βιωσιμότητας των επενδύσεων.

Σενάριο 3: Μελέτη της ελάχιστης δυνατής τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από μονάδες Α.Π.Ε. του σεναρίου 1, έτσι ώστε το Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου (W.A.C.C.) που υπολογίστηκε, σύμφωνα με την εξίσ. 3.4 να είναι ίσο με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (E.B.A. – I.R.R.) που υπολογίστηκε σύμφωνα με την εξίσωση 3.3.¹

Αναφορικά με τα δεδομένα της ωριαίας παραγωγής (χρονοσειρές), τόσο των αιολικών όσο και των φωτοβολταϊκών, χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα από την βάση κλιματικών αλλαγών του Α.Δ.Μ.Η.Ε. Βάσει αυτών των δεδομένων χρησιμοποιήθηκε συντελεστής φόρτισης CF (capacity factor) 0,19 για τα φωτοβολταϊκά και 0,318 για τα αιολικά. Επιπροσθέτως, δεν χρησιμοποιήθηκαν άλλες πηγές Α.Π.Ε. και είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι οι τοπικές θερμοηλεκτρικές μονάδες θεωρήθηκαν ότι έχουν επικουρικό ρόλο στην κάλυψη του φορτίου.

Αναφορικά με την δυνατότητα περιορισμού της ισχύος έγχυσης (curtailment), των μονάδων Α.Π.Ε., θεωρήθηκε ότι όλες οι μονάδες δύναται να αποκόψουν μέρος της εγχεόμενης ισχύος τους.

¹ Όλα τα σενάρια υλοποιήθηκαν και αναλύθηκαν μέσω του λογισμικού υπολογιστικών φύλλων EXCEL.

Δεν ελέγχθηκε η δυνατότητα ή μη του συστήματος να υποδεχθεί την εγκατεστημένη ισχύς που περιγράφεται στο κάθε σενάριο, επομένως ο περιορισμός ισχύος σχετίζεται αποκλειστικά και μόνο με την περίσσεια παραγόμενης ισχύος σε ώρες χαμηλού φορτίου. Επομένως, όπως γίνεται αντιληπτό αποκοπή ισχύος από μονάδες Α.Π.Ε. υφίσταται όταν εξαντλείται το όριο της εξαγωγικής δυνατότητας ισχύος μέσω της διασύνδεσης του Σ.Η.Ε. της Κρήτης με το Ε.Σ.Μ.Η.Ε..

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται τα οικονομικά κόστη του εξοπλισμού που χρησιμοποιήθηκε διακριτά για κάθε τεχνολογία και οι βασικοί οικονομικοί δείκτες που χρησιμοποιήθηκαν για την υλοποίηση της οικονομοτεχνικής ανάλυσης.

Στον πίνακα 16 παρουσιάζονται τα δεδομένα του οικονομικού κόστους που χρησιμοποιήθηκαν για τα φωτοβολταϊκά. [41 - 44]

CAP.EX. (€/kW)	1020
OP.EX. (%/ΕΤΟΣ)	2
O. & M. (%/ΕΤΟΣ)	2
ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΖΩΗΣ (ΕΤΗ)	20

Πίνακας : 16 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των φωτοβολταϊκών.

Στον πίνακα 17 παρουσιάζονται τα δεδομένα του οικονομικού κόστους που χρησιμοποιήθηκαν για τα αιολικά. [41 - 44]

CAP.EX. (€/kW)	1200
OP.EX. (%/ΕΤΟΣ)	2
O. & M. (%/ΕΤΟΣ)	2
ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΖΩΗΣ (ΕΤΗ)	25

Πίνακας : 17 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των αιολικών.

Στον πίνακα 18 παρουσιάζονται τα δεδομένα του οικονομικού κόστους των μπαταριών ιόντων - λιθίου. [41 - 44]

CAP.EX. (€/kW)	250
OP.EX. (%/ΕΤΟΣ)	2
O. & M. (%/ΕΤΟΣ)	2
ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ (€/kW)	180
ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΖΩΗΣ (ΕΤΗ)	10

Πίνακας : 18 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των μπαταριών τεχνολογίας ιόντων - λιθίου
Μετά το πέρας δέκα (10) ετών απαιτείται η αντικατάσταση των συσσωρευτών.

Στον πίνακα 19 παρουσιάζονται τα δεδομένα του οικονομικού κόστους των αντιστροφών (PCS) των μπαταριών. [41 - 44]

CAP.EX. (€/kW)	100
OP.EX. (%/ΕΤΟΣ)	2
O. & M. (%/ΕΤΟΣ)	2
ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΖΩΗΣ (ΕΤΗ)	20

Πίνακας : 19 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των αντιστροφών (PCS) των μπαταριών.

Στον πίνακα 20 παρουσιάζονται τα δεδομένα του οικονομικού κόστους των ηλεκτρολύτων τεχνολογίας πολυμερικής μεμβράνης (P.E.M.). [41 - 44]

CAP.EX. (€/kW)	1000
OP.EX. (%/ΕΤΟΣ)	2
O. & M. (%/ΕΤΟΣ)	2
ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ (€/kW)	410
ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΖΩΗΣ (ΕΤΗ)	10

Πίνακας : 20 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των ηλεκτρολύτων (P.E.M.).

Μετά το πέρας δέκα (10) ετών απαιτείται η αντικατάσταση των ηλεκτρολύτη.

Στον πίνακα 21 παρουσιάζονται τα δεδομένα του οικονομικού κόστους των δεξαμενών αποθήκευσης του υδρογόνου. [41 - 44]

CAP.EX. (€/kg H₂)	512
OP.EX. (%/ΕΤΟΣ)	2
O. & M. (%/ΕΤΟΣ)	2
ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΖΩΗΣ (ΕΤΗ)	20

Πίνακας : 21 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των δεξαμενών αποθήκευσης του υδρογόνου.

Στον πίνακα 22 παρουσιάζονται τα δεδομένα του οικονομικού κόστους των κυψελών καυσίμου. [41 - 44]

CAP.EX. (€/kW)	1500
OP.EX. (%/ΕΤΟΣ)	2
O. & M. (%/ΕΤΟΣ)	2

ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ (€/kW)	630
ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΖΩΗΣ (ΕΤΗ)	10

Πίνακας : 22 Δεδομένα του οικονομικού κόστους των κυψελών καυσίμου (P.E.M.).

Σύμφωνα με την βιβλιογραφία [41 - 44] χρειάζονται περίπου 33,3kWh και 9 λίτρα νερού για την παραγωγή ενός κιλού H₂. Στον πίνακα 23 παρουσιάζονται αναλυτικά τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την παραγωγή του H₂.

ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΕΡΟΥ (lt/kg H₂)	9
ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (kWh/kg H₂)	33,3
ΧΡΕΩΣΗ ΝΕΡΟΥ [40] (€/m³)	2,6
ΤΕΛΗ ΑΠΟΧΕΤΕΥΣΗΣ ΧΡΗΣΗΣ ΝΕΡΟΥ [40] (€/m³)	0,5 * ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΕΡΟΥ ΠΟΥ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΘΗΚΕ

Πίνακας : 23 Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την παραγωγή H₂.

Στον πίνακα 24 παρουσιάζεται η δομή του επενδυτικού σχήματος που χρησιμοποιήθηκε.

ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ (%)	30
ΞΕΝΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ (%)	30
ΕΠΙΧΟΡΗΓΗΣΗ (%)	40

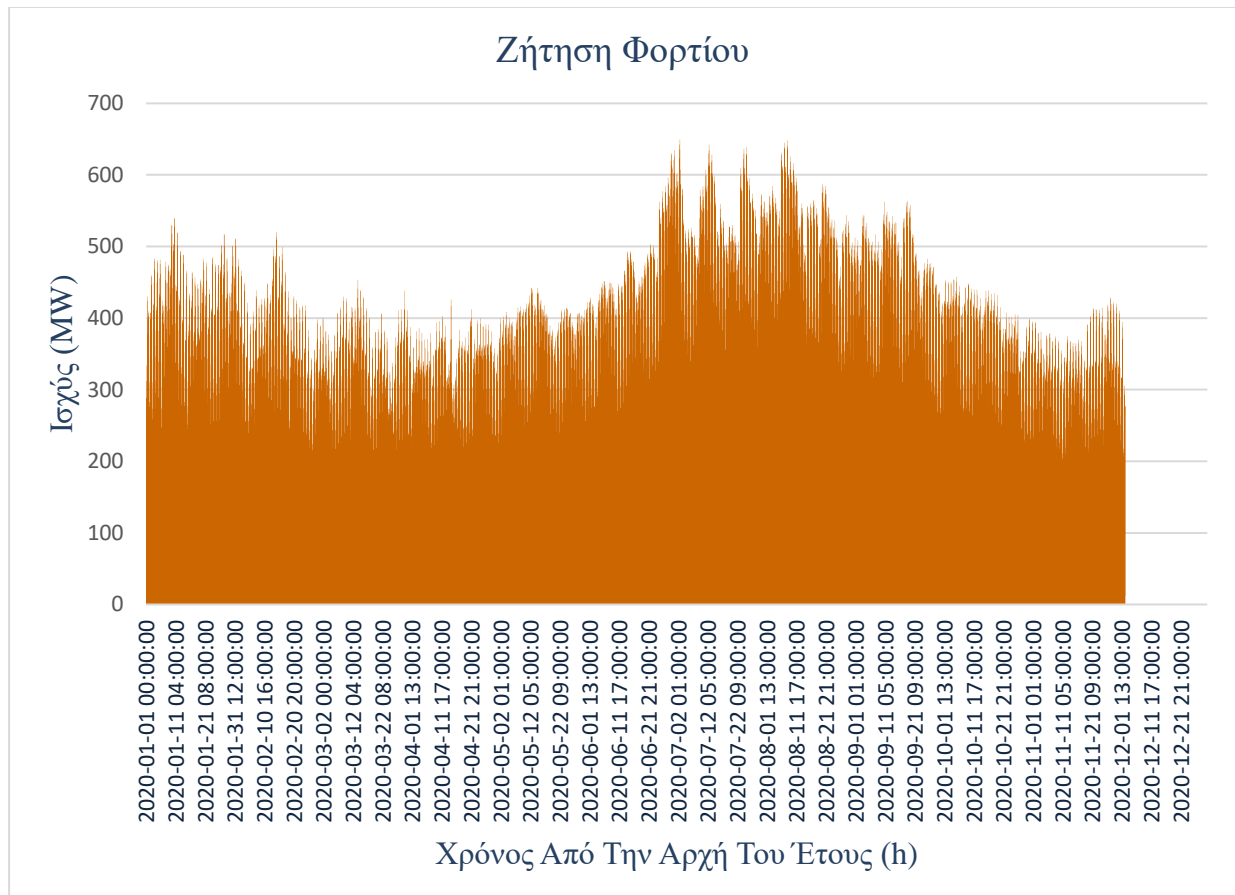
Πίνακας : 24 Επενδυτικό σχήμα.

Στον πίνακα 25 παρουσιάζονται οι οικονομικοί δείκτες οι οποίοι θεωρήθηκαν για τον υπολογισμό των αναγκαίων οικονομικών μεγεθών που παρουσιάστηκαν στην παράγραφο 3.2.

ΠΛΗΘΩΡΙΣΜΟΣ (%)	7
ΕΠΙΤΟΚΙΟ ΔΑΝΕΙΣΜΟΥ (%)	5
ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ ΔΑΝΕΙΟΥ (ΕΤΗ)	7
ΕΠΙΤΟΚΙΟ ΚΑΤΑΘΕΣΗΣ (%)	2
ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΦΟΡΟΛΟΓΗΣΗΣ (%)	26

Πίνακας : 25 Βασικοί οικονομικοί δείκτες που χρησιμοποιήθηκαν στα τρία σενάρια.

Στο διάγραμμα 13 παρουσιάζεται η ωριαία ζήτηση φορτίου για ένα έτος για το σύστημα της Κρήτης.



Διαγ. 13 : Ωριαία ετήσια ζήτηση φορτίου στην Κρήτη για έτος 2020.

Σύμφωνα με τα δεδομένα του Σ.Η.Ε. Κρήτης που παρουσιάστηκαν στην παράγραφο 2.1, αυτήν την στιγμή στο νησί είναι εγκατεστημένοι αιολικοί σταθμοί συνολικής ισχύος 210MW και φωτοβολταϊκοί σταθμοί συνολικής ισχύος 107MW. Επομένως, στα κόστη εγκατάστασης δεν εμπεριέχονται τα κόστη των ήδη εγκατεστημένων σταθμών.

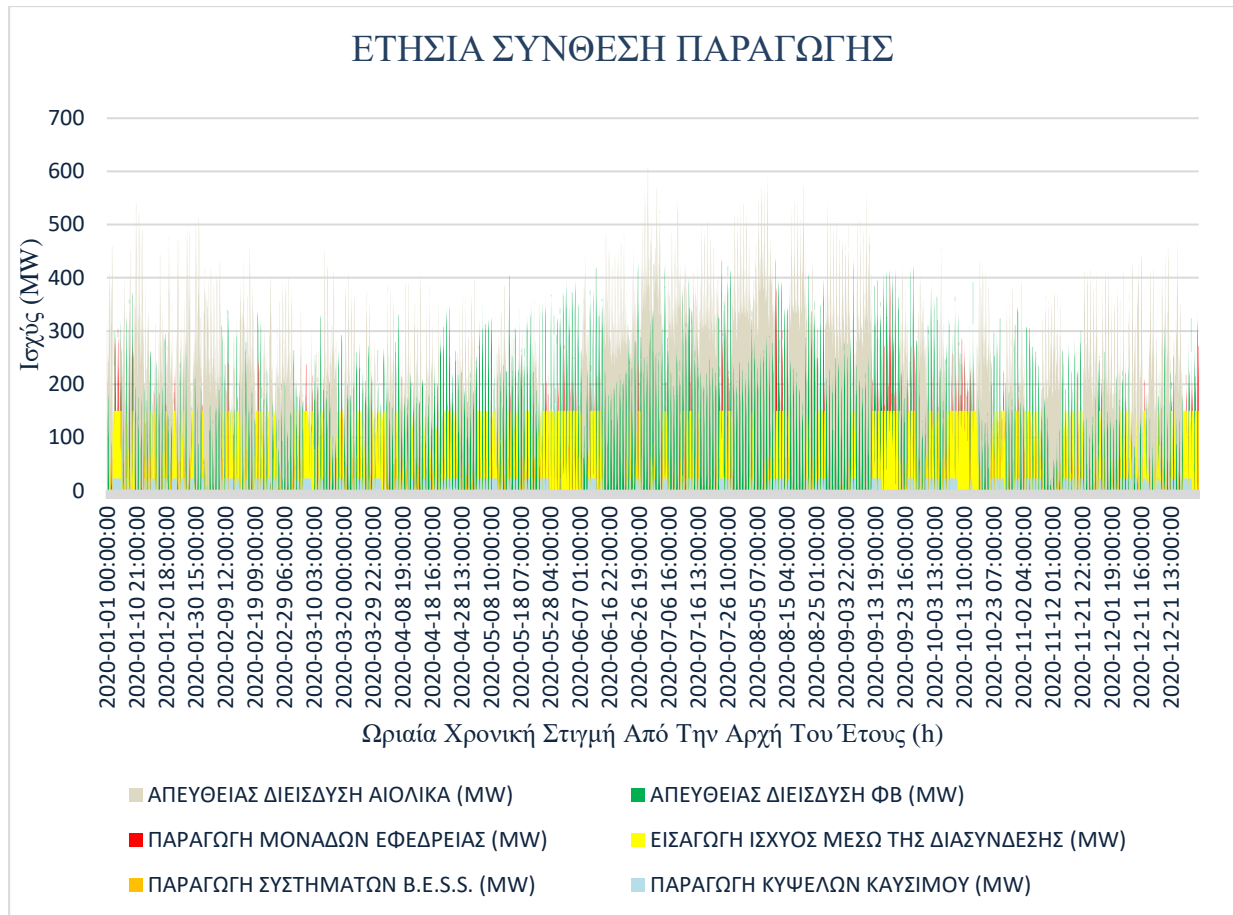
4.1 Ανάλυση Σεναρίου 1

Όπως αναφέρθηκε στην εισαγωγή του κεφ. 4, στόχος του πρώτου σεναρίου είναι η ανάλυση τόσο σε τεχνικό όσο και σε οικονομοτεχνικό επίπεδο της μέγιστης δυνατής διείσδυσης Α.Π.Ε. στο Σ.Η.Ε. της Κρήτης συναρτήσει της οικονομικής βιωσιμότητας των αναγκαίων επενδύσεων που πρέπει να υλοποιηθούν για τον σκοπό αυτό. Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι η μέγιστη διείσδυση σχετίζεται αποκλειστικά και μόνο με το απαιτούμενο φορτίο της Κρήτης και δεν έχει μελετηθεί από πλευράς χωροταξίας, καθώς θεωρήθηκε ότι δεν είναι αντικείμενο της παρούσας μελέτης. Στον πίνακα 26 παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς που υπολογίστηκε διακριτά για κάθε τεχνολογία.

ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ (MW)	806,28
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ (MW)	499,63
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ B.E.S.S. (MW)	72,3
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΣΗΣ (MW)	65,6
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΚΥΨΕΛΩΝ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (MW)	65,6
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ B.E.S.S. (MWh)	289,16
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ (MWh)	1.574,45
ΕΙΣΑΓΩΓΗ/ΕΞΑΓΩΓΗ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ (MW)	150

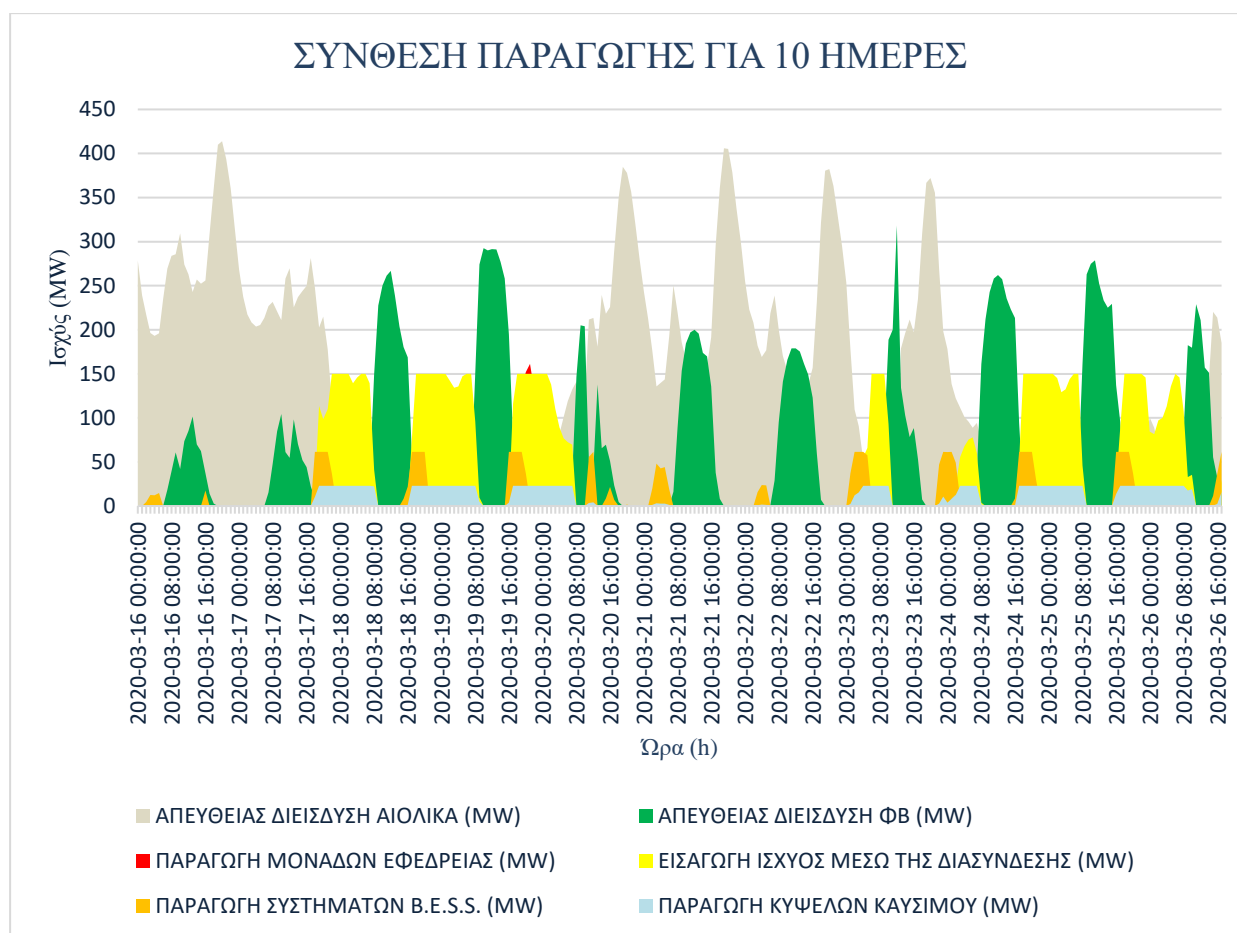
Πίνακας : 26 Εγκατεστημένης ισχύς - χωρητικότητα κάθε χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας σεναρίου 1.

Είναι σημαντικό να αναλυθούν κάποιοι κρίσιμοι παράμετροι των χρησιμοποιούμενων τεχνολογιών. Πρώτον, όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ των συστημάτων Α.Π.Ε., θεωρείται ότι ταυτίζεται με την μέγιστη εγγεόμενη ισχύ τους, σε περίπτωση όπου δεν απαιτείται περιορισμός έγχυσης ισχύος (curtailment). Δεύτερον, όσον αφορά τα συστήματα αποθήκευσης με χρήση συσσωρευτών B.E.S.S. και την εγκατεστημένη ενέργεια που διαθέτουν, θεωρείται ότι τα συστήματα αυτά έχουν ως στόχο την βραχυπρόθεσμη αποθήκευση και παροχή ισχύος, επομένως δύναται να παρέχουν ισχύ για τέσσερις (4) ώρες (h). Τέλος, τα συστήματα αποθήκευσης μέσω συστημάτων παραγωγής υδρογόνου έχουν ως στόχο την μακροπρόθεσμη αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και παροχή ισχύος, επομένως στο υπό μελέτη σύστημα θεωρήθηκε ότι δύναται να παρέχουν ισχύ για είκοσι τέσσερις (24) ώρες (h). Στο διάγραμμα 14 παρουσιάζεται η ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το σύνολο του έτους.



Διαγ. 14 : Ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σεναρίου 1.

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου καλύπτεται από την απευθείας έγχυση ισχύος των αιολικών και των φωτοβολταϊκών σταθμών. Σημαντικό μέρος της παραγωγής καλύπτεται από την διασύνδεση με το Ε.Σ.Μ.Η.Ε., ενώ οι τοπικές πετρελαϊκές μονάδες και οι μονάδες αποθήκευσης έχουν επικουρικό ρόλο. Στο διάγραμμα 15 παρουσιάζεται η ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για δέκα (10) ημέρες.



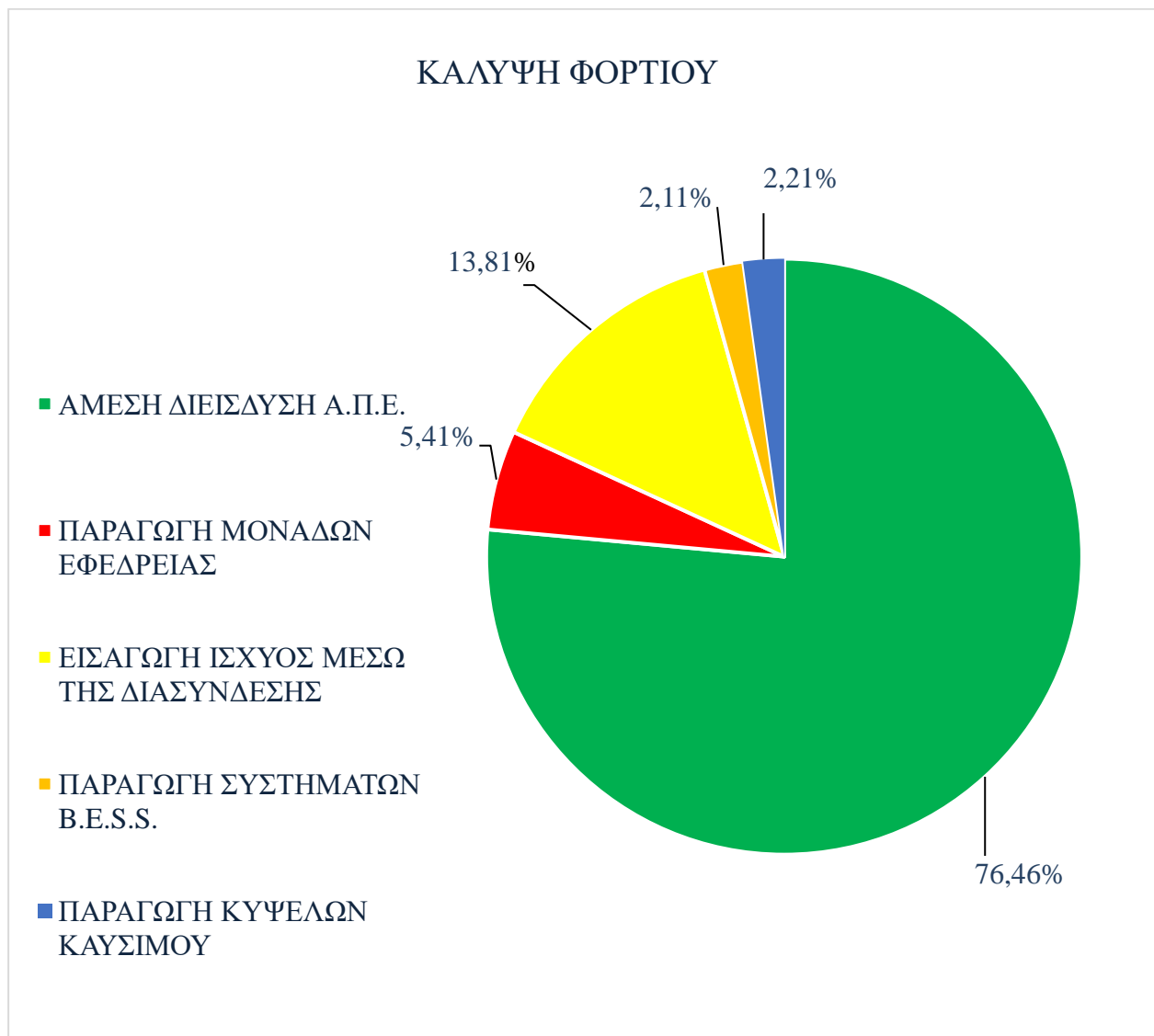
Διαγ. 15 : Ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για δέκα (10) ημέρες σεναρίου 1.

Στον πίνακα 27 παρουσιάζεται η ετήσια κατανομή ενέργειας για όλες τις χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες.

ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΟΥ Σ.Η.Ε. ΚΡΗΤΗΣ	
ΑΠΟΚΟΠΗ Α.Π.Ε. (MWh)	219.954,98
ΑΜΕΣΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ Α.Π.Ε. (MWh)	2.400.202,77
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ (MWh)	169.944,68
ΕΞΑΓΩΓΗ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ (MWh)	344.436,59
ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ (MWh)	433.570,47
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ Β.Ε.Σ.Σ. (MWh)	66.196,47
ΙΣΧΥΣ ΦΟΡΤΙΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ Β.Ε.Σ.Σ. (MWh)	66.196,47
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΥΨΕΛΩΝ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (MWh)	69.269,51
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΜΕΣΩ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΣΗΣ (MWh)	69.269,51
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΙΕΥΣΔΥΣΗ Α.Π.Ε. (MWh)	2.535.668,75

Πίνακας : 27 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του Σ.Η.Ε. Κρήτης σεναρίου 1.

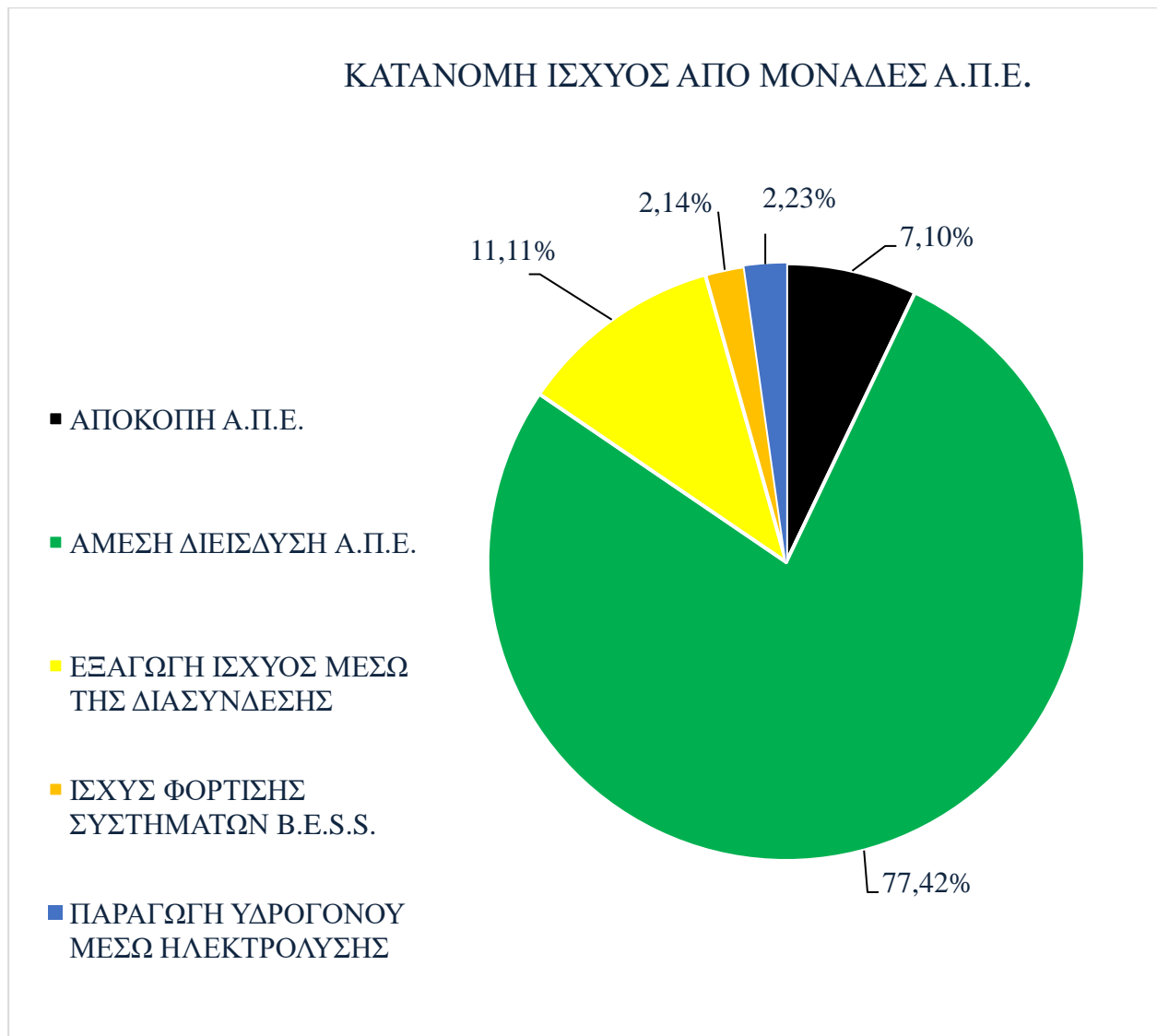
Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου καλύπτεται από την απευθείας διείσδυση των Α.Π.Ε., ενώ ένα μεγάλο μέρος καλύπτεται και από την διασύνδεση με το Ε.Σ.Μ.Η.Ε. Επιπρόσθετα, παρατηρείται ότι εξάγεται μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας μέσω της διασύνδεσης, από αυτήν που αποθηκεύεται αθροιστικά στα δύο συστήματα αποθήκευσης. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η εξαγωγική δυνατότητα ισχύος της διασύνδεσης με το Ε.Σ.Μ.Η.Ε. είναι μεγαλύτερη από την μέγιστη ισχύς των συστημάτων αποθήκευσης. Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι η συνολική διείσδυση Α.Π.Ε. αφορά την ισχύ που προέρχεται από την απευθείας διείσδυση Α.Π.Ε. και την ισχύ των συστημάτων αποθήκευσης, καθώς θεωρείται ότι τα συστήματα αποθήκευσης δύνανται να αποθηκεύσουν ενέργεια η οποία προέρχεται αποκλειστικά από πράσινες πηγές ενέργειας. Στο διάγραμμα 16 παρουσιάζεται το ενεργειακό μίγμα κάλυψης του φορτίου.



Διαγ. 16 : Ενεργειακό μίγμα κάλυψης του φορτίου. σεναρίου 1.

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω το μεγαλύτερο μέρος της απαιτούμενης ζήτησης καλύπτεται από την απευθείας διείσδυση των Α.Π.Ε. σε ποσοστό 76,46%, ακολουθεί η εισαγωγή ισχύος μέσω της διασύνδεσης με το Ε.Σ.Μ.Η.Ε., σε ποσοστό 13,81%, στην συνέχεια έπεται η παραγωγή

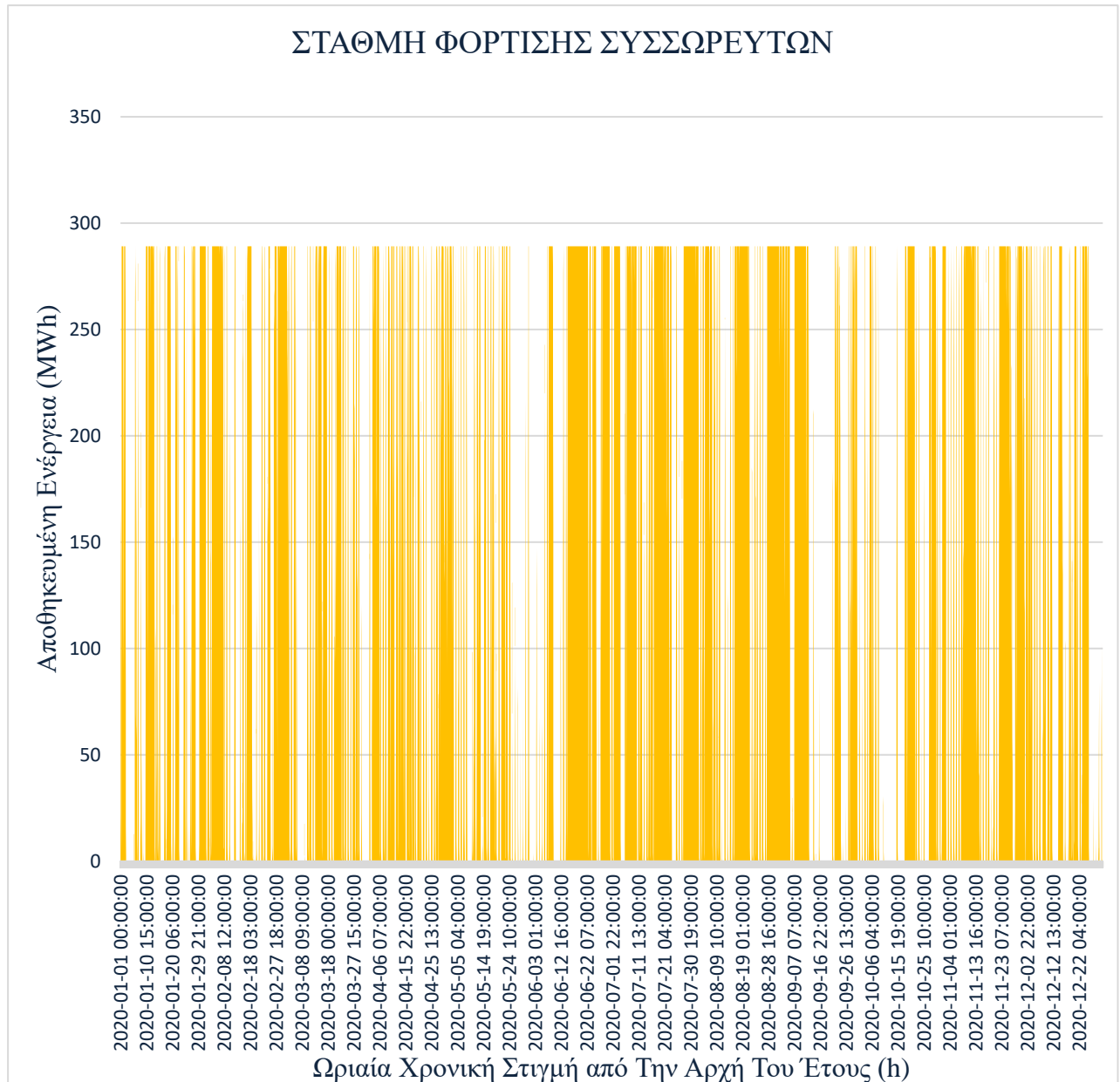
ενέργειας μέσω των τοπικών πετρελαϊκών μονάδων σε ποσοστό 5,41% και τέλος ακολουθεί η παραγωγή μέσω των συστημάτων αποθήκευσης (B.E.S.S. – κυψέλες καυσίμου) με ποσοστό 2,11% και 2,21%, αντίστοιχα. Στο διάγραμμα 17 παρουσιάζεται η κατανομή της ισχύος που προέρχεται από τις Α.Π.Ε.



