



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

**Υλοποίηση αλγορίθμων ένταξης Υβριδικού Σταθμού
Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε αυτόνομο
ηλεκτρικό σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου
Νησιού**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΣΑΜΑΡΑ ΜΑΡΙΑ

Επιβλέποντες : Χατζηαργυρίου Νικόλαος
Δημέας Άρης

Αθήνα, Απρίλιος 2014



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

**Υλοποίηση αλγορίθμων ένταξης Υβριδικού Σταθμού
Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε αυτόνομο
ηλεκτρικό σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου
Νησιού**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
ΣΑΜΑΡΑ ΜΑΡΙΑ

Επιβλέποντες : Χατζηαργυρίου Νικόλαος
Δημέας Άρης

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την.....2014.

.....

Ν. Χατζηαργύριου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Σ. Παπαθανασίου

Επίκουρος Καθηγητής
Ε.Μ.Π.

.....

Π.Γεωργιλάκης

Λέκτορας Ε.Μ.Π

Αθήνα, Απρίλιος 2014

.....

Μαρία Σαμαρά

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

Copyright © Μαρία Σαμαρά, 2014

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Ευχαριστίες

Θα ήθελα καταρχήν να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον επιβλέπων Καθηγητή μου κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου για την δυνατότητα που μου έδωσε να πραγματοποιήσω την διπλωματική μου εργασία καθώς και τον κ. Άρη Δημέα για τη σημαντική καθοδήγηση και συμβολή του στην διεκπεραίωση της παρούσας εργασίας.

Ένα ιδιαίτερο ευχαριστώ οφείλω στην Ελεάνα Χατζοπλάκη, μηχανικό και συνεργάτη του κ. Χατζηαργυρίου, για την βοήθεια της και την συνεχή της υποστήριξη καθ'όλη τη διάρκεια της εκπόνησης της διπλωματικής μου εργασίας.

Τέλος, θέλω να εκφράσω ένα τεράστιο ευχαριστώ στην οικογένεια μου, για την στήριξη και την εμπιστοσύνη που μου έδειξε όλα αυτά τα χρόνια των σπουδών μου. Δεν θα μπορούσα να ξεχάσω τους φίλους μου, που μαζί τους τα φοιτητικά μου χρόνια έγιναν ομορφότερα.

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η ανάπτυξη αλγορίθμων ένταξης Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού. Ο όρος Υβριδικός Σταθμός αναφέρεται σε έναν συνδυασμένο σταθμό, που αποτελείται από ένα ή περισσότερα αιολικά πάρκα και διατάξεις αντλησιοταμίευσης, τα οποία ανήκουν όλα σε έναν παραγωγό, ο οποίος και τα διαχειρίζεται.

Οι Αλγόριθμοι Ένταξης υλοποιήθηκαν στην προγραμματιστική γλώσσα του περιβάλλοντος MatLab (R2010b), χρησιμοποιώντας προγραμματιστικές δομές όπως κλάσεις και αντικείμενα, προσομοιώνοντας την ετήσια λειτουργία του σταθμού με ωριαίο βήμα. Η κατάρτιση των αλγορίθμων στηρίχτηκε στα υπάρχοντα ρυθμιστικά πλαίσια που διέπουν την διαχείριση και τους κανόνες λειτουργίας των μονάδων παραγωγής .Α.Π.Ε και ειδικότερα των ΥΒΣ. Βασικός άξονας μελέτης υπήρξε ο νέος Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων των ΜΔΝ, ο οποίος θεσπίζει τους κανόνες ένταξης και ημερήσιου προγραμματισμού λειτουργίας των ΥΒΣ.

Στα κεφάλαια που ακολουθούν γίνεται αρχικά αναφορά κάποιων βασικών ορισμών, περιγράφεται λεπτομερώς η υφιστάμενη κατάσταση ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ, τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της αιολικής ενέργειας και η ανάγκη της ενεργειακής αποθήκευσης. Στην συνέχεια παρουσιάζεται η αρχή λειτουργίας και η διαμόρφωση των ΥΒΣ καθώς και οι δυνατές καταστάσεις λειτουργίας των σταθμών αυτών. Περιγράφεται σε λεπτομέρεια το απομονωμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης με τις υποδομές του και τις ήδη εγκατεστημένες του μονάδες, συμβατικές αλλά και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Γίνεται παρουσίαση, εν συνεχεία, του ισχύοντος ρυθμιστικού πλαισίου λειτουργίας των ΜΔΝ με ΥΒΣ. Τέλος γίνεται αναλυτική παρουσίαση των αλγορίθμων ένταξης που υλοποιήθηκαν και των αποτελεσμάτων της ένταξης ΥΒΣ εγγυημένης ισχύος 75MW στο σύστημα της Κρήτης.

Λέξεις κλειδιά

Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής, Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ, αντλησιοταμίευση, ένταξη μονάδων, αιολική παραγωγή, εγγυημένη ισχύ, άντληση ενέργειας, υδροαιολική συνεργασία, προτεραιότητες αξιοποίησης παραγόμενης ενέργειας.

Abstract

The scope of this thesis is the development of algorithms for the hourly dispatch of Hybrid Power Plant in an autonomous electrical system of a non-interconnected island . The term Hybrid Station refers to a combined station , consisting of one or more wind farms and pumped-storage devices , which all belong to a producer , who manages them .

The Algorithms have been developed in the programming language of MatLab environment, by using programming constructions like classes and objects, simulating the annual operation of the hybrid station in a hourly step. The implementation of algorithms is based on the regulatory operational framework, under which the isolated energy systems must comply in order to operate securely. The mainstay of this study is the new Management Code of Non- Interconnected Islands (NII), which institutes the rules for integration and daily generation dispatch schedule of HPS.

At the following chapters, a report of some basic definitions is given at first, following a detailed description of the current electrical supply of the Non- Interconnected Islands, the particular characteristics of wind energy and the need of energy storage. Subsequently the operating principles and the configuration of HPS is depicted along with its potential operation modes. Moreover, the electrical system of Crete is presented, its infrastructure, all the installed units, thermal and the renewable ones. The regulatory operational framework of the isolated electrical systems with integrated HPS is also presented. Lastly, an extensive presentation of the algorithm's structure is given, along with the annual simulation results of the dispatch of an HPS with guaranteed capacity of 75 MW, in the electrical system of Crete.

Key Words

Non-Interconnected Islands (NII), Hybrid Power Station, Management Code of NII, wind pumped storage, unit dispatch, wind power, guaranteed capacity, energy pumping, hydrowind cooperation, utilization priorities of produced energy

Περιεχόμενα

Εισαγωγή- Βασικός προβληματισμός	15
Κεφάλαιο 1: Βασικοί Ορισμοί	17
1.1 Ορισμός ΣΗΕ.....	17
1.2 Δομή λειτουργίας των ΣΗΕ.....	17
1.3 Κατηγοριοποίηση των ΣΗΕ.....	19
1.4 Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	20
1.5 Σκοπός της εργασίας.....	21
Κεφάλαιο 2: Υφιστάμενη Κατάσταση	23
2.1 Χαρακτηριστικά των Μ.Δ.Ν ως Σ.Η.Ε.....	23
2.2 Αιολική Παραγωγή στα ΜΔΝ και Συντελεστής Χρησιμοποίησης	28
2.3 Ο διαλείπων χαρακτήρας της αιολικής ενέργειας	31
2.4 Περικοπές Αιολικής Ισχύος στα ΜΔΝ	33
2.5 Ενεργειακή Αποθήκευση	35
2.5.1 Η ανάγκη αποθήκευσης της ενέργειας.....	35
2.5.2 Τεχνολογίες αποθήκευσης.....	37
2.6 Η ανάγκη διαχείρισης της ενέργειας	44
Κεφάλαιο 3: Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής	47
3.1 Περιγραφή του συστήματος - Διαμόρφωση ΥΒΣ.....	47
3.2 Βασικές καταστάσεις λειτουργίας του ΥΒΣ.....	49
3.3 Υπάρχουσες Εφαρμογές σε διαδικασία υλοποίησης	50
3.3.1 Υβριδικό Ενεργειακό Έργο στην Ικαρία.....	50
3.3.2 Υβριδικό σύστημα στο νησί El Hierro.....	55
3.4 Συγκεντρωτικά στοιχεία αδειοδοτημένων Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	58
Κεφάλαιο 4: Το σύστημα της Κρήτης	61
4.1 Γενικά χαρακτηριστικά ηλεκτρικού δικτύου Κρήτης.....	61
4.2 Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	62
4.3 Συγκεντρωτικά στοιχεία θερμικών μονάδων παραγωγής	63
4.4 Συγκεντρωτικά στοιχεία ΑΠΕ της Κρήτης	68
Κεφάλαιο 5: Ρυθμιστικό Πλαίσιο λειτουργίας Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών με Υβριδικό Σταθμό Παραγωγής	71
5.1 Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ)	72

5.2 Συμμετοχή του ΥΒΣ στην επίλυση του ΚΗΕΠ	73
5.2.1 Δήλωση Παραγωγής.....	73
5.2.2 Δήλωση Φορτίου.....	73
5.3 Γενικοί κανόνες ένταξης και λειτουργίας Μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών	74
5.4 Ειδικό Κανόνες Ένταξης και Λειτουργίας για Υβριδικούς Σταθμούς.....	75
5.4.1 Υποχρεώσεις του παραγωγού Υβριδικού Σταθμού	75
5.4.2 Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του ΜΔΝ	75
5.4.3 Μονάδες ΑΠΕ Υβριδικού σταθμού.....	76
5.4.4 Ελεγχόμενες μονάδες Υβριδικού σταθμού	77
5.4.5 Μονάδες Απορρόφησης ενέργειας.....	77
5.5 Ανώτατο επίπεδο παραγωγής σταθμών ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής	78
5.6 Τιμολόγηση ΥΒΣ	82
5.6.1 Γενικές Αρχές Τιμολόγησης των ΥΒΣ	82
5.6.2 Κανόνες τιμολόγησης ΥΒΣ	83
5.6.3 Αμοιβή για την έγχυση ενέργειας στο δίκτυο	84
5.6.4 Αμοιβή Διαθεσιμότητας Ισχύος του ΥΒΣ.....	85
5.6.5 Αμοιβή για τις επικουρικές υπηρεσίες	85
5.6.6 Χρέωση ΥΒΣ για την απορρόφηση Ενέργειας από το Δίκτυο	86
5.6.7 Επιβολή προστίμου σε ΥΒΣ	86
Κεφάλαιο 6: Αλγόριθμοι Ένταξης ΥΒΣ σε Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα ενός ΜΔΝ	90
6.1 Δεδομένα Αλγορίθμου	90
6.2 Παραδοχές Λειτουργίας.....	93
6.3 Προφίλ Παραγωγής.....	96
6.4 Απαιτήση παροχής Εγγυημένης Ισχύος	97
6.5 Ημερήσιος Προγραμματισμός Λειτουργίας	100
6.5.1 Ημερήσια Προσφορά Ενέργειας	100
6.5.2 Ημερήσια Δήλωση Φορτίου - Άντληση Ενέργειας από το Δίκτυο	101
6.6 Ένταξη των Ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ.....	103
6.7 Αξιοποίηση της παραγόμενης Αιολικής Ενέργειας	105
6.7.1 Αποθήκευση Αιολικής Ενέργειας	106
6.7.2 Υδροαιολική Συνεργασία	107
6.7.3 Απευθείας διάθεση Αιολικής Ενέργειας στο Δίκτυο.....	109

6.8 Απόρριψη Αιολικής Ενέργειας	112
6.9 Τιμολόγηση του ΥΒΣ.....	113
Κεφάλαιο 7: Αποτελέσματα αλγορίθμων ένταξης ΥΒΣ στο σύστημα της Κρήτης.....	116
7.1 Σενάρια Λειτουργίας με κριτήριο την συχνότητα απαίτησης Εγγυημένης Παροχής από τον ΔΜΔΝ	117
7.2 Σενάρια Λειτουργίας με δυνατότητα υδροαιολικής συνεργασίας	126
7.3 Αξιοποίηση παραγόμενης Αιολικής Ενέργειας.....	132
7.4 Οικονομικά αποτελέσματα Υβριδικού Σταθμού	134
7.5 Επίπτωση της ένταξης του ΥΒΣ στην λειτουργία του συστήματος της Κρήτης	136
7.8 Συμπεράσματα.....	139
Βιβλιογραφία.....	141

Εισαγωγή- Βασικός προβληματισμός

Το 15% του ελληνικού πληθυσμού κατοικεί στο νησιωτικό σύστημα της χώρας. Τα 36 ελληνικά νησιά από τα 124 που κατοικούνται στο σύνολο, δεν συνδέονται με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και εφεξής θα αναφέρονται ως Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ). Σήμερα η ηλεκτροδότηση των μη διασυνδεδεμένων νησιών γίνεται κυρίως από αυτόνομους θερμικούς σταθμούς παραγωγής και σε μικρότερο ποσοστό από σταθμούς Α.Π.Ε :αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Μάλιστα υπάρχει έντονο επενδυτικό ενδιαφέρον για την εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας σταθμών παραγωγής Α.Π.Ε όχι μόνο «δοκιμασμένων» τεχνολογιών όπως αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκοί σταθμοί αλλά και καινούριας τεχνολογίας όπως Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής –οι οποίοι είναι αντικείμενο μελέτης της παρούσας εργασίας-και Ηλιοθερμικοί Σταθμοί Παραγωγής.

Η ανάπτυξη των Α.Π.Ε στα ελληνικά νησιά τα τελευταία χρόνια φανερώνει αφενός το έντονο επενδυτικό άρα και οικονομικό όφελος και αφετέρου την στροφή αυτού του ενδιαφέροντος στην αξιοποίηση των τοπικών εναλλακτικών πηγών ενέργειας, συμβάλλοντας με αυτόν τον τρόπο στην οικονομική ανάπτυξη της τοπικής κοινωνίας και στην οικολογική σταθερότητα του μικροκλίματος. Ωστόσο υπάρχουν κάποια τεχνικά ζητήματα που περιορίζουν αυτήν την εξέλιξη και καθιστούν τα δίκτυα των ΜΔΝ κορεσμένα ως προς την δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας Α.Π.Ε.

Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε χαρακτηρίζονται από στοχαστικότητα και μεταβλητότητα. Σε μικρά απομονωμένα συστήματα η διείσδυση αυτών των σταθμών και η συμβολή τους στην κάλυψη της ζήτησης περιορίζονται σημαντικά και συγκρατούνται σε χαμηλά επίπεδα, κυρίως λόγω τεχνικών περιορισμών που εισάγει η λειτουργία των συμβατικών θερμικών μονάδων, η τήρηση της εφεδρείας σε υψηλά ποσοστά, τα τεχνικά ελάχιστα λειτουργίας των θερμικών μονάδων, θέματα ελέγχου συχνότητας και ευστάθειας του συστήματος [1]. Εξαιτίας αυτών των ζητημάτων τα νησιά λειτουργούν με συντηρητικό τρόπο, καταναλώνοντας εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα (μαζούτ ,ντίζελ) για την λειτουργία των θερμικών σταθμών και απορρίπτοντας συχνά σημαντικά ποσά αιολικής ισχύος.

Η απομονωμένη γεωγραφική και ηλεκτρική φύση των νησιών και το γεγονός πως τα ορυκτά καύσιμα είναι εισαγόμενο προϊόν , καθιστά τα ΜΔΝ αλλά και τους κατοίκους τους εξαρτώμενους από πολιτικές και οικονομικές δυνάμεις που καθορίζουν την τιμή και την διαθεσιμότητα των ορυκτών καυσίμων. Από την σκοπιά της διαχείρισης της ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα είναι ανεξάρτητο και δεν έχει την δυνατότητα να ζητήσει ενέργεια από το

ηπειρωτικό σύστημα σε περίπτωση ανάγκης. Αυτό σημαίνει πως ο ενεργειακός προγραμματισμός σε τέτοια συστήματα θα πρέπει να εξασφαλίζει υψηλά επίπεδα ενεργειακής επάρκειας, συντηρητική πολιτική εφεδρείας και ανθεκτικότητα σε περιπτώσεις ηλεκτρικών διαταραχών. Σήμερα, η λειτουργία των ελληνικών νησιών βασίζεται ως επί το πλείστον σε ξεπερασμένες υποδομές, π.χ. στα νησιά της Κρήτης και της Ρόδου τα κέντρα ελέγχου της ενέργειας βασίζονται σε παλιά SCADA, Unix / VMS συστήματα που είναι εγκατεστημένα στα μέσα της δεκαετίας του '80. Οι Διαχειριστές των ΜΔΝ στην καλύτερη περίπτωση έχουν στην διάθεση τους συστήματα παρακολούθησης πραγματικού χρόνου των μονάδων παραγωγής και του φορτίου του συστήματος [1]. Στην πράξη όμως, οι αποφάσεις παίρνονται με βάση την εμπειρία των Διαχειριστών των ΜΔΝ. Η εφαρμογή ενός ολοκληρωμένου και προηγμένου συστήματος διαχείρισης της ενέργειας όπως και η αποθήκευση της αολικής ενέργειας (που αλλιώς θα απορριπτόταν λόγω τεχνικών περιορισμών των συμβατικών μονάδων) με τους Υβριδικούς Σταθμούς Παραγωγής, θα βελτίωνε αποτελεσματικά την συνολική απόδοση ενός απομονωμένου συστήματος.

Με την απουσία αυτών των μηχανισμών, τα νησιά είναι ευάλωτα σε ηλεκτροδότηση κακής ποιότητας και σε ακραίες περιπτώσεις αποκοπές φορτιών, μέχρι και ολόκληρων οικισμών ιδιαίτερα τους θερινούς μήνες. Οποσδήποτε τέτοιες καταστάσεις κρίνονται ανεπιθύμητες καθώς παρεμποδίζουν την ευημερία των κατοίκων και διακυβεύουν τις επαγγελματικές και οικονομικές τους δραστηριότητες. Η αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητη σε όλες τις σύγχρονες κοινωνίες για το φωτισμό, τη θέρμανση, τις επικοινωνίες, τις βιομηχανικές δραστηριότητες, τις υπηρεσίες υγείας κ.τ.λ. Ο Διαχειριστής του αυτόνομου συστήματος έχει κοινωνική ευθύνη απέναντι τους καταναλωτές και υποχρεούται να διασφαλίζει την ομαλή και ασφαλή παροχή ηλεκτρικής ενέργειας.

Κεφάλαιο 1: Βασικοί Ορισμοί

1.1 Ορισμός ΣΗΕ

Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) μπορεί να οριστεί ως το σύνολο των εγκαταστάσεων και του εξοπλισμού που έχει ως σκοπό τη παροχή ηλεκτρικής ισχύος με ασφαλή και αδιάλειπτο τρόπο σε δεδομένες περιοχές κατανάλωσης, οι οποίες αναφέρονται ως φορτία.

Συνεπώς, ένα Σ.Η.Ε. θα πρέπει να έχει σχεδιαστεί και κατασκευαστεί έτσι ώστε να ικανοποιεί τις ακόλουθες απαιτήσεις:

1. Κάλυψη ηλεκτρικής ενέργειας οποτεδήποτε χρειαστεί (kWh).
2. Κάλυψη της απαιτούμενης ζήτησης οποιασδήποτε ποσότητας ισχύος (kW).
3. Κάλυψη των ποιοτικών κριτηρίων της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας συμβατά με το πρότυπο EN 50160.
 - a. Σταθερή συχνότητα (με ονομαστική τιμή 50 Hz).
 - b. Τάση εντός προκαθορισμένων ορίων βάσει διεθνών προτύπων I.E.C.(International Electrotechnical Commission).
4. Κάλυψη των ανωτέρω με το ελάχιστο οικονομικό και οικολογικό κόστος.

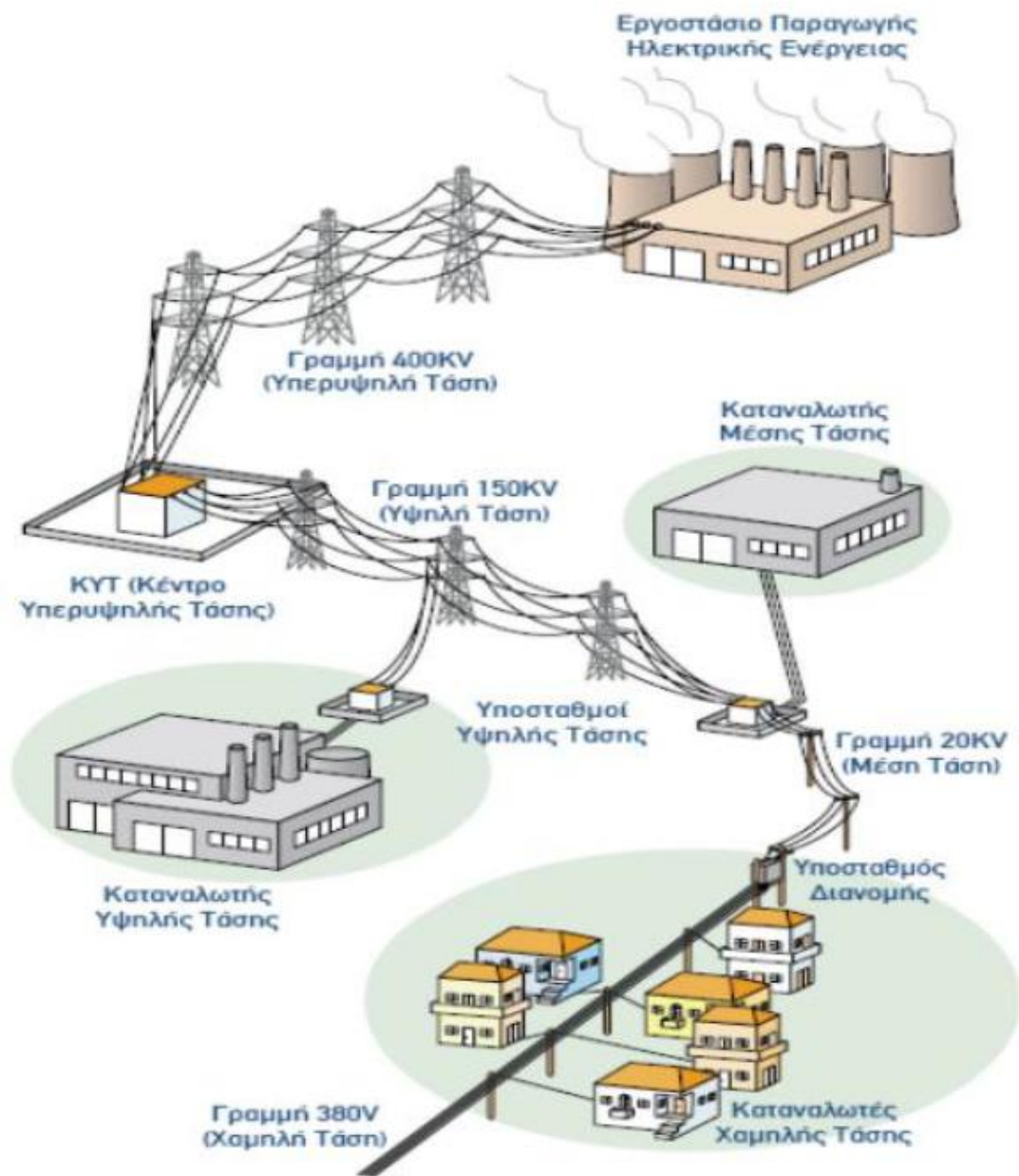
1.2 Δομή λειτουργίας των ΣΗΕ

Το Σ.Η.Ε. αποτελείται από ένα σύνολο εγκαταστάσεων και σταθερών μέσων, τα οποία χρησιμοποιούνται για την εξυπηρέτηση των αναγκών ενός συνόλου καταναλωτών (μεγάλου ή μικρού) σε ηλεκτρική ενέργεια. Το σύνολο των ανωτέρω εγκαταστάσεων μπορεί να ταξινομηθεί σε τρία επιμέρους υποσυστήματα, όπως:

1. Σύστημα Παραγωγής.
2. Σύστημα Μεταφοράς.
3. Σύστημα Διανομής.

Το Σύστημα Παραγωγής περιλαμβάνει τους Σταθμούς Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (Σ.Π.Η.Ε.), συμβατικούς ή ανανεώσιμους όπου παράγεται η ηλεκτρική ενέργεια καθώς και τους Υποσταθμούς (Υ/Σ) ανυψώσεως της τάσης. Εν' συνεχεία, το Σύστημα Μεταφοράς περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών μεταφοράς υψηλής (Υ.Τ. 150kV) ή υπερυψηλής (Υ.Υ.Τ. 400kV) τάσης, τους Υ/Σ ζεύξης και τους Υ/Σ υποβιβασμού σε μέση τάση (Μ.Τ. 15/20kV). Συνεπώς, μέσω του Συστήματος Μεταφοράς πραγματοποιείται η διάχυση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τους Σταθμούς Παραγωγής στο φορτίο. Τέλος το Σύστημα Διανομής

περιλαμβάνει το λοιπό δίκτυο τροφοδοσίας της μέσης (15/20kV) και χαμηλής τάσης (Χ.Τ. 380V) προς του τελικούς καταναλωτές. Στην Εικόνα 1-1 φαίνεται η σχηματική αναπαράσταση ενός Σ.Η.Ε. [2]



Εικόνα 1-1: Το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας

1.3 Κατηγοριοποίηση των ΣΗΕ

Η μεγάλη ποικιλία της μορφολογίας του εδάφους έχει ως άμεσο αποτέλεσμα την δημιουργία γεωγραφικά απομονωμένων περιοχών, οι οποίες θα μπορούσαν να θεωρηθούν ως ανεξάρτητα «κομμάτια» μέσα σε ένα γενικότερο γεωγραφικό πλαίσιο. Τέτοια εδάφη είναι κυρίως τα νησιά, μικρού, μεσαίου ή μεγάλου μεγέθους, αλλά και αρκετές απομακρυσμένες και δυσπρόσιτες ηπειρωτικές περιοχές. Η ανάγκη της ενεργειακής κάλυψης τέτοιων περιοχών αποτελεί ένα ξεχωριστό πεδίο έρευνας και εφαρμογής για την επιστήμη των ΣΗΕ. Η παραγωγή, η μεταφορά αλλά και ο έλεγχος των συγκεκριμένων συστημάτων παρουσιάζουν σημαντικές διαφοροποιήσεις από τα αντίστοιχα, τα οποία αναπτύχθηκαν σε πολύ μεγαλύτερες γεωγραφικές περιοχές.