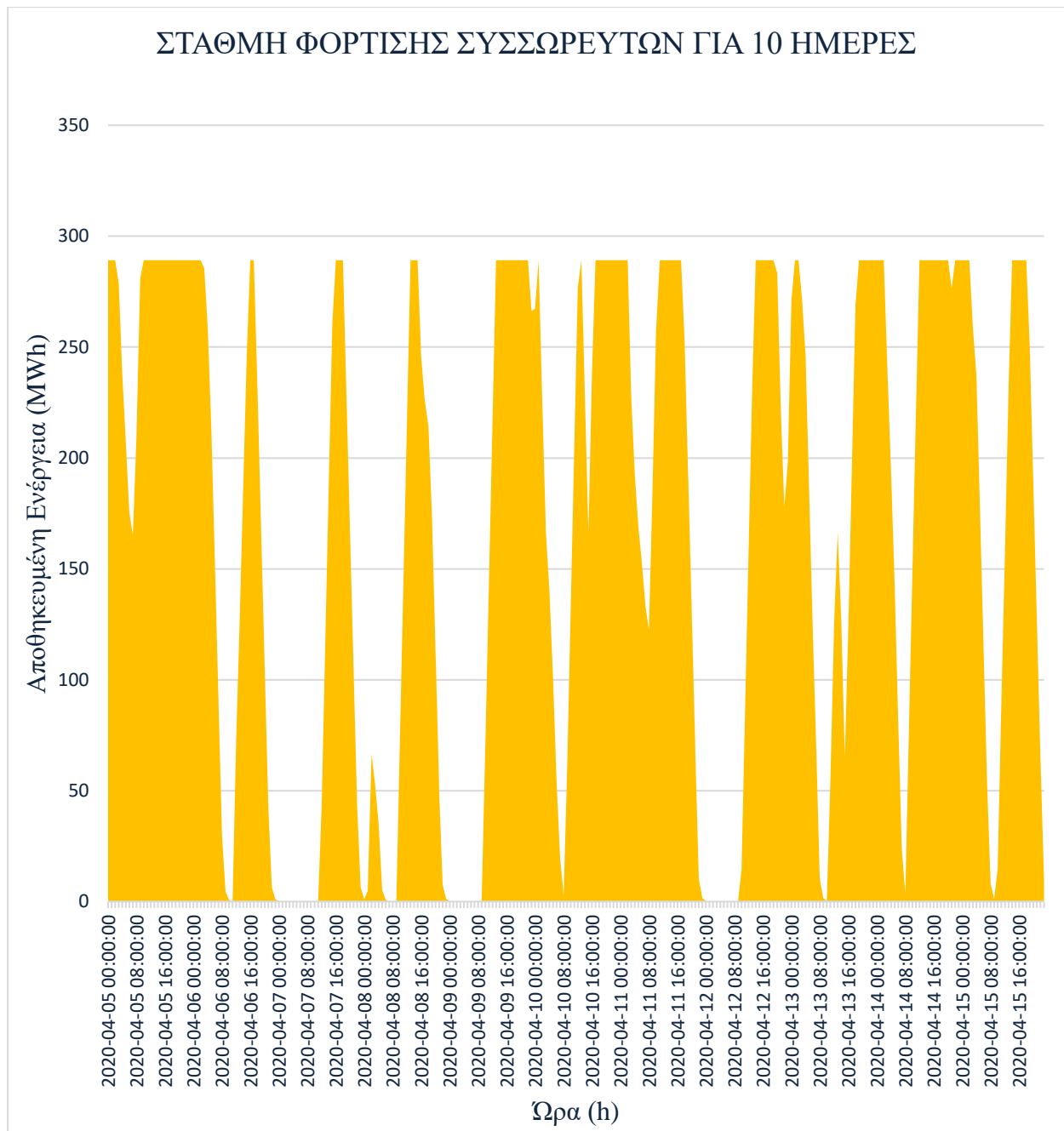
Διαγ. 17 : Κατανομή ισχύος προερχόμενη από Α.Π.Ε. του σεναρίου 1.

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας από τις μονάδες Α.Π.Ε. οδηγείται απευθείας στις καταναλώσεις με ποσοστό 77,42%, ακολουθεί η εξαγωγή ισχύος μέσω της διασύνδεσης σε ποσοστό 11,11%. Επιπρόσθετα, παρατηρείται ότι ένα μεγάλο μέρος της παραγόμενης ενέργειας οδηγείται προς αποκοπή (7,10%). Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η παραγόμενη ενέργεια που δεν ταυτοχρονίζεται με τις καταναλώσεις, δύναται να μην μπορεί να αποθηκευτεί λόγω της πλήρωσης των συστημάτων αποθήκευσης, αλλά και να μην δύναται να εξαχθεί προς το Ε.Σ.Μ.Η.Ε. λόγω κορεσμού της γραμμής διασύνδεσης. Τέλος ακολουθούν τα συστήματα αποθήκευσης με ποσοστό 2,23% και 2,14%. Στο διάγραμμα 18α παρουσιάζεται η

στάθμη φόρτισης των συσσωρευτών σε ωριαία βάση για το σύνολο του έτους και στο διάγραμμα 18β παρουσιάζεται η στάθμη φόρτισης για δέκα ημέρες.

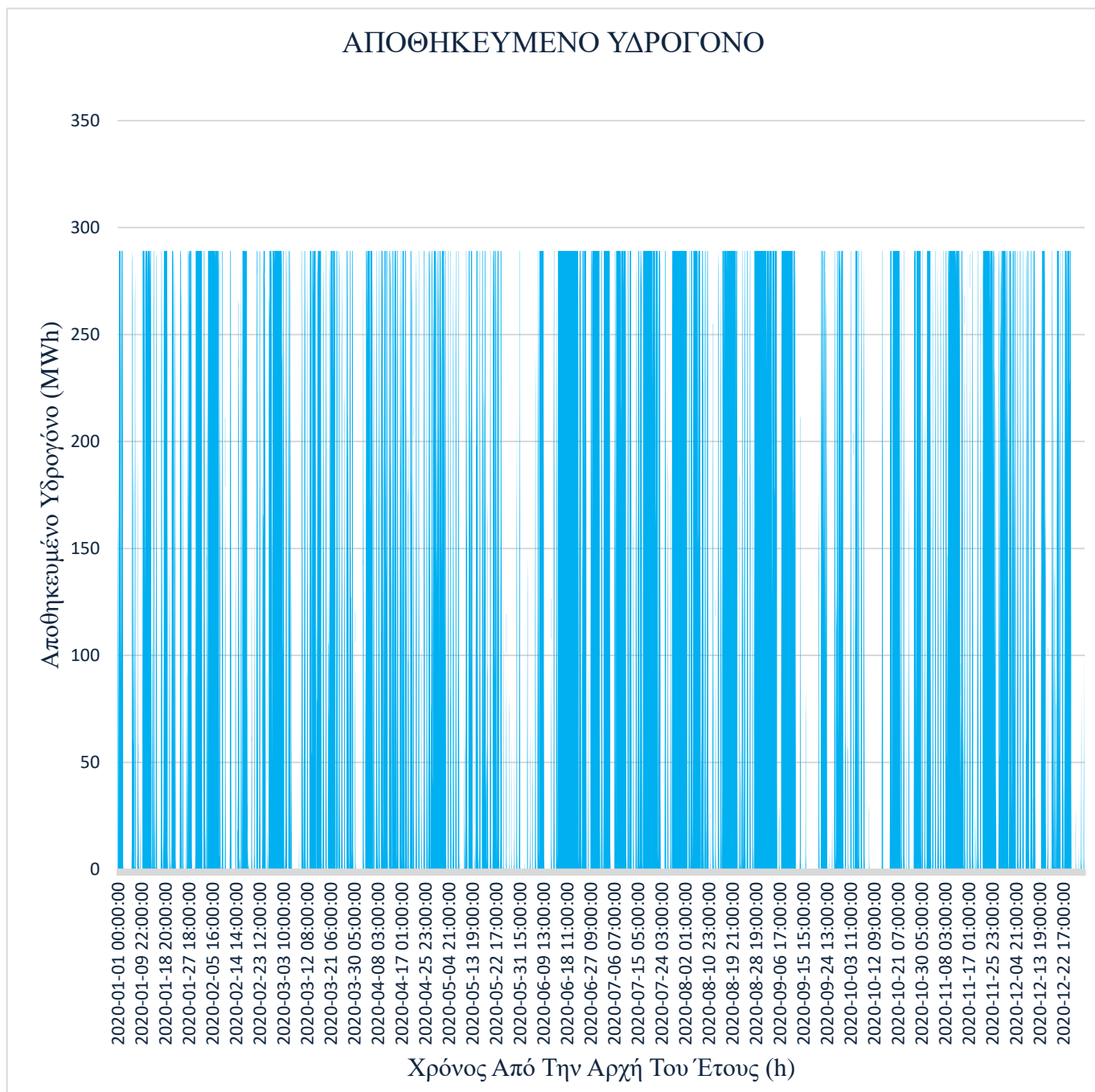


Διαγ. 18α : Στάθμη φόρτισης συσσωρευτών των συστημάτων B.E.S.S. σεναρίου 1.

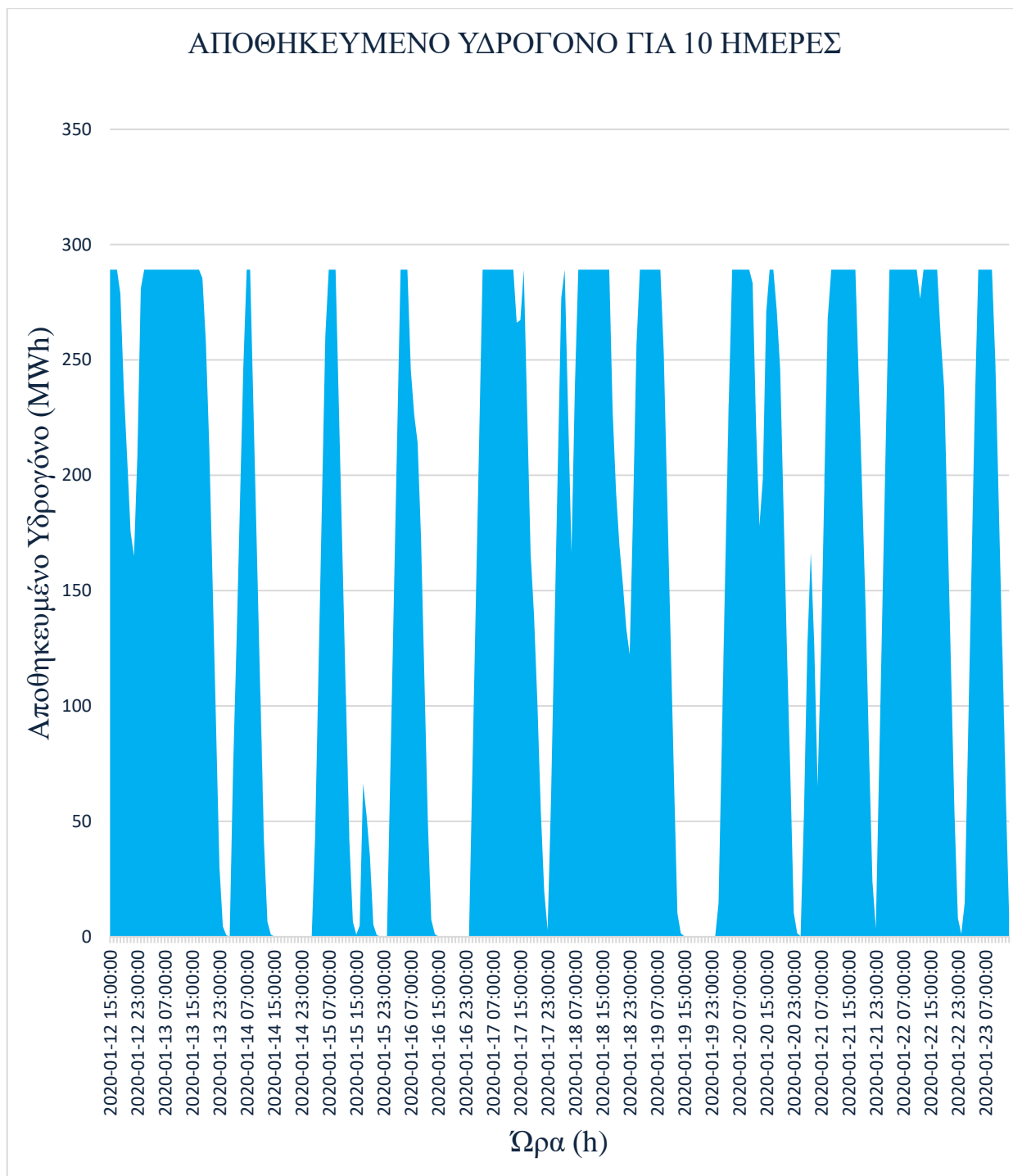


Διαγ. 18β : Στάθμη φόρτισης συσσωρευτών των συστημάτων B.E.S.S. σεναρίου 1 για 10 ημέρες.

Στο διάγραμμα 19α παρουσιάζεται το αποθηκευμένο υδρογόνο εκφρασμένο σε MWh σε ωριαία βάση για ολόκληρο το έτος και στο διάγραμμα 19β παρουσιάζεται το αποθηκευμένο υδρογόνο για δέκα ημέρες.



Διαγ. 19α : Αποθηκευμένο υδρογόνο σε ωριαία βάση για ένα έτος σεναρίου 1.



Διαγ. 19β : Αποθηκευμένο υδρογόνο σε ωριαία βάση για 10 ημέρες για το σενάριο 1.

Τα δεδομένα που παρουσιάζονται στο διάγραμμα 19 εκφράζουν το αποθηκευμένο υδρογόνο στις δεξαμενές αποθήκευσης. Προκειμένου να μετρηθεί το φυσικό μέγεθος πρέπει σύμφωνα με τον πίνακα 23 η κάθε ωριαία τιμή να διαιρεθεί με $33,3 \text{ kWh/kg H}_2$. Η μετατροπή δεν παρουσιάστηκε στο παραπάνω διάγραμμα, προκειμένου να είναι συγκρίσιμα τα μεγέθη που αναφέρονται στο σύνολο του κεφαλαίου, έτσι ώστε ο αναγνώστης να μπορεί να βγάλει ασφαλή συμπεράσματα.

Οικονομοτεχνική ανάλυση

Στον πίνακα 28 παρουσιάζονται οι δαπάνες κεφαλαίου που απαιτούνται για την κατασκευή των εγκαταστάσεων των σταθμών Α.Π.Ε. και των σταθμών αποθήκευσης του σεναρίου 1. Υπολογίστηκαν βάσει των τιμών αναφοράς των πινάκων 16-22.

Νέοι Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	400.484.537,13 €
Νέοι Αιολικοί Σταθμοί	715.534.147,55 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών	72.290.633,58 €
Αντιστροφείς Συστημάτων Αποθήκευσης	7.229.063,36 €
Παραγωγή Υδρογόνου με Χρήση Ηλεκτρολυτών Πολυμερικής Μembrάνης	65.602.261,06 €
Δεξαμενές Αποθήκευσης Υδρογόνου	24.207.872,00 €
Συστήματα Παραγωγής Ηλεκ. Ενεργ. με Χρήση Κυψελών Καυσίμου	98.403.391,58 €
Συνολικά	1.383.751.906,26 €

Πίνακας : 28 Δαπάνες κεφαλαίου CAP.EX. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη τεχνολογία του σεναρίου 1.

Στους πίνακες 29 - 40 παρουσιάζονται οι ετήσιες δαπάνες λειτουργίας (OP.EX.) και οι ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης (O.&M.) που απαιτούνται για την λειτουργία των σταθμών Α.Π.Ε. και των σταθμών αποθήκευσης που υπολογίστηκαν στο σενάριο 1. Χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές αναφοράς των πινάκων 16-22.

Νέοι Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	8.009.690,74 €
Νέοι Αιολικοί Σταθμοί	14.310.682,95 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών	1.445.812,67 €
Αντιστροφείς Συστημάτων Αποθήκευσης	722.906,34 €
Παραγωγή Υδρογόνου με Χρήση Ηλεκτρολυτών Πολυμερικής Μembrάνης	1.312.045,22 €
Δεξαμενές Αποθήκευσης Υδρογόνου	484.157,44 €
Συστήματα Παραγωγής Ηλεκ. Ενεργ. με Χρήση Κυψελών Καυσίμου	1.968.067,83 €
Νερό για παραγωγή υδρογόνου	1.659,56 €
Συνολικά	28.255.022,76 €

Πίνακας : 29 Ετήσιες δαπάνες λειτουργίας OP.EX. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη του τεχνολογία σεναρίου 1.

Νέοι Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	8.009.690,74 €
Νέοι Αιολικοί Σταθμοί	14.310.682,95 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών	1.445.812,67 €
Αντιστροφείς Συστημάτων Αποθήκευσης	722.906,34 €
Παραγωγή Υδρογόνου με Χρήση Ηλεκτρολυτών Πολυμερικής Μembrάνης	1.312.045,22 €
Δεξαμενές Αποθήκευσης Υδρογόνου	484.157,44 €
Συστήματα Παραγωγής Ηλεκ. Ενεργ. με Χρήση Κυψελών Καυσίμου	1.968.067,83 €
Συνολικά	28.253.363,19 €

Πίνακας : 30 Ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης O.&M. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη του τεχνολογία σεναρίου 1.

Στον πίνακα 31 παρουσιάζεται το χρηματοδοτικό σχήμα των απαιτούμενων επενδύσεων για την υλοποίηση του σεναρίου 1.

Επενδυτικό Σχήμα	
ΔΑΝΕΙΣΜΟΣ	415.125.571,88 €
ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ	415.125.571,88 €
ΕΠΙΧΟΡΗΓΗΣΕΙΣ	553.500.762,51 €

Πίνακας : 31 Χρηματοδοτικό σχήμα επενδύσεων του σεναρίου 1.

Στον πίνακα 32 παρουσιάζεται η ενέργεια που θα δοθεί προς πώληση διακριτά για κάθε τεχνολογία.

Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (MWh)	629.455,32
Αιολικοί Σταθμοί (MWh)	1.770.747,46
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών – B.E.S.S. (MWh)	66.196,47
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Υδρογόνου (MWh)	69.269,51

Πίνακας : 32 Ενέργεια προς πώληση διακριτά για κάθε τεχνολογία του σεναρίου 1.

Για την παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά και αιολικά λήφθηκε υπόψιν μόνο η απευθείας έγχυσης τους. Όσον αφορά τα συστήματα αποθήκευσης λήφθηκε υπόψιν η ισχύς που εγγέουν κατά την εκφόρτιση των μπαταριών και κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την χρήση των κυψελών καυσίμου. Η τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ορίστηκε ίση με **80 €/MWh**.

Για το υπολογισμό των ακαθάριστων εσόδων πολλαπλασιάστηκε η αναμενόμενη παραγωγή της κάθε τεχνολογίας με την τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τον τύπο:

$$\text{Ακαθάριστα Έσοδα} = \text{Τιμή Πώλησης Ενέργειας} * \text{Ενέργεια προς πώληση} \quad (4.1)$$

Όπου:

τιμή πώλησης ενέργειας είναι η χρηματική αξία πώλησης μίας *MWh* ηλεκτρικής ενέργειας (€)
ενέργεια προς πώληση, το ποσό της ενέργειας που εγχέεται από κάθε τεχνολογία (*MWh*)

Στον πίνακα 33 παρουσιάζονται τα αναμενόμενα ακαθάριστα έσοδα διακριτά για κάθε τεχνολογία.

Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	50.356.425,26 €
Αιολικοί Σταθμοί	141.659.796,44 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών – B.E.S.S.	5.295.717,38 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Υδρογόνου	5.541.560,80 €

Πίνακας : 33 Αναμενόμενα ακαθάριστα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας διακριτά για κάθε τεχνολογία του σεναρίου 1.

Στους πίνακες 34 – 37 παρουσιάζονται αναλυτικά οι χρηματικές ροές του σεναρίου 1 για τα είκοσι (20) έτη, τα οποία θεωρείται ότι είναι η διάρκεια ζωής των αδειών παραγωγής των σταθμών Α.Π.Ε. και αποθήκευσης.

ΕΤΗ	ΑΚΑΘΑΡΙΣΤΑ ΕΣΟΔΑ	Ο&Μ	ΟΡΕΧ	ΚΕΡΑΗ ΠΛΗΝ ΑΠΟΣΒΕΣΕΩΝ ΤΟΚΩΝ & ΦΟΡΩΝ
1	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
2	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
3	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
4	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
5	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
6	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
7	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
8	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
9	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
10	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
11	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
12	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
13	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
14	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
15	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
16	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
17	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
18	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
19	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €
20	202.853.499,88 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	146.345.113,93 €

Πίνακας : 34 Πρώτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 1.

ΕΤΗ	ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ CAPEX	ΤΟΚΟΙ	ΧΡΕΩΛΥΣΙΟ ΤΟΥ ΔΑΝΕΙΟΥ	ΦΟΡΟΛΟΓΗΤΕΟ ΠΟΣΟ
1	65.678.441,77 €	-20.756.278,59 €	-50.985.647,37 €	8.924.746,19 €
2	65.678.441,77 €	-18.206.996,23 €	-53.534.929,74 €	8.924.746,19 €
3	65.678.441,77 €	-15.530.249,74 €	-56.211.676,23 €	8.924.746,19 €
4	65.678.441,77 €	-12.719.665,93 €	-59.022.260,04 €	8.924.746,19 €
5	65.678.441,77 €	-9.768.552,93 €	-61.973.373,04 €	8.924.746,19 €
6	65.678.441,77 €	-6.669.884,27 €	-65.072.041,69 €	8.924.746,19 €
7	65.237.291,57 €	-3.416.282,19 €	-68.325.643,78 €	9.365.896,39 €
8	64.354.991,17 €	0,00 €	0,00 €	81.990.122,75 €
9	64.354.991,17 €	0,00 €	0,00 €	81.990.122,75 €
10	64.354.991,17 €	0,00 €	0,00 €	81.990.122,75 €
11	27.757.170,58 €	0,00 €	0,00 €	118.587.943,34 €
12	27.757.170,58 €	0,00 €	0,00 €	118.587.943,34 €
13	24.580.889,14 €	0,00 €	0,00 €	121.764.224,78 €
14	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	124.940.506,22 €
15	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	124.940.506,22 €
16	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	124.940.506,22 €
17	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	124.940.506,22 €
18	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	124.940.506,22 €
19	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	124.940.506,22 €
20	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	124.940.506,22 €

Πίνακας : 35 Δεύτερο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 1.

ΕΤΗ	ΦΟΡΟΛΟΓΙΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΧΡΗΜΑΤΙΚΗ ΡΟΗ	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ
1	2.320.434,01 €	8.924.746,19 €	8.340.884,29 €
2	2.320.434,01 €	8.924.746,19 €	7.795.218,96 €
3	2.320.434,01 €	8.924.746,19 €	7.285.251,37 €
4	2.320.434,01 €	8.924.746,19 €	6.808.646,14 €
5	2.320.434,01 €	8.924.746,19 €	6.363.220,69 €
6	2.320.434,01 €	8.924.746,19 €	5.946.935,22 €
7	2.435.133,06 €	9.365.896,39 €	5.832.609,56 €
8	21.317.431,92 €	81.990.122,75 €	47.718.997,93 €
9	21.317.431,92 €	81.990.122,75 €	44.597.194,32 €
10	21.317.431,92 €	81.990.122,75 €	41.679.620,86 €
11	30.832.865,27 €	118.587.943,34 €	56.340.277,62 €
12	30.832.865,27 €	118.587.943,34 €	52.654.465,07 €
13	31.658.698,44 €	121.764.224,78 €	50.527.824,31 €
14	32.484.531,62 €	124.940.506,22 €	48.454.082,41 €
15	32.484.531,62 €	124.940.506,22 €	45.284.189,17 €
16	32.484.531,62 €	124.940.506,22 €	42.321.672,12 €
17	32.484.531,62 €	124.940.506,22 €	39.552.964,60 €
18	32.484.531,62 €	124.940.506,22 €	36.965.387,48 €
19	32.484.531,62 €	124.940.506,22 €	34.547.091,10 €
20	32.484.531,62 €	124.940.506,22 €	32.287.001,03 €

Πίνακας : 36 Τρίτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 1.

ΕΤΗ	ΚΟΣΤΟΣ ΔΑΠΑΝΩΝ	ΠΑΡΑΓΩΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΗΝ ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΖΩΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ (MWh)
1	183.410.455,79 €	2.369.783,88
2	171.411.640,93 €	2.214.751,29
3	160.197.795,26 €	2.069.861,02
4	149.717.565,66 €	1.934.449,55
5	139.922.958,56 €	1.807.896,77
6	130.769.120,15 €	1.689.623,15
7	122.010.833,61 €	1.579.087,06
8	82.750.525,35 €	1.475.782,30
9	77.336.939,58 €	1.379.235,79
10	72.277.513,63 €	1.289.005,41
11	54.682.431,07 €	1.204.677,96
12	51.105.075,77 €	1.125.867,25
13	46.786.400,59 €	1.052.212,38
14	42.814.063,67 €	983.376,06
15	40.013.143,61 €	919.043,05
16	37.395.461,32 €	858.918,73
17	34.949.029,27 €	802.727,79
18	32.662.644,18 €	750.212,89
19	30.525.835,68 €	701.133,54
20	28.528.818,39 €	655.264,99

Πίνακας : 37 Τέταρτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 1.

Στον πίνακα 38 παρουσιάζονται οι βασικοί οικονομικοί δείκτες της επένδυσης.

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	
W.A.C.C. (%)	2
I.R.R. (%)	11
N.P.V.	192.689.684,46 €
L.C.O.E. (€/MWh)	62,88

Πίνακας : 38 Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης του σεναρίου 1.

Παρατηρείται ότι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης – I.R.R. των επενδύσεων είναι αρκετά μεγαλύτερος (>>) από το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (W.A.C.C.), επιπρόσθετα η καθαρή παρούσα αξία (N.P.V.) είναι αρκετά μεγαλύτερη του μηδενός, επομένως μπορεί να θεωρηθεί ότι οι επενδύσεις θα είναι αρκετά κερδοφόρες. Τα συμπεράσματα θεωρούνται λογικά, διότι η τιμή πώλησης της ενέργειας που χρησιμοποιήθηκε (**80 €/MWh**) είναι αρκετά μεγαλύτερη από το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (L.C.O.E).

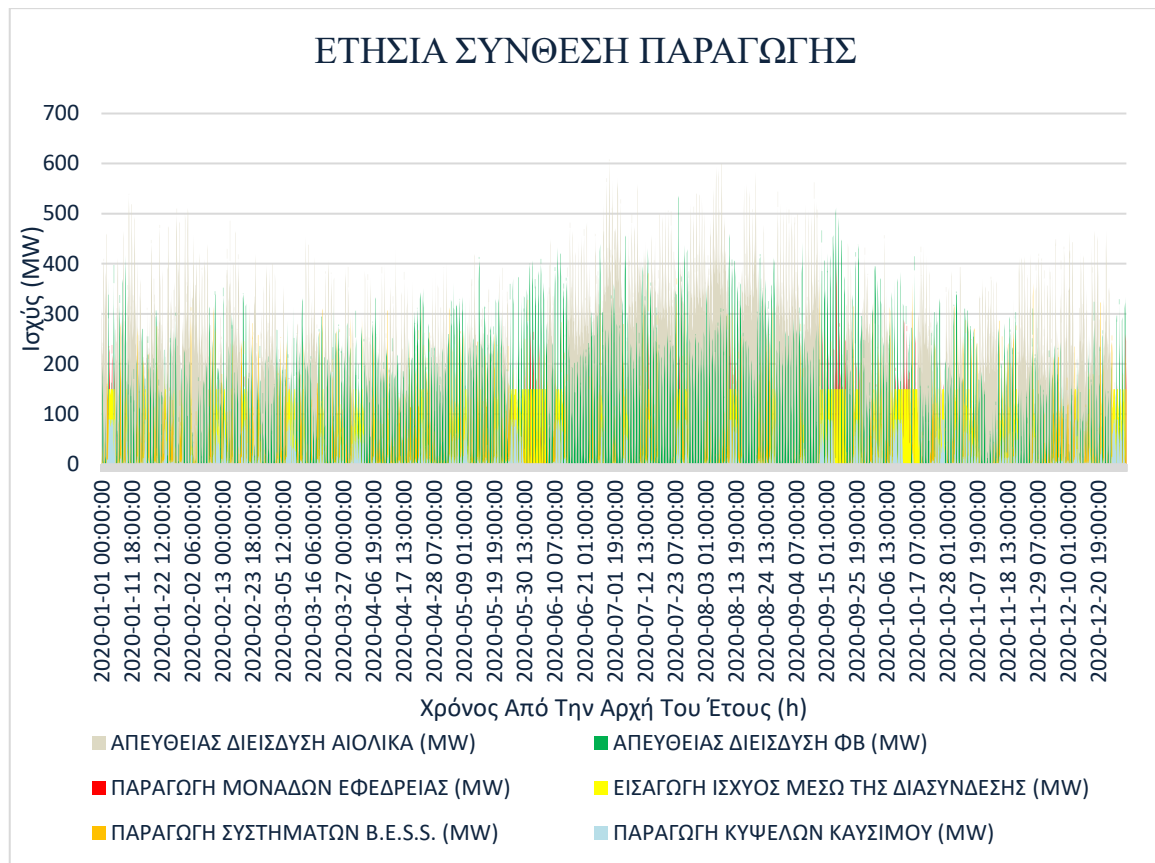
4.2 Ανάλυση Σεναρίου 2

Στόχος της μελέτης του σεναρίου 2 είναι η κάλυψη του φορτίου με όσο το δυνατόν μεγαλύτερη διείσδυση Α.Π.Ε., ανεξαρτήτως οικονομικού κόστους και βιωσιμότητας των απαιτούμενων επενδύσεων, ώστε τα σενάρια 1 και 2 να μπου σε αντιπαραβολή προκειμένου να εντοπιστούν τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα της κάθε υλοποίησης. Στον πίνακα 39 παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς που υπολογίστηκε διακριτά για κάθε τεχνολογία.

ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ (MW)	882,09
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ (MW)	617,38
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ Β.Ε.Σ.Σ. (MW)	456,19
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΣΗΣ (MW)	254,57
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΚΥΨΕΛΩΝ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (MW)	254,57
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ Β.Ε.Σ.Σ. (MWh)	1.824,75
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ (MWh)	6.109,85
ΕΙΣΑΓΩΓΗ/ΕΞΑΓΩΓΗ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ (MW)	150

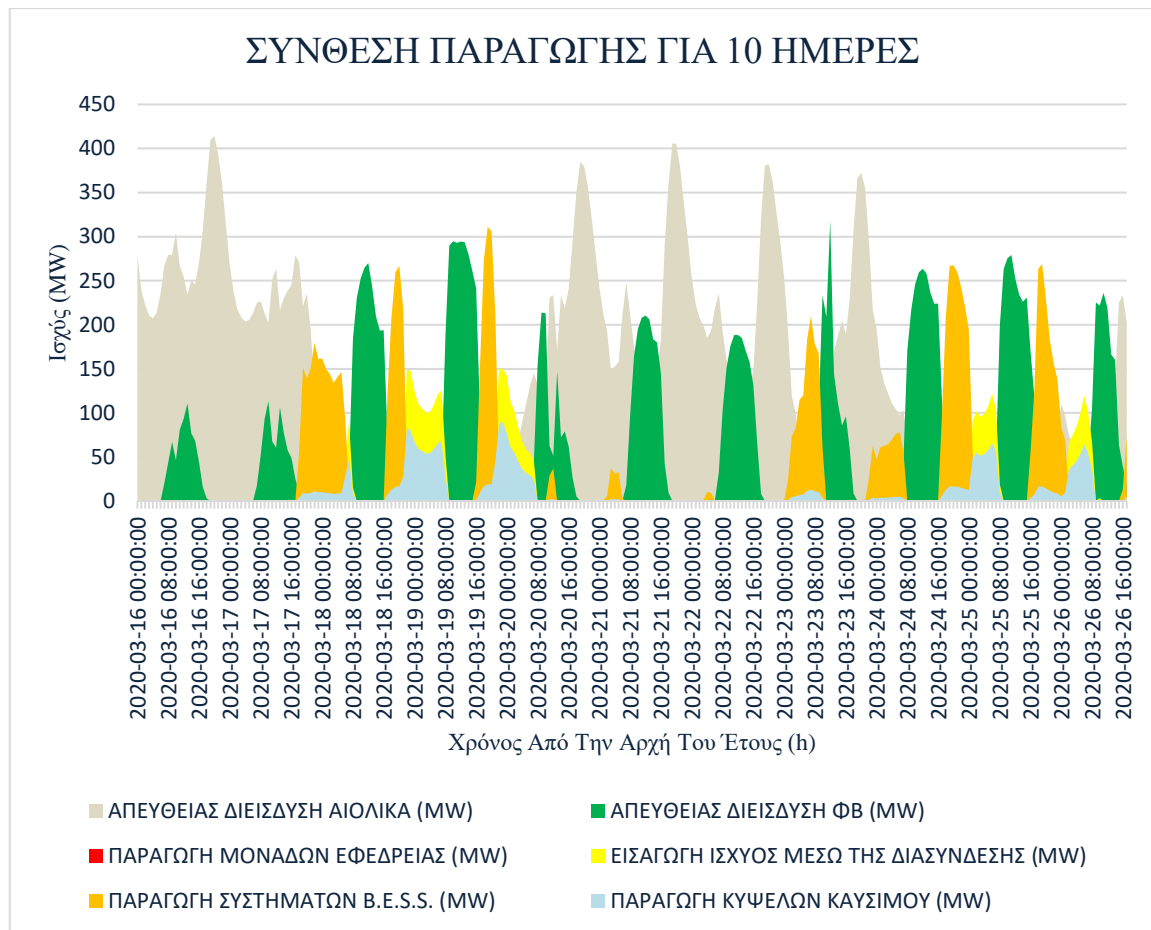
Πίνακας : 39 Εγκατεστημένης ισχύς - χωρητικότητα κάθε χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας σεναρίου 2

Στο διάγραμμα 20 παρουσιάζεται η ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το σύνολο του έτους.