Ο σημαντικότερος διαχωρισμός σύμφωνα με τη δομή λειτουργίας τους, είναι ο ακόλουθος:

- Αυτόνομα/Απομονωμένα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Διασυνδεδεμένα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Ειδικότερα, ως Αυτόνομα/Απομονωμένα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας χαρακτηρίζονται τα συστήματα εκείνα, τα οποία βρίσκονται εγκατεστημένα σε νησιά ή γενικότερα σε απομονωμένες γεωγραφικές περιοχές, οι οποίες δεν έχουν την δυνατότητα διασύνδεσης με ένα ευρύτερο σύνολο συστημάτων. Η απομόνωση ενός δικτύου από ένα τέτοιο πλαίσιο «συνεργασίας», όπου συνυπάρχουν και αλληλοϋποστηρίζονται πολλά διαφορετικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, έχει ως αποτέλεσμα την δημιουργία μίας ουσιαστικά ανεξάρτητης και αυτόνομης ενεργειακής «νησίδας».

Μεταξύ και των δύο κατηγοριών Σ.Η.Ε. πρέπει να ικανοποιούνται πάντα δύο σημαντικοί λειτουργικοί παράμετροι, όπως η ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου και η διατήρηση της συχνότητας σε σταθερά επίπεδα. Στην περίπτωση των διασυνδεδεμένων συστημάτων υπάρχει η δυνατότητα εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γειτονικά Σ.Η.Ε (άλλων Χωρών), σε αντίθεση με την περίπτωση των αυτόνομων δικτύων που η δυνατότητα αυτή δεν υπάρχει.

1.4 Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο όρος «Υβριδικά Συστήματα Ενέργειας» αναφέρεται σε συστήματα όπου χρησιμοποιούνται πολλαπλές διατάξεις ενεργειακής μετατροπής, με σκοπό την παραγωγή ενέργειας. Ένα υβριδικό σύστημα μπορεί να περιλαμβάνει μία συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με μία τουλάχιστον μορφή ανανεώσιμης πηγής ενέργειας, διατάξεις αποθήκευσης, συστήματα εποπτείας και ελέγχου, καθώς και σύστημα διαχείρισης φορτίου. [3]

Σύμφωνα με το νόμο 3468/2006 [4], ως Υβριδικός Σταθμός ορίζεται κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που:

α. Χρησιμοποιεί μία, τουλάχιστον, μορφή ΑΠΕ.

β. Η συνολική ενέργεια που απορροφά από το δίκτυο, σε ετήσια βάση, δεν υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού. Ως ενέργεια που απορροφά ο υβριδικός σταθμός από το δίκτυο ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδό της στο σταθμό και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται, για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, σε ωριαία βάση. Αν για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας εφαρμόζεται τεχνολογία διαφορετική από αυτή των φωτοβολταϊκών, μπορεί να χρησιμοποιείται και συμβατική ενέργεια που δεν απορροφάται στο δίκτυο, εφόσον η χρήση της ενέργειας αυτής κρίνεται αναγκαία για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας. Η χρησιμοποιούμενη συμβατική ενέργεια δεν μπορεί να υπερβαίνει το 10% της συνολικής ενέργειας που παράγεται, σε ετήσια βάση, από τις μονάδες αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας.

γ. Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του σταθμού δε μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία ο όρος Υβριδικός Σταθμός (ΥΒΣ) χρησιμοποιείται για να περιγράψει ένα συνδυασμένο σταθμό, που αποτελείται από ένα ή περισσότερα αιολικά πάρκα και διατάξεις αντλησιοταμίευσης τα οποία ανήκουν όλα σε έναν παραγωγό, ο οποίος και τα διαχειρίζεται. Ο ορισμός αυτός ανταποκρίνεται στο υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο στην Ελλάδα, που οριοθετεί το νομικό πλαίσιο και παρέχει ορισμένες γενικές αρχές για τέτοιου είδους επενδύσεις στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Για κάποιους ο ορισμός «Υβριδικοί Σταθμοί» που επικράτησε για τα εν λόγω έργα εξαιτίας της νομοθεσίας είναι άστοχος και δεν ανταποκρίνεται στα έργα που αναφέρεται. Ένας σαφέστερος ορισμός θα ήταν «αντλητικά-υδροηλεκτρικά με αιολική ενέργεια», ή και «αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά με αιολική ενέργεια», ή «Αιολικοί-Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί (Α-ΥΗΣ)», αυτό που πράγματι είναι.

Η βασική φιλοσοφία του σχετικού νομοθετικού πλαισίου στηρίζεται στο ότι, η παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ, αντί να εγχέεται κατά τρόπο εν πολλοίς στο δίκτυο, αποθηκεύεται και ακολουθώς μέσω των μονάδων ελεγχόμενης

παραγωγής του ΥΒΣ ανακτάται κατά πλήρως ελεγχόμενο τρόπο κυρίως τις ώρες αιχμής. Αξίζει να σημειωθεί ότι με αυτόν τον ορισμό υποδηλώνεται ότι οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης γίνονται αντιληπτές από το νομοθέτη ως εργαλείο ένταξης σημαντικής επιπλέον αιολικής ισχύος στα κορεσμένα νησιωτικά συστήματα, παρά ως τρόπος αύξησης της αιολικής παραγωγής των υφιστάμενων Α/Π.

Αναλυτικότερη αναφορά της φιλοσοφίας του υφιστάμενου θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για τους ΥΒΣ αλλά και των βασικών αρχών λειτουργίας και διαχείρισης των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων οπου επρόκειτο να ενσωματωθούν οι ΥΒΣ γίνεται στα επόμενα κεφάλαια της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

1.5 Σκοπός της εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία εντάσσεται στα πλαίσια ανάπτυξης μίας εφαρμογής για τη Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων (ΔΔΝ) του ΔΕΔΔΗΕ ενεργειακού προγραμματισμού των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων (ΜΔΝ) της χώρας η οποία υλοποιήθηκε στο Εργαστήριο Ηλεκτρικής Ενέργειας της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Η/Υ του Ε.Μ.Π.

Κάθε χρόνο καλείται ο διαχειριστής των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων να συντάξει τον ετήσιο ενεργειακό ισολογισμό στον οποίο θα γίνεται μία εκτίμηση για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος αυτού. Δεδομένου της ιδιαιτερότητας που παρουσιάζουν τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας μία τέτοια εκτίμηση είναι αρκετά δύσκολη και πολύπλοκη. Επιπροσθέτως η εισαγωγή νέων τεχνολογιών ανανεώσιμης παραγωγής ενέργειας όπως είναι οι υβριδικοί σταθμοί και οι ηλιοθερμικοί σταθμοί καθιστούν αυτόν τον υπολογισμό ακόμα πιο πολύπλοκο.

Αντικείμενο αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι η ανάπτυξη αλγορίθμων ένταξης Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού. Οι αλγόριθμοι υλοποιήθηκαν με την βοήθεια του υπολογιστικού και λογισμικού πακέτου MatLab, χρησιμοποιώντας προγραμματιστικές δομές όπως κλάσεις και αντικείμενα. Οι αλγόριθμοι ένταξης του ΥΒΣ αποτέλεσαν μέρος της εφαρμογής που αναπτύχθηκε στο εργαστήριο, μέσω της οποίας ο χρήστης θα έχει την δυνατότητα να εισάγει τα κατάλληλα δεδομένα και παραμέτρους σύμφωνα με τα οποία θα τρέχει ένας αλγόριθμος ένταξης όλων των μονάδων παραγωγής για την ωριαία συμμετοχή τους στο ενεργειακό ισοζύγιο ενός απομονωμένου συστήματος ενέργειας. Κύριος άξονας των αλγορίθμων αποτέλεσε ο νέος Κώδικας Διαχείρισης των ΜΔΝ, που θεσπίστηκε από την Ρ.Α.Ε σε συνεργασία με τον Διαχειριστή των ΜΔΝ και ο οποίος διέπει εκτός των άλλων τους κανόνες λειτουργίας και ένταξης των μονάδων παραγωγής στα αυτόνομα ηλ. συστήματα.

Κεφάλαιο 2: Υφιστάμενη Κατάσταση

2.1 Χαρακτηριστικά των Μ.Δ.Ν ως Σ.Η.Ε

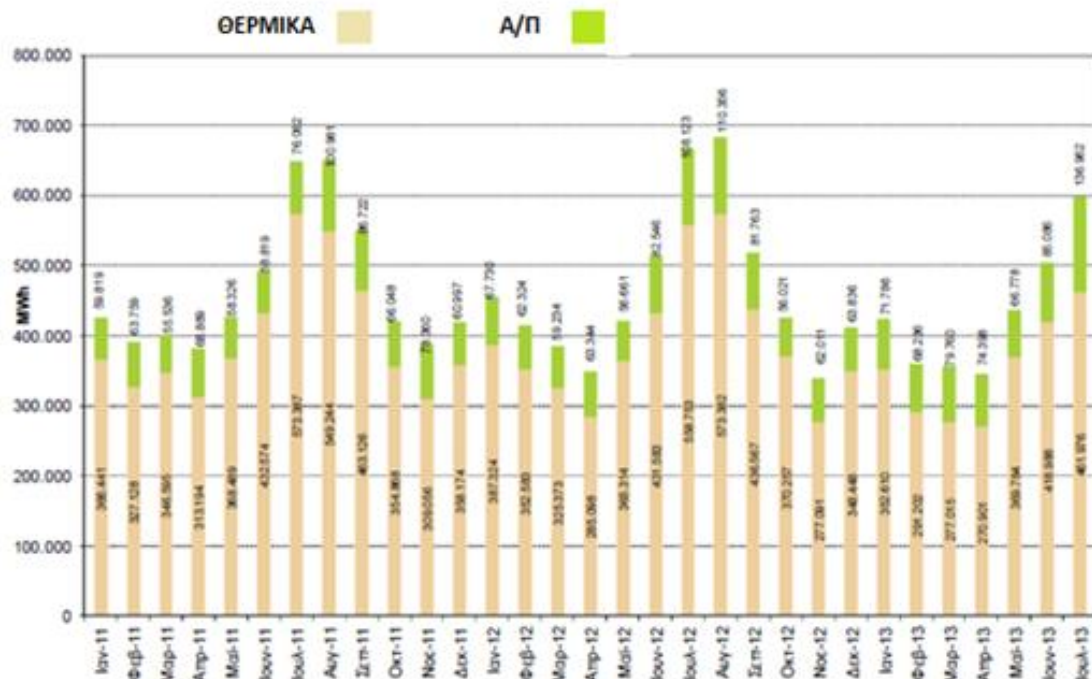
Τα ελληνικά νησιωτικά συστήματα, απομονωμένα ή διασυνδεδεμένα μεταξύ τους σε ομάδες, έχουν ιδιαίτερα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά. Σημειώνουν αιχμή φορτίου ζήτησης που κυμαίνεται από 100KW έως 700MW, στην περίπτωση της Κρήτης, ηλεκτροδοτούνται κυρίως από πετρελαϊκούς αυτόνομους σταθμούς παραγωγής (ΑΣΠ), παρουσιάζουν σημαντικές εποχιακές διακυμάνσεις φορτίου λόγω καλοκαιρινού τουρισμού και κλιματισμού και χαμηλούς ετήσιους συντελεστές φορτίου. Όπως θα δούμε στις ενότητες που ακολουθούν, το υψηλό κόστος παραγωγής των ΑΣΠ, η εξάρτηση από το πετρέλαιο και οι περιβαλλοντικοί προβληματισμοί έχουν αποτελέσει ισχυρά κίνητρα για την αυξανόμενη αξιοποίηση του δυναμικού των ΑΠΕ των νησιών τις τελευταίες δεκαετίες, με την αιολική ενέργεια να αποτελεί την «ναυαρχίδα» αλλά και νέες τεχνολογίες Α.Π.Ε να κάνουν την εμφάνιση τους.



Πιο αναλυτικά, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα αυτόνομα ενεργειακά συστήματα της Ελλάδος διαμορφώνονται από τις παρακάτω συνθήκες:

- Διατήρηση σημαντικών ποσοστών στρεφόμενης εφεδρείας, προκειμένου να εξασφαλιστεί η έγκαιρη αντίδραση του συστήματος, σε περίπτωση εμφάνισης συμβάντος ή διαταραχής ποιότητας ισχύος. Τα αυτόνομα συστήματα είναι πιο επιρρεπή και ευαίσθητα σε απότομες μεταβολές του φορτίου με αποτέλεσμα οι επιμέρους διατάξεις του συστήματος πρέπει να ανταποκρίνονται πιο αποτελεσματικά σε αυτές. [5]
- Ο συντελεστής φορτίου (δηλαδή ο λόγος της μέσης ζήτησης προς την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων παραγωγής ενέργειας) του συστήματος είναι συνήθως αρκετά χαμηλός, σχετικά με το μέγεθος του συστήματος. Αυτό οφείλεται στις έντονες εποχιακές διακυμάνσεις στην ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος, λόγω της αυξημένης τουριστικής δραστηριότητας τους θερινούς μήνες. Ο χαμηλός συντελεστής φορτίου προϋποθέτει και αυξημένο ενεργειακό απόθεμα, το οποίο με τη σειρά του οδηγεί σε υψηλό επενδυτικό κόστος. Κατά τους χειμερινούς μήνες οι θερμοηλεκτρικές μονάδες παραγωγής παράγουν σε χαμηλά ποσοστά της ονομαστικής τους ισχύος, παρουσιάζοντας έτσι χαμηλούς βαθμούς απόδοσης. [6]
- Δεν υπάρχει η δυνατότητα κατανομής του φορτίου με τέτοιο τρόπο όπως πραγματοποιείται στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Δηλαδή μία ζήτηση φορτίου μπορεί να εξυπηρετηθεί από ένα σταθμό παραγωγής που βρίσκεται μακριά γεωγραφικά από το σημείο ζήτησης. Λόγω της γεωγραφικής απομόνωσης των αυτόνομων συστημάτων, πρέπει να παράγεται επιτόπου η απαιτούμενη ενέργεια ανάλογα με το φορτίο που απαιτείται.
- Εξαιτίας του συγκεντρωτικού χαρακτήρα της παραγωγής, μειώνεται η αξιοπιστία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές, ιδιαίτερα σε καταναλωτές που είναι απομακρυσμένοι από το σημείο παραγωγής της ενέργειας, λόγω τυχόν βλάβες που μπορεί να παρουσιάσει το δίκτυο διανομής.

Παρά το υψηλό αιολικό δυναμικό των νησιών του Αιγαίου, τα επίπεδα αιολικής διείσδυσης στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα είναι αυτή τη στιγμή περιορισμένα και η συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης συγκρατείται σε χαμηλά επίπεδα βάσει των υφιστάμενων πρακτικών διαχείρισης των νησιωτικών συστημάτων. Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνονται τα απολογιστικά στοιχεία για την ηλεκτροπαραγωγή στα ΜΔΝ τα έτη 2011-2013 όπου διακρίνεται η συμμετοχή των θερμικών μονάδων και των Α/Π.



Σχήμα 2.1: Ηλεκτροπαραγωγή στα ΜΑΝ για τα έτη 2011-2013 (Πληροφοριακό δελτίο ΔΕΔΔΗΕ)

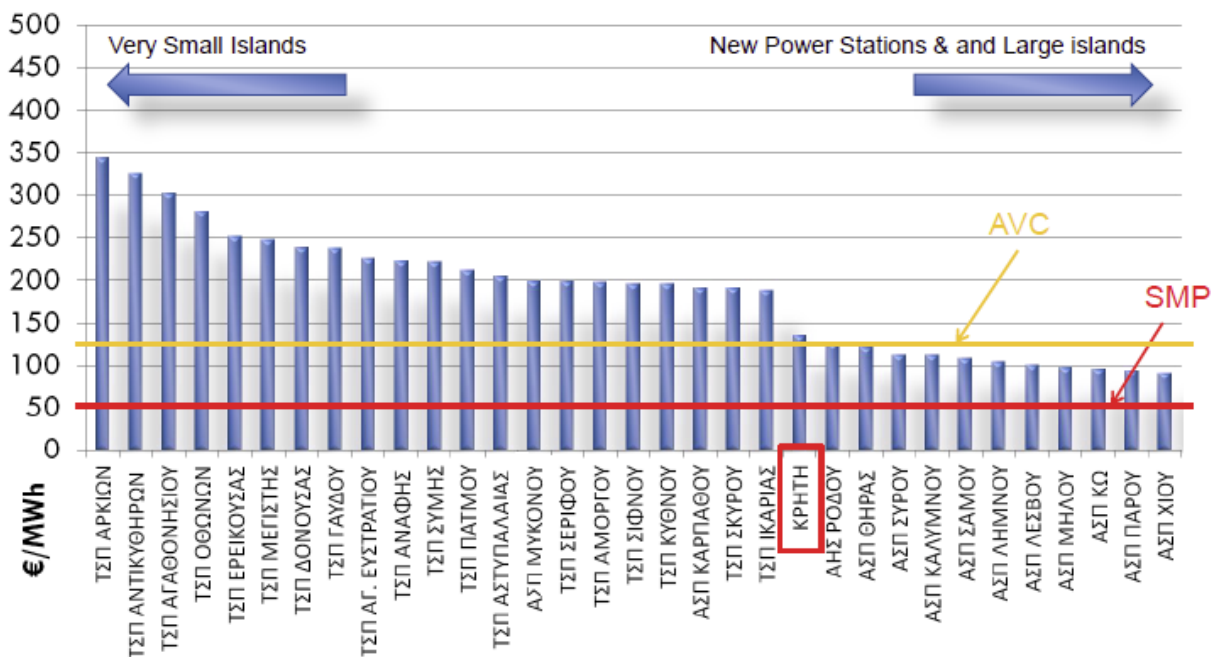
ΜΗΝΑΣ	ΑΙΟΛΙΚΑ		ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ*		ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΑ		ΣΥΝΟΛΟ	
	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)
Ιανουάριος	277,02	60.998,04	84,37	6.650,03	0,30	82,20	362,09	67.730,27
Φεβρουάριος	277,02	54.355,89	85,97	7.885,27	0,30	82,87	363,29	62.324,03
Μάρτιος	277,02	47.646,27	87,19	11.460,00	0,30	127,35	364,51	59.233,62
Απρίλιος	278,32	46.416,71	90,09	16.821,89	0,30	105,16	368,71	63.343,76
Μάιος	278,32	37.687,36	93,84	18.873,22	0,30	100,07	372,46	56.660,65
Ιούνιος	278,32	61.484,56	96,71	20.981,90	0,30	79,19	375,33	82.545,65
Ιούλιος	278,32	86.405,02	99,90	21.644,95	0,30	72,66	378,52	108.122,63
Αύγουστος	278,32	87.920,78	106,40	22.367,67	0,30	67,20	385,02	110.355,65
Σεπτέμβριος	287,32	61.156,98	107,71	20.549,57	0,30	56,70	395,33	81.763,25
Οκτώβριος	287,32	39.143,75	108,70	16.821,86	0,30	55,70	396,32	56.021,31
Νοέμβριος	287,32	50.552,17	109,56	11.406,83	0,30	51,56	397,18	62.010,56
Δεκέμβριος	287,32	55.580,06	112,41	8.191,83	0,30	64,31	400,03	63.836,20
Σύνολο		689.347,59		183.655,02		944,97		873.947,58

Πίνακας 2.1: Συγκεντρωτικά στοιχεία ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το Έτος 2012 (Πληροφοριακό δελτίο ΔΕΔΔΗΕ)

Όπως βλέπουμε στον παραπάνω πίνακα τους θερινούς μήνες του έτους 2012 παρατηρήθηκε αυξημένη παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ στα ΜΔΝ. Σε αυτό το σημείο πρέπει να τονιστεί ένα πολύ ενδιαφέρον γνώρισμα των ΜΔΝ και των εγκατεστημένων πηγών ΑΠΕ σε αυτά. Παρατηρούμε ότι οι πηγές ΑΠΕ και συγκεκριμένα τα εγκατεστημένα αιολικά πάρκα σημειώνουν τη μέγιστη παραγωγική τους ικανότητα τους θερινούς μήνες όταν επίσης η ζήτηση φθάνει στα υψηλότερα επίπεδα της στα ελληνικά νησιά. Έχουμε λοιπόν ένα πολύ επιτυχημένο ταυτοχρονισμό υψηλής δυνατότητας παραγωγής από ΑΠΕ και υψηλού φορτίου ζήτησης, ενώ πολλά αιολικά πάρκα ανά τον κόσμο βλέπουν τις πιο χαμηλές ταχύτητες ανέμου τους καλοκαιρινούς μήνες. Αναμφισβήτητα αυτός ο ταυτοχρονισμός αποτελεί ένα σημαντικό πλεονέκτημα που καθιστά επιτακτική την αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού των νησιών του Αιγαίου.

Η παραγωγή ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά βασίζεται κυρίως στους Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ). Το καύσιμο που συνήθως χρησιμοποιείται είναι το πετρέλαιο που όμως είναι ιδιαίτερα ακριβό αλλά προτιμάται λόγω της εύκολης μεταφοράς του με πλοίο και της αξιοπιστίας του καυσίμου. Συγκρινόμενα με τον λιγνίτη που χρησιμοποιείται στην ηπειρωτική Ελλάδα, το κόστος του πετρελαίου για ισοδύναμη θερμαντική αξία είναι πολλαπλάσιο. Τα χαρακτηριστικά των νησιών επιβάλλουν μικρή σχετικά κατανάλωση, άλλα εκτεταμένο δίκτυο διανομής. Επιπλέον τους περισσότερους μήνες η παραγωγή υπολειτουργεί σε σχέση με το καλοκαίρι. Όλα τα παραπάνω χαρακτηριστικά των ΑΣΠ συνιστούν ασύμφορη την εγκατάσταση και την λειτουργία τους, σε σχέση με το ηπειρωτικό σύστημα, αλλά δεν παύουν να είναι αναγκαία.

Στο παρακάτω διάγραμμα απεικονίζεται το Μέσο Μεταβλητό Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά νησιωτικό σύστημα, σημειώνεται με την κόκκινη ευθεία γραμμή η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ). Η Οριακή Τιμή του Συστήματος είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και είναι η τιμή που εισπράττουν όλοι οι όσοι εγχέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το Σύστημα. Συγκεκριμένα, η Ο.Τ.Σ διαμορφώνεται από τον συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε ημέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές. Στο σημείο όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος, η οποία στην ουσία συμπίπτει με την προσφερόμενη τιμή της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση, η οποία είναι και η ακριβότερη. [7] Στη πράξη λοιπόν, οι παραγωγοί εισπράττουν το κόστος των καυσίμων τους από τους καταναλωτές.



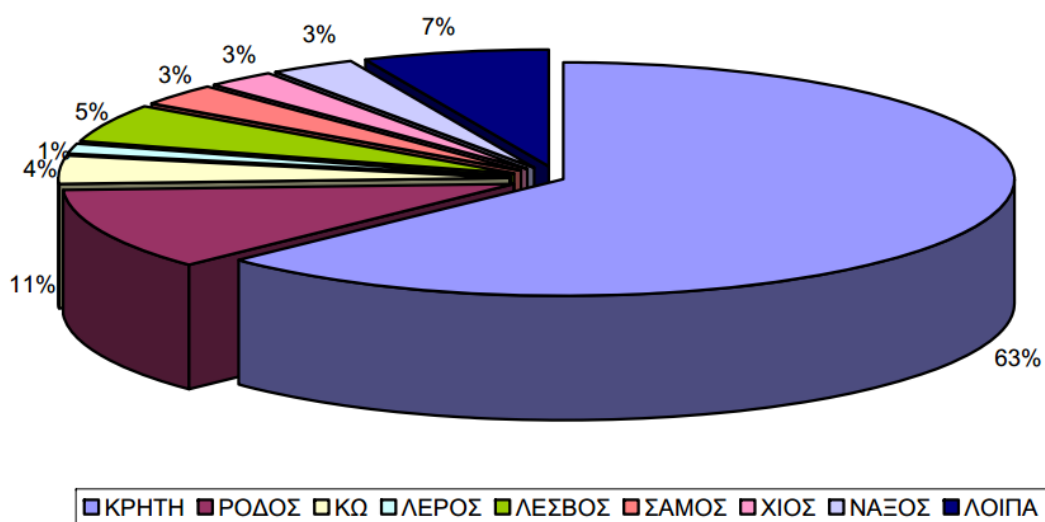
Σχήμα 2.2: Μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ανά νησιωτικό σύστημα, έτος 2010 [8]

Το κόστος παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά είναι αρκετά υψηλό, σε σχέση με την ΟΤΣ. Μείωση του κόστους επιτυγχάνεται με τη βέλτιστη Διαχείριση και Ανάπτυξη της Παραγωγής, με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τον κατάλληλο σχεδιασμό των Δικτύων. [9] Ένας πολύ σημαντικός παράγοντας λοιπόν που καθιστά επιτακτική την αξιοποίηση του σημαντικού αιολικού δυναμικού των νησιών του Αιγαίου είναι το υψηλό κόστος παραγωγής των αυτόνομων σταθμών παραγωγής (ΑΣΠ) και η εξάρτηση από το πετρέλαιο με τις απρόβλεπτες διακυμάνσεις της τιμής του, τα ζητήματα ασφάλειας εφοδιασμού, ο κίνδυνος εξάντλησής του σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα, αλλά και η προκαλούμενη τοπική ρύπανση από την καύση των συμβατικών καυσίμων. Και όσο τα νησιά αυτά παραμένουν μη διασυνδεδεμένα, ως μόνη άμεση και πρακτική λύση για την επίτευξη υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ παρουσιάζεται η αποθήκευση της αιολικής ενέργειας (που αλλιώς θα απορριπτόταν λόγω των τεχνικών περιορισμών των συμβατικών μονάδων) και η εν συνεχεία αξιοποίησή της μέσω ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής.