Διαγρ. 20 : Ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σεναρίου 2

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου καλύπτεται από την απευθείας έγχυσης ισχύος των αιολικών και των φωτοβολταϊκών σταθμών. Σε αντίθεση με το σενάριο 1 ένα σημαντικό μέρος της καταναλισκόμενης ισχύος προέρχεται από τα συστήματα αποθήκευσης (B.E.S.S. – υδρογόνου), ενώ παρουσιάζεται μείωση στην χρήση των μονάδων εφεδρείας και στην χρήση της διασύνδεσης. Στο διάγραμμα 21 παρουσιάζεται η σύνθεση παραγωγής για τις αντίστοιχες δέκα (10) ημέρες που μελετήθηκαν και στο σενάριο 1, ώστε να γίνουν κατανοητά τα συμπεράσματα τα οποία αναφέρθηκαν προηγουμένως.



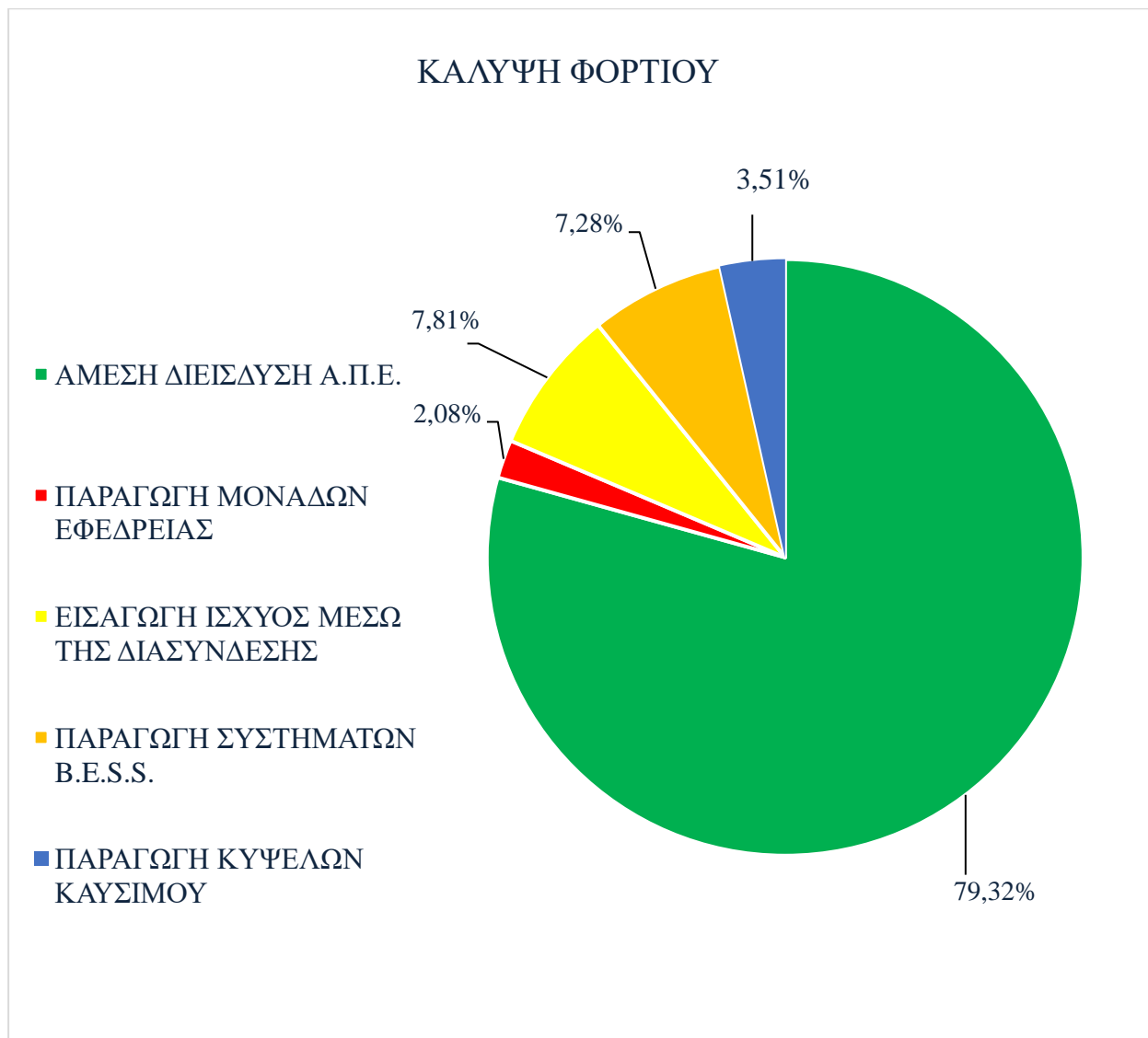
Διαγ. 21 : Ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για δέκα (10) ημέρες σεναρίου 2.

Παρατηρείται μια αύξηση στην χρήση των συστημάτων αποθήκευσης (πορτοκαλί – γαλάζιο), μείωση χρήσης των μονάδων εφεδρείας (κόκκινο) και μείωση στην χρήση της διασύνδεσης (κίτρινο). Στον πίνακα 40 παρουσιάζεται η ετήσια κατανομή ενέργειας για όλες τις χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες.

ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΟΥ Σ.Η.Ε. ΚΡΗΤΗΣ	
ΑΠΟΚΟΠΗ Α.Π.Ε. (MWh)	340.825,56
ΑΜΕΣΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ Α.Π.Ε. (MWh)	2.490.031,82
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ (MWh)	65.253,77
ΕΞΑΓΩΓΗ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ (MWh)	342.611,16
ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ (MWh)	245.247,11
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ Β.Ε.Σ.Σ. (MWh)	228.582,53
ΙΣΧΥΣ ΦΟΡΤΙΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ Β.Ε.Σ.Σ. (MWh)	228.582,53
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΥΨΕΛΩΝ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (MWh)	110.068,66
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΜΕΣΩ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΣΗΣ (MWh)	110.068,96
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΙΕΥΣΔΥΣΗ Α.Π.Ε. (MWh)	2.828.683,01

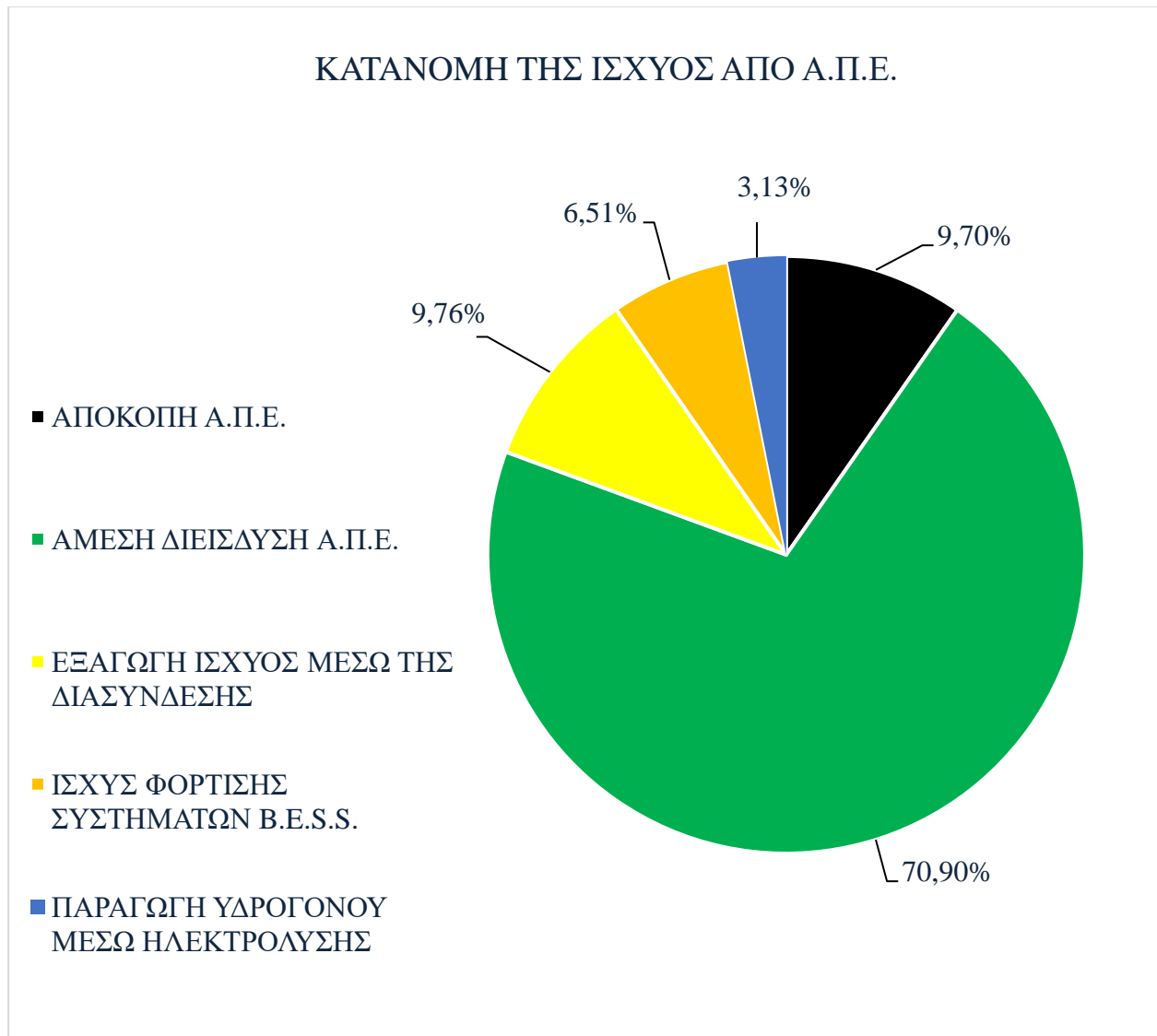
Πίνακας : 40 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του Σ.Η.Ε. Κρήτης σεναρίου 2.

Στο διάγραμμα 22 παρουσιάζεται το ενεργειακό μίγμα κάλυψης του φορτίου.



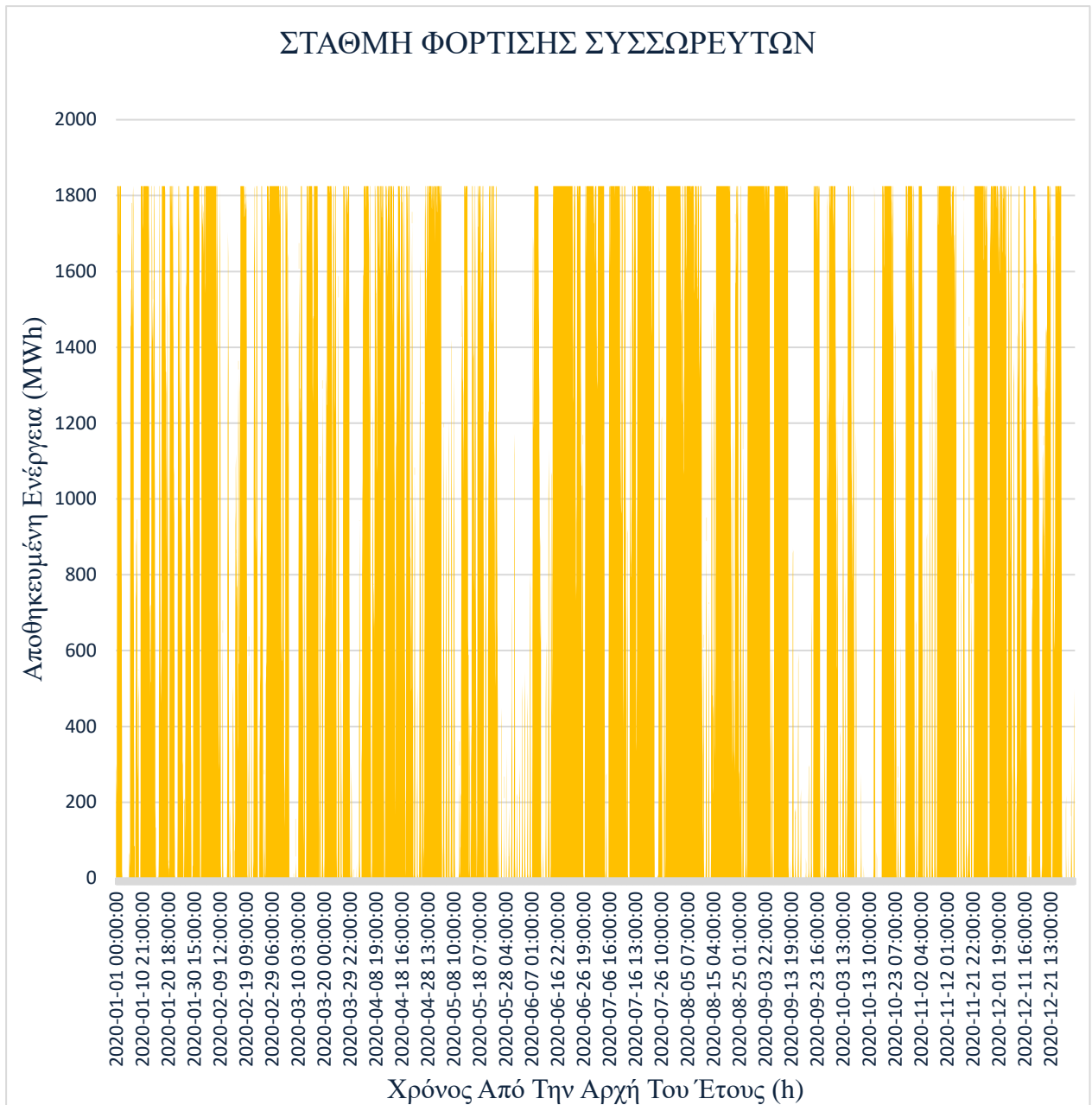
Διαγ. 22 : Ενεργειακό μίγμα κάλυψης του φορτίου σεναρίου 2.

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω το μεγαλύτερο μέρος της απαιτούμενης ζήτησης καλύπτεται από την απευθείας διείσδυση των Α.Π.Ε. σε ποσοστό 79,32%, ακολουθεί η εισαγωγή ισχύος μέσω των συστημάτων αποθήκευσης (Β.Ε.Σ.Σ. – κυψέλες καυσίμου) με ποσοστό 7,28% και 3,51%, αντίστοιχα. Στην συνέχεια έπεται η εισαγωγή ισχύος μέσω της διασύνδεσης με το Ε.Σ.Μ.Η.Ε., σε ποσοστό 2,08%. Στο διάγραμμα 23 παρουσιάζεται η κατανομή της ισχύος που προέρχεται από τις Α.Π.Ε.

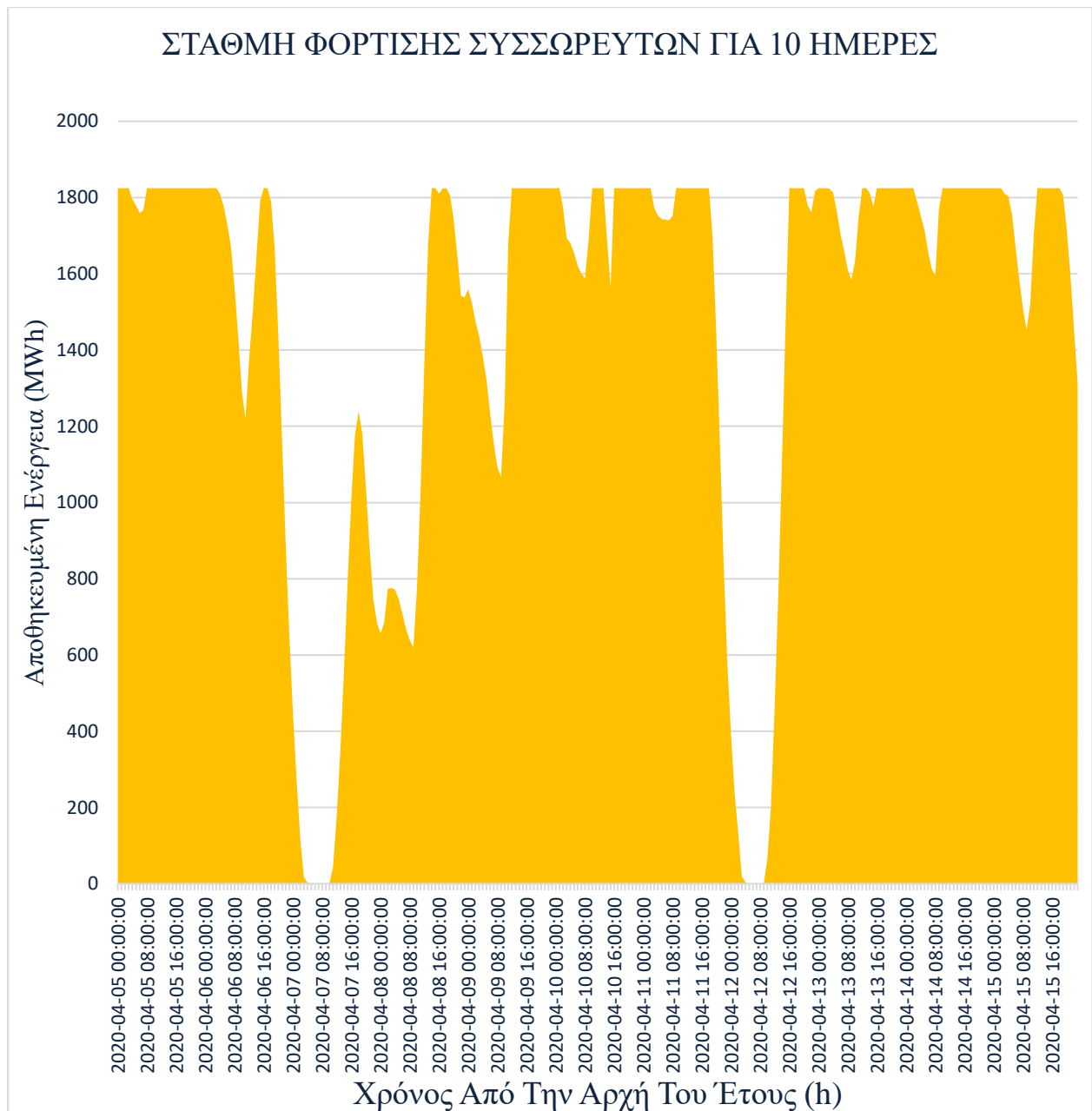


Διαγρ. 23 : Κατανομή ισχύος προερχόμενη από Α.Π.Ε. του σεναρίου 2.

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο ποσοστό της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες Α.Π.Ε. οδηγείται απευθείας στις καταναλώσεις με ποσοστό 70,90%, ακολουθεί η εξαγωγή ισχύος μέσω της διασύνδεσης σε ποσοστό 9,76%. Επιπρόσθετα παρατηρείται ότι ένα μεγάλο μέρος της παραγόμενης ενέργειας οδηγείται προς αποκοπή (9,70%), μεγαλύτερο συγκριτικά με το αντίστοιχο ποσοστό του σεναρίου 1. Αυτό οφείλεται στην αυξημένη εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων Α.Π.Ε. Στην συνέχεια έπεται η εξαγωγή ισχύος προς το Ε.Σ.Μ.Η.Ε. μέσω της διασύνδεσης. Τέλος, ακολουθούν τα συστήματα αποθήκευσης με ποσοστό 6,51% και 3,13%. Στο διάγραμμα 24α παρουσιάζεται η στάθμη φόρτισης των συσσωρευτών σε ωριαία βάση για το σύνολο του έτους και στο διάγραμμα 24β παρουσιάζεται η στάθμη φόρτισης για δέκα ημέρες.

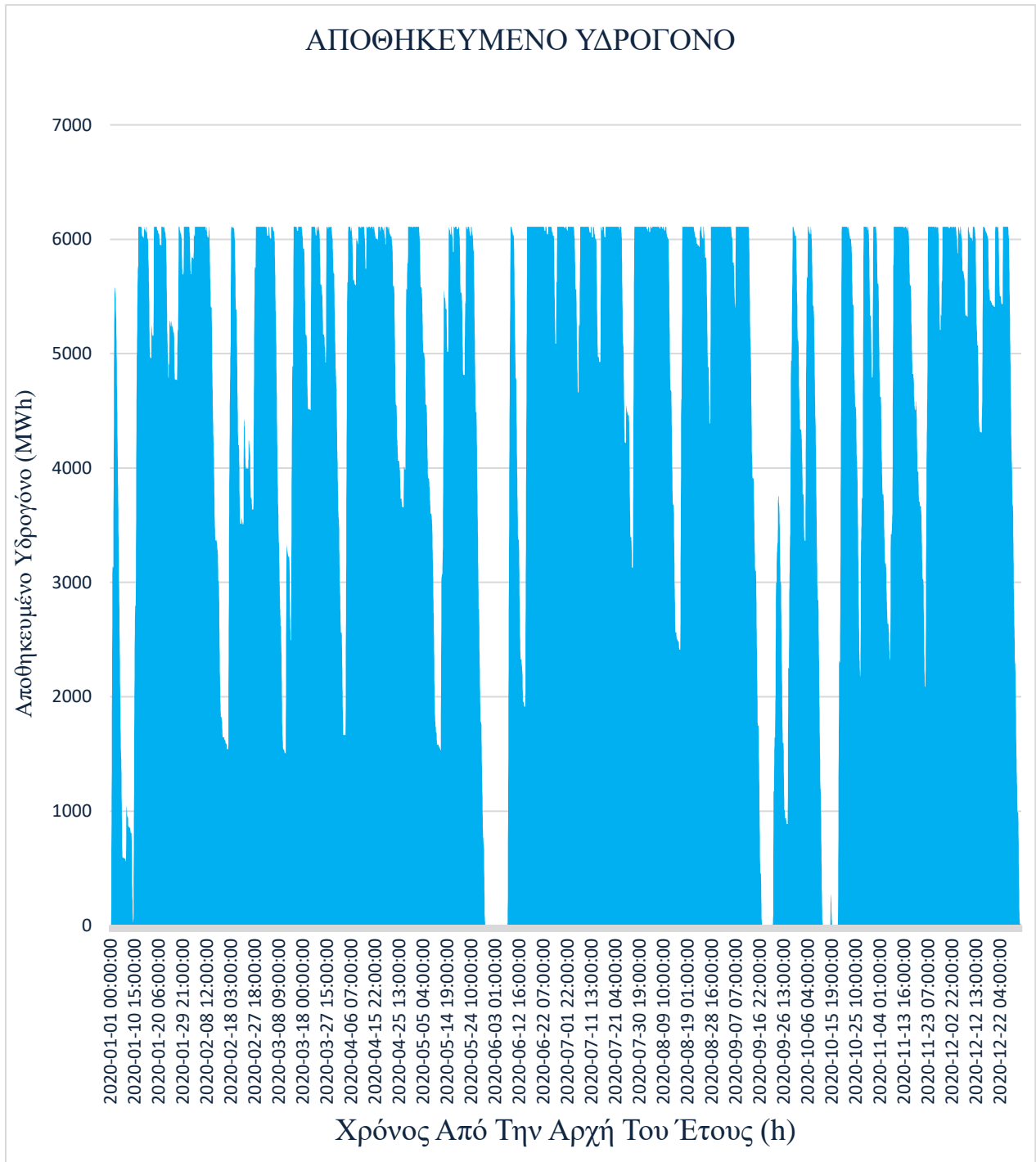


Διαγ. 24α : Στάθμη φόρτισης συσσωρευτών των συστημάτων B.E.S.S. σεναρίου 2.

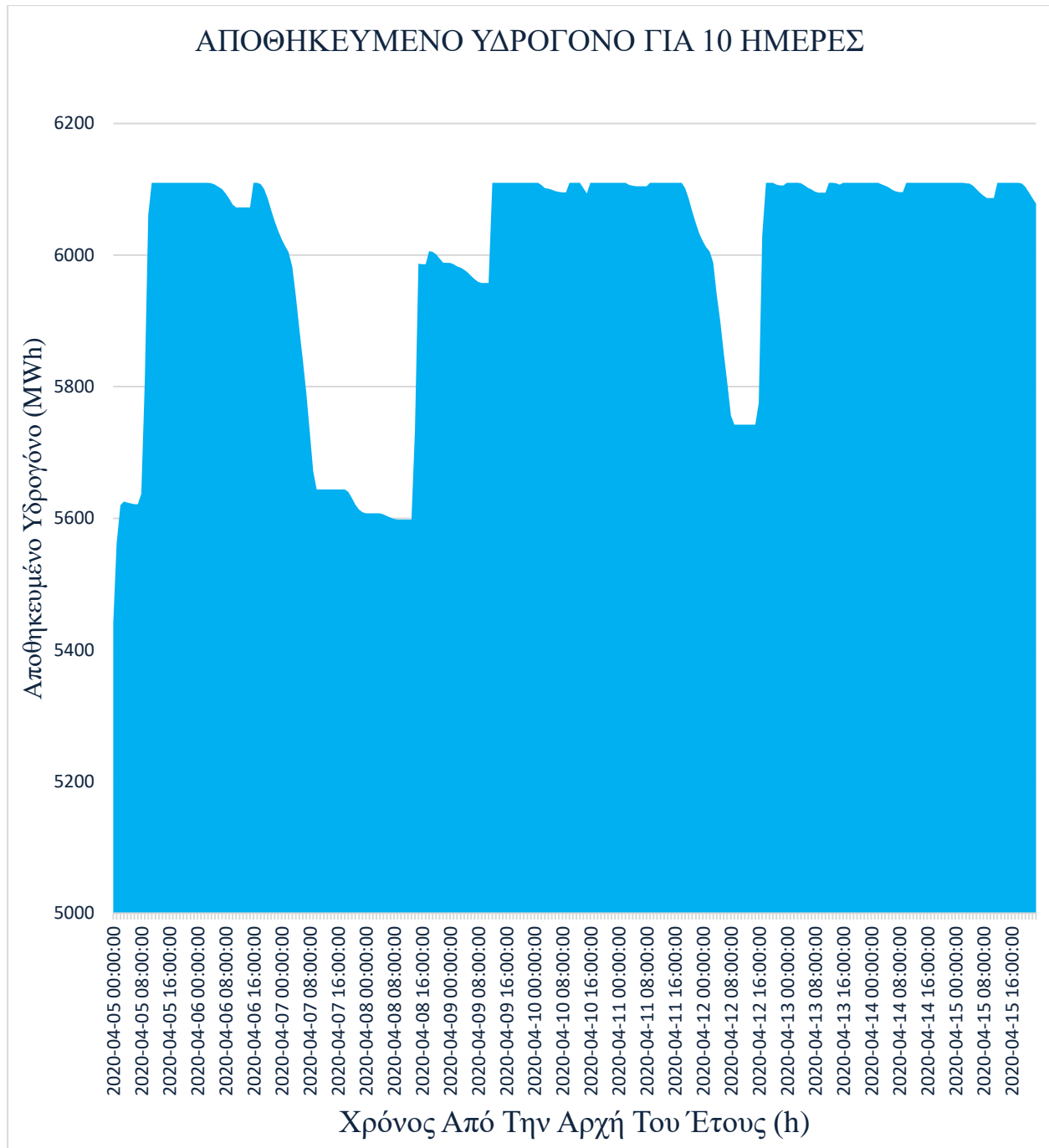


Διαγ. 24β : Στάθμη φόρτισης συσσωρευτών των συστημάτων B.E.S.S. του σεναρίου 2 για δέκα ημέρες.

Στο διάγραμμα 25α παρουσιάζεται το αποθηκευμένο υδρογόνο εκφρασμένο σε *MWh* σε ωριαία βάση για ολόκληρο το έτος και στο διάγραμμα 25β παρουσιάζεται το αποθηκευμένο υδρογόνο για δέκα ημέρες.



Διαγ. 25α : Αποθηκευμένο υδρογόνο σε ωριαία βάση για ένα έτος σεναρίου 2.



Διαγ. 26β : Αποθηκευμένο υδρογόνο σε ωριαία βάση για 10 ημέρες για το σενάριο 2.

Οικονομοτεχνική ανάλυση

Στον πίνακα 41 παρουσιάζονται οι δαπάνες κεφαλαίου που απαιτούνται για την κατασκευή των εγκαταστάσεων των σταθμών Α.Π.Ε. και των σταθμών αποθήκευσης του σεναρίου 1. Υπολογίστηκαν βάσει των τιμών αναφοράς των πινάκων 16-22.

Νέοι Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	520.584.212,12 €
Νέοι Αιολικοί Σταθμοί	806.511.820,12 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών	456.187.186,72 €
Αντιστροφείς Συστημάτων Αποθήκευσης	45.618.718,67 €
Παραγωγή Υδρογόνου με Χρήση Ηλεκτρολυτών Πολυμερικής Μembrάνης	254.577.207,50 €
Δεξαμενές Αποθήκευσης Υδρογόνου	93.941.760,00 €
Συστήματα Παραγωγής Ηλεκ. Ενεργ. με Χρήση Κυψελών Καυσίμου	381.865.811,25 €
Συνολικά	2.559.286.716,38 €

Πίνακας : 41 Δαπάνες κεφαλαίου CAP.EX. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη τεχνολογία του σεναρίου 2.

Στους πίνακες 42 - 43 παρουσιάζονται οι ετήσιες δαπάνες λειτουργίας (ΟΡ.ΕΧ.) και οι ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης (Ο&Μ) που απαιτούνται για την λειτουργία των σταθμών Α.Π.Ε. και των σταθμών αποθήκευσης που υπολογίστηκαν στο σενάριο 2. Χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές αναφοράς των πινάκων 16-22.

Νέοι Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	10.411.684,24 €
Νέοι Αιολικοί Σταθμοί	16.130.236,40 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών	9.123.743,73 €
Αντιστροφείς Συστημάτων Αποθήκευσης	4.561.871,87 €
Παραγωγή Υδρογόνου με Χρήση Ηλεκτρολυτών Πολυμερικής Μembrάνης	5.091.544,15 €

Δεξαμενές Αποθήκευσης Υδρογόνου	1.878.835,20 €
Συστήματα Παραγωγής Ηλεκ. Ενεργ. με Χρήση Κυψελών Καυσίμου	7.637.316,22 €
Νερό για παραγωγή υδρογόνου	6.440,15 €
Συνολικά	54.841.671,97 €

Πίνακας : 42 Ετήσιες δαπάνες λειτουργίας ΟΡ.ΕΧ. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη του τεχνολογία σεναρίου 2.

Νέοι Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	10.411.684,24 €
Νέοι Αιολικοί Σταθμοί	16.130.236,40 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών	9.123.743,73 €
Αντιστροφείς Συστημάτων Αποθήκευσης	4.561.871,87 €
Παραγωγή Υδρογόνου με Χρήση Ηλεκτρολυτών Πολυμερικής Μembrάνης	5.091.544,15 €
Δεξαμενές Αποθήκευσης Υδρογόνου	1.878.835,20 €
Συστήματα Παραγωγής Ηλεκ. Ενεργ. με Χρήση Κυψελών Καυσίμου	7.637.316,22 €
Συνολικά	54.835.231,82 €

Πίνακας : 43 Ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης Ο.&Μ. διακριτά για κάθε χρησιμοποιούμενη του τεχνολογία σεναρίου 2.

Στον πίνακα 44 παρουσιάζεται το χρηματοδοτικό σχήμα των απαιτούμενων επενδύσεων για την υλοποίηση του σεναρίου 2.

Επενδυτικό Σχήμα	
ΔΑΝΕΙΣΜΟΣ	767.786.014,91 €
ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ	767.786.014,91 €
ΕΠΙΧΟΡΗΓΗΣΕΙΣ	1.023.714.686,55 €

Πίνακας : 44 Χρηματοδοτικό σχήμα επενδύσεων του σεναρίου 2.

Στον πίνακα 45 παρουσιάζεται η ενέργεια που θα δοθεί προς πώληση διακριτά για κάθε τεχνολογία.

Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (MWh)	690.405,73
Αιολικοί Σταθμοί (MWh)	1.799.626,09

Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών – B.E.S.S. (MWh)	228.582,53
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Υδρογόνου (MWh)	110.068,66

Πίνακας : 45 Ενέργεια προς πώληση διακριτά για κάθε τεχνολογία του σεναρίου 2.

Για την παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά και αιολικά λήφθηκε υπόψιν μόνο η απευθείας έγχυση τους. Όσον αφορά τα συστήματα αποθήκευσης λήφθηκε υπόψιν η ισχύς που εγχέουν κατά την εκφόρτιση των μπαταριών και κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την χρήση των κυψελών καυσίμου. Η τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ορίστηκε ίση με **80 €/MWh** και τα ακαθάριστα έσοδα υπολογίστηκαν σύμφωνα με την εξίσωση 4.1.

Στον πίνακα 46 παρουσιάζονται τα αναμενόμενα ακαθάριστα έσοδα διακριτά για κάθε τεχνολογία.

Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	55.232.458,58 €
Αιολικοί Σταθμοί	143.970.086,99 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών – B.E.S.S.	18.286.602,36 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Υδρογόνου	8.805.492,69 €

Πίνακας : 46 Αναμενόμενα ακαθάριστα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας διακριτά για κάθε τεχνολογία του σεναρίου 2.

Στους πίνακες 47 – 50 παρουσιάζονται αναλυτικά οι χρηματικές ροές του σεναρίου 2 για τα είκοσι (20) έτη, τα οποία θεωρείται ότι είναι η διάρκεια ζωής των αδειών παραγωγής των σταθμών Α.Π.Ε. και αποθήκευσης.

ΕΤΗ	ΑΚΑΘΑΡΙΣΤΑ ΕΣΟΔΑ	O&M	OPEX	ΚΕΡΔΗ ΠΛΗΝ ΑΠΟΣΒΕΣΕΩΝ ΤΟΚΩΝ & ΦΟΡΩΝ
1	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
2	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
3	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
4	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
5	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
6	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
7	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
8	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
9	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
10	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
11	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
12	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
13	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
14	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
15	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
16	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
17	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
18	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
19	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €
20	226.294.640,63 €	54.835.231,82 €	54.841.671,97 €	116.617.736,84 €

Πίνακας : 47 Πρώτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 2.

ΕΤΗ	ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ CAPEX	ΤΟΚΟΙ	ΧΡΕΩΛΥΣΙΟ ΤΟΥ ΔΑΝΕΙΟΥ	ΦΟΡΟΛΟΓΗΤΕΟ ΠΟΣΟ
1	138.758.155,31 €	-38.389.300,75 €	-94.299.338,96 €	- €
2	138.758.155,31 €	-33.674.333,80 €	-99.014.305,90 €	- €
3	138.758.155,31 €	-28.723.618,50 €	-103.965.021,20 €	- €
4	138.758.155,31 €	-23.525.367,44 €	-109.163.272,26 €	- €
5	138.758.155,31 €	-18.067.203,83 €	-114.621.435,87 €	- €
6	138.758.155,31 €	-12.336.132,04 €	-120.352.507,67 €	- €
7	137.826.141,91 €	-6.318.506,65 €	-126.370.133,05 €	- €
8	135.962.115,10 €	0,00 €	0,00 €	- €
9	135.962.115,10 €	0,00 €	0,00 €	- €
10	135.962.115,10 €	0,00 €	0,00 €	- €
11	58.642.283,26 €	0,00 €	0,00 €	57.975.453,58 €
12	58.642.283,26 €	0,00 €	0,00 €	57.975.453,58 €
13	51.931.786,77 €	0,00 €	0,00 €	64.685.950,07 €
14	45.221.290,27 €	0,00 €	0,00 €	71.396.446,57 €
15	45.221.290,27 €	0,00 €	0,00 €	71.396.446,57 €
16	45.221.290,27 €	0,00 €	0,00 €	71.396.446,57 €
17	45.221.290,27 €	0,00 €	0,00 €	71.396.446,57 €
18	45.221.290,27 €	0,00 €	0,00 €	71.396.446,57 €
19	45.221.290,27 €	0,00 €	0,00 €	71.396.446,57 €
20	45.221.290,27 €	0,00 €	0,00 €	71.396.446,57 €

Πίνακας : 48 Δεύτερο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 2.