2.2 Αιολική Παραγωγή στα ΜΔΝ και Συντελεστής Χρησιμοποίησης

Όπως φαίνεται χαρακτηριστικά και από τις δύο εικόνες, στο νησί της Κρήτης αντιστοιχεί το μεγαλύτερο ποσοστό της συνολικής αιολικής εγκατεστημένης ισχύος (με 63%). Το αμέσως μεγαλύτερο ποσοστό αποτελούν τα νησιά της Ρόδου, της Λέσβου και της Κω, ενώ για τα υπόλοιπα νησιά μοιράζεται το μικρότερο ποσοστό της υπόλοιπης εγκατεστημένης ισχύος Α/Π .

85 Αιολικά Πάρκα (Α/Π) Συνολικής Ισχύος 277,02 MW



Σχήμα 2.3: Ποσοστό συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από Α/Π στα ΜΔΝ το Φεβρουάριο 2012(Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο της ΔΕΗ)

ΝΗΣΙ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΕΤΗΣΙΑ ΑΙΧΜΗ ΖΗΤΗΣΗΣ 2012(MW)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ(MWh)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ(%)
ΚΡΗΤΗ	640,8	183,54	468527,34	29,14
ΡΟΔΟΣ	211,8	31,3	54806,07	19,99
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	11,78	1,23	3045,45	28,26
ΜΗΛΟΣ	11,67	2,65	7465,2	32,16
ΚΩΣ	88,46	11,2	21079,13	21,48
ΛΕΡΟΣ	8,34	4	18938,8	54,05
ΛΕΣΒΟΣ	60,17	13,95	34771,48	28,45
ΛΗΜΝΟΣ	15,8	2,44	4379,06	20,49
ΣΑΜΟΣ	31,3	7,98	23494,96	33,61
ΧΙΟΣ	48,84	7,15	11719,58	18,71
ΣΥΡΟΣ	22,8	2,84	4269,3	17,16
ΝΑΞΟΣ	29,23	8,76	26494,7	34,53
ΜΥΚΟΝΟΣ	35,15	1,2	4862,1	46,25
**ΛΟΙΠΑ ΝΗΣΙΑ	99,86	9,08	17611,1	22,14

** ΣΚΥΡΟΣ, ΣΥΜΗ, ΠΑΡΟΣ, ΠΑΤΜΟΣ, ΙΚΑΡΙΑ, ΚΥΘΝΟΣ, ΣΙΦΝΟΣ, ΨΑΡΑ, ΙΟΣ, ΣΧΟΙΝΟΥΣΑ, ΚΑΣΟΣ, ΑΜΟΡΓΟΣ, ΘΗΡΑ, ΑΣΤΥΠΑΛΛΑΙΑ, ΣΕΡΙΦΟΣ

Πίνακας 2.2: Στοιχεία Αιολικής παραγωγής ανά νησί το έτος 2012.

Στον παραπάνω πίνακα καταγράφεται η μέγιστη ετήσια αιχμή ζήτησης που σημειώθηκε το 2012 ανά νησί, η εγκατεστημένη αιολική ισχύς, η ετήσια παραγωγή αιολικής ενέργειας που εγχύθηκε στο δίκτυο κάθε νησιού και ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών πάρκων που λειτουργήσαν στα νησιά του Αιγαίου το έτος 2012

Το σύνολο της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στα ΜΔΝ στο τέλος του έτους 2012 ήταν είναι 287,32 MW, με την Κρήτη και την Ρόδο να παίρνουν την μερίδα του λέοντος αλλά και πολύ μικρά νησιά όπως η Λέρος να διαθέτουν σημαντική αιολική ικανότητα συγκριτικά με το μέγεθος τους. Στην τελευταία στήλη του πίνακα φαίνεται ο ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών πάρκων που είναι εγκατεστημένα ανά νησί. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity Factor) αποτελεί μέτρο της βιωσιμότητας του κάθε αιολικού πάρκου και ορίζεται από τον λόγο της πραγματικής ενέργειας που παράγει ετήσια προς τη θεωρητική μέγιστη ενέργεια που θα μπορούσε να παράγει αν λειτουργούσε όλες τις ώρες υπό ονομαστική ισχύ.

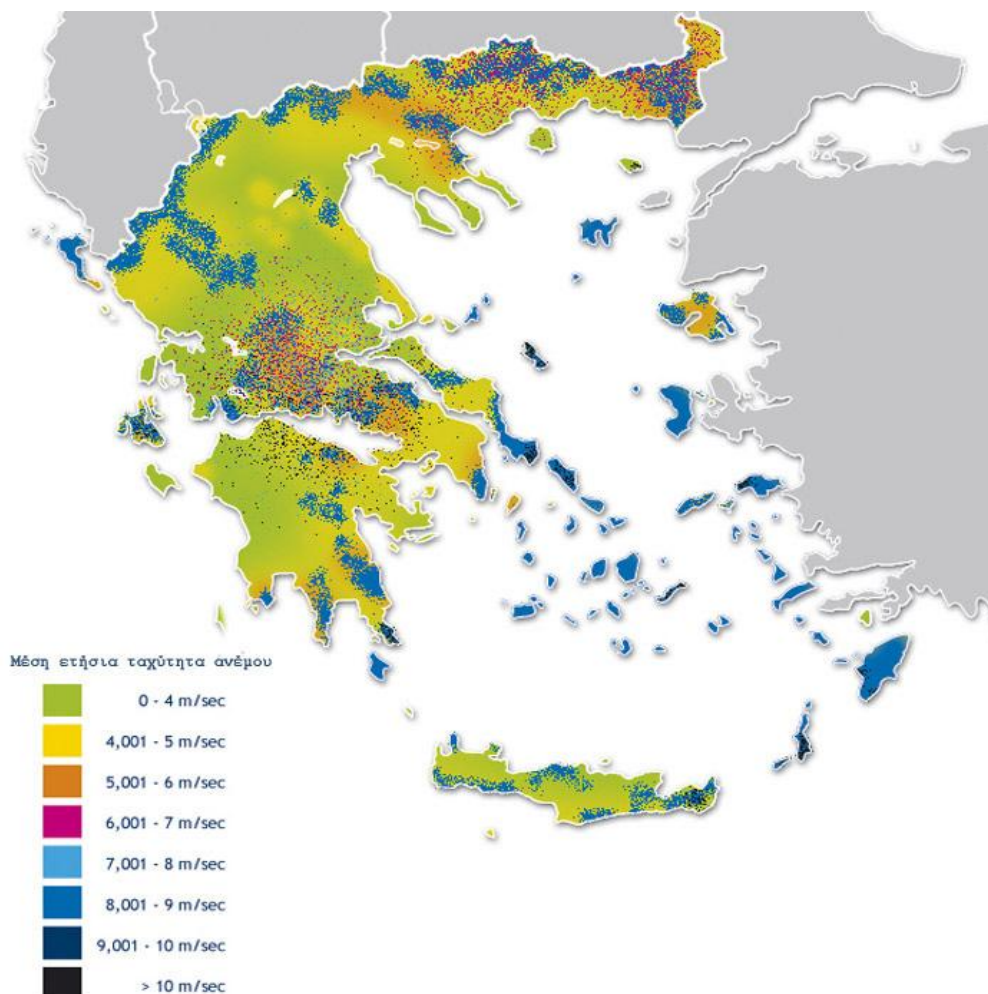
Με δεδομένη την ετήσια ενεργειακή απόδοση μιας ανεμογεννήτριας ή ενός αιολικού πάρκου, ο συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity Factor, CF) δίνεται από την σχέση:

$$CF = \frac{E}{8760 * P_n}$$

E: Πραγματική Ετήσια Παραγόμενη Ενέργεια.

Rn: Ονομαστική Ισχύς Αιολικού Πάρκου.

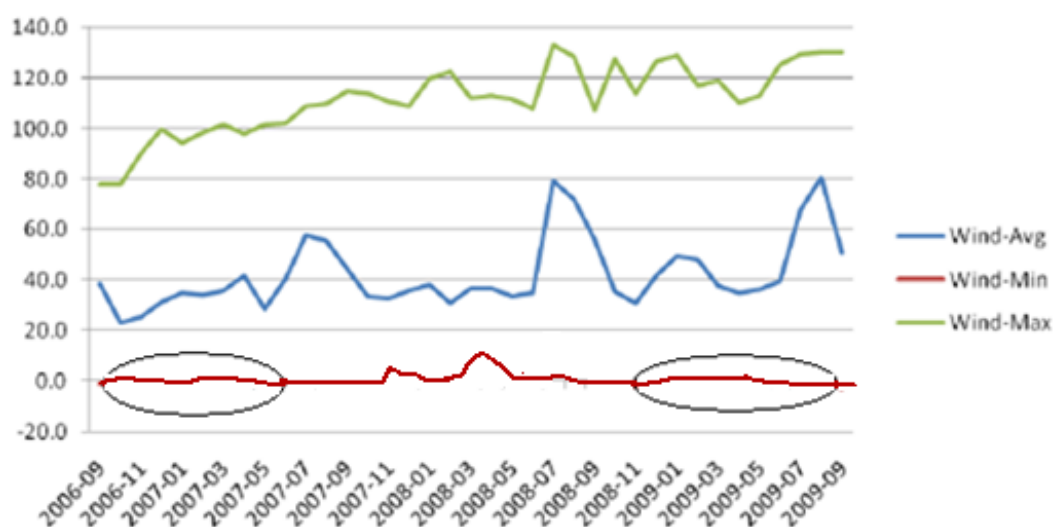
Ο συντελεστής χρησιμοποίησης έχει ιδιαίτερη σημασία καθώς σχετίζεται άμεσα με τη βιωσιμότητα μιας ενεργειακής επένδυσης. Συνήθεις τιμές του CF είναι μεταξύ 25% και 35%, χωρίς να αποκλείονται και υψηλότερες τιμές, που συμβαίνει όταν η εγκατάσταση του αιολικού πάρκου έχει γίνει σε τοποθεσία με μεγάλη μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου. [10] Με μια ματιά στο παραπάνω πίνακα και στον χάρτη του αιολικού δυναμικού παρατηρούμε σχετικά μεγάλους συντελεστές χρησιμοποίησης σε νησιά που σημειώνουν μεγάλες ταχύτητες ανέμου, κάτι το οποίο αποτελεί ευνοϊκότερη προϋπόθεση για την περαιτέρω αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού των νησιών του Αιγαίου. Για παράδειγμα στο νησί της Λέρου ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών πάρκων κυμαίνεται γύρω στο 54,05%, κάτι που δηλώνει το εξαιρετικό αιολικό δυναμικό του νησιού. Οι μικρές τιμές του συντελεστή χρησιμοποίησης των αιολικών σε ορισμένα συστήματα οφείλεται στο γεγονός ότι τα εγκατεστημένα αιολικά πάρκα λειτουργούν μόνο ορισμένους μήνες τον χρόνο, λόγω τεχνικών ή λειτουργικών προβλημάτων. Κρίνεται αναγκαία η διερεύνηση των προβλημάτων αυτών καθώς και η επίτευξη ευνοϊκών, για τη λειτουργία τους, συνθηκών ώστε όλη η αιολική εγκατεστημένη ισχύ να είναι διαθέσιμη όλες τις ώρες που υπάρχει και η ικανότητα παραγωγής από τα αιολικά πάρκα.



Σχήμα 2.3:
Χάρτης
αιολικού
δυναμικού
της
Ελλάδας
[ΚΑΠΕ]

2.3 Ο διαλείπων χαρακτήρας της αιολικής ενέργειας

Οι ανεμογεννήτριες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε περιστροφική ενέργεια και στην συνέχεια σε ηλεκτρική. Δεδομένου ότι οι ταχύτητες του ανέμου διαφέρουν από μήνα σε μήνα αλλά και από δευτερόλεπτο σε δευτερόλεπτο, το επίπεδο της αιολικής παραγωγής αλλάζει συνεχώς. Μερικές φορές οι ανεμογεννήτριες δεν παράγουν καθόλου ενέργεια καθώς ο άνεμος δεν φυσάει πάντα. Το Σχήμα 2.4 απεικονίζει μηνιαίως την ελάχιστη, τη μέση και την μέγιστη αιολική παραγωγή από το έτος 2006 έως το έτος 2009 στην Κρήτη. Φαίνεται πως τους περισσότερους μήνες η ελάχιστη αιολική παραγωγή αγγίζει τα 0 MW, κάτι που σημαίνει πως κάποιες φορές επικρατεί νηνεμία σε ολόκληρο το νησί της Κρήτης.



Σχήμα 2.4 : Ελάχιστη, Μέγιστη και Μέση Αιολική Παραγωγή στην Κρήτη (περίοδος 2006-2009) [11]

Τα αιολικά πάρκα εντάσσονται στις μη «κατανεμημένες» -μη ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής, δηλαδή δεν υπόκεινται σε εντολές κατανομής και ελέγχου της αποδιδόμενης ισχύος τους. Με απλά λόγια η πρωτογενής πηγή ενέργειας «το καύσιμο» που είναι ο άνεμος δεν επιδέχεται εντολές αύξησης της ταχύτητας του ώστε να αυξηθεί αντίστοιχα η παραγωγή όταν την χρειάζεται το σύστημα. Έτσι στην ουσία οι σταθμοί αιολικών πάρκων δεν αντικαθιστούν εγκατεστημένη ισχύ από συμβατικές μονάδες. [12]

Ως προς τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά, οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής μπορούν να λειτουργούν είτε συνεχώς είτε διακοπτόμενα. Δεδομένου ότι οι αιολικές εφαρμογές δημιουργούν μία αρκετά διακοπτόμενη ενεργειακή παραγωγή, κρίνονται αναξιόπιστες για να καλύψουν τις ημερήσιες αιχμές εκτός και αν η

παραγόμενη ενέργεια αποθηκεύεται σε κάποιο σύστημα αποθήκευσης. Σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο, είτε αυτό είναι ένα ισχυρό διασυνδεδεμένο δίκτυο (όπως αυτό της ηπειρωτικής χώρας) είτε είναι αυτόνομο (μεγάλης ή μικρότερης ισχύος, όπως τα νησιά ανάλογα με το μέγεθός τους) σε κάθε χρονική στιγμή πρέπει να ικανοποιείται το ισοζύγιο της ισχύος, δηλ. η ισχύς που απορροφάται από τους καταναλωτές -το φορτίο-πρέπει να είναι ίση, με μικρές αποκλίσεις, προς αυτή που παράγουν οι σταθμοί παραγωγής (θερμικοί, υδροηλεκτρικοί κλπ).

$$P_G = D + P_L - P_W$$

Όπου:

P_G : η απαιτούμενη παραγόμενη ισχύς από άλλες πηγές

D : η ζήτηση ισχύος

P_L : οι απώλειες λόγω μεταφοράς της ισχύος

P_W : η παραγόμενη ισχύς από αιολικά πάρκα

Η χρονική διακύμανση του φορτίου και η αιολική παραγωγή είναι σχετικά προβλέψιμη. Οι αποκλίσεις ανάμεσα στην προβλεπόμενη και την πραγματική παραγωγή προσεγγίζουν κατά μέσο όρο το 10% αν συμπεριληφθούν όλες οι αβεβαιότητες που προκύπτουν σύμφωνα με έρευνα του Αμερικάνικου κέντρου ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. [13]

Είναι σημαντικό να τονιστεί η διαφορά ανάμεσα στην προβλεψιμότητα και την διαλειπτότητα (ή μεταβλητότητα). Παρατηρείται μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής ακόμα και αν είναι ικανοποιητικά προβλέψιμη. Οι μεγάλοι θερμικοί σταθμοί όμως δεν μπορούν να παρακολουθούν τις διακυμάνσεις του ανέμου καθώς δεν μπορούν να μειώσουν την παραγωγή τους κάτω από τα τεχνικά τους ελάχιστα και δεν είναι οικονομοτεχνικά ωφέλιμο το «άνοιξε-κλείσε» των μονάδων. [14]

Κλείνοντας, ένα βασικό εμπόδιο στην ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στα δίκτυα των απομονωμένων νησιωτικών συστημάτων είναι η μεταβλητότητα της, η οποία κάνει τον ενεργειακό σχεδιασμό ακόμα πιο δύσκολο. Επομένως για την εισαγωγή υψηλού δυναμικού αιολικών πάρκων σε ένα ηλεκτρικό σύστημα προαπαιτείται η διενέργεια κατάλληλων μελετών, τόσο για την μόνιμη κατάσταση όσο και για την δυναμική συμπεριφορά του συστήματος αλλά και ενός ολοκληρωμένου συστήματος διαχείρισης της ενέργειας με προηγμένες συναρτήσεις πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής.

2.4 Περικοπές Αιολικής Ισχύος στα ΜΔΝ

Ο Διαχειριστής του ΜΔΝ περικόπτει ή απορρίπτει αιολική παραγωγή σε περιόδους υψηλού- αιολικού δυναμικού και χαμηλού- φορτίου για λόγους ασφάλειας του δικτύου και περιορισμών που εισάγει η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Ο κυρίαρχος κανόνας περικοπής αιολικής παραγωγής που καθορίστηκε από την ΔΕΗ υπαγορεύει πως η αιολική παραγωγή δεν μπορεί να υπερβεί το 30% του συνολικού ωριαίου φορτίου ζήτησης του νησιωτικού συστήματος. Εν ολίγοις, το στιγμιαίο ανώτατο όριο διείσδυσης αιολικής ισχύος στο σύστημα ισούται με το 30% του φορτίου ζήτησης και αιολική παραγωγή πάνω από αυτή την τιμή θα απορρίπτεται.

Βάσει αυτού του κανόνα, η ΔΕΗ υλοποίησε μελέτη στην οποία αναλύεται η επίδραση που θα είχε η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, στην απόρριψη αιολικής ενέργειας. Για την μελέτη αυτή, [11] οι μέσες ωριαίες τιμές φορτίου και συνολικής αιολικής παραγωγής υπολογίστηκαν βάσει τα πραγματικά τηλεμετρικά δεδομένα της ΔΕΗ. Για κάθε ώρα καθορίστηκε το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην κάλυψη του φορτίου του συστήματος, όπου θα ισούται με $P_{W/F,MAX}=30\% P_L$.

Στη διάρκεια των 37-μηνών που πραγματοποιήθηκε η σχετική μελέτη (Σεπτέμβριος 2006 έως Σεπτέμβριος 2009), η αιολική παραγωγή είχε τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- Μέση πραγματική («κουρεμένη») αιολική παραγωγή=42.8 MW
- Με εκτίμηση της ΔΕΗ περιορίστηκε (κόπηκε) το 14% της αιολικής παραγωγής, δηλ. περίπου 7 MW. Η μέση αιολική παραγωγή (χωρίς περικοπές παραγωγής) θα ήταν 42.8 MW + 7 MW =49.8 MW.
- Μέση εγκατεστημένη αιολική ισχύς για την περίοδο της μελέτης=135.6 MW.
- Πραγματικός συντελεστής χρησιμοποίησης των α/π (με περικοπές ισχύος)= $42.8 / 135.6 = 31.4\%$.
- Εκτιμώμενος συντελεστής χρησιμοποίησης των α/π (χωρίς περικοπές ισχύος)= $49.8 / 135.6 = 37\%$.

Στο επόμενο βήμα της μελέτης, η αιολική παραγωγή αυξήθηκε για να προσομοιώσει μεγαλύτερες τάξεις εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (195, 260 και 325MW). Το παράδειγμα που ακολουθεί εξηγεί την παρούσα κατάσταση και απλοποιεί την μεθοδολογία που ακολουθήθηκε στην σχετική μελέτη. Στις 4:00 ώρα της 8^{ης} Οκτωβρίου του έτους 2008, το μέσο πραγματικό φορτίο ζήτησης καταγράφηκε ίσο με 150 MW και η μέση ωριαία αιολική παραγωγή ήταν 40 MW, ενώ η εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Κρήτη ήταν 100 MW. Εάν η εγκατεστημένη

αιολική ικανότητα διπλασιαζόταν σε 200 MW, η μέση ωριαία αιολική παραγωγή θα διπλασιαζόταν με την σειρά της στα 80 MW. Εφόσον το ανώτατο επιτρεπόμενο όριο διείσδυσης αιολικής παραγωγής στο σύστημα είναι 30% του φορτίου, δηλ. $150 \text{ MW} \cdot 0.3 = 45 \text{ MW}$, $80 - 45 = 35 \text{ MW}$ από την αιολική παραγωγή έπρεπε να περικοπεί στην διάρκεια της ώρας. Αυτός ο υπολογισμός επαναλήφθηκε για κάθε ώρα των 37-μηνών της περιόδου μελέτης.

Στον παρακάτω πίνακα δίνονται συνοπτικά τα αποτελέσματα της μελέτης, στην πρώτη γραμμή του πίνακα φαίνονται τα πραγματικά δεδομένα και ακολουθούν τα σενάρια αύξησης της αιολικής ισχύος. Αξίζει να σημειωθεί πως ο δυνητικός συντελεστής χρησιμοποίησης (CF) των α/π χωρίς περικοπές λήφθηκε συντηρητικά ίσος με 37% ενώ οι νέες τεχνολογίες ανεμογεννήτριες μπορούν να πετύχουν συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) ίσος με 40% με τις πραγματικές ταχύτητες ανέμου στην περιοχή.

ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΑΙΟΛ. ΙΣΧΥΣ (MW)	ΜΕΣΗ ΔΥΝΗΤΙΚΗ ΑΙΟΛ. ΠΑΡΑΓΩΓΗ (MW) 37% CF	ΜΕΣΗ ΑΙΟΛ. ΠΑΡΑΓΩΓΗ (ΜΕ ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ) (MW)	ΜΕΣΗ ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗ ΑΙΟΛ. ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MW)	ΜΕΣΗ ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗ ΑΙΟΛ. ΕΝΕΡΓΕΙΑ (%)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ (ΜΕ ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ) CF (%)
ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ	135.6	49.8	42.8	7	14%	31.4%
30% ΑΝΕΜΟΣ	195	72.2	57.3	14.9	20.6%	29.4%
40% ΑΝΕΜΟΣ	260	96.2	66.6	29.6	30.8%	25.6%
50% ΑΝΕΜΟΣ	325	120.3	72.3	48	39.9%	22.2%

Πίνακας 2.3: Περικοπή αιολικής ενέργειας όσο αυξάνεται η αιολική εγκατεστημένη ικανότητα.

Όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη αιολική ικανότητα, η αιολική ενέργεια που απορρίπτεται τελικά αυξάνεται ποσοστιαία από 14% σε 39,9% της αιολικής παραγωγής. Με αυτόν τον τρόπο μειώνεται ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών πάρκων από 31.4% σε 22.2%, όχι λόγω χαμηλών ταχυτήτων ανέμου αλλά λόγω περικοπών που επιβάλλονται από τον Διαχειριστή του ΜΔΝ.

Επομένως οι περικοπές της αιολικής παραγωγής λειτουργούν ως ανασταλτικός παράγοντας στην επιπλέον εγκατάσταση α/π στο νησί της Κρήτης, εκτός και αν ο περιορισμός της αιολικής διείσδυσης στο σύστημα γίνει πιο ελαστικός. Γι' αυτόν τον λόγο τα αιολικά πάρκα θα πρέπει να παρέχουν «αξιόπιστη» ενέργεια και να συνεισφέρουν ενεργά στην ανάγκη του ΜΔΝ για Επικουρικές Υπηρεσίες.

Ως πιο αποτελεσματική επιλογή κρίνεται η αποθήκευση της αιολικής ενέργειας τις περιόδους υψηλού αιολικού δυναμικού έτσι ώστε αυτή η ενέργεια να ανακτάται σε μεταγενέστερο χρόνο, με την τεχνολογία των Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής (ΥΒΣ). Τα περισσότερα ΜΔΝ εμφανίζουν λοιπόν κορεσμό ως προς την δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ενέργειας και οι ΥΒΣ αντιμετωπίζονται κυρίως ως εργαλεία για τη σύνδεση νέων σταθμών Α.Π.Ε στα κορεσμένα νησιωτικά δίκτυα.

2.5 Ενεργειακή Αποθήκευση

2.5.1 Η ανάγκη αποθήκευσης της ενέργειας

Στην ανάγκη αποθήκευσης της ενέργειας που υπήρχε παραδοσιακά λόγω των τεχνικών ελαχίστων των μεγάλων θερμικών σταθμών παραγωγής και την κάλυψη των αιχμών ενός δικτύου προστίθεται λοιπόν μία καινούργια που προέρχεται την αύξηση της συμμετοχής των αιολικών πάρκων στο σύστημα παραγωγής. Η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας που προέρχεται από την παραγωγή αιολικών πάρκων γίνεται απαραίτητη, ακόμη και σε ισχυρά διασυνδεδεμένα δίκτυα, όταν η συμμετοχή της αιολικής ενέργειας αρχίζει να πλησιάζει κάποια όρια πέρα από τα οποία η διεύθυνση της αιολικής ενέργειας προκαλεί αστάθεια στο ηλεκτρικό δίκτυο. Ήδη κάποια ηλεκτρικά συστήματα -όπως αναφέραμε στην προηγούμενη ενότητα τα κορεσμένα νησιά του Αιγαίου- έχουν φθάσει στο όριο αυτό οπότε η περαιτέρω ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας μπορεί να γίνει μόνο μέσω αποθήκευσης. [15]

Ως εκ τούτου ο Διαχειριστής ενός ηλεκτρικού δικτύου έχει να αντιμετωπίσει δύο ακραία προβλήματα :

α) στις περιόδους χαμηλού φορτίου την καλύτερη δυνατή ενσωμάτωση στο δίκτυο της παραγωγής από τις ΑΠΕ και κυρίως από τα αιολικά πάρκα (προβλήματα ευστάθειας λειτουργίας από την υψηλή διεύθυνση) και

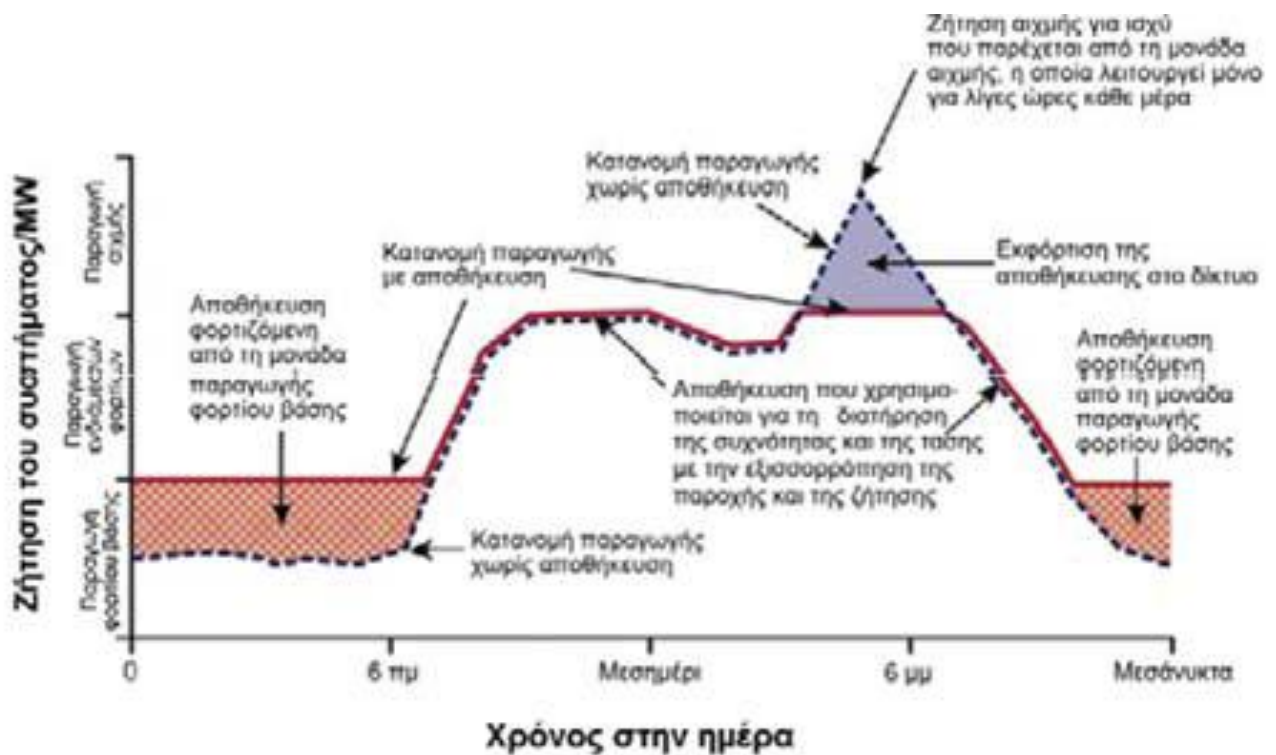
β) στις χρονικές περιόδους υψηλού φορτίου (υψηλής ζήτησης) και ιδιαίτερα στις αιχμές του φορτίου την διαθεσιμότητα μεγάλης ισχύος και ενέργειας μέσα σε σύντομο χρονικό διάστημα.

Το πρόβλημα της διαχείρισης της ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ γίνεται τόσο πιο έντονο και ανελαστικό όσο μικρότερο είναι το δίκτυο που τροφοδοτείται, όπως συμβαίνει στα νησιά, ακόμη και σε αυτά του μεγέθους της Κρήτη.

Στο Σχήμα 3.1 φαίνεται πώς η αποθήκευση της ενέργειας λειτουργεί ως εξομάλυνση της παραγωγής ισχύος των συμβατικών μονάδων παραγωγής, μια τυπική μέρα του έτους . Η διακεκομμένη γραμμή αντιστοιχεί στην ισχύ του φορτίου στη διάρκεια της

ημέρας, η οποία ταυτίζεται με την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ των συμβατικών μονάδων στην περίπτωση απουσίας της αποθήκευσης ενέργειας.

Αντίθετα, η συνεχής γραμμή αντιστοιχεί στην παραγωγή των συμβατικών μονάδων, όταν στη λειτουργία του συστήματος ενσωματώνονται διατάξεις αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας. Παρατηρούμε ότι με τη χρήση μεθόδων αποθήκευσης, το εύρος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων περιορίζεται σημαντικά, οδηγώντας στην οικονομικότερη λειτουργία τους. Έτσι, στην περίπτωση που το φορτίο του συστήματος μειωθεί σημαντικά, πράγμα που συμβαίνει συνήθως τις νυχτερινές ώρες, οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής παράγουν ισχύ που υπερβαίνει το φορτίο, η περίσσεια της οποίας αποθηκεύεται για μεταγενέστερη χρήση. Έτσι ο βαθμός απόδοσής τους διατηρείται σε υψηλά επίπεδα. Τις απογευματινές ώρες όπου το φορτίο σημειώνει την αιχμή της ημέρας, αντί να ενταχθεί επιπλέον μονάδα παραγωγής που συνεπάγεται σημαντικό κόστος, η επιπλέον ισχύς που απαιτεί το φορτίο παρέχεται από την εκφόρτιση της διάταξης όπου είχε αποθηκευτεί προηγουμένως η ηλεκτρική ενέργεια. [16]



Σχήμα 2.5: Η αρχή της ενεργειακής αποθήκευσης [ΚΑΠΕ] [17]

Επιγραμματικά κάποια από τα οφέλη της ενεργειακής αποθήκευσης είναι τα ακόλουθα [18]:

- ✓ Μείωση του κόστους παραγωγής της Ηλ. Ενέργειας - Μετακύλιση της χαμηλού κόστους ενέργειας στην κοιλάδα της καμπύλης φορτίου(αποθήκευση) και ανάκτησή της τις ώρες αιχμής , κόβοντας τις ακριβές μονάδες αιχμής. (Arbitrage)
- ✓ Ενίσχυση της Ασφάλειας και της Ευστάθειας του Δικτύου - Οι αποθηκευτικές διατάξεις θα παρέχουν ρύθμιση τάσης και συχνότητας, Επικουρικές Υπηρεσίες και Εφεδρεία.
- ✓ Βελτίωση της αξιοποίησης των Α.Π.Ε - Προσαρμογή της στοχαστικής παροχής ενέργειας από τη φύση (π.χ αιολική) στις ανθρώπινες ανάγκες.
- ✓ Αύξηση της διείσδυσης των Α.Π.Ε κυρίως σε αδύναμα δίκτυα όπως αυτά των νησιών.
- ✓ Μείωση της κατανάλωσης των συμβατικών καυσίμων άρα και των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου - Προστασία του τοπικού οικοσυστήματος.
- ✓ Βελτιστοποίηση της χρήσης του υπάρχοντος δικτύου μεταφοράς και διανομής και ελαχιστοποίηση των εξόδων για την ενίσχυσή του.

2.5.2 Τεχνολογίες αποθήκευσης

Η ενέργεια μπορεί να αποθηκευθεί με διάφορες μορφές όπως:

- ❖ σε υδραυλική μορφή υπό την μορφή ποσότητας νερού που αντλείται από μία χαμηλότερη στάθμη σε μία υψηλότερη (αντλούμενα υδροηλεκτρικά)

Σε ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης, το πλεόνασμα ενέργειας που εμφανίζεται σε περιόδους χαμηλής ζήτησης ή αυξημένης παραγωγής (π.χ. από υπάρχοντα αιολικά ή φωτοβολταϊκά πάρκα) χρησιμοποιείται μέσω άντλησης για την ανύψωση νερού από ένα ταμιευτήρα που βρίσκεται σε ένα χαμηλό επίπεδο σε έναν άλλο που βρίσκεται σε υψηλότερη στάθμη. Σύμφωνα με αυτό, κατά την διάρκεια των ωρών αιχμής ή σε περιόδους άπνοιας, το νερό απελευθερώνεται από τον άνω ταμιευτήρα και οι υδροστροβίλοι με τις γεννήτριες της εγκατάστασης, παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, εκμεταλλευόμενοι την δυναμική ενέργεια του νερού μέσω της υψομετρικής διαφοράς των δύο ταμιευτήρων. Έτσι, το σύστημα αυτό είναι ικανό να καλύψει τις ενεργειακές ανάγκες του συστήματος χρησιμοποιώντας την ενέργεια που προηγουμένως έχει αποθηκευτεί. Τα συστήματα αντλησιοταμίευσης αναλαμβάνουν την τροφοδότηση του φορτίου μέσα σε λίγα δευτερόλεπτα εξαιτίας της γρήγορης απόκρισης των υδροστροβίλων και συνδυάζονται εύκολα με τις υπόλοιπες μονάδες ΑΠΕ παρέχοντας έτσι εγγυημένη ισχύ στο δίκτυο. Η τυπική απόδοση ενός συστήματος αντλησιοταμίευσης κυμαίνεται μεταξύ 65% και 77% και

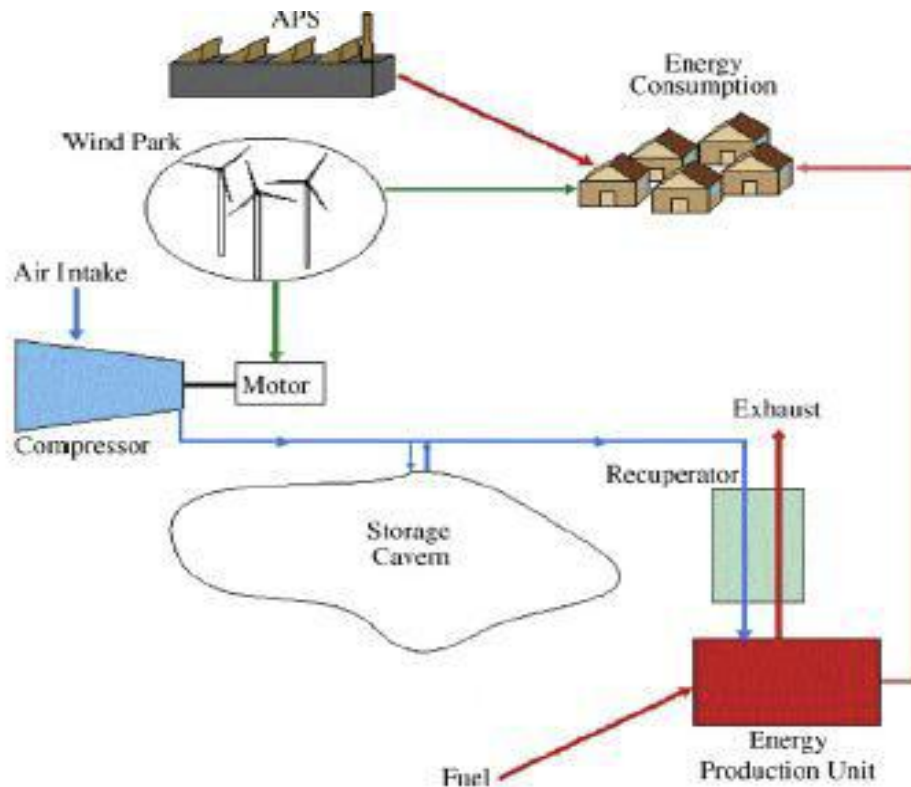
η χρονική περίοδος λειτουργίας τους κυμαίνεται από 20 μέχρι 50 χρόνια, ανάλογα με το μέγεθος της εγκατάστασης. Απαιτούν μικρή συντήρηση και φύλαξη, το κόστος παραγόμενης ενέργειας δεν παρουσιάζει διακυμάνσεις ενώ συνδυάζονται συχνά με άλλες διευθετήσεις όπως άρδευση, ύδρευση, ρύθμιση της πλημμύρας και συνοδεύονται με έργα υποδομής που βοηθούν στην αξιοποίηση απομακρυσμένων περιοχών.

Το κύριο μειονέκτημα αυτής της εγκατάστασης είναι η έλλειψη κατάλληλων τοποθεσιών (απαιτούνται μεγάλες υψομετρικές διαφορές σε μικρή γεωγραφική έκταση) και το υψηλό κόστος κεφαλαίου, που οφείλεται κυρίως στην κατασκευή των δύο ταμιευτήρων με μια κατάλληλη υψομετρική διαφορά. Εξαιτίας αυτού, ένα ποτάμι θα μπορούσε να λειτουργήσει ως κάτω ταμιευτήρας για να μειωθεί το κόστος του έργου. Ένα άλλο μειονέκτημα αποτελεί οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις από την κατασκευή του φράγματος του έργου. [19]

❖ υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα ή αερίου γενικότερα σε αεριοφυλάκιο (ΕΑΣΑ)

Η κεντρική ιδέα είναι ότι σε περιόδους χαμηλής ζήτησης του φορτίου, καταναλώνεται ισχύς από συστοιχία συμπιεστών οι οποίοι συμπιέζουν αέρα που αποθηκεύεται σε κάποια δεξαμενή. Οι συμπιεστές βρίσκονται σε κοινό άξονα με ένα ηλεκτρικό κινητήρα, ο οποίος απορροφά ηλεκτρική ισχύ για την περιστροφή του. Έτσι η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε δυναμική ενέργεια του αέρα. Σε περιόδους αιχμής του φορτίου, ο πεπιεσμένος αέρας από τη δεξαμενή, αφού προθερμανθεί, εκτονώνεται σε έναν στρόβιλο παράγοντας περιστροφική ισχύ η οποία, με τη γεννήτρια που είναι προσαρτημένη στον ίδιο άξονα, μετατρέπεται σε ηλεκτρική και εγχέεται στο δίκτυο. Η λειτουργία των συστημάτων αποθήκευσης πεπιεσμένου αέρα (CAES) έχει παρόμοια χαρακτηριστικά με τις υδραντλητικές μονάδες, με τυπική εγκατεστημένη ισχύ από 50 – 300 MW. [20]

Το σύστημα αυτό, όπως και το σύστημα της αντλησιοταμίευσης απαιτεί ιδιαίτερες τοποθεσίες και γεωλογικές συνθήκες κατάλληλες για υπόγεια αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα. Σε ότι αφορά την απόδοση του κύκλου, αν εξαιρεθεί ο ρόλος του καυσίμου και βασιζόμενοι μόνο στην απόδοση της διαστολής και συμπίεσης, ένας τυπικός βαθμός απόδοσης του κύκλου πλησιάζει στο 70%. Από άποψη χωρητικότητας, αν ληφθεί υπόψη ότι η ονομαστική ισχύς των υπαρχόντων συστημάτων αυτής της μεθόδου αποθήκευσης είναι πάνω από 100MW, τα συστήματα αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα είναι τα μόνα που μπορούν να αποτελέσουν ικανές εναλλακτικές για τα συστήματα αντλησιοταμίευσης. [19]



Σχήμα 2.6: Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας με Συμπιεσμένο Αέρα

- ❖ σε μηχανική μορφή υπό την μορφή κινητικής ενέργειας σε σφόνδυλο.

Σε ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με σφόνδυλο, η κινητική ενέργεια αποθηκεύεται στο σύστημα μέσω της περιστροφής ενός δίσκου ή ενός δρομέα γύρω από τον άξονα του. Η ποσότητα της ενέργειας που αποθηκεύεται σε έναν σφόνδυλο είναι ευθέως ανάλογη με την ροπή αδρανείας του δρομέα και το τετράγωνο της ταχύτητας περιστροφής. Όταν υπάρχει αυξημένη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας, ο σφόνδυλος εκμεταλλεύεται την αδράνεια του δρομέα και η κινητική ενέργεια που έχει προηγουμένως αποθηκευτεί αποδίδεται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ο σφόνδυλος τοποθετείται στο εσωτερικό ενός θαλάμου υπό κενό, αιωρούμενος με τη βοήθεια μαγνητικών τριβών, έτσι ώστε να ελαχιστοποιούνται οι μηχανικές απώλειες λόγω τριβών. Η κινητική ενέργεια μπορεί να αποθηκεύεται ή να αποσπάται από το σφόνδυλο μέσω μίας ηλεκτρικής μηχανής μεταβλητών στροφών τεχνολογίας μόνιμων μαγνητών, η οποία μπορεί να λειτουργήσει είτε ως κινητήρας είτε ως γεννήτρια αντίστοιχα. Ένας σύγχρονος σφόνδυλος αποτελείται από μία στρεφομένη μάζα με ρουλεμάν, που συνδέεται με τον/την κινητήρα/γεννήτρια. Κατά την διάρκεια της λειτουργίας του κινητήρα, ηλεκτρική ενέργεια παρέχεται στον στάτη και η παραγόμενη ροπή αυξάνει την κινητική ενέργεια του δρομέα. Κατά την διάρκεια της εκφόρτισης, συμβαίνει η αντίθετη διαδικασία.

Μερικά από τα χαρακτηριστικά του συστήματος αποθήκευσης με σφόνδυλο είναι η υψηλή παραγόμενη ισχύς, οι σχετικά μικρές ανάγκες συντήρησης, η φιλικότητα του συστήματος ως προς το περιβάλλον, η συμβολή του συστήματος στην πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας (γρήγορη και άμεση ηλεκτροπαραγωγή) και η υψηλή συνολική απόδοση (85%). Οι απώλειες δεν είναι υψηλότερες του 2% της ονομαστικής ισχύος του συστήματος. Παρόλα αυτά, τα συστήματα αυτά δεν ενδείκνυται για ισχύ πάνω από κάποιες εκατοντάδες kW και η βασική περίοδος λειτουργίας αποτελεί διάστημα κάποιων ωρών [17].

❖ Σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες (συσσωρευτές)

Οι μπαταρίες αποτελούν γενικά το πιο δημοφιλές μέσο αποθήκευσης. Τα στοιχεία αυτού του συστήματος αποθήκευσης είναι η συστοιχία των συσσωρευτών, το σύστημα μετατροπής ενέργειας και το σύστημα ελέγχου. Οι παράγοντες που επηρεάζουν περισσότερο την λειτουργία ενός τέτοιου συστήματος είναι το βάθος εκφόρτισης, η θερμοκρασία λειτουργίας, ο αριθμός των στοιχείων εν σειρά και ο έλεγχος της φόρτισης-εκφόρτισης. Η αποθήκευση με το σύστημα αυτό θεωρείται μια ώριμη μέθοδος αποθήκευσης και ενδείκνυται για αποθήκευση μικρών ποσοτήτων ενέργειας καθώς αποτελούν απλό σύστημα αποθήκευσης. Κοστίζουν όμως ακριβά για μεγάλα μεγέθη καθώς απαιτούν συντήρηση και ηλεκτρονικά μέσα για την ανόρθωση, τη μετατροπή συχνοτήτων και την σταθεροποίηση τάσης και συχνότητας, για κατανάλωση εναλλασσόμενου ρεύματος [17].

❖ Σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες ροής

Οι μπαταρίες ροής αποτελούν μια σχετικά νέα τεχνολογία. Η ενέργεια αποθηκεύεται και απελευθερώνεται μέσω μιας χημικής αντίδρασης. Τα στάδια φόρτισης και εκφόρτισης συνιστούν την μετατροπή από ηλεκτρική σε χημική ενέργεια και αντίστροφα. Τα κύρια χαρακτηριστικά αυτού του συστήματος αποθήκευσης είναι ότι η χωρητικότητα αποθήκευσης εξαρτάται αποκλειστικά από την ποσότητα των χρησιμοποιούμενων ηλεκτρολυτών ενώ η ισχύς καθορίζεται από την ενεργό περιοχή της στοίβας του στοιχείου (cell stack).

Το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες ροής αποτελείται από έναν αριθμό ηλεκτροχημικών στοιχείων, καθένα από τα οποία έχει 2 διαχωριστικά (1 για κάθε ηλεκτρολύτη), τα οποία διαχωρίζονται από μία μεμβράνη. Οι δύο ηλεκτρολύτες αντλούνται από τις δεξαμενές μέσω της στοίβας του στοιχείου και της μεμβράνης. Διερχόμενος μέσα από την μεμβράνη, ο ένας ηλεκτρολύτης οξειδώνεται και ο άλλος ανάγεται, παράγοντας ρεύμα διαθέσιμο στο εξωτερικό κύκλωμα. Οι χρησιμοποιούμενες αντλίες, απαραίτητες για την κυκλοφορία των ηλεκτρολυτών,

συμβάλλουν στην διατήρηση της θερμοκρασίας του συστήματος στο επιθυμητό επίπεδο .

Η ικανότητα αποθήκευσης αυτού του συστήματος εξαρτάται όπως προαναφέρθηκε από την χωρητικότητα των δεξαμενών των ηλεκτρολυτών. Προφανώς, αυξάνοντας την ποσότητα των χρησιμοποιούμενων ηλεκτρολυτών, το σύστημα αυτό μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μεγάλης κλίμακας συστήματα αποθήκευσης, συγκρίσιμα με τα συστήματα αντλησιοταμίευσης και πεπιεσμένου αέρα [17].

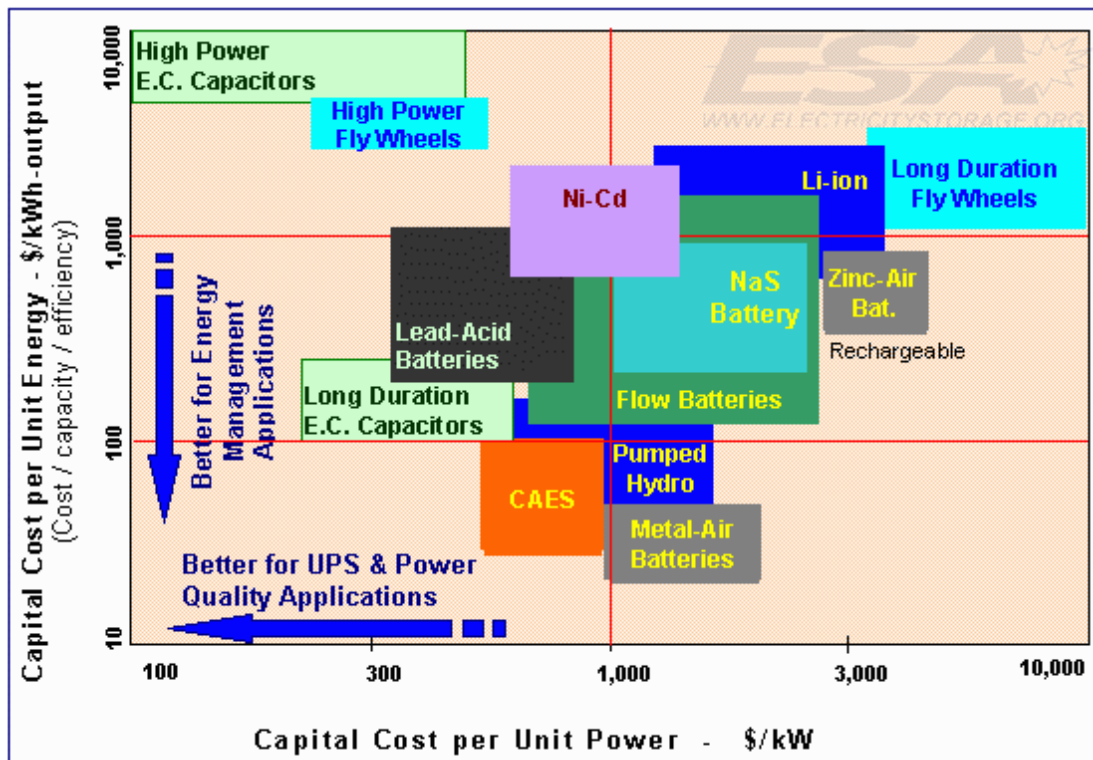
❖ Αποθήκευση με κυψέλες καυσίμου

Σε ότι αφορά τις κυψέλες καυσίμου, ως καύσιμο χρησιμοποιείται το υδρογόνο, το οποίο μαζί με το οξυγόνο παράγει ταυτόχρονα ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα, ενώ έχει ως απόβλητο το νερό. Με τις κυψέλες καυσίμου παρατηρείται απευθείας μετατροπή της χημικής ενέργειας σε ηλεκτρική με την ηλεκτροχημική γεννήτρια, καρδιά της οποίας είναι η κυψέλη καυσίμου. Η όλη διαδικασία μπορεί να φτάσει σε πολύ υψηλούς βαθμούς απόδοσης μιας και δεν υπάρχει περιορισμός από το δεύτερο θερμοδυναμικό αξίωμα [21].