ΕΤΗ	ΦΟΡΟΛΟΓΙΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΧΡΗΜΑΤΙΚΗ ΡΟΗ	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ
1	- €	-154.829.058,17 €	-144.700.054,37 €
2	- €	-154.829.058,17 €	-135.233.695,67 €
3	- €	-154.829.058,17 €	-126.386.631,47 €
4	- €	-154.829.058,17 €	-118.118.347,17 €
5	- €	-154.829.058,17 €	-110.390.978,66 €
6	- €	-154.829.058,17 €	-103.169.138,94 €
7	- €	-153.897.044,77 €	-95.839.344,91 €
8	- €	-19.344.378,27 €	-11.258.604,27 €
9	- €	-19.344.378,27 €	-10.522.060,07 €
10	- €	-19.344.378,27 €	-9.833.701,00 €
11	15.073.617,93 €	57.975.453,58 €	27.543.720,36 €
12	15.073.617,93 €	57.975.453,58 €	25.741.794,73 €
13	16.818.347,02 €	64.685.950,07 €	26.842.369,56 €
14	18.563.076,11 €	71.396.446,57 €	27.688.772,93 €
15	18.563.076,11 €	71.396.446,57 €	25.877.357,87 €
16	18.563.076,11 €	71.396.446,57 €	24.184.446,61 €
17	18.563.076,11 €	71.396.446,57 €	22.602.286,55 €
18	18.563.076,11 €	71.396.446,57 €	21.123.632,29 €
19	18.563.076,11 €	71.396.446,57 €	19.741.712,42 €
20	18.563.076,11 €	71.396.446,57 €	18.450.198,53 €

Πίνακας : 49 Τρίτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 2.

ΕΤΗ	ΚΟΣΤΟΣ ΔΑΠΑΝΩΝ	ΠΑΡΑΓΩΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΗΝ ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΖΩΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ (MWh)
1	356.190.372,71 €	2.643.628,98
2	332.888.198,80 €	2.470.681,29
3	311.110.466,17 €	2.309.047,93
4	290.757.445,01 €	2.157.988,72
5	271.735.929,92 €	2.016.811,89
6	253.958.813,01 €	1.884.870,93
7	236.764.273,95 €	1.761.561,61
8	142.964.145,43 €	1.646.319,26
9	133.611.350,87 €	1.538.616,14
10	124.870.421,38 €	1.437.959,00
11	87.128.600,56 €	1.343.886,92
12	81.428.598,65 €	1.255.969,08
13	74.040.877,14 €	1.173.802,88
14	67.271.271,22 €	1.097.012,04
15	62.870.346,93 €	1.025.244,90
16	58.757.333,58 €	958.172,80
17	54.913.395,87 €	895.488,60
18	51.320.930,72 €	836.905,23
19	47.963.486,66 €	782.154,42
20	44.825.688,46 €	730.985,44

Πίνακας : 50 Τέταρτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 2.

Στον πίνακα 51 παρουσιάζονται οι βασικοί οικονομικοί δείκτες της επένδυσης.

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	
W.A.C.C. (%)	2
I.R.R. (%)	-8
N.P.V.	-1.302.282.504,28 €
L.C.O.E. (€/MWh)	102,96 €

Πίνακας : 51 Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης του σεναρίου 2.

Παρατηρείται ότι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης – I.R.R. των επενδύσεων είναι αρνητικός επιπρόσθετα, η καθαρή παρούσα αξία (N.P.V.) είναι αρκετά μικρότερη του μηδενός, επομένως μπορεί να θεωρηθεί ότι οι επενδύσεις δεν θα είναι βιώσιμες. Τα συμπεράσματα θεωρούνται λογικά, διότι η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιήθηκε (**80 €/MWh**) είναι αρκετά μικρότερη από το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (L.C.O.E). Επομένως, απαιτείται αύξηση της τιμής πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου οι απαιτούμενες επενδύσεις να θωρηθούν κερδοφόρες.

4.3 Ανάλυση Σεναρίου 3

Σκοπός της μελέτης του σεναρίου 3 είναι η εύρεση της ελάχιστης δυνατής τιμής πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτή παρουσιάστηκε στον πίνακα 32 του σεναρίου 1, έτσι ώστε ο δείκτης I.R.R. να είναι ίσος με το δείκτη W.A.C.C. Επομένως, η τεχνοοικονομική ανάλυση θα γίνει με βάση τα δεδομένα του σεναρίου 1, υπό την προϋπόθεση ότι η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας θα είναι ίση με **61,35 €/MWh**. Τα ακαθάριστα έσοδα υπολογίστηκαν σύμφωνα με την εξίσωση 4.1. Στον πίνακα 52 παρουσιάζονται τα αναμενόμενα ακαθάριστα έσοδα διακριτά για κάθε τεχνολογία.

Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	55.232.458,58 €
Αιολικοί Σταθμοί	143.970.086,99 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Συσσωρευτών – B.E.S.S.	18.286.602,36 €
Συστήματα Αποθ. με Χρήση Υδρογόνου	8.805.492,69 €

Πίνακας : 52 Αναμενόμενα ακαθάριστα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας διακριτά για κάθε τεχνολογία του σεναρίου 3.

Στους πίνακες 53 – 56 παρουσιάζονται αναλυτικά οι χρηματικές ροές του σεναρίου 3 για τα είκοσι (20) έτη, τα οποία θεωρείται ότι είναι η διάρκεια ζωής των αδειών παραγωγής των σταθμών Α.Π.Ε. και αποθήκευσης.

ΕΤΗ	ΑΚΑΘΑΡΙΣΤΑ ΕΣΟΔΑ	Ο&Μ	ΟΡΕΧ	ΚΕΡΔΗ ΠΛΗΝ ΑΠΟΣΒΕΣΕΩΝ ΤΟΚΩΝ & ΦΟΡΩΝ
1	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
2	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
3	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
4	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
5	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
6	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
7	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
8	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
9	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
10	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
11	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
12	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
13	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
14	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
15	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
16	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
17	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
18	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
19	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €
20	155.563.277,72 €	28.253.363,19 €	28.255.022,76 €	99.054.891,77 €

Πίνακας : 53 Πρώτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 3.

ΕΤΗ	ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ CAPEX	ΤΟΚΟΙ	ΧΡΕΩΛΥΣΙΟ ΤΟΥ ΔΑΝΕΙΟΥ	ΦΟΡΟΛΟΓΗΤΕΟ ΠΟΣΟ
1	65.678.441,77 €	-20.756.278,59 €	-50.985.647,37 €	- €
2	65.678.441,77 €	-18.206.996,23 €	-53.534.929,74 €	- €
3	65.678.441,77 €	-15.530.249,74 €	-56.211.676,23 €	- €
4	65.678.441,77 €	-12.719.665,93 €	-59.022.260,04 €	- €
5	65.678.441,77 €	-9.768.552,93 €	-61.973.373,04 €	- €
6	65.678.441,77 €	-6.669.884,27 €	-65.072.041,69 €	- €
7	65.237.291,57 €	-3.416.282,19 €	-68.325.643,78 €	- €
8	64.354.991,17 €	0,00 €	0,00 €	34.699.900,59 €
9	64.354.991,17 €	0,00 €	0,00 €	34.699.900,59 €
10	64.354.991,17 €	0,00 €	0,00 €	34.699.900,59 €
11	27.757.170,58 €	0,00 €	0,00 €	71.297.721,18 €
12	27.757.170,58 €	0,00 €	0,00 €	71.297.721,18 €
13	24.580.889,14 €	0,00 €	0,00 €	74.474.002,62 €
14	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	77.650.284,06 €
15	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	77.650.284,06 €
16	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	77.650.284,06 €
17	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	77.650.284,06 €
18	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	77.650.284,06 €
19	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	77.650.284,06 €
20	21.404.607,70 €	0,00 €	0,00 €	77.650.284,06 €

Πίνακας : 54 Δεύτερο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 3.

ΕΤΗ	ΦΟΡΟΛΟΓΙΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΧΡΗΜΑΤΙΚΗ ΡΟΗ	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ
1	- €	-38.365.475,97 €	-35.855.585,02 €
2	- €	-38.365.475,97 €	-33.509.892,54 €
3	- €	-38.365.475,97 €	-31.317.656,58 €
4	- €	-38.365.475,97 €	-29.268.837,93 €
5	- €	-38.365.475,97 €	-27.354.054,14 €
6	- €	-38.365.475,97 €	-25.564.536,58 €
7	- €	-37.924.325,77 €	-23.617.364,08 €
8	9.021.974,15 €	34.699.900,59 €	20.195.658,07 €
9	9.021.974,15 €	34.699.900,59 €	18.874.446,80 €
10	9.021.974,15 €	34.699.900,59 €	17.639.669,90 €
11	18.537.407,51 €	71.297.721,18 €	33.873.033,73 €
12	18.537.407,51 €	71.297.721,18 €	31.657.040,87 €
13	19.363.240,68 €	74.474.002,62 €	30.904.063,38 €
14	20.189.073,86 €	77.650.284,06 €	30.114.118,93 €
15	20.189.073,86 €	77.650.284,06 €	28.144.036,38 €
16	20.189.073,86 €	77.650.284,06 €	26.302.837,74 €
17	20.189.073,86 €	77.650.284,06 €	24.582.091,35 €
18	20.189.073,86 €	77.650.284,06 €	22.973.917,15 €
19	20.189.073,86 €	77.650.284,06 €	21.470.950,60 €
20	20.189.073,86 €	77.650.284,06 €	20.066.308,98 €

Πίνακας : 55 Τρίτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 3.

ΕΤΗ	ΚΟΣΤΟΣ ΔΑΠΑΝΩΝ	ΠΑΡΑΓΩΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΗΝ ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΖΩΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ (MWh)
1	181.241.825,88 €	2.369.783,88
2	169.384.884,00 €	2.214.751,29
3	158.303.629,90 €	2.069.861,02
4	147.947.317,67 €	1.934.449,55
5	138.268.521,18 €	1.807.896,77
6	129.222.916,99 €	1.689.623,15
7	120.494.355,13 €	1.579.087,06
8	75.594.456,99 €	1.475.782,30
9	70.649.025,23 €	1.379.235,79
10	66.027.126,38 €	1.289.005,41
11	48.840.947,66 €	1.204.677,96
12	45.645.745,48 €	1.125.867,25
13	41.684.222,75 €	1.052.212,38
14	38.045.673,16 €	983.376,06
15	35.556.703,89 €	919.043,05
16	33.230.564,38 €	858.918,73
17	31.056.602,23 €	802.727,79
18	29.024.861,89 €	750.212,89
19	27.126.039,15 €	701.133,54
20	25.351.438,46 €	655.264,99

Πίνακας : 56 Τέταρτο τμήμα ανάλυσης χρηματικών ροών σεναρίου 3.

Στον πίνακα 51 παρουσιάζονται οι βασικοί οικονομικοί δείκτες της επένδυσης.

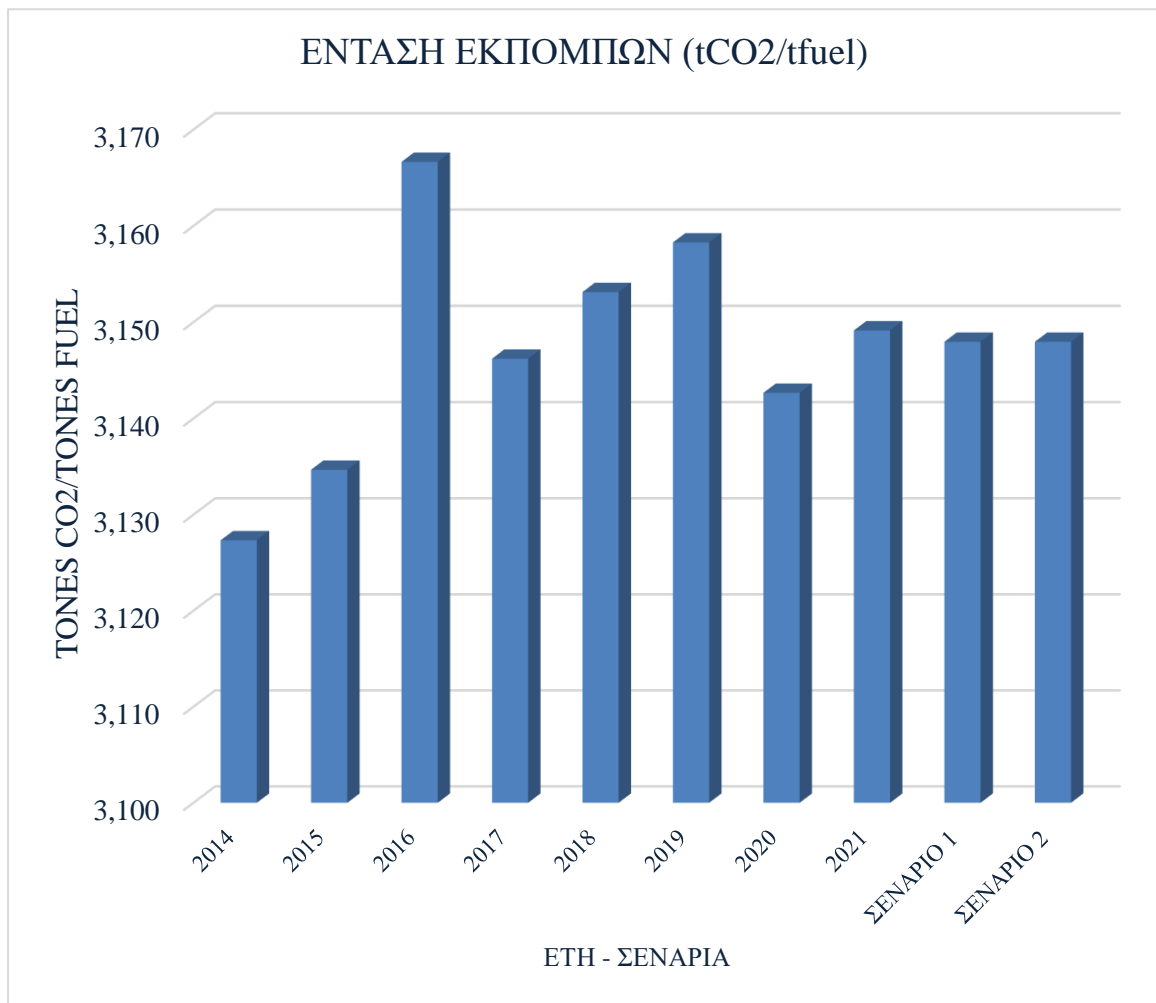
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	
W.A.C.C. (%)	2%
I.R.R. (%)	2%
N.P.V.	-275.528.340,98 €
L.C.O.E. (€/MWh)	60,03 €

Πίνακας : 57 Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης του σεναρίου 3.

Παρατηρείται ότι η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας (**61,35 €/MWh**) που χρησιμοποιήθηκε είναι αρκετά κοντά στην τιμή του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (L.C.O.E.). Επομένως, όλοι οι συντελεστές έχουν μία λογική σύνδεση μεταξύ τους, διότι όταν η τιμή πώλησης είναι κοντά στην τιμή του δείκτη L.C.O.E., τότε ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης θα πρέπει να είναι ίσος με το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου. Η αρνητική τιμή της καθαρής παρούσας αξίας (N.P.V.) οφείλεται στον υψηλό πληθωρισμό που έχει υιοθετηθεί και στα τρία σενάρια. Πιο συγκεκριμένα, η αξία των αναμενόμενων χρηματικών ροών σε βάθος εικοσαετίας είναι μικρότερη συγκριτικά με την παρούσα αξία του κόστους της επένδυσης.

4.4 Συγκριτικά Αποτελέσματα Σεναρίων 1 & 2

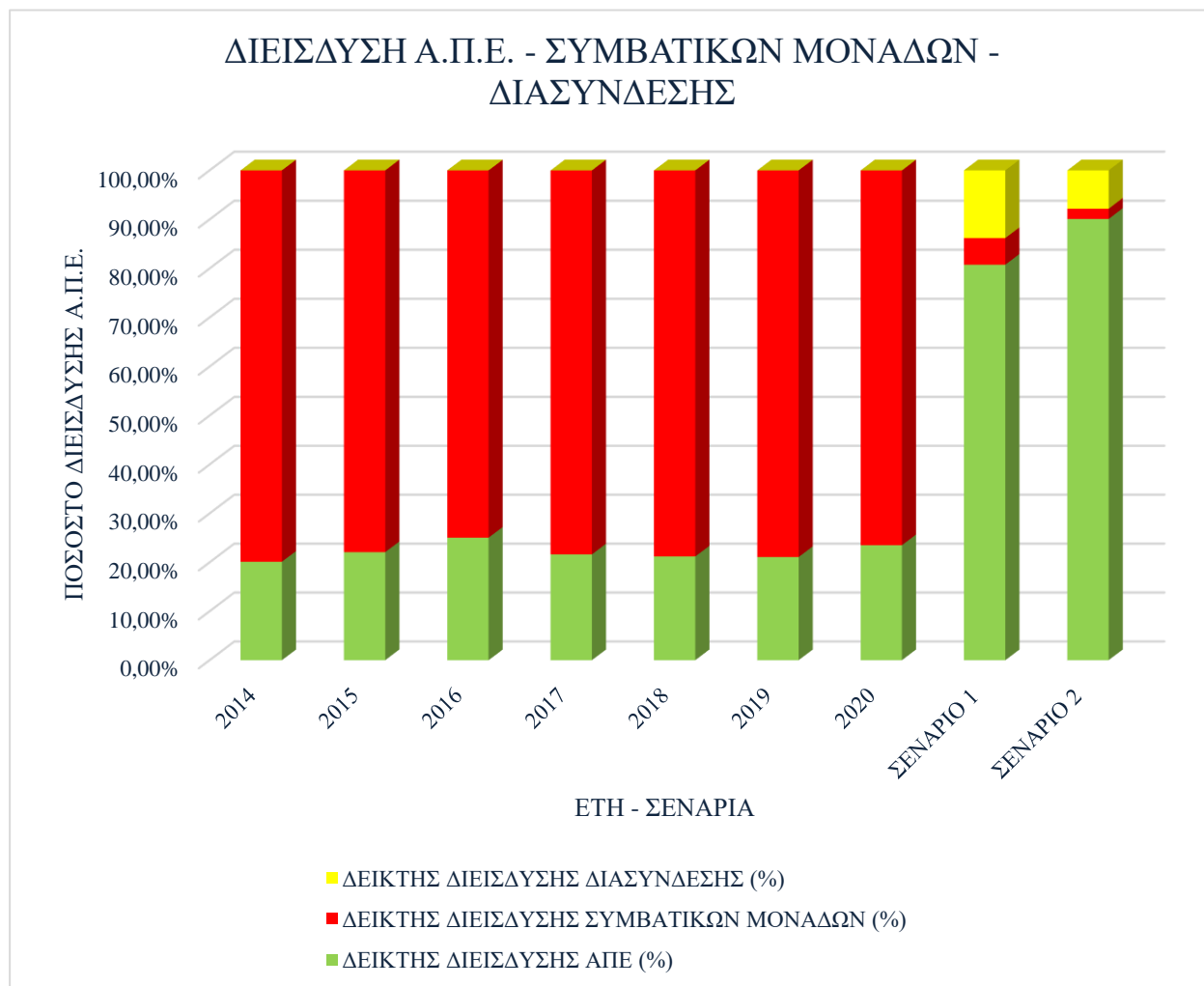
Σε αυτήν την παράγραφο θα επανεξετασθούν κάποιοι από τους δείκτες αξιολόγησης ενός Σ.Η.Ε., οι οποίοι σχετίζονται με την επίδραση της αυξημένης διείσδυσης Α.Π.Ε. στο ενεργειακό μίγμα της νήσου Κρήτης. Στον διάγραμμα 26 παρουσιάζεται η ένταση εκπομπών CO₂.