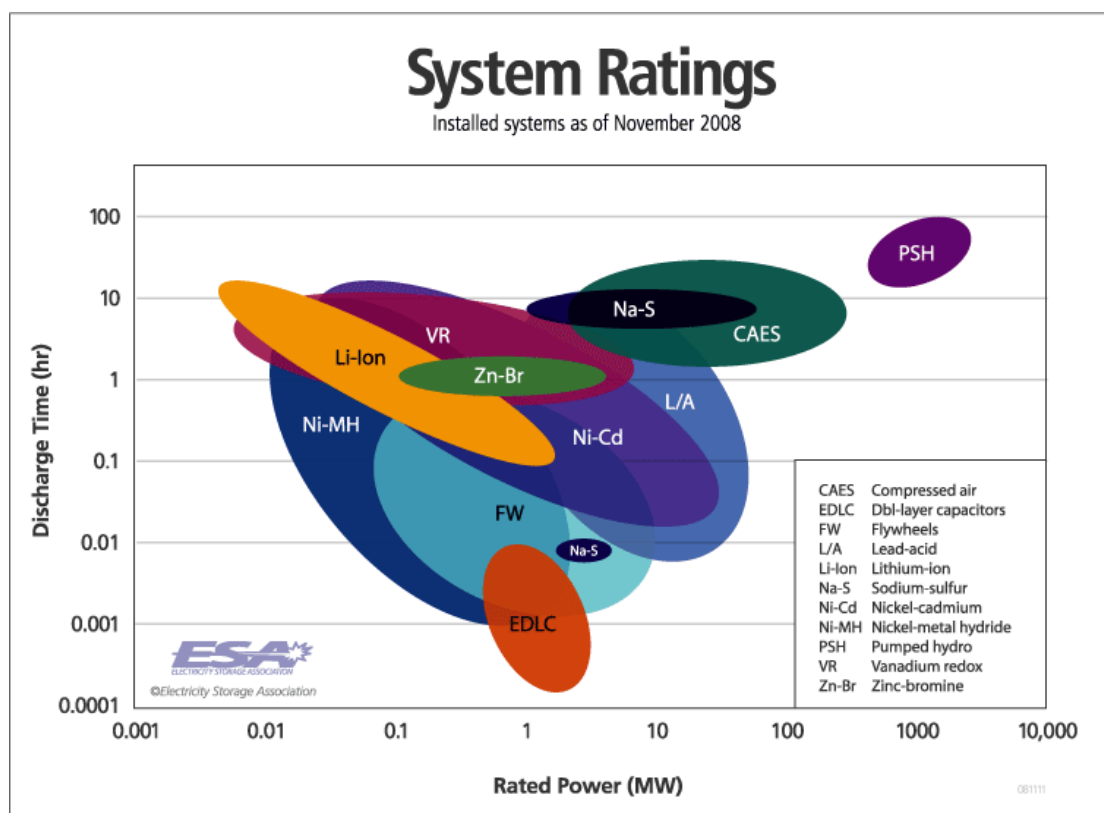
Υπάρχουν διάφοροι τύποι κυψέλων καυσίμου που χρησιμοποιούνται και μπορούν να καλύψουν ένα μεγάλο εύρος εφαρμογών. Οι κυψέλες καυσίμου αποτελούνται γενικά από δύο ηλεκτρόδια που περιβάλλονται από έναν ηλεκτρολύτη. Το οξυγόνο περνά από το ένα ηλεκτρόδιο και το υδρογόνο από το άλλο, παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια, θερμότητα και αποβάλλοντας νερό. Σε γενικές γραμμές, μία κυψέλη καυσίμου λειτουργεί σαν μπαταρία. Παρόλα αυτά, μια κυψέλη καυσίμου δεν απαιτεί επαναφόρτιση. Όσο ένα καύσιμο παρέχεται στην κυψέλη, ηλεκτρική ενέργεια παράγεται. Οι περιορισμοί και στο σύστημα αυτό έγκειται στο μέγεθος της δεξαμενής καυσίμου. Η ενέργεια που παράγει μία κυψέλη καυσίμου εξαρτάται από τον τύπο της κυψέλης, την θερμοκρασία λειτουργίας και τους καταλύτες που χρησιμοποιούνται για την βελτίωση της απόδοσης της χημικής αντίδρασης. Τα στάδια της παραγωγής και της αποθήκευσης είναι διαφοροποιημένα.

Τα σημαντικότερα μειονεκτήματα της τεχνολογίας αυτής είναι η χαμηλή συνολική απόδοση, η οποία εκτιμάται γύρω στο 30-40% για έναν πλήρη κύκλο. Οι απώλειες εντοπίζονται στην ηλεκτρόλυση του νερού για παραγωγή υδρογόνου, στην φάση της αποθήκευσης και στην παραγωγή μέσω της κυψέλης καυσίμου. [17] Είναι πιθανόν ότι οι κυψέλες καυσίμου θα συμβάλλουν ουσιαστικά στην ενεργειακή κάλυψη των αναγκών στο τέλος της δεκαετίας του 2020 .

Προκειμένου να έχουμε μια εικόνα για τις βασικότερες σύγχρονες τεχνολογίες αποθήκευσης και τις κατάλληλες εφαρμογές τους ακολουθούν δύο συγκριτικά διαγράμματα. [22]



Σχήμα 2.7: Συγκριτικό διάγραμμα αξιολόγησης συστημάτων αποθήκευσης 2008 με κριτήριο το επενδυτικό κόστος, Energy Storage Association



Σχήμα 2.8 : Συγκριτικό διάγραμμα αξιολόγησης συστημάτων αποθήκευσης 2008 με κριτήριο τον ρυθμό εκφόρτισης (hr) ανά εύρος ισχύος (MW) , Energy Storage Association

Από όλες τις μεθόδους αποθήκευσης ενέργειας, μόνο η αποθήκευση της σε μορφή υδραυλικής ενέργειας (PSH) και υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα (CAES) καλύπτουν την περιοχή μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας της τάξεως των αρκετών MW παράλληλα με ένα λογικό κόστος εγκατάστασης (Σχήμα 3.3), όποτε και είναι εφαρμόσιμες στην περίπτωση ηλεκτρικού δικτύου.

Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 3.4 τα αντλητικά συστήματα αποθήκευσης ξεχωρίζουν με διαφορά από όλες τις υπόλοιπες τεχνολογίες καθώς έχουν την ικανότητα να παρέχουν μεγάλα ποσά ισχύος για μεγάλες χρονικές περιόδους, γεγονός που τα καθιστά ικανά να ενεργούν ως σταθμοί βάσης αλλά και ταυτόχρονα να μπορούν να καλύπτουν αιχμές του φορτίου όταν η αιολική παραγωγή δεν επαρκεί. Αξίζει να σημειωθεί πως ένα άλλο σημαντικό πλεονέκτημα των υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής είναι η δυνατότητα γρήγορης παραλαβής και γρήγορης απόρριψης φορτίου πολύ μεγάλης ισχύος με αποτέλεσμα να αποτελούν την καλύτερη λύση που διαθέτει ο διαχειριστής ενός δικτύου ώστε να καλύπτει τις αιχμές φορτίου που παρουσιάζονται. Η κύρια δυσκολία της εγκατάστασης ενός τέτοιου συστήματος όπως προαναφέρθηκε έγκειται σε τοπογραφικούς και γεωλογικούς παράγοντες της τοποθεσίας και σε πιθανές περιβαλλοντικές επιπτώσεις λόγω των δύο ταμιευτήρων στην επαρκή υψομετρική διαφορά.

Με δεδομένη την τεχνολογική ωριμότητα, τα αντλητικά συστήματα σε συνδυασμό με την αιολική παραγωγή ως πρωτογενή πηγή αναδεικνύονται σε μια πολύ καλή τεχνική λύση για απομακρυσμένες περιοχές και απομονωμένα ηλεκτρικά δίκτυα.

Τοποθεσίες με χαμηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, όπως μικρά νησιά, που χρησιμοποιούν μικρού και μεσαίου μεγέθους γεννήτριες diesel έχουν την δυνατότητα να ενσωματώσουν ένα υβριδικό (αιολικό και υδροηλεκτρικό) σύστημα παραγωγής, καλύπτοντας αξιόπιστα μέχρι και το 100% της ζήτησης μετριάζοντας με αυτόν τον τρόπο την εξάρτησή τους από τις διακυμάνσεις των τιμών του πετρελαίου. [23]

Λαμβάνοντας υπόψη αυτήν την προοπτική, τα νησιά προσφέρουν μια μοναδική ευκαιρία μελέτης καθώς μπορούν να λειτουργήσουν ως πειραματικά μοντέλα τα οποία μας επιτρέπουν να οραματιστούμε ένα ενεργειακό μέλλον χωρίς περιορισμούς διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών και ακριβά καύσιμα.

2.6 Η ανάγκη διαχείρισης της ενέργειας

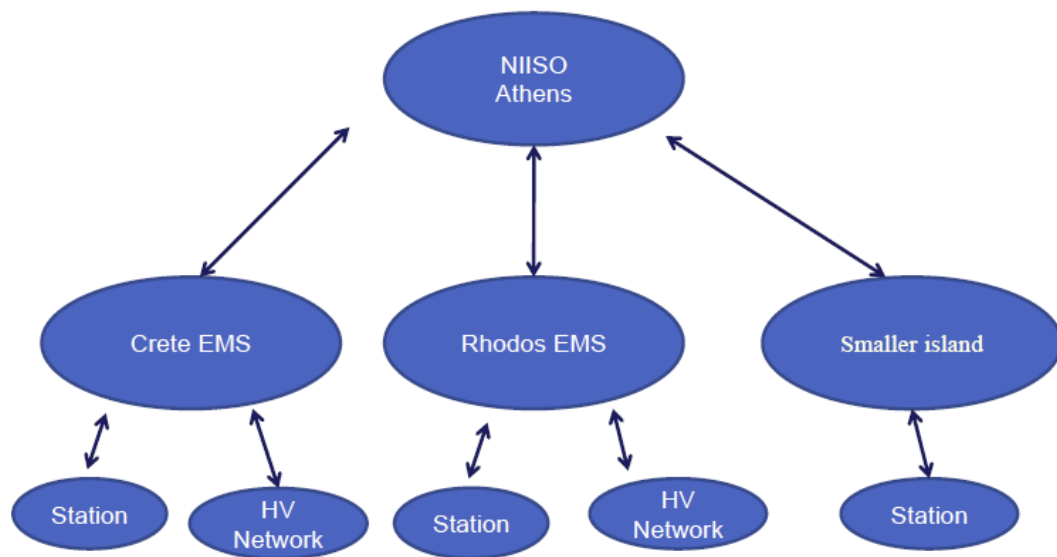
Με την ενσωμάτωση διαφορετικών τεχνολογιών σταθμών παραγωγής ηλ. ενέργειας σε αυτόνομα συστήματα είτε Α.Π.Ε (ηλιοθερμικοί σταθμοί (CSP), υβριδικοί σταθμοί (HPW)) είτε συμβατικών μονάδων, αυξάνεται η πολυπλοκότητα του ενεργειακού προγραμματισμού που απαιτείται από τον εκάστοτε Διαχειριστή του συστήματος.

Η λειτουργία των απομονωμένων ηλεκτρικών συστημάτων με αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ μπορεί να επιτευχθεί εφαρμόζοντας εξελιγμένους αλγόριθμους, ικανούς να προβλέψουν τα φορτία και την ανανεώσιμη ισχύ και να πραγματοποιούν την ένταξη των μονάδων παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη τις προτεραιότητες και τους απαραίτητους τεχνικούς και δυναμικούς περιορισμούς. Ο απώτερος στόχος πρέπει να είναι η διατήρηση υψηλού επιπέδου αξιοπιστίας και ασφάλειας του συστήματος έναντι των δυναμικών διαταραχών. Επομένως είναι αναγκαία η ανάπτυξη ενός ευπροσάρμοστου προηγμένου συστήματος ελέγχου που θα επιτυγχάνει τη βέλτιστη χρησιμοποίηση πολλαπλών πηγών ΑΠΕ. Οι τεχνικοί περιορισμοί που επιβάλλονται από τη διαθεσιμότητα και την μεταβλητότητα των πηγών ΑΠΕ, καθώς επίσης και από τα τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής θα ελαττωθούν με την ανάπτυξη ενός προηγμένου συστήματος ενεργειακής διαχείρισης.

Αξίζει να σημειωθεί σε αυτό το σημείο πως μια σημαντική πρόκληση για τα επόμενα χρόνια είναι η λειτουργία μιας αγοράς ενέργειας στα νησιά, σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή και Ελληνική νομοθεσία. Ο Διαχειριστής του ΜΔΝ θα παίξει κρίσιμο ρόλο στην λειτουργία αυτής της αγοράς καθώς οι υποχρεώσεις του συμπεριλαμβάνουν, μεταξύ άλλων, τη διαχείριση της παραγωγής, τη λειτουργία και την οικονομική εκκαθάριση της αγοράς και τη διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου του νησιού. Ο Διαχειριστής του νησιού είναι επίσης υπεύθυνος να διασφαλίζει: την επάρκεια της ικανότητας των μονάδων παραγωγής, την αξιοπιστία και την ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς τους πελάτες. Στόχος αλλά και καθήκον του Διαχειριστή οφείλει να είναι η μεγιστοποίηση διείσδυσης των ΑΠΕ και η ελαχιστοποίηση του μεταβλητού κόστους παραγωγής, καθώς και του συνολικού κόστους παραγωγής, σε μια μακροπρόθεσμη βάση.

Η ΔΕΗ σχεδιάζει να εγκαταστήσει ένα προηγμένο σύστημα Διαχείρισης της Ενέργειας (EMS-Energy Management System) στα μη διασυνδεδεμένα νησιά [1]. Το EMS θα έχει μια ημικατανεμημένη αρχιτεκτονική. Θα περιλαμβάνει ένα Κέντρο Ελέγχου που θα εγκατασταθεί στην Αθήνα, μαζί με διάφορα τοπικά Κέντρα Ελέγχου που θα εγκατασταθούν σε κάθε νησί. Το κεντρικό κέντρο ελέγχου θα εφαρμόζει για κάθε Ημέρα Κατανομής -από την προηγούμενη ημέρα-ενεργειακό προγραμματισμό που θα καθορίζει την ένταξη όλων των σταθμών παραγωγής και θα στηρίζεται σε προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ενέργειας / προσφορές ισχύος για όλους τους

τύπους των σταθμών Α.Π.Ε. (αιολικά πάρκα, υβριδικούς σταθμούς, Ηλιοθερμικούς Σταθμούς και φωτοβολταϊκά πάρκα).



Σχήμα 2.9: Δομή του συστήματος διαχείρισης ενέργειας στα ΜΔΝ

Οι κυριότερες λειτουργίες ενός συστήματος EMS πρέπει να είναι: [8]

- Μοντέλα/αλγόριθμοι πρόβλεψης ζήτησης και ανανεώσιμων δυναμικών.
- Ένταξη των μονάδων παραγωγής/Οικονομική λειτουργία του συστήματος.
- Διαχείριση των Α.Π.Ε και του συστήματος αποθήκευσης της ενέργειας.
- Βελτιστοποίηση Ροή Ενέργειας.
- Εξασφάλιση παρακολούθησης και ασφάλειας του συστήματος

Κεφάλαιο 3: Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής

3.1 Περιγραφή του συστήματος - Διαμόρφωση ΥΒΣ

Ο Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής περιλαμβάνει ένα (ή πιθανώς και περισσότερα) Αιολικά Πάρκα (Α/Π), έναν Υδροηλεκτρικό Σταθμό (ΥΗΣ), ένα αντλιοστάσιο και δύο δεξαμενές, με το Α/Π να μην είναι εγκατεστημένο απαραίτητως στην ίδια ή παρακείμενη τοποθεσία με τα υπόλοιπα. Οι διάφορες υπομονάδες του ΥΒΣ (Α/Π, ΥΗΣ, αντλιοστάσιο) συνδέονται απ' ευθείας στο δίκτυο με ανεξάρτητους μετρητές ενέργειας.

Η κάτω και άνω δεξαμενή του ΥΒΣ τοποθετούνται σε επαρκή υψομετρική διαφορά που εξασφαλίζει υδραυλικό ύψος μερικών εκατοντάδων μέτρων (συνήθως περισσότερα από 300 m), και η χωρητικότητά τους εξαρτάται από το διαθέσιμο αυτό ύψος και τις απαιτήσεις αποθήκευσης ενέργειας του ΥΒΣ.

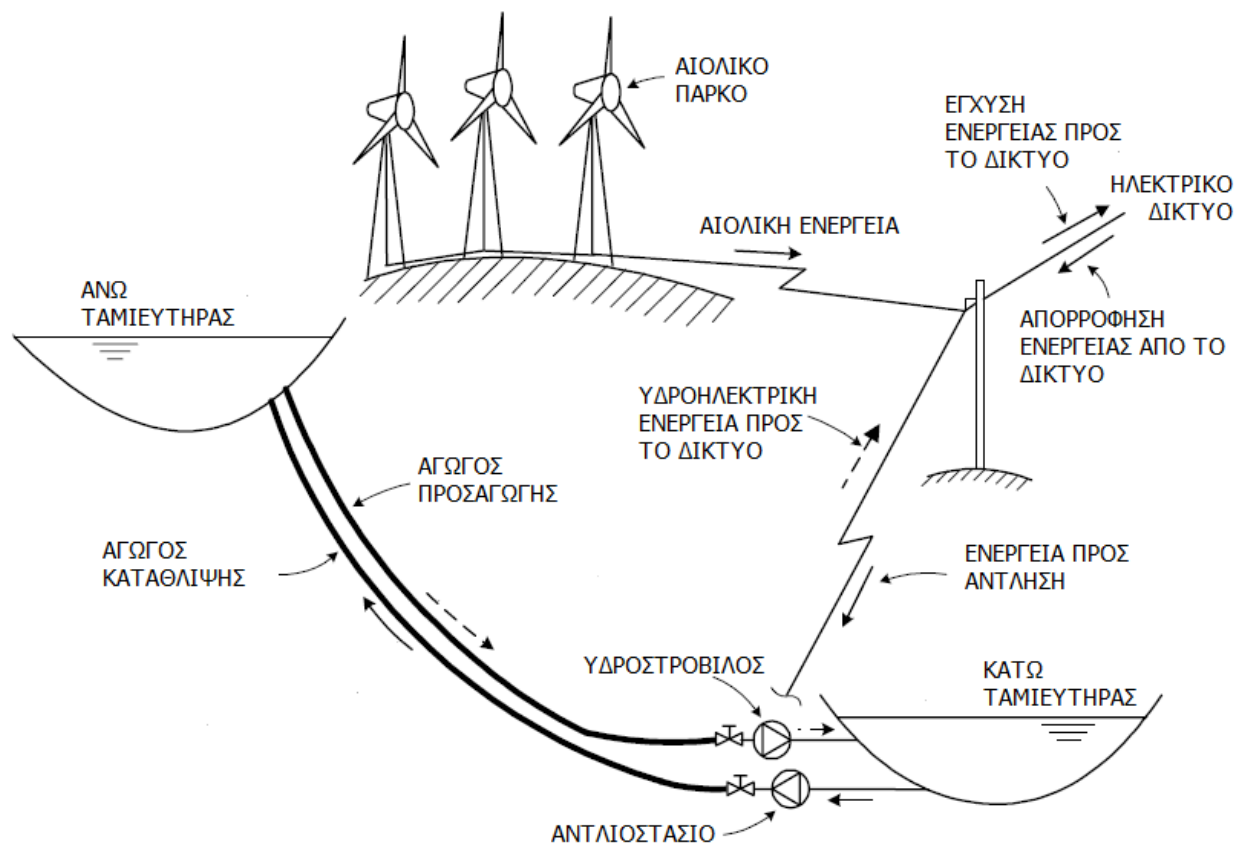
Η αποθηκευτική ικανότητα του ΥΒΣ συνήθως μετριέται σε ισοδύναμες ώρες λειτουργίας στην ονομαστική ισχύ των υδροστροβίλων. Στην περίπτωση σχετικά μεγάλων ΥΒΣ, εγγυημένης ισχύος μεγαλύτερης των 10MW, φυσικοί περιορισμοί και θέματα κόστους μειώνουν την αποθηκευτική ικανότητα σε λιγότερο από μία μέρα. Τιμές γύρω στις 20 ώρες συναντώνται σε πολλές μελέτες σχεδίασης ΥΒΣ στην πράξη. Σε κάθε περίπτωση το μέγεθος της αποθηκευτικής ικανότητας ενός ΥΒΣ εξαρτάται κατά πολύ από την τοπογραφία της τοποθεσίας εγκατάστασης του και την πιθανή χρησιμοποίηση δεξαμενών νερού, ήδη υφιστάμενων για αρδευτικούς λόγους.

Ένας ΥΒΣ μπορεί να διαθέτει ανεξάρτητο αγωγό προσαγωγής και κατάθλιψης μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής και ξεχωριστές εγκαταστάσεις υδροηλεκτρικής παραγωγής και άντλησης, κάτι που του εξασφαλίζει τη δυνατότητα της ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης, χαρακτηριστικό σημαντικό για τη λειτουργία του, όπως θα εξηγηθεί στα επόμενα κεφάλαια.

Θα μπορούσε να σκεφτεί κανείς ότι η δυνατότητα της ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης που προσφέρει ένας ΥΒΣ διπλού αγωγού είναι παράλογη, εφόσον η ενέργεια που παράγεται εκείνη τη στιγμή από τα αιολικά πάρκα του σταθμού μπορεί να εγχέεται απευθείας στο δίκτυο, δίχως να περνάει από την διαδικασία της αποθήκευσης και να επιστρέφει μέσω των υδροστροβίλων, επιδεχόμενη και τις ανάλογες απώλειες.

Όμως το περιθώριο αιολικής ισχύος που μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο ανά πάσα στιγμή είναι περιορισμένο και διαμορφώνεται από τους περιορισμούς που εισάγουν οι θερμικές μονάδες του νησιού αλλά και η λειτουργία των άλλων μονάδων Α.Π.Ε. Με λίγα λόγια, όπως θα αναλυθεί και στα επόμενα κεφάλαια οι υδροστροβίλοι παρέχουν ελεγχόμενη ενέργεια στο δίκτυο, παρέχοντας και την απαραίτητη ρύθμιση συχνότητας.

Από την άλλη, αν ένας ΥΒΣ είναι εξοπλισμένος με μονό αγωγό και αναστρέψιμες μηχανές, που θα μπορούν να λειτουργούν είτε ως στρόβιλοι είτε ως αντλίες, τότε μειώνεται το επενδυτικό του κόστος αλλά χάνεται το πλεονέκτημα της ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης. Σε αυτήν περίπτωση πρέπει να καθορίζεται η προτεραιότητα λειτουργίας των στρόβιλων ή των αντλιών. [24]



Σχήμα 3.1 : Απλοποιημένο σχηματικό διάγραμμα ΥΒΣ

Τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα σκοπό έχουν την αποθήκευση ενέργειας υπό μορφή υδραυλικής ενέργειας, και στην συνέχεια την μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Στην περίπτωση του υβριδικού συστήματος, το βασικό χαρακτηριστικό της αρχικής ενέργειας, αυτής δηλ. που προέρχεται από το αιολικό πάρκο, είναι η έντονη διακύμανση από το μηδέν (κατάσταση άπνοιας) στην μέγιστη τιμή (όταν η ένταση του ανέμου είναι υψηλότερη από την μέγιστη των ανεμογεννητριών) και οι έντονες χρονικές διακυμάνσεις λόγω των έντονων διακυμάνσεων του ανέμου. Άρα θα πρέπει το ιδεατό σύστημα μετατροπής της αιολικής ενέργειας αυτής σε υδραυλική, δηλ. το ιδεατό σύστημα άντλησης, να μπορεί να παρακολουθεί τις έντονες διακυμάνσεις (τόσο ποσοτικές όσο και του ρυθμού μεταβολής) της ενέργειας που προέρχεται από το αιολικό πάρκο.

Φυσικά η διαδικασία αυτή μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδραυλική (άντληση) και στην συνέχεια η εκ νέου μετατροπή της σε ηλεκτρική (λειτουργία υδροστροβίλων) συνοδεύεται με απώλειες ενέργειας. Οι συνολικές απώλειες ενέργειας σε έναν κύκλο άντλησης-παραγωγής ενέργειας φθάνει στο 25% περίπου (σε ΥΗΕ μεγάλου μεγέθους). Όπως είναι αναμενόμενο, οι συνολικές απώλειες ενέργειας είναι αναλογικά μεγαλύτερες όσο το μέγεθος των μηχανών γίνεται μικρότερο. Κατά την διαδικασία αποθήκευσης της ενέργειας υπό υδραυλική μορφή και στη συνέχεια απόδοσής της στο ηλεκτρικό δίκτυο υπό μορφή ηλεκτρικής ενέργειας αναπτύσσονται ενεργειακές απώλειες, οι οποίες μειώνουν την αποδοτικότητα της εγκατάστασης. Σε μία μεγάλης κλίμακας υδραυλική εγκατάσταση αποταμίευσης, η οποία αποταμιεύει την περίσσεια ισχύος των θερμικών σταθμών της ώρες χαμηλής ζήτησης, ο συνολικός ενεργειακός βαθμός απόδοσης είναι της τάξης του 75%, δηλ. το 25% της προς αποθήκευση ενέργειας χάνεται σε απώλειες. Σε μία εγκατάσταση υδραυλικής αποταμίευσης ενός υβριδικού σταθμού, όπως οι εξεταζόμενοι, οι συνολικές απώλειες θα είναι ακόμη μεγαλύτερες λόγω κλίμακας και λόγω της έντονης διακύμανσης της υπό αποθήκευση ενέργειας. [25]

3.2 Βασικές καταστάσεις λειτουργίας του ΥΒΣ

Ένας αιολικός-υδροηλεκτρικός σταθμός παραγωγής έχει την δυνατότητα να βρεθεί στις παρακάτω καταστάσεις λειτουργίας:

Λειτουργία υδροστροβίλων: Η αποθηκευμένη υδραυλική ενέργεια στην άνω δεξαμενή μετατρέπεται σε ηλεκτρική μέσω των υδροστροβίλων. Α/Π και αντλίες είναι εκτός λειτουργίας.

Αντλησιοαioλική συνεργασία: Η παραγόμενη αιολική ισχύς αξιοποιείται πλήρως για άντληση και αποθήκευση ενέργειας στην άνω δεξαμενή. Οι υδροστροβίλοι είναι εκτός λειτουργίας.

Άντληση από το δίκτυο: Λειτουργία και πάλι των αντλιών, οι οποίες όμως τώρα απορροφούν ενέργεια από το δίκτυο αντί για την αιολική του ΥΒΣ.

Επίσης είναι δυνατές και οι ακόλουθες καταστάσεις λειτουργίας:

Λειτουργία μόνο του Α/Π: Το Α/Π του ΥΒΣ εγχέει ενέργεια απ' ευθείας στο δίκτυο, χωρίς ταυτόχρονη άντληση. Είναι μια κατάσταση λειτουργίας που αναμένεται να συμβαίνει ελάχιστες φορές σε κορεσμένα νησιά.

Υδροαioλική συνεργασία: Η ισχύς του Α/Π του ΥΒΣ υποκαθιστά ισχύ υδροστροβίλων στην παροχή της κατανεμόμενης ισχύος του ΥΒΣ, όπως αυτή

καθορίζεται από το αυτόματο σύστημα ρύθμισης της παραγωγής (AGC) των μονάδων του νησιού. Οι υδροστρόβιλοι παρέχουν την πρωτεύουσα εφεδρεία για αντιστάθμιση της μεταβλητότητας της αιολικής παραγωγής. Με αυτόν τον τρόπο η αιολική ισχύς διατίθεται απ' ευθείας στο δίκτυο, αποφεύγοντας έτσι τις απώλειες στα συστήματα αποθήκευσης. Επίσης, αυτή η λειτουργική κατάσταση θα είναι αρκετά πιθανή σε ΥΒΣ μονού αγωγού όταν θα λειτουργούν οι υδροστρόβιλοι, καθώς τότε η άντληση δεν είναι δυνατή.

Ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση: Ένας συνδυασμός των δύο πρώτων καταστάσεων λειτουργίας. Παράλληλα με τους υδροστρόβιλους (των οποίων η ισχύς μπορεί να υποκαθίσταται από αιολική, στο πλαίσιο της υδροαιολικής συνεργασίας), λειτουργούν και οι αντλίες που αξιοποιούν την αιολική ισχύ του ΥΒΣ για αποθήκευση νερού στην άνω δεξαμενή. Αυτή η κατάσταση λειτουργίας προϋποθέτει την ύπαρξη ξεχωριστών υδραυλικών μηχανών για παραγωγή και άντληση και έχει το πλεονέκτημα της αξιοποίησης της αιολικής ισχύος ακόμη και όταν παράγουν οι υδροστρόβιλοι, κάτι που είναι αρκετά σημαντικό δεδομένου ότι οι υδροστρόβιλοι μπορεί να είναι σε λειτουργία αρκετές ώρες την ημέρα (συνήθως 4-8 ώρες, αλλά ορισμένες φορές πολύ περισσότερες). [24]

3.3 Υπάρχουσες Εφαρμογές σε διαδικασία υλοποίησης

3.3.1 Υβριδικό Ενεργειακό Έργο στην Ικαρία

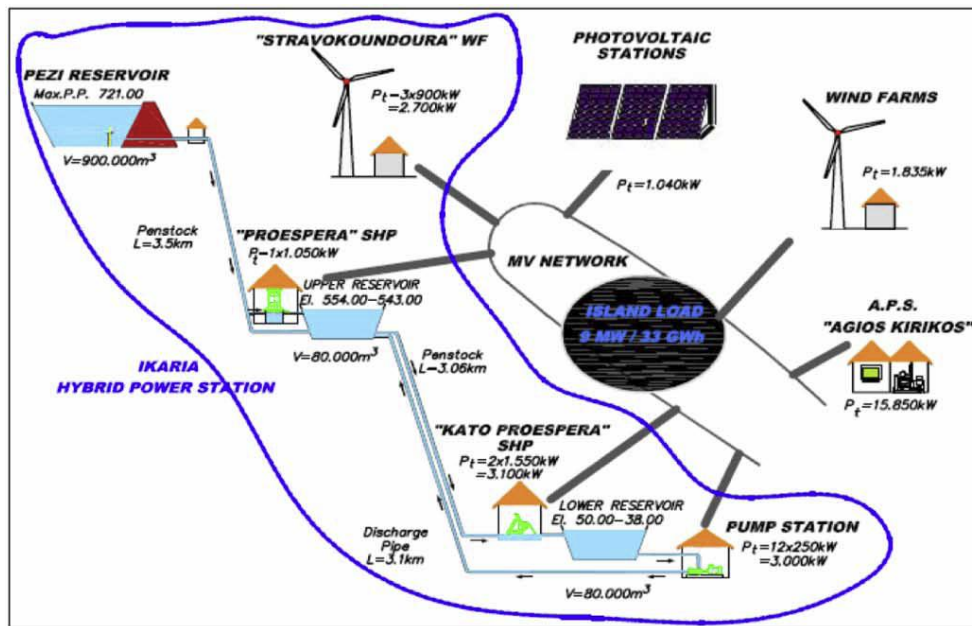
Ο πρώτος ΥΒΣ στην Ελλάδα είναι το Υβριδικό Έργο (ΥΒΕ) της Ικαρίας, έργο της ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε., η σύλληψη και μελέτη του οποίου πραγματοποιήθηκε από τη Δ/ση Υδροηλεκτρικής Παραγωγής (ΔΥΗΠ, πρώην ΔΑΥΕ) της ΔΕΗ Α.Ε. και πλέον βρίσκεται στη φάση της κατασκευής. Ιδιαιτερότητα του συγκεκριμένου ΥΒΕ, που το διαφοροποιεί από έναν συνήθη ΥΒΣ, είναι ότι εκτός από τις δύο δεξαμενές που εξυπηρετούν τις ανάγκες της αντλησιοταμίευσης για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής, υφίσταται και ένας τρίτος ταμιευτήρας, στα ανάντη της άνω δεξαμενής αντλησιοταμίευσης, η περίσσεια υδάτων του οποίου εισρέει στην τελευταία μέσω ενός επιπλέον ΜΥΗΣ. Η διαμόρφωση δηλαδή του ΥΒΕ της Ικαρίας επιτρέπει την αξιοποίηση δύο μορφών ΑΠΕ, της αιολικής, μέσω της αντλησιοταμίευσης, και της υδροηλεκτρικής, μέσω της εκμετάλλευσης των διαθέσιμων υδάτων του ταμιευτήρα. Το σύστημα παραγωγής της Ικαρίας, περιλαμβανομένου του ΥΒΕ, παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.2. Περιλαμβάνει τον τοπικό σταθμό παραγωγής Αγίου Κήρυκου (ΤΣΠ) που καταναλώνει μαζούτ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 15.85 MW και υφιστάμενα ή αδειοδοτημένα Α/Π εκτός του ΥΒΕ, των οποίων η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανέρχεται σε 1835 kW. Επίσης λαμβάνονται υπόψη Φ/Β

σταθμοί συνολικής ισχύος 1040 kW. Το φορτίο αιχμής της ζήτησης για το 2012 ανήλθε στα 9 MW, με συντελεστή φορτίου 42%. Όλοι οι σταθμοί παραγωγής είναι συνδεδεμένοι με το δίκτυο μέσης τάσης του νησιού. Το αναβαθμισμένο δίκτυο διανομής του νησιού έχει ήδη μελετηθεί στο πλαίσιο του υβριδικού έργου.

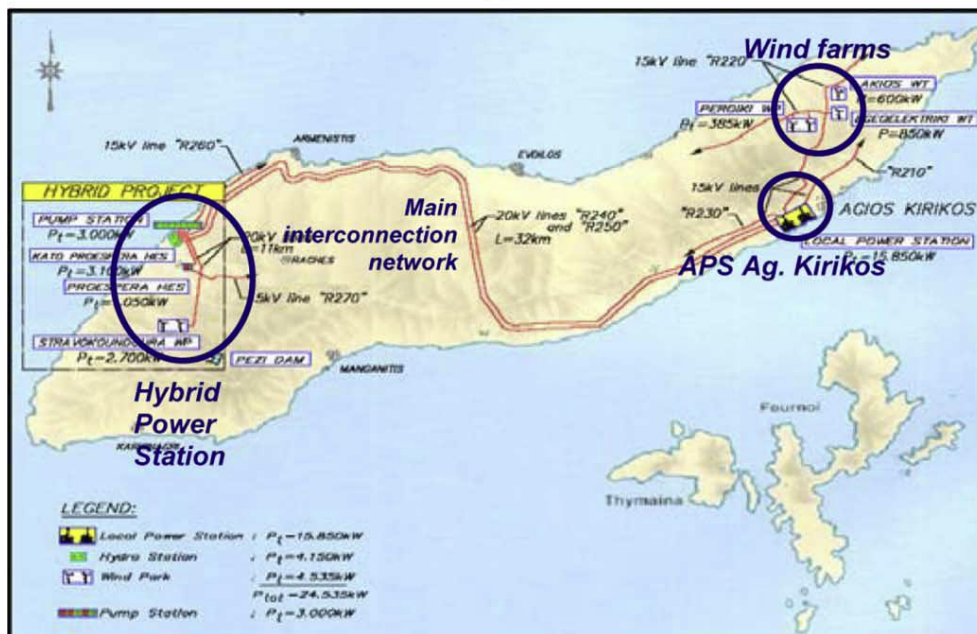
Όσον αφορά το ΥΒΕ, ο υφιστάμενος σχεδιασμός του περιλαμβάνει τα εξής [26]:

1. Το φράγμα στο Πέζι, το οποίο είναι χωρητικότητας 900000 κυβικών μέτρων και βρίσκεται σε υψόμετρο 720 μέτρα από το επίπεδο της θάλασσας. Η περίσσεια υδάτων του φράγματος αυτού θα αξιοποιείται από δυο μικρότερου μεγέθους δεξαμενές.
2. Τις δεξαμενές της Άνω και Κάτω Προεσπέρας, οι οποίες είναι χωρητικότητας 80000 κυβικών μέτρων η κάθε μία. Η πρώτη βρίσκεται σε υψόμετρο 550 μέτρων από το επίπεδο της θάλασσας και η δεύτερη σε ακόμα πιο χαμηλό επίπεδο. Οι δυο αυτές δεξαμενές θα εξυπηρετούν τις ανάγκες της αντλιοσταμείωσης για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής.
3. Τον μικρό υδροστρόβιλο τύπου Pelton ισχύος 1.05 MW, ο οποίος τοποθετείται πλησίον της άνω δεξαμενής. Ο υδροστρόβιλος αυτός θα αξιοποιεί μόνο περίσσεια νερών του ταμιευτήρα του Πεζίου (αφού πρώτα ικανοποιηθούν οι υποχρεώσεις για ύδρευση, οικολογική παροχή και άρδευση).
4. Τους δυο υδροστροβίλους τύπου Pelton συνολικής ισχύος $2 \times 1.55 \text{ MW} = 3.1 \text{ MW}$, οι οποίοι τοποθετούνται στην περιοχή της Κάτω Προεσπέρας. Οι υδροστρόβιλοι αυτοί θα αξιοποιούν τόσο την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα του Πεζίου όσο και τα νερά που προέρχονται από την αντλιοσταμείωση. Η λειτουργία των δυο υδροστροβίλων διέπεται και από υποχρεώσεις που τίθενται στην περιβαλλοντική αδειοδότηση του έργου και έχουν σκοπό την εξασφάλιση της αρδευτικής επάρκειας του ταμιευτήρα. Συγκεκριμένα, δεν επιτρέπεται η λειτουργία του ΜΥΗΣ Προεσπέρας την θερινή περίοδο, ενώ το υπόλοιπο διάστημα τίθενται απαιτήσεις ελάχιστης στάθμης νερού στον ταμιευτήρα Πεζίου.
5. Το αντλιοστάσιο, το οποίο βρίσκεται πλησίον της άνω δεξαμενής. Αυτό θα αποτελείται από οχτώ αντλίες σταθερών στροφών παράλληλα συνδεδεμένες ισχύος $8 \times 250 \text{ KW} = 2000 \text{ KW}$.
6. Τρεις ανεμογεννήτριες συνολικής ισχύος 2.7 MW, οι οποίες εγκαθίστανται στην «Στραβοκουντούρα» που είναι περιοχή ισχυρή αιολικού δυναμικού.

7. Τον υπάρχοντα θερμικό σταθμό παραγωγής Αγίου Κήρυκου.
8. Ο έλεγχος και η βελτιστοποίηση λειτουργίας γίνονται πλήρως αυτοματοποιημένα, μέσα από το Κέντρο Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου Αγίου Κηρύκου



(a)



(b)

Σχήμα 3.2: Οι Σταθμοί παραγωγής ηλ. ενέργειας της Ικαρίας και ο ΥΒΣ (α) και οι αντίστοιχες τοποθεσίες (β) [27]

Η λειτουργία του συστήματος διαφοροποιείται κατά τους χειμερινούς μήνες (από τον Νοέμβριο έως και τον Μάρτιο) και κατά τους θερινούς μήνες (από τον Απρίλιο έως και τον Οκτώβριο) και εξηγείται αναλυτικά στην συνέχεια.

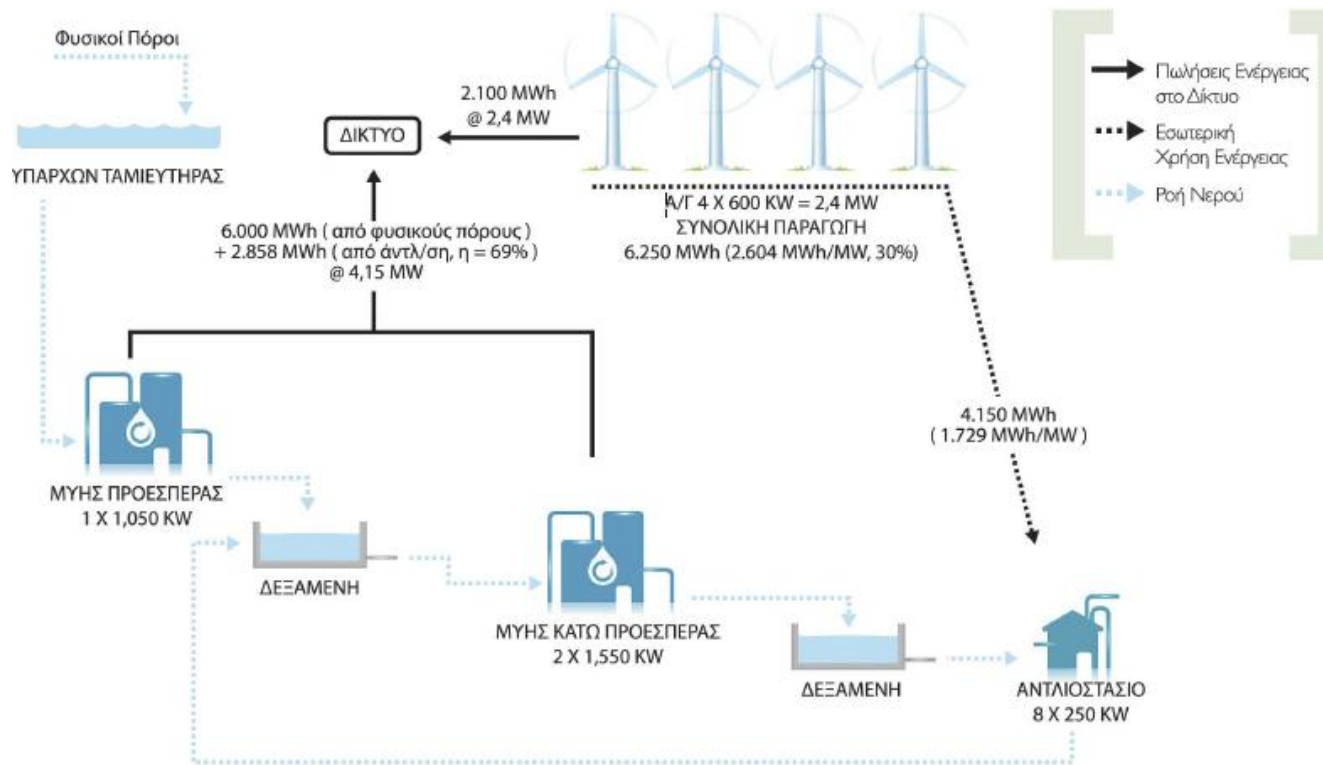
Τους μήνες Απρίλιο έως και Οκτώβρη το νερό του φράγματος θα διατίθεται αποκλειστικά για την ύδρευση και άρδευση της περιοχής. Αντίθετα, το νερό που θα βρίσκεται στην δεξαμενή της Κάτω Προεσπέρας θα μεταφέρεται μετά τις μεταμεσονύχτιες ώρες ανυψούμενο στη δεξαμενή της Άνω Προεσπέρας μέσω του αντλιοστασίου. Η απαιτούμενη ενέργεια για την λειτουργία του αντλιοστασίου θα παρέχεται από την περίσσεια της ενέργειας του αιολικού πάρκου. Επομένως, τις ώρες αιχμής θα παράγεται ηλεκτρική ενέργεια κατά την πτώση του νερού της δεξαμενής της Άνω Προεσπέρας στη δεξαμενή της Κάτω Προεσπέρας από τους δυο υδροτροβίλους συνολικής ισχύος 3.1 MW.

Πιο συγκεκριμένα, τους χειμερινούς μήνες όπου θα υπάρχει περίσσεια νερού θα παρατηρείται υπερχειλίση του φράγματος του Πεζίου. Αρχικά το νερό της υπερχειλίσης θα διέρχεται μέσα από τον υδροστρόβιλο του 1.05 MW, ο οποίος με την σειρά του θα παράγει ενέργεια για να καταλήξει στη δεξαμενή της Άνω Προεσπέρας. Στη συνέχεια, θα διέρχεται μέσα από δυο υδροστρόβιλους συνολικής ισχύος 3.1 MW, οι οποίοι με την σειρά τους θα παράγουν και αυτοί ενέργεια, για να καταλήξει στη δεξαμενή της Κάτω Προεσπέρας και από εκεί με την υπερχειλίση προς την θάλασσα. Την περίοδο αυτή το αντλιοστάσιο θα παραμείνει εκτός λειτουργίας, ενώ η ενέργεια από τις ανεμογεννήτριες θα εξυπηρετεί μόνο το ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού. Επομένως, κατά τους χειμερινούς μήνες θα διατίθεται ισχύς $1.05 + 3.1 + 2.7 = 6.85$ MW, η οποία θα υπερκαλύπτει την ζήτηση του νησιού.

Τελικώς, την περίοδο αυτή η συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα θα κυμαίνεται μεταξύ 60-70 %.

Στο σχηματικό διάγραμμα που ακολουθεί φαίνονται οι διαδρομές που ακολουθούν το νερό και η ηλεκτρική ενέργεια και κάποιες εκτιμήσεις της ενεργειακής απόδοσης του ΥΒΣ οι οποίες πραγματοποιήθηκαν από την Δ.Ε.Η Ανανεώσιμες.

Η Ετήσια Καθαρή Παραγωγή Ενέργειας του Υβριδικού Ενεργειακού Έργου Ικαρίας εκτιμάται ότι θα φτάσει τις 10,96 GWh. Η ενέργεια αυτή επαρκεί για την κάλυψη του μεγαλύτερου μέρους των ενεργειακών αναγκών του νησιού για όλο το έτος, περιορίζοντας σημαντικά την ανάγκη λειτουργίας του Θερμικού Τοπικού Σταθμού Παραγωγής στον Άγιο Κήρυκο. [28]



Σχήμα 3.3: Σχηματικό Διάγραμμα του Υβριδικού Έργου της Ικαρίας και διαδρομές της ενέργειας και του νερού.

Σύμφωνα με την Δ.Ε.Η Ανανεώσιμες ο ΥΒΣ αποτελεί ένα έργο με πολλαπλά οφέλη για την τοπική κοινωνία:

- Ενεργειακή επάρκεια του νησιού κατά το μεγαλύτερο χρονικό διάστημα του έτους .
- Σημαντική μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων από την ελαχιστοποίηση της λειτουργίας του τοπικού Θερμικού Σταθμού.
- Αύξηση της απασχόλησης, μέσα από τη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας, οι οποίες θα καλυφθούν στην πλειονότητα τους από κατοίκους του νησιού.
- Βελτίωση υπαρχόντων και ανάπτυξη νέων τοπικών υποδομών (δίκτυο ηλεκτροδότησης και οδικό δίκτυο) .
- Προβολή της Ικαρίας διεθνώς, καθώς θα καταστεί πόλος έλξης επιστημονικού τουρισμού.

3.3.2 Υβριδικό σύστημα στο νησί El Hierro

Το νησί El Hierro είναι το δυτικότερο, το νοτιότερο και το μικρότερο του αρχιπελάγους των Κανάριων Νήσων, η έκταση του φτάνει μόλις τα 268.71 km² και ο πληθυσμός του περίπου τους 10.000 κατοίκους. Λόγω της χαμηλής πυκνότητας του πληθυσμού, το τοπίο του El Hierro χαρακτηρίζεται αγροτικό με απότομη μορφολογία εδάφους που οριοθετείται από θαλάσσια βράχια ύψους μέχρι 1000m, με μέγιστο υψόμετρο τα 1501m στη κορυφή Malpaso.

Το σύστημα ηλεκτροδότησης του El Hierro είναι ένα αυτόνομο σύστημα, δεν διασυνδέεται ηλεκτρικά με κανένα ηπειρωτικό ηλεκτρικό δίκτυο άλλα και ούτε γειτονικού νησιού. Όπως όλα τα Κανάρια Νησιά, η ηλεκτροδότηση του El Hierro εξαρτάται από την προμήθεια ορυκτών καυσίμων και συγκεκριμένα diesel. Το 96% του φορτίου ζήτησης καλύπτεται από έναν θερμικό σταθμό παραγωγής ισχύος 13.3MW. Παρόλο το εξαιρετικό δυναμικό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας του νησιού, η μέχρι τώρα συνεισφορά των Α.Π.Ε ήταν σε χαμηλά επίπεδα, υπάρχει μόνο ένα διασυνδεδεμένο αιολικό πάρκο στο νησί ισχύος 280Kw, ένα αυτόνομο φωτοβολταϊκό σύστημα συνολικής ισχύος 7kW_p και μόλις 370m² εγκαταστημένης επιφάνειας ηλιακοί συλλέκτες.

Η νησιωτική αρχή του El Hierro με την πολιτική υποστήριξη της Κυβέρνησης των Κανάριων Νήσων, εγκρίνοντας το Περιφερειακό Ενεργειακό Σχέδιο PECAN, αποφάσισε να υλοποιήσει ένα έργο που θα είχε σαν αποτέλεσμα την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού 100% από ΑΠΕ. [29]

Προς αυτόν τον σκοπό (100% ΑΠΕ) και δεδομένου του ανεκμετάλλευτου αιολικού δυναμικού αλλά και της κατάλληλης μορφολογίας εδάφους, μηχανικοί που εργάζονται για την εταιρεία Gorona del Viento S.A ξεκίνησαν να αναπτύσσουν έναν υβριδικό αιολικό-υδροηλεκτρικό σταθμό παραγωγής.

Η τοπογραφία των παράκτιων περιοχών του νησιού είναι κατάλληλη και ευνοϊκή για την εγκατάσταση ανεμογεννητριών αλλά και για την διαμόρφωση ταμιευτήρων λόγω έλλειψης εμποδίων στον επικρατούντα άνεμο και μεγάλων υψομετρικών διαφορών στο έδαφος.

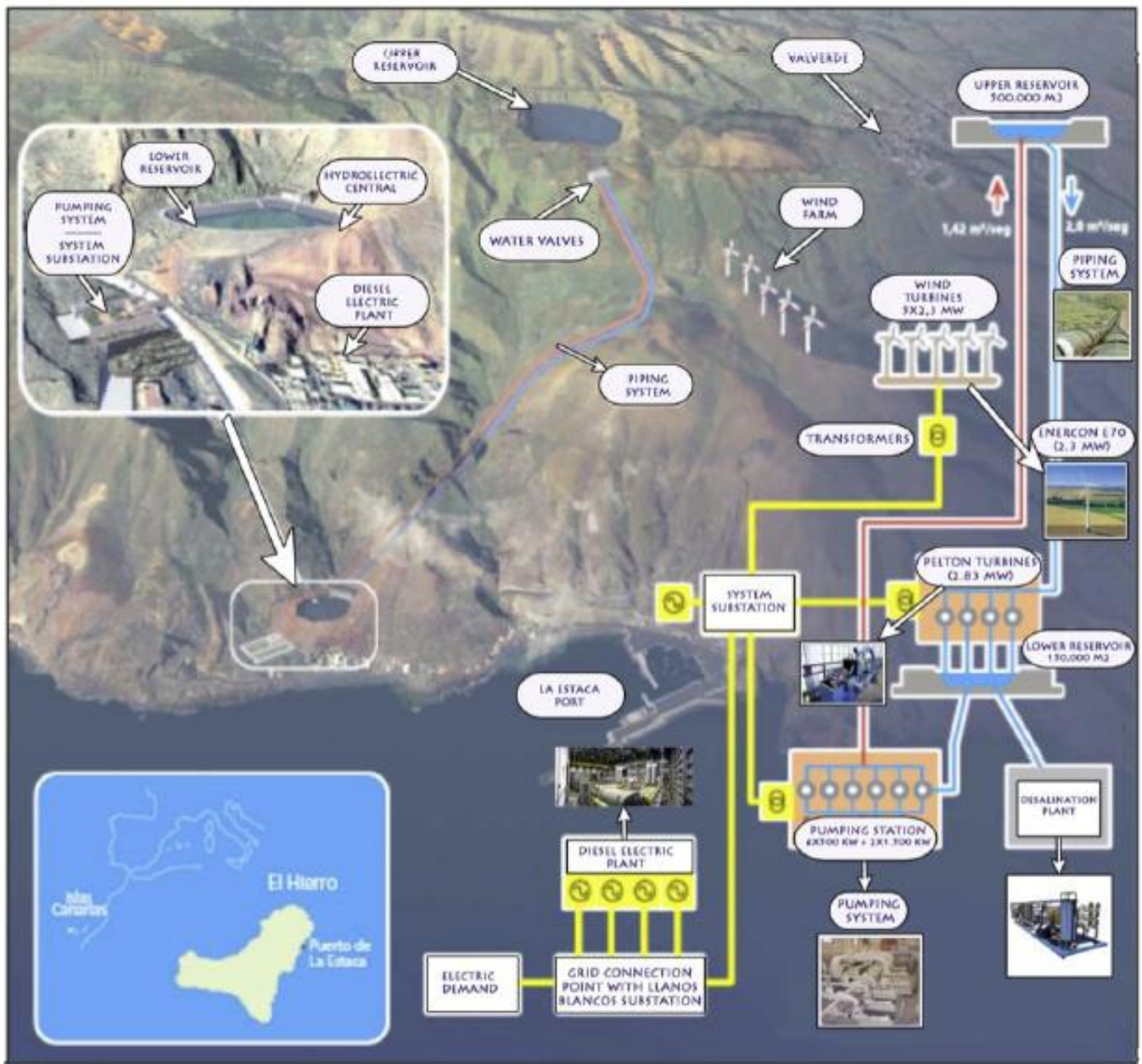
Η υψομετρική διαφορά σε υδροηλεκτρικό-αντλητικό σύστημα παίζει κρίσιμο ρόλο, καθώς όσο μεγαλύτερη η διαφορά ύψους των 2 ταμιευτήρων τόσο μεγαλύτερη η εκμεταλλεύσιμη κινητική ενέργεια. Στην εγκατάσταση του El Hierro θα υπάρχει μια διαφορά 683m μεταξύ του άνω και κάτω ταμιευτήρα.

Λόγω της έλλειψης γλυκού νερού στην περιοχή, το 50% της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνεται στο νησί πηγαίνει στην υπάρχουσα μονάδα αφαλάτωσης για την παραγωγή νερού οικιακής και γεωργικής χρήσης.

Ο υβριδικός σταθμός θα συνδεθεί με την εν λόγω μονάδα αφαλάτωσης και η παραγόμενη αιολική ενέργεια θα χρησιμοποιείται για την αφαλάτωση θαλασσινού νερού, το οποίο θα αντισταθμίζει τις απώλειες εξάτμισης στους 2 ταμιευτήρες.

Όπως φαίνεται στην παρακάτω εικόνα, ο γενικός σχεδιασμός του συστήματος περιλαμβάνει 6 κύρια μέρη:

1. Φυσικό κρατήρα για άνω ταμιευτήρα χωρητικότητας 500.000 m^3 & τεχνητό κάτω ταμιευτήρα χωρητικότητας 200.000 m^3 που θα έχουν υψομετρική διαφορά 682m.
2. Αιολικό πάρκο ισχύος 11.5MW (5x2.3MW), το οποίο αναμένεται να παράγει ετησίως 40.360 MWh, καλύπτοντας περίπου το 70% της ζήτησης. Η παραγόμενη αιολική ενέργεια κατά προτεραιότητα θα διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο και η περίσσεια της είτε θα αντλείται-αποθηκεύεται στην άνω δεξαμενή είτε θα εξυπηρετεί τις ανάγκες της μονάδας αφαλάτωσης.
3. Υδροστρόβιλοι συνολικής ισχύος 11.32 MW (4x2.83kW). Οι υδροστρόβιλοι προβλέπεται να παρέχουν ενέργεια στο δίκτυο, επικουρικές υπηρεσίες, πρωτεύουσα και δευτερεύουσα ρύθμιση, εφεδρεία και να υποκαθιστούν (ή να συμπληρώνουν) την αιολική παραγωγή σε περίπτωση ανάγκης.
4. Αντλιοστάσιο ισχύος 6 MW (2x1.5MW + 6x0.5MW) και αγωγοί προσαγωγής, που θα «ανεβάζουν» το αποθηκευτικό μέσο στην άνω δεξαμενή.
5. Τον ήδη υπάρχοντα συμβατικό (diesel) σταθμό παραγωγής ισχύος 13.3MW, ο οποίος προβλέπεται να παίζει εφεδρικό - ενισχυτικό ρόλο στην κάλυψη της ζήτησης και να λειτουργεί σε περιπτώσεις παρατεταμένης νηνεμίας ή σε περιόδους συντήρησης του υβριδικού σταθμού.
6. Την ήδη υπάρχουσα μονάδα αφαλάτωσης, η οποία θα εξυπηρετείται με την περίσσεια ενέργεια και θα συμπληρώνει τις απώλειες εξάτμισης της δεξαμενής.



Σχήμα 3.4: Σχηματικό διάγραμμα του Υβριδικού Συστήματος στο νησί El Hierro [23]

Εκατοντάδες νησιά παγκοσμίως εκτιμάται ότι θα επηρεαστούν από τις συνέπειες του εν λόγω ενεργειακού έργου. Τα ακόλουθα οφέλη προβλέπεται να προκύψουν αν το El Hierro αποτελέσει παράδειγμα για τα υπόλοιπα νησιά: [29]

- Μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου.
- Βελτίωση της ποιότητας ζωής των κατοίκων.
- Προσέγγιση της ενεργειακής ανεξαρτησίας στα νησιά.
- Συνειδητοποίηση του γεγονότος ότι η ένταξη των ΑΠΕ και ιδιαίτερα οι συνέργειες μεταξύ διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ είναι ένας τρόπος εξασφάλισης των

ενεργειακών αναγκών των νησιών και των απομονωμένων περιοχών ακόμα και σε ποσοστό 100%

- Συνειδητοποίηση του γεγονότος ότι αντλιοστάσια νερού είναι ένας οικονομικός τρόπος για τη συσσώρευση/αποθήκευση ενέργειας σε επίπεδο ηλ. δικτύου.

3.4 Συγκεντρωτικά στοιχεία αδειοδοτημένων Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Στη χώρα μας βρίσκεται στη φάση υλοποίησης ένα υβριδικό έργο στην Ικαρία, ένα αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό με ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 2,4 MW, το οποίο θα παρέχει εγγυημένη ισχύ 2,655 MW. Αποτελεί πιλοτικό ερευνητικό έργο, καθώς είναι το πρώτο στην Ευρώπη στην κατηγορία αυτή.

Όπως φαίνεται στον παρακάτω πίνακα η εγκατάσταση αιολικών σταθμών με διατάξεις αντλησιοταμίευσης προσελκύει ιδιαίτερο επενδυτικό ενδιαφέρον. Οι Υβριδικοί που έχουν λάβει Άδεια Παραγωγής με αντλησιοταμίευση στην Κρήτη, στη Ρόδο και στη Λέσβο φθάνουν τα 271,1 MW, 36 MW και 15 MW εγγυημένη ισχύ αντίστοιχα.

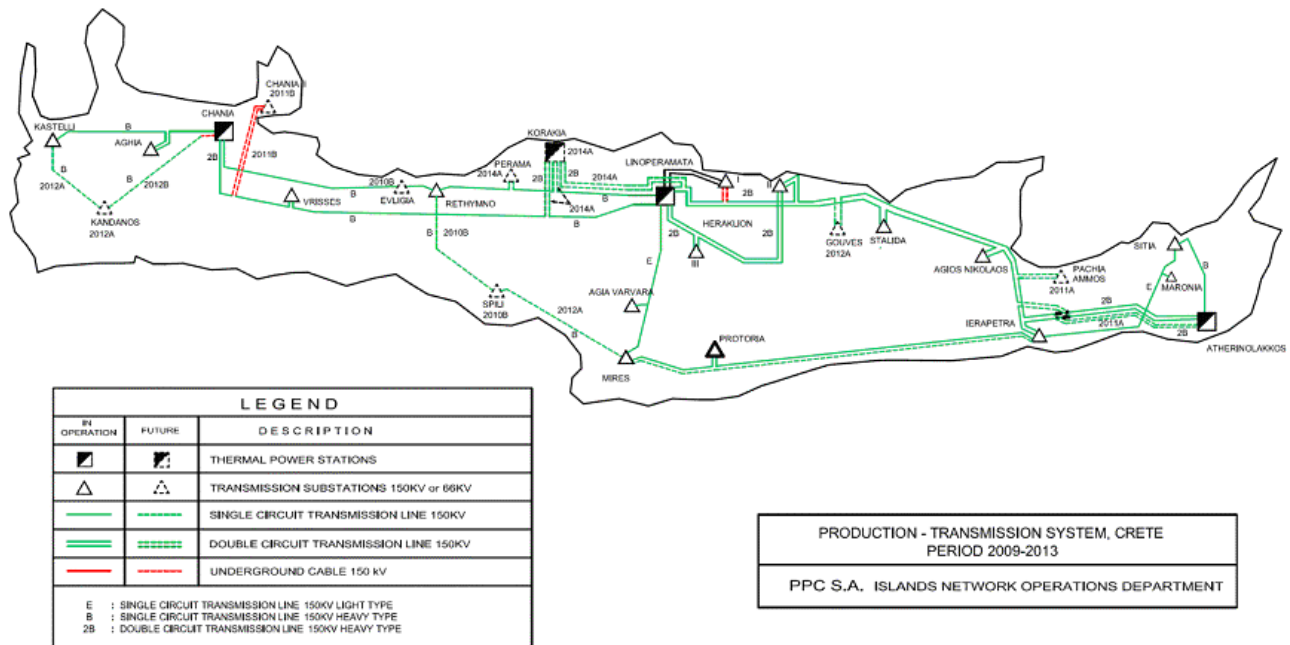
Κ Ρ Η Τ Η					
ΤΥΠΟΣ ΣΤΑΘΜΟΥ	ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Α/Π (MW)	ΤΥΠΟΣ ΣΤΑΘΜΟΥ	ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Α/Π (MW)
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	75	90,1	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	1,95	2,55
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	5,1	6,8	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	1,95	11,9
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	5	5,1	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	9	19,55
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	12	18	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	15	8,5
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	5,1	6,8	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	15	11,9
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	9	11,9	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	75	100,3
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	12	16,15	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΣΥΣΤΟΙΧΙΕΣ	30	50
ΣΥΝΟΛΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΥΒΣ ΣΤΗ ΚΡΗΤΗ:		271,1 MW			
ΡΟΔΟΣ			ΛΕΣΒΟΣ		
ΤΥΠΟΣ ΣΤΑΘΜΟΥ	ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Α/Π (MW)	ΤΥΠΟΣ ΣΤΑΘΜΟΥ	ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Α/Π (MW)
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	15	84,75	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	15	18,4
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	9	11,9			
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	12	16,15			
ΣΥΝΟΛΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΥΒΣ ΣΤΗ ΡΟΔΟ:		36 MW	ΣΥΝΟΛΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΥΒΣ ΣΤΗ ΛΕΣΒΟ:		15 MW

Πίνακας 3.1 : Αδειοδοτημένοι Υβριδικοί Σταθμοί στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησι, Σεπτέμβριος 2013 (πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Κεφάλαιο 4: Το σύστημα της Κρήτης

4.1 Γενικά χαρακτηριστικά ηλεκτρικού δικτύου Κρήτης

Το ΣΗΕ της Κρήτης είναι το μεγαλύτερο αυτόνομο σύστημα στην Ελλάδα. Τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που παρουσιάζει το καθιστούν μοναδικό στην Χώρα. Μια γεωγραφική απεικόνιση του αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης παρουσιάζεται στην Εικόνα 5-4 [31].



Το ΣΗΕ της Κρήτης παρουσιάζει συνοπτικά τα εξής ενδιαφέροντα χαρακτηριστικά:

- Περιλαμβάνει τρεις Ατμοηλεκτρικούς Σταθμούς (ΑΗΣ) Παραγωγής.
- Διαθέτει συνολικά 27 εγκατεστημένες συμβατικές μονάδες.
- Δίκτυα γραμμών μεταφοράς Υψηλής Τάσης (150 kV και 66 kV) και Μέσης Τάσης (20 kV).
- 17 Υποσταθμούς Υψηλής Τάσης.
- Κέντρο κατανομής Φορτίου (στον Υποσταθμό Ηράκλειο II) που χρησιμοποιεί σύστημα τηλεμετρήσεων S.C.A.D.A. Η λειτουργία του, παρέχει, συνεχή επιτήρηση πραγματικού χρόνου του ηλεκτρικού δικτύου και της παραγόμενης ενέργειας των Αιολικών Πάρκων καθώς και τους απαιτούμενους τηλεχειρισμούς.

- Ένα μικρό Υδροηλεκτρικό Σταθμό (Μ.ΥΗ.Σ).
- Αιολικά Πάρκα με σημαντικό βαθμό διείσδυσης στο σύστημα.
- Μεγάλο αριθμό Φ/Β Σταθμών (καθώς αρκετοί έχουν αδειοδοτηθεί και οι μισοί περίπου έχουν εγκατασταθεί).

4.2 Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η ικανότητα που έχουν οι Σταθμοί Παραγωγής είναι να μετατρέπουν μια πρωτογενής μορφή ενέργειας σε ηλεκτρική. Οι Σταθμοί Παραγωγής αποτελούνται από πολλές μονάδες που λειτουργούν παράλληλα. Σε κάθε μονάδα υπάρχει ένα ζεύγος κινητήριας μηχανής γεννήτριας που μετατρέπει τη πρωτογενή ενέργεια σε ηλεκτρική.

Στο τομέα της παραγωγής, τα αυτόνομα συστήματα χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα (ντίζελ, μαζούτ) με σημαντικά υψηλή τιμή εισαγωγής που έχει ως άμεσο αποτέλεσμα το αυξημένο κόστος λειτουργίας τους.

Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατατάσσονται σε δυο κατηγορίες ανάλογα με την αποστολή τους:

- Σε Σταθμούς βάσης.
- Σε Σταθμούς αιχμής.

Οι σταθμοί βάσης λειτουργούν συνήθως για μεγάλα χρονικά διαστήματα (λειτουργία επί 24ωρου βάσεως) και καλύπτουν βασικές ανάγκες της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ οι σταθμοί αιχμής λειτουργούν σε ώρες μεγάλης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Το ΣΗΕ της Κρήτης διαθέτει συνολικά τρεις ατμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής, τους οποίους και εκμεταλλεύεται κατάλληλα σύμφωνα με τις ανάγκες ζήτησης φορτίου του συστήματος. Οι ανάγκες ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια, δεν αναλογούν μόνο από ώρα σε ώρα κατά διάρκεια της ημέρας (όπως το φορτίο αιχμής των μεσημβρινών και βραδινών ωρών) αλλά και από εποχή σε εποχή (όπως η υψηλή ζήτηση στους θερινούς μήνες) κατά τη διάρκεια του έτους. Επομένως, από τις υπάρχουσες εγκατεστημένες θερμικές μονάδες των τριών σταθμών παραγωγής του νησιού, κάποιες από αυτές λειτουργούν, ως μονάδες βάσης του συστήματος και κάποιες ως μονάδες αιχμής. Επίσης, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Σταθμών Παραγωγής, πρέπει να είναι σε θέση να καλύπτει κάθε χρονική στιγμή, τις ανάγκες ζήτησης ηλεκτρικής ενεργείας οι οποίες μπορεί διαφέρουν ακόμα και ανά περιοχή (πληθυσμιακή κατάσταση περιοχής).

Οι τρεις Σταθμοί Παραγωγής του νησιού διαθέτουν σχεδόν όλα τα είδη συμβατικών μονάδων που υπάρχουν. Η βασική διαφορά ως προς τον τρόπο λειτουργίας τους,

είναι ο τύπος της καύσιμης ύλης που χρησιμοποιούν. Επομένως, υπάρχει μια ποικιλομορφία συμβατικών μονάδων παραγωγής, η οποία αποτελείται συγκεκριμένα από τις εξής μονάδες:

- Ατμοστροβλικές Μονάδες (Μονάδες βάσης).
- Μηχανές Εσωτερικής Καύσης ή Μ.Ε.Κ. Ντήζελ (Μονάδες βάσης, κυμαινόμενου φορτίου).
- Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου (Μονάδες βάσης, κυμαινόμενου φορτίου).
- Αεριοστροβλικές Μονάδες (Μονάδες φορτίου αιχμής).

4.3 Συγκεντρωτικά στοιχεία θερμικών μονάδων παραγωγής

Οι παραπάνω συμβατικές μονάδες αν συγκριθούν μεταξύ τους, εκτός από τον τύπο της καύσιμης ύλης, διαφέρουν και σε άλλα χαρακτηριστικά. Οι διαφοροποιήσεις των μονάδων παραγωγής σημειώνονται καταρχήν σε τεχνικά χαρακτηριστικά της παραγόμενης ισχύος και έχουν να κάνουν με: τη ονομαστική τους ισχύ (ικανότητα παραγωγής), τη καθαρή τους ισχύ, την ισχύ σε υψηλές θερμοκρασίες (ισχύς θέρους) και την ελάχιστη δυνατή ισχύ (τεχνικό ελάχιστο). Επίσης υπάρχουν και άλλα τεχνικά χαρακτηριστικά που έχουν να κάνουν με τη λειτουργία των θερμικών μονάδων όπως, οι χρόνοι έναρξης και τερματισμού της λειτουργίας τους, η θερμοκρασία και η ταχύτητα λειτουργίας τους. Αξίζει να σημειωθεί ότι κάθε μονάδα έχει τη δική της χρήση και το δικό της χρόνο λειτουργίας ανάλογα με τις απαιτήσεις του δικτύου. Έτσι, ένα άλλο σημαντικό στοιχείο είναι το συνολικό κόστος των μονάδων αυτών, όπως είναι το κόστος κατασκευής, λειτουργίας και συντήρησης τους.

Επίσης, κάθε μονάδα μπορεί να λειτουργήσει είτε αυτόνομα (ανοιχτού κύκλου) είτε σε συνδυασμό με κάποια άλλη (συνδυασμένου κύκλου). Για παράδειγμα στον ΑΗΣ Χανίων χρησιμοποιείται μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου αποτελούμενη από δύο αεριοστρόβιλους και έναν ατμοστρόβιλο (Αεριοστρόβιλος VI, Αεριοστρόβιλος VII και Ατμοστρόβιλος του ΑΗΣ Χανίων). Τέλος, αναφέρεται ότι οι μονάδες Ατμοστρόβιλος I του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων είναι εκτός λειτουργίας ενώ οι μονάδες Αεριοστρόβιλος I του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων και ο Αεριοστρόβιλος IV του ΑΗΣ Χανίων διατηρούνται σε λειτουργία ψυχρής εφεδρείας.

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων παραγωγής του ΣΗΕ της Κρήτη ανά ατμοηλεκτρικό σταθμό παραγωγής ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι στους παρακάτω πίνακες εμφανίζεται επιπροσθέτως και η σειρά ένταξης των μονάδων, δηλαδή η σειρά με την οποία ο διαχειριστής αποφασίζει και θέτει σε λειτουργία τις μονάδες ανάλογα με τη ζήτηση. Σε περίπτωση που μονάδες έχουν τον ίδιο αριθμό σειράς ένταξης τότε

αντιμετωπίζονται σαν ισοδύναμες και θα πρέπει να ενταχθούν συνολικά στην διάρκεια ενός έτους ίδιο αριθμό ωρών.

ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ									
Α/Α	Τύπος Μονάδας	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς Θέρους (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο / Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Σειρά Ένταξης	Ειδική κατανάλωση (Kg/MWh)		
							50%	75%	100%
1	(ΑΤΜΟΣΤΡ.) I	0	0	0	B.K.		392	384	388
2	II	14,30	13,20	8		4B	328	313	321
3	III	14,30	13,20	8		4A	328	313	321
4	IV	23,50	22,50	18		3	333	309	308
5	V	23,50	23,00	18		2B	311	297	295
6	VI	23,50	23,00	18		2A	311	297	295
7	(ΑΕΡΙΟΣΤΡ.) I	15,00	12,80	3	E.K.		561	490	435
8	II	15,00	12,80	3		14	561	490	435
9	III	42,70	40,00	5		10	268	228	216
10	IV	13,50	12,80	3		12	363	315	293
11	V	27,55	27,00	5		11	298	256	243
12	(DIESEL) I	11,00	10,10	3	B.K	6A	217	209	213
13	II	11,00	10,10	3		6B	217	209	213
14	III	11,00	10,10	6		6Γ	217	209	213
15	IV	11,00	10,10	3		6Δ	217	209	213
ΣΥΝΟΛΟ		256,85	240,7						

Πίνακας 4-1 Τεχνικά χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων ατμοηλεκτρικού σταθμού Λινοπεραμάτων

ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ									
Α/Α	Τύπος Μονάδας	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς Θέρους (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο / Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Ειρά Ένταξη	Ειδική κατανάλωση (Kg/MWh)		
							50%	75%	100%
1	(ΑΕΡΙΟΣΤΡ.) I	14,00	11,00	3	Ε.Κ.	15	641	534	385
2	II (13)	27,55	27,00	5		8	273	238	221
3	IV	19,75	18,00	3			431	353	326
4	V	29,20	27,00	5		13	432	352	332
5	(ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ)	126,00	105,00	35		7	250	218	191
6	Α/Σ VI	43,00							
7	Α/Σ VII	43,00							
8	ΑΤΜΟΣΤΡ.	40,00							
9	(ΑΕΡΙΟΣΤΡ.) XI	58,00	52,00	10		9A	306	266	249
10	(ΑΕΡΙΟΣΤΡ.) XII	58,00	52,00	10		9B	306	266	249
ΣΥΝΟΛΟ		332,50	292,00						

Πίνακας 4-2 Τεχνικά χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων ατμοηλεκτρικού σταθμού Χανίων

ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ									
Α/Α	Τύπος Μονάδας	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς Θέρους (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο / Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Σειρά Ένταξης	Ειδική κατανάλωση (Kg/MWh)		
							50%	75%	100%
1	DIESEL 1	49,67	49,67	35	B.K	5A	200,7	197,7	200
2	DIESEL 2	49,67	49,67	25		5B	200,7	197,7	200
3	ΑΤΜΟΣ 1	43,20	43,20	20		1A	260,5	248,1	234,9
4	ΑΤΜΟΣ 2	43,20	43,20	20		1B	260,5	248,1	234,9
ΣΥΝΟΛΟ		185,74	185,74						

Πίνακας 4-3 Τεχνικά χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων ατμοηλεκτρικού σταθμού Αθρινόλακκου

4.4 Συγκεντρωτικά στοιχεία ΑΠΕ της Κρήτης

Σημαντικά είναι τα ποσοστά της εγκατεστημένης παραγωγής από μονάδες Α.Π.Ε. στη Κρήτη. Το πλούσιο ηλιακό και αιολικό δυναμικό που διαθέτει το νησί, δίνει σημαντικά κίνητρα στους παραγωγούς που θέλουν να επενδύσουν σε εγκαταστάσεις Φ/Β και Αιολικών πάρκων. Στους παρακάτω Πίνακες φαίνονται τα συγκεντρωτικά στοιχεία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που διαθέτει το νησί.

A/A	Φορέας / Παραγωγός	Τοποθεσία	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)
1	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	5,1
2	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	1
3	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	0,5
4	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ξηρολίμνη Ι Δ.Σητείας	4,8
5	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ξηρολίμνη Ι Δ.Σητείας	5,4
6	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ξηρολίμνη ΙΙ Δ.Σητείας	3
7	Ρόκας Αιολική Κρήτη Α.Β.Ε.Ε.	Ξηρολίμνη Σητείας	3
8	Ρόκας Αιολική Κρήτη Α.Β.Ε.Ε.	Πλακοκερατιά Δ.Ιτάνου Λασιθίου	15
9	ΑΕΟΛΟΣ Α.Ε.	Χανδράς Λεύκης Λασιθίου	9,9
10	Αιολικά Πάρκα Κρυών Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Λασιθίου	10
11	Αιολικά Πάρκα Αχλαδιών Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Λασιθίου	10
12	Αιολικά Πάρκα Ανεμόεσσα Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Λασιθίου	5
13	Οργανισμός Ανάπτυξης Σητείας Α.Ε.	Καμινάκια - Χορδάκι Λασιθίου	0,5
14	IWECO Α.Ε.	Μεγάλη Βρύση Ηρακλείου	4,95
15	ENERCON ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Αχλαδιών Λασιθίου	2,5
16	Πλαστικά Κρήτης Α.Ε.	Βρουχάς Λασιθίου	5,94
17	Πλαστικά Κρήτης Α.Ε.	Βρουχάς Λασιθίου	5,96
18	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Λασιθίου	2,4
19	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Λασιθίου	0,6
20	Δομική Κρήτης Α.Ε.	Βοσκερό Ηρακλείου	5,95
21	ΕΝΤΕΚΑ Α.Ε.	Ξηρολίμνη Ι Δ.Σητείας	2,7
22	Υδροαιολική Κρήτης Α.Ε.	Ρόβας Καστελίου Χανίων	9,35
23	IWECO Χώνος Κρήτης Α.Ε.	Χώνος Σητείας	4,5
24	ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή Α.Ε.	Αγ. Βαρβάρα Ηρακλείου	14,45
25	ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε. (ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ)	Αντισκάρι Δ. Μοιρών Ηρακλείου	5,25

26	ENVITEC A.E.	Βάρδια Ν. Χανίων	5,4
27	ENVITEC A.E.	Βατάλι Ν. Χανίων	5,4
28	Διεθνής Αιολική Κρήτης Α.Ε.	Αγ. Κύριλλος Ηρακλείου	7,2
29	ΡΟΚΑΣ Αιολική Κρήτης Α.Β.Ε.Ε.	Καλόγηρος Δ. Γαζίου Ηρακλείου	3,6
30	Όργανισμός Ανάπτυξης Σητείας Α.Ε.	Καμινάκια - Χορδάκι Λασιθίου	0,5
31	Άνεμος Αλκυόνης Α.Ε.Ε.	Προφήτης Ηλίας - Παπούρα Δ. Κισσάμου Χανίων	6,3
		ΣΥΝΟΛΟ	166,15

Πίνακας 4-4 Εγκατεστημένα αιολικά πάρκα στο νησί της Κρήτης

Νομός	Αριθμός Φ/Β Σταθμών	Αδειοδοτημένη Ισχύς Φ/Β (MW)
Λασιθίου	262	19,9
Ηρακλείου	501	35,91
Ρεθύμνου	241	18,26
Χανίων	200	14,75
ΣΥΝΟΛΟ	1.204	88,82

Πίνακας 4-5 Εγκατεστημένη ισχύς και αριθμός Φ/Β ανά νομό της Κρήτης

Κεφάλαιο 5: Ρυθμιστικό Πλαίσιο λειτουργίας Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών με Υβριδικό Σταθμό Παραγωγής

Ο Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής, όπως όλες οι μονάδες παραγωγής οι οποίες λειτουργούν σε ένα αυτόνομο σύστημα, θα πρέπει εντάσσεται στο δίκτυο ακολουθώντας κάποιους κανόνες ένταξης και τηρώντας μια διαδικασία. Ο νέος κώδικας Διαχείρισης των Ηλεκτρικών Συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ Απόφαση Ρ.Α.Ε 39/2014 [30]) , ο οποίος βρισκόταν σε δημόσια διαβούλευση από τον Ιανουάριο του 2013 και τελικά θεσπίστηκε τον Ιανουάριο του 2014 από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας κατάρτισε και καθιέρωσε κανόνες λειτουργίας των Συστημάτων και της Αγοράς ΜΔΝ, λαμβανομένων υπ' όψη των ακόλουθων, κρίσιμων για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, αναγκών:

- Την ανάγκη διασφάλισης του ενεργειακού εφοδιασμού των ΜΔΝ και τη βέλτιστη ανάπτυξη των συστημάτων παραγωγής τους, με την παροχή κινήτρων και την καθιέρωση διαδικασιών για σταδιακή αύξηση της ευελιξίας των ηλεκτρικών συστημάτων, και ιδίως των συμβατικών μονάδων.
- Το πλήθος των ιδιαιτεροτήτων των ΜΔΝ, και ιδίως το μεγάλο εύρος μεγέθους των Συστημάτων τους (μέγιστη ζήτηση ανά νησί, που κυμαίνεται από μερικές εκατοντάδες kW ως αρκετές εκατοντάδες MW), σε σχέση με τα διασυνδεδεμένα συστήματα.
- Την ανάγκη προώθησης της διείσδυσης της ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στα ενεργειακά ισοζύγια των ΜΔΝ, με τη συμμετοχή ενός ευρέος φάσματος τεχνολογιών ΑΠΕ και υβριδικών σταθμών, βάσει και των σχετικών απαιτήσεων και προβλέψεων του νομοθετικού πλαισίου, ώστε να μπορεί να επιτυγχάνονται διεισδύσεις σε επίπεδα άνω του 50-60%.
- Την ανάγκη συγκράτησης του κόστους ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ, ιδιαίτερα των συμβατικών μονάδων.
- Την ανάγκη και ταυτόχρονα εθνική επιταγή, ώστε οι καταναλωτές των ΜΔΝ να απολαμβάνουν το αγαθό της ηλεκτρικής ενέργειας και τις σχετικές υπηρεσίες σε επίπεδα ποιότητας και σε τιμές ανάλογες με αυτές των καταναλωτών του Διασυνδεδεμένου Συστήματος.

Στο παρόν κεφάλαιο περιγράφεται η πολιτική διαχείρισης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας μη διασυνδεδεμένων νησιών με Υβριδικούς Σταθμούς Παραγωγής, όπως έχει διαμορφωθεί από τα υπάρχοντα ρυθμιστικά πλαίσια που έχουν συνταχτεί. Οι πολιτικές βασίζονται στο υφιστάμενο νομικό πλαίσιο για τα ΜΔΝ ανάμεσα στα οποία είναι και τα εξής:

- Νόμος 3468/2006, [31]
- Κείμενο Δημόσιας Διαβούλευσης της ΡΑΕ (8/2008), όπου τίγονται θέματα και εξειδικεύονται αρχές λειτουργίας, διαχείρισης και τιμολόγησης των ΥΒΣ σε ΜΔΝ, [32]
- Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, Απόφαση Ρ.Α.Ε 39/2014 [30]


Η ανάπτυξη των αλγορίθμων ένταξης του ΥΒΣ, οι οποίοι περιγράφονται αναλυτικά σε επόμενο κεφάλαιο, βασίστηκαν στα παρακάτω σημεία του υφιστάμενου ρυθμιστικού πλαισίου για την διαχείριση των ΜΔΝ με ΥΒΣ .

5.1 Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ)

Κάθε μέρα διενεργείται από το Διαχειριστή του συστήματος ο προγραμματισμός λειτουργίας όλου του παραγωγικού δυναμικού του συστήματος για τις 24 ώρες της επόμενης μέρας (Ημερήσιος Προγραμματισμός), την λεγόμενη Ημέρα Κατανομής. Αυτός ο προγραμματισμός ονομάζεται Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ). Η Ημέρα Κατανομής ξεκινάει τα μεσάνυκτα 00:00 της ημέρας που αφορά και ολοκληρώνεται τα μεσάνυκτα της επόμενης 24:00, ενώ πραγματοποιείται επικαιροποίηση του ΚΗΕΠ μία φορά και κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής. Σκοπός του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ) είναι ο προσδιορισμός, σε ημερήσια βάση, της ένταξης και της παραγωγής ενέργειας των κατανεμημένων μονάδων παραγωγής, για την ασφαλή κάλυψη της ζήτησης κάθε ηλεκτρικού συστήματος ΜΔΝ, με την τήρηση των προβλεπόμενων περιορισμών ασφαλείας και των λειτουργικών κανόνων κάθε Συστήματος ΜΔΝ.

Με την κατάρτιση του Ημερήσιου Προγράμματος προσδιορίζονται οι Κατανεμόμενες Συμβατικές Μονάδες ή ΑΠΕ που για κάθε Ώρα Κατανομής προγραμματίζεται να εκκινήσουν (συγχρονισμός) ή να παύσουν (αποσυγχρονισμός) ή να εξακολουθούν να λειτουργούν, η ενέργεια που προγραμματίζεται ενδεικτικά να παράγουν αυτές οι μονάδες καθώς και η ενέργεια που προγραμματίζεται να

απορροφήσουν οι Υβριδικοί Σταθμοί για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης τους.

Η μεθοδολογία του Μηχανισμού Επίλυσης Ημερήσιου Προγράμματος συνίσταται στην κατάστρωση και επίλυση προβλήματος με κριτήριο τη μέγιστη δυνατή διείσδυση ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ με ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής για όλη την Ημέρα Κατανομής. ( άρθ. 93 [30])

5.2 Συμμετοχή του ΥΒΣ στην επίλυση του ΚΗΕΠ

5.2.1 Δήλωση Παραγωγής

Ο Παραγωγός Υβριδικού Σταθμού έως τη λήξη της προθεσμίας για την υποβολή των Δηλώσεων Παραγωγής και Φορτίου στον ΚΗΕΠ, υποβάλλει Δήλωση Παραγωγής για έγχυση ενέργειας στο Δίκτυο ΜΔΝ για την ενέργεια που προτίθεται να διαθέσει στο Δίκτυο ΜΔΝ.

Η Δήλωση Παραγωγής θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη τα τεχνικά χαρακτηριστικά των Ελεγχόμενων Μονάδων του Υβριδικού Σταθμού και να αντιστοιχεί σε ικανό μέγεθος ενέργειας για τη λειτουργία μιας Κατανεμόμενης Μονάδας ¹ του Σταθμού, η οποία δηλώνεται διαθέσιμη για την Ημέρα Κατανομής, για τουλάχιστον δύο (2) ώρες στη μέγιστη ισχύ της, άλλως υποβάλλεται Δήλωση Παραγωγής με μηδενική προσφερόμενη ενέργεια.

5.2.2 Δήλωση Φορτίου

Αν η προς έγχυση ενέργεια που αναφέρεται στη Δήλωση Παραγωγής υπολείπεται της ποσότητας ενέργειας σε MWh, που είναι ισοδύναμη με την εγγυημένη ισχύ πολλαπλασιαζόμενη με το πλήθος ωρών παροχής εγγυημένης ισχύος, σύμφωνα με τους όρους της οικείας άδειας παραγωγής εκάστου σταθμού, εφεξής οριζόμενη ως ²Εγγυημένη Ενέργεια, υποβάλλεται από τον Παραγωγό Προκαταρκτική δήλωση Απορρόφησης Ενέργειας, για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσής του σταθμού του, προκειμένου να διαθέσει συνολικά, για τον χρονικό ορίζοντα της

¹ Κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής: οι υποκειμένες σε εντολές ελέγχου της αποδιδόμενης ισχύς

² Ισοδύναμη ενέργεια πλήρους φόρτισης των ελεγχόμενων μονάδων ΥΒΣ στην Εγγυημένη ισχύ για προκαθορισμένο (στους όρους οικείας άδειας παραγωγής) σύνολο ωρών ημερησίως.

ημέρας κατανομής, την ενέργεια αυτή, αν απαιτηθεί από τον διαχειριστή. Η ενέργεια που δηλώνεται με την Προκαταρκτική δήλωση Απορρόφησης Ενέργειας πρέπει να είναι εύλογη με βάση την απόδοση του ενεργειακού κύκλου λειτουργίας του αποθηκευτικού συστήματος (απορρόφηση-αποθήκευση-παραγωγή) του σταθμού.

Η Προκαταρκτική Δήλωση Απορρόφησης Ενέργειας περιλαμβάνει την αναγκαία ποσότητα ενέργειας σε MWh που πρέπει να απορροφηθεί από το Δίκτυο, συνολικά κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής, προκειμένου να ικανοποιηθούν οι απαιτήσεις για παροχή της εγγυημένης ισχύος σύμφωνα με τους όρους της οικείας άδειας αν απαιτηθεί από τον διαχειριστή ΜΔΝ.

(🚩 άρθ. 104 [30])

5.3 Γενικοί κανόνες ένταξης και λειτουργίας Μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ υποχρεούται να απορροφά κατά προτεραιότητα την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες ΑΠΕ όλων των κατηγοριών περιλαμβανομένων και των μονάδων παραγωγής υβριδικών σταθμών, καθώς και από τις μονάδες ΣΗΘΥΑ, έναντι των συμβατικών μονάδων, με την επιφύλαξη της ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος ΜΔΝ. Στο πλαίσιο αυτό, η ως άνω προτεραιότητα δεν ισχύει για την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή των συμβατικών μονάδων υποχρεωτικής ένταξης (must-run), όπως αυτές έχουν καθορισθεί για κάθε Σύστημα ΜΔΝ, καθώς και για τυχόν παραγωγή συμβατικών μονάδων που είναι αναγκαίες για την κάλυψη Επικουρικών Υπηρεσιών, οι οποίες δεν είναι δυνατόν να καλυφθούν από τις μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ.

Σκοπός των κανόνων ένταξης και λειτουργίας των Μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών είναι η μεγιστοποίηση της διείσδυσης της παραγόμενης από αυτές ηλεκτρικής ενέργειας υπό συνθήκες ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος ΜΔΝ.

Οι Μονάδες ΑΠΕ Παραγωγού ή Αυτοπαραγωγού, καθώς και οι Μονάδες ΑΠΕ και Ελεγχόμενες Μονάδες παραγωγής Υβριδικών Σταθμών, έχουν προτεραιότητα έναντι των Μονάδων ΣΗΘΥΑ. Οι κανόνες διασφαλίζουν την ίση μεταχείριση όλων των Μονάδων ΑΠΕ κατά τη λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ και διαφοροποιούνται ανά κατηγορία Μονάδων ΑΠΕ, όταν αυτό δικαιολογείται από τα τεχνικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά τους. Όλες οι Μονάδες που ανήκουν στην ίδια κατηγορία υπόκεινται στους ίδιους κανόνες ένταξης και λειτουργίας με την επιφύλαξη τυχόν ειδικών όρων της άδειας παραγωγής. (🚩 άρθ. 206, 208 [30])

5.4 Ειδικοί Κανόνες Ένταξης και Λειτουργίας για Υβριδικούς Σταθμούς

5.4.1 Υποχρεώσεις του παραγωγού Υβριδικού Σταθμού

Ο Παραγωγός υποχρεούται στην παροχή ενέργειας και ισχύος για κάθε Ημέρα Κατανομής, **τουλάχιστον** της ποσότητας που ζητείται κατόπιν σχετικής εντολής του Διαχειριστή ΜΔΝ, πριν την έναρξη της Ημέρας Κατανομής. Η υποχρέωση του σταθμού για παροχή εγγυημένης ισχύος/ενέργειας εξαντλείται στη διάθεση της εγγυημένης ισχύος επί τον αριθμό των ωρών που αυτή παρέχεται, σύμφωνα με τα οριζόμενα στην άδεια παραγωγής. Σε περίπτωση αδυναμίας διάθεσης μέρους ή του συνόλου της εγγυημένης ισχύος/ενέργειας υβριδικού σταθμού, σύμφωνα με τους όρους της οικείας άδειας παραγωγής, επιβάλλονται στον Παραγωγό κυρώσεις. (άρθ. 210, [30])

5.4.2 Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του ΜΔΝ

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ οφείλει να απορροφά τη μέγιστη δυνατή ενέργεια με βάση τη σχετική Δήλωση Παραγωγής Υβριδικού Σταθμού, με την επιφύλαξη της ασφάλειας του Συστήματος ΜΔΝ. Ο Σταθμός παρέχει τη ζητούμενη εγγυημένη ισχύ/ενέργεια προς το Δίκτυο με βάση το σχετικό πρόγραμμα που έχει γνωστοποιηθεί στον Παραγωγό κατά την προηγούμενη της Ημέρας Κατανομής ως αποτέλεσμα της επίλυσης του ΚΗΕΠ. Ο Διαχειριστής ΜΔΝ δύναται να τροποποιεί το πρόγραμμα λειτουργίας, εκδίδοντας σχετικές Εντολές Κατανομής, προκειμένου να διατηρείται η ασφαλής λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ ή να καθίσταται δυνατή η απορρόφηση ενέργειας ΑΠΕ των Μονάδων του Συστήματος ΜΔΝ.

Κατά την κατάρτιση του ΚΗΕΠ και των Προγραμμάτων Κατανομής, **η απαίτηση του Διαχειριστή ΜΔΝ για παροχή μέρους ή του συνόλου της Εγγυημένης Ενέργειας από πλευράς Υβριδικού Σταθμού θα πρέπει να τεκμηριώνεται επαρκώς** βάσει των κανόνων επίλυσης του ΚΗΕΠ. Η παροχή της ενέργειας αυτής αποσκοπεί αποκλειστικά **στην κάλυψη της ζήτησης η οποία δεν είναι δυνατή λόγω τεχνικής αδυναμίας των λοιπών διαθέσιμων Μονάδων του Συστήματος ΜΔΝ.** Κατ' εξαίρεση, είναι δυνατή η παροχή της ενέργειας αυτής για οικονομικούς λόγους λειτουργίας του Συστήματος ΜΔΝ, υπό την προϋπόθεση της προηγούμενης συναίνεσης του Παραγωγού του Υβριδικού Σταθμού.

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ κατανέμει την προσφερόμενη ενέργεια του Υβριδικού Σταθμού, καθώς και την ενέργεια απορρόφησης κατά τρόπο ώστε να επιτυγχάνεται

το βέλτιστο τεχνικό και οικονομικό αποτέλεσμα για τη λειτουργία του Συστήματος υπό συνθήκες ασφαλούς λειτουργίας.

Σε περίπτωση που ο Διαχειριστής ΜΔΝ, κατά τη λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ, διαπιστώσει σημαντικές αποκλίσεις από τα όρια λειτουργίας των Μονάδων του Υβριδικού Σταθμού, δύναται να διακόψει τη λειτουργία του Σταθμού, ιδίως για λόγους ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος ΜΔΝ. (άρθ. 214, [30])

5.4.3 Μονάδες ΑΠΕ Υβριδικού σταθμού

Οι μονάδες ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού εντάσσονται κατά προτεραιότητα έναντι των μονάδων ΑΠΕ που δεν ανήκουν σε Υβριδικό Σταθμό στην περίπτωση:

1. Λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης του υβριδικού σταθμού. Στην περίπτωση αυτή το ποσοστό προτεραιότητας ένταξης των μονάδων ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού ορίζεται σε ποσοστό 100% της ζητούμενης ενέργειας αποθήκευσης από το σταθμό εκτός αν ορίζεται διαφορετικά στην άδεια παραγωγής του σταθμού.
2. Συμμετοχής τους στην παροχή της Εγγυημένης Ισχύος του σταθμού.

Σε κάθε άλλη περίπτωση οι μονάδες ΑΠΕ που δεν αποτελούν μέρος Υβριδικού Σταθμού προηγούνται κατά την κατανομή του φορτίου έναντι των μονάδων ΑΠΕ ίδιας τεχνολογίας που αποτελούν μέρος Υβριδικού Σταθμού.

Οι μονάδες ΑΠΕ Υβριδικού Σταθμού μπορεί να λειτουργούν σε μια ή περισσότερες (συνδυαστικά) από τις ακόλουθες περιπτώσεις:

- α) για την απορρόφηση ενέργειας σε πραγματικό χρόνο από τις μονάδες πλήρωσης των συστημάτων αποθήκευσης του σταθμού.
- β) για την υποκατάσταση παραγωγής σε πραγματικό χρόνο των ελεγχόμενων μονάδων του σταθμού ή του συστήματος αποθήκευσης βάσει του σχετικού Προγράμματος Κατανομής. Το ανώτατο όριο συμμετοχής των μονάδων ΑΠΕ στην παροχή εγγυημένης ή προγραμματισμένης ισχύος καθορίζεται στη Σύμβαση Σύνδεσης.
- γ) για την απευθείας έγχυση ενέργειας στο Σύστημα ΜΔΝ ως πρόσθετη παραγωγή πέραν αυτής που αξιοποιείται για τα α) και β).

Για τον υπολογισμό των αποκλίσεων, η παραγόμενη ενέργεια των μονάδων ΑΠΕ θεωρείται ότι χρησιμοποιείται κατά προτεραιότητα για αποθήκευση, ακολούθως για τη συμμετοχή στην παροχή εγγυημένης ισχύος (υδροαιολική συνεργασία) και

τελευταία για την απευθείας έγχυση στο Δίκτυο ΜΔΝ, με την επιφύλαξη της τήρησης τυχόν προγράμματος απορρόφησης ενέργειας από το Δίκτυο ΜΔΝ, το οποίο έχει εκδοθεί από τον Διαχειριστή ΜΔΝ.

Η δυνατότητα έγχυσης προκύπτει κατά την κατάρτιση των Προγραμμάτων Κατανομής, οπότε ο Διαχειριστής ΜΔΝ εκδίδει σχετική εντολή κατανομής ανώτατου επιπέδου παραγωγής (set point) σε πραγματικό χρόνο. Η απευθείας έγχυση των μονάδων αυτών στο Δίκτυο επιτρέπεται μόνο εφόσον δεν έχει τεθεί περιορισμός παραγωγής στις αντίστοιχες μονάδες ΑΠΕ του Συστήματος ΜΔΝ που δεν αποτελούν τμήμα Υβριδικού Σταθμού. Η τυχόν πρόσθετη δυνατότητα του Δικτύου ΜΔΝ επιμερίζεται αναλογικά στους Υβριδικούς Σταθμούς που συνδέονται στο Σύστημα ΜΔΝ, με βάση την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων ΑΠΕ των σταθμών αυτών. Η παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού δεν συμμετέχει στην κατάρτιση των προγραμμάτων ΚΗΕΠ. (άρθ. 211, [30])

5.4.4 Ελεγχόμενες μονάδες Υβριδικού σταθμού

Η ένταξη και η φόρτιση των ελεγχόμενων μονάδων του Υβριδικού Σταθμού έχει προτεραιότητα έναντι των συμβατικών μονάδων, με την επιφύλαξη κάλυψης των αναγκών Επικουρικών Υπηρεσιών (εφεδρείες κλπ) και των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων παραγωγής που είναι αναγκαίο να ενταχθούν (must-run). Οι ελεγχόμενες μονάδες του Υβριδικού Σταθμού παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες που αφορούν τουλάχιστον στην παροχή Εφεδρείας Ενεργού Ισχύος για τη ρύθμιση συχνότητας και στην παροχή άεργου ισχύος για τη ρύθμιση τάσης του Συστήματος ΜΔΝ. (άρθ. 212, [30])

5.4.5 Μονάδες Απορρόφησης ενέργειας

Οι μονάδες απορρόφησης ενέργειας Υβριδικού Σταθμού δύναται να λειτουργούν για την απορρόφηση ενέργειας από τις μονάδες ΑΠΕ του σταθμού, ή και για την απορρόφηση ενέργειας από το Δίκτυο ΜΔΝ εφόσον αυτό ζητηθεί από τον Διαχειριστή ΜΔΝ, βάσει του ΚΗΕΠ.


Ο προγραμματισμός των μονάδων απορρόφησης του Υβριδικού Σταθμού για την απορρόφηση της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ αυτού, καθώς και η εκτέλεσή του, γίνεται από τον Παραγωγό. Ο προγραμματισμός απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο ΜΔΝ για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης Υβριδικού Σταθμού περιλαμβάνεται στη διαδικασία επίλυσης του ΚΗΕΠ. Ο τυχόν

προγραμματισμός απορρόφησης ενέργειας από το Δίκτυο ΜΔΝ, ο οποίος προκύπτει από την επίλυση του ΚΗΕΠ είναι δεσμευτικός για τον Παραγωγό του Υβριδικού Σταθμού.

Αν κατά τη διαδικασία επίλυσης του ΚΗΕΠ προκύψει ανάγκη απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο για ορισμένους Υβριδικούς Σταθμούς και διαπιστώνεται ότι οι δηλώσεις για απορρόφηση ενέργειας των σταθμών αυτών υπερβαίνουν τις τεχνικές δυνατότητες των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής του Συστήματος ΜΔΝ, ο Διαχειριστής ΜΔΝ περικόπτει την προς απορρόφηση ενέργεια αναλογικά με βάση την εγγυημένη ενέργεια του κάθε Παραγωγού Υβριδικού Σταθμού.

Η ενέργεια απορρόφησης από το Δίκτυο κατανέμεται κατά τρόπο ώστε να επιτυγχάνεται το βέλτιστο τεχνικό και οικονομικό αποτέλεσμα για την λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ, δηλαδή προσαρμόζεται κατά προτεραιότητα στις ώρες χαμηλού φορτίου.

Για λόγους ασφάλειας του Συστήματος ΜΔΝ ή για λόγους ενίσχυσης της διείσδυσης ενέργειας από ΑΠΕ που προέρχεται από άλλους παραγωγούς ΑΠΕ, και εφόσον υφίσταται περιθώριο περαιτέρω αποθήκευσης από τον Υβριδικό Σταθμό, ο Διαχειριστής ΜΔΝ, κατά την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής, δύναται να προγραμματίσει αύξηση του φορτίου απορρόφησης του σταθμού. Ο προγραμματισμός απορρόφησης σε αυτή την περίπτωση απαιτεί τη σύμφωνη γνώμη του παραγωγού του Υβριδικού Σταθμού.

Ο Παραγωγός οφείλει να διατηρεί επαρκείς ποσότητες του εργαζόμενου μέσου του αποθηκευτικού συστήματος του σταθμού, καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, ώστε να εξασφαλίζεται η απρόσκοπτη, ομαλή και ασφαλής λειτουργία του σταθμού, σύμφωνα με τους όρους της οικείας άδειας παραγωγής. Ο Παραγωγός οφείλει να διατηρεί ένα ελάχιστο ενεργειακό απόθεμα στις μονάδες αποθήκευσης του σταθμού του. Το απόθεμα αυτό μπορεί