Διαγ. 27 Ένταση Εκπομπών CO₂

Ο δείκτης παρουσιάζει μία σταθερότητα, ανεξαρτήτως του βαθμού διείσδυσης Α.Π.Ε., κάτι το οποίο είναι αναμενόμενο, διότι όπως αναφέρθηκε και στην παράγραφο 2.3, αυτός ο δείκτης είναι μία αναλογία μεταξύ των εκπομπών CO₂ και της απαιτούμενης ποσότητας καυσίμου που απαιτείται για να παραχθεί η συγκεκριμένη ποσότητα CO₂.

Στο διάγραμμα 27 παρουσιάζεται ο βαθμός διείσδυσης των μονάδων Α.Π.Ε., των συμβατικών μονάδων και της διασύνδεσης.



Διαγ. 28 Δείκτης Διείσδυσης Α.Π.Ε. – Συμβατικών Μονάδων - Διασύνδεσης

Παρατηρείται αρκετά μεγάλη μείωση του ποσοστού διείσδυσης των συμβατικών μονάδων στο ενεργειακό μίγμα και στα δύο σενάρια, συγκριτικά με τα έτη αναφοράς 2014 – 2020. Επιπρόσθετα, παρατηρείται ότι και στα δύο σενάρια το ποσοστό του φορτίου που καλύπτεται από την διασύνδεση με το Ε.Σ.Μ.Η.Ε. είναι αρκετά μεγαλύτερο συγκριτικά με το αντίστοιχο ποσοστό των μονάδων εφεδρείας. Στο διάγραμμα 28 παρουσιάζεται το ποσοστό της ενεργειακής εξάρτησης του συστήματος από μη εγχώρια καύσιμα.



Διαγ. 29 Ποσοστό Ενεργειακής Εξάρτησης

Παρατηρείται μία αρκετά μεγάλη μείωση της εξάρτησης του Σ.Η.Ε. από εξωγενείς παράγοντες. Παράγοντας που μπορεί να οδηγήσει σε περισσότερους βαθμούς ελευθερίας χάραξης ενεργειακής πολιτικής και θωράκισης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας από διεθνείς παράγοντες.

Συνοψίζοντας, στο σεμινάριο 1 παρουσιάζεται μειωμένη, η συνολική διείσδυση ισχύος από τις μονάδες Α.Π.Ε. συγκριτικά με το σενάριο 2. Όμως, η πλειονότητα των δεικτών που σχετίζονται με την αξιοπιστία των Σ.Η.Ε. έχουν βελτιωθεί σημαντικά και οι απαιτούμενες επενδύσεις παρουσιάζουν με μεγάλη βεβαιότητα κερδοφορία με μία χαμηλή σχετικά τιμή πώλησης της κάθε παραγόμενης *MWh*. Όσον αφορά το σενάριο 2 παρατηρείται πολύ υψηλό ποσοστό διείσδυσης ισχύος από μονάδες Α.Π.Ε. Όλοι οι δείκτες αξιοπιστίας του Σ.Η.Ε. είναι εμφανώς βελτιωμένοι, χωρίς να παρουσιάζουν μεγάλη διαφορά σε σχέση με τους αντίστοιχους δείκτες του σεναρίου 1. Σχετικά με τους δείκτες αξιολόγησης των επενδύσεων, φαίνεται ότι δεν δύναται να κερδοφορήσουν αν δεν γίνει μία αρκετά μεγάλη αύξηση της τιμής πώλησης της κάθε παραγόμενης *MWh*.

5.

Συμπεράσματα

Βασική προτεραιότητα των σύγχρονων Σ.Η.Ε. είναι η μετάβαση από τα ορυκτά καύσιμα σε Α.Π.Ε. Η χρήση καυσίμων που προέρχονται από συμβατικές μορφές ενέργειας θεωρείται περιβαλλοντικά επιβλαβής λόγω των υψηλών εκπομπών του άνθρακα. Πέραν τούτου, η περιορισμένη ποσότητα αυτής της μορφής ενεργειακών πηγών δύναται να δημιουργήσει ζητήματα επάρκειας ισχύος και ενεργειακής ασφάλειας στα Σ.Η.Ε. τα οποία βασίζονται εξ ολοκλήρου σε αυτές. Επομένως κρίνεται αναγκαία η μετάβαση σε μορφές ενέργειας ανεξάντλητες και φιλικές προς το περιβάλλον. Συνοψίζοντας, στόχος της ενεργειακής μετάβασης των Σ.Η.Ε. είναι η μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και εν γένει η δημιουργία ενός αξιόπιστου πράσινου ενεργειακού συστήματος, το οποίο θα μπορέσει να αποτελέσει πυλώνα και για την μετάβαση στην ηλεκτροκίνηση.

Στόχος της παρούσας διατριβής ήταν η δημιουργία ενός μοντέλου ανάπτυξης και λειτουργίας του Σ.Η.Ε. της Κρήτης με χρήση ωριαίων δεδομένων (χρονοσειρών) των καταναλώσεων, αλλά και της παραγόμενης ισχύος από αιολικά και φωτοβολταϊκά. Με αυτόν τον τρόπο αξιολογήθηκαν τεχνικά και οικονομικά τα περιθώρια ισχύος ένταξης νέων έργων Α.Π.Ε. και συστημάτων αποθήκευσης μέσω μπαταριών, είτε μέσω υδρογόνου. Βασικό παράγοντα στην εξαγωγή των συμπερασμάτων είχε η χρήση της διασύνδεσης ως μέσο εξαγωγής της περίσσειας παραγόμενης ισχύος από μονάδες Α.Π.Ε., αλλά και ως εφεδρεία για την κάλυψη του φορτίου σε περιόδους χαμηλής παραγωγής, χαμηλής στάθμης φόρτισης των συσσωρευτών και μικρού αποθέματος υδρογόνου στις δεξαμενές που αποθηκεύεται.

Για την υλοποίηση αυτή, υιοθετήθηκαν τρία σενάρια. Το πρώτο σχετίζεται με την μελέτη της μέγιστης δυνατής διείσδυσης Α.Π.Ε., συναρτήσει της οικονομικής βιωσιμότητας των αναγκαίων επενδύσεων που πρέπει να υλοποιηθούν, το δεύτερο αφορά την μέγιστη δυνατή διείσδυση Α.Π.Ε., ανεξαρτήτως οικονομικού κόστους και βιωσιμότητας των επενδύσεων και το τρίτο σχετίζεται με την μελέτη της ελάχιστης δυνατής τιμής πώλησης της παραγόμενης

ηλεκτρικής ενέργειας του σεναρίου 1, έτσι ώστε το Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου (W.A.C.C.) που υπολογίστηκε, να είναι ίσο με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (E.B.A. – I.R.R.).

Από πλευράς κάλυψης του φορτίου παρατηρήθηκε ότι το μεγαλύτερο μέρος της πράσινης ενέργειας (90%) διεισδύεται στο σύστημα μέσω του σεναρίου δύο. Όμως, για μία τιμή πώλησης ίσης με αυτήν που υιοθετήθηκε στο σενάριο ένα, οι δείκτες της τεχνοοικονομικής μελέτης υπέδειξαν ότι οι επενδύσεις δεν δύναται να αποβούν κερδοφόρες. Από την άλλη η μελέτη του σεναρίου 1 υπέδειξε ένα πολύ υψηλό ποσοστό διείσδυσης της ενέργειας που προέρχεται από τις μονάδες Α.Π.Ε. (άνω του 80%), ενώ ταυτόχρονα οι οικονομικοί δείκτες υπέδειξαν ότι οι επενδύσεις θα είναι κερδοφόρες. Επομένως, στο σενάριο 3 έγινε μία περαιτέρω ανάλυση της τεχνοοικονομικής ανάλυσης του σεναρίου 1, προκειμένου να εντοπιστεί η ελάχιστη δυνατή τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και η συσχέτισή της με το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (L.C.O.E.).

Η παρούσα μελέτη, με την μεθοδολογία που παραθέτει τόσο σε τεχνικό, όσο και σε οικονομοτεχνικό επίπεδο θα μπορούσε να αποτελέσει ένα αξιόπιστο εργαλείο για την μελέτη του ενεργειακού προφίλ μεγάλων βιομηχανιών ή συγκροτημάτων κατοικιών κλπ, προκειμένου να εντοπιστεί ο βέλτιστος συνδυασμός μονάδων Α.Π.Ε. και μονάδων αποθήκευσης για την αυτόνομη λειτουργία τους είτε για την μείωση των καταναλώσεων τους σε ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από το δίκτυο στο οποίο διασυνδέονται. Συνεπώς, μία μελλοντική επέκταση της προτεινόμενης μεθόδου είναι η μελέτη διαφόρων σεναρίων ενεργειακής εξοικονόμησης για διάφορες κατηγορίες καταναλωτών, με την προσθήκη και νέων μορφών Α.Π.Ε. που θα έχουν ως στόχο την κάλυψη και του θερμικού φορτίου. Επιπρόσθετα, για τα αποτελέσματα τα οποία παρουσιάστηκαν και αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 4, πρέπει να γίνει ανάλυση από πλευράς χωροταξίας και από πλευράς ανάπτυξης του συστήματος, έτσι ώστε να μπορέσει με ασφάλεια και αξιοπιστία να γίνει η υποδοχή των νέων μονάδων Α.Π.Ε. και σταθμών αποθήκευσης.

6.

Βιβλιογραφία

- [1] Miłek, Dorota, Paulina Nowak, and Jolanta Latosińska. "The Development of Renewable Energy Sources in the European Union in the Light of the European Green Deal." *Energies* 15.15 (2022): 5576, 2022.
- [2] European Commission. "Fit for 55': delivering the EU's 2030 climate target on the way to climate neutrality." *Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions*, 2021.
- [3] Renewable Energy|Fact Sheets on the European Union|European Parliament. Available online:<https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/70/renewable-energy> (accessed on 9 June 2022)
- [4] Carrara, Samuel, et al. "Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system." *doi*, 10, 160859, 2020.
- [5] Database - Eurostat. Available online: <https://ec.europa.eu/119urostat/data/database> (accessed on 21 June 2022).
- [6] IRENA. *Renewable Energy Capacity highlights*; Irena: New York, NY, USA, 2020.
- [7] Palizban, Omid, and Kimmo Kauhaniemi. "Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications." *Journal of Energy Storage* 6, pp. 248-259, 2016.
- [8] Denholm, Paul, et al. *Role of energy storage with renewable electricity generation*. No. NREL/TP-6A2-47187. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2010.

- [9] Hadjipaschalis, Ioannis, Andreas Poullikkas, and Venizelos Efthimiou. "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications." *Renewable and sustainable energy reviews* 13.6-7 pp. 1513-1522, 2009.
- [10] Yao, Liangzhong, et al. "Challenges and progresses of energy storage technology and its application in power systems." *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 4.4 pp. 519-528, 2016.
- [11] Maisanam, Anil Kumar Singh, Agnimitra Biswas, and Kaushal Kumar Sharma. "An innovative framework for electrical energy storage system selection for remote area electrification with renewable energy system: Case of a remote village in India." *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 12.2, 024101, 2020.
- [12] Amiryar, Mustafa E., and Keith R. Pullen. "A review of flywheel energy storage system technologies and their applications." *Applied Sciences* 7.3, pp. 286, 2017.
- [13] Khalid, Muhammad. "A review on the selected applications of battery-supercapacitor hybrid energy storage systems for microgrids." *Energies* 12.23, pp.4559, 2019.
- [14] Chen, Haisheng, et al. "Progress in electrical energy storage system: A critical review." *Progress in natural science* 19.3, pp. 291-312, 2009.
- [15] Argyrou, Maria C., Paul Christodoulides, and Soteris A. Kalogirou. "Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 94, pp. 804-821, 2018.
- [16] Nadeem, Furquan, et al. "Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems." *IEEE access* 7, pp. 4555-4585, 2018.
- [17] Chen, Haisheng, et al. "Progress in electrical energy storage system: A critical review." *Progress in natural science* 19.3 pp. 291-312, 2009.
- [18] Anuta, Oghenetjiri Harold, et al. "An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage." *Renewable and sustainable energy reviews* 38 pp. 489-508, 2014.
- [19] Behabtu, Henok Ayele, et al. "A review of energy storage technologies' application potentials in renewable energy sources grid integration." *Sustainability* 12.24, 10511, 2020.
- [20] Zhang, Fan, et al. "The survey of key technologies in hydrogen energy storage." *International journal of hydrogen energy* 41.33, pp. 14535-14552, 2016.
- [21] Ελληνική Στατιστική αρχή [ΕΛ.ΣΤΑΤ.] statistics.gr.
- [22] Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης Δ.Ε.Δ.Δ.Η.Ε.
- [23] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) geo.rae.gr.
- [24] ΕΤΗΣΙΟ ΔΕΛΤΙΟ ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ Α.Δ.Μ.Η.Ε.
- [25] Zhang, Xiao-Ping, et al. "Review of Middle East energy interconnection development." *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 5.6, pp. 917-935, 2017.

- [26] Alamri, Basem, Md Alamgir Hossain, and MS Jamil Asghar. "Electric power network interconnection: A review on current status, future prospects and research direction." *Electronics* 10.17 pp. 2179, 2021.
- [27] admie.gr
- [28] Zhang, Lu-Lu, et al. "Corrigendum to" Insight into cobalt-doping in Li₂FeSiO₄ cathode material for lithium-ion battery"[J. Power Sources 274C (2014) 194-202]." *Journal of Power Sources* 278, pp. 826-827, 2015.
- [29] Nasser, Mohamed, et al. "A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems." *Environmental Science and Pollution Research*, pp. 1-25, 2022.
- [30] Blanchard, Olivier Jean, and Stanley Fischer. "Lectures on Macroeconomics MIT Press." *Cambridge, MA* (1989).
- [31] Mishkin, Frederic S. The economics of money, banking, and financial markets. Pearson education, 2007.
- [32] Petty, J. William, et al. *financial management: Principles and applications*. Pearson Higher Education AU, 2015.
- [33] Brigham, Eugene F., and Phillip R. Daves. *Intermediate financial management*. Cengage Learning, 2018.
- [34] Fernández, Pablo. "The value of tax shields is NOT equal to the present value of tax shields." *Journal of Financial Economics* 73.1, pp. 145-165, 2004.
- [35] Shen, Wei, et al. "A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* pp. 133, 110301, 2020.
- [36] Lai, Chun Sing, and Malcolm D. McCulloch. "Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage." *Applied energy* 190, pp. 191-203, 2017.
- [37] Levy, Haim, and Marshall Sarnat. *Capital investment and financial decisions*. Pearson Education, 1994.
- [38] Ross, Stephen. Ebook: Fundamentals of Corporate Finance. *McGraw Hill*, 2015.
- [39] Damodaran, Aswath. Investment valuation: Tools and techniques for determining the value of any asset. *John Wiley & Sons*, 2012.
- [40] Δημοτική Επιχείρηση Ύδρευσης Αποχέτευσης Ηρακλείου (Δ.Ε.Υ.Α.Η.), *Τιμοκατάλογος*, 2020.
- [41] Elberry, Ahmed M., et al. "Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems." *International journal of hydrogen energy* 46.29 pp. 15671-15690, 2021.
- [42] Amin, Muhammad, et al. "Hydrogen production through renewable and non-renewable energy processes and their impact on climate change." *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022.

- [43] Terlouw, Tom, et al. "Large-scale hydrogen production via water electrolysis: a techno-economic and environmental assessment." *Energy & Environmental Science* 15.9 pp.: 3583-3602. 2022.
- [44] Zhang, Fan, et al. "The survey of key technologies in hydrogen energy storage." *International journal of hydrogen energy* 41.33: pp. 14535-14552, 2016.
- [45] Mahmoud, Montaser, et al. "A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications." *Energy Conversion and Management* 210 pp. 112670, 2020.
- [46] Καμαράς Γ., Κάπρος Π., Παπαδόπουλος Μ., Ασλάνογλου Μ., Κανναβού Μ., Νάνου Σ., Ντελκής Κ., Περονικολής Δ., Πολυμενόπουλος Γ. "*Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης*", 2016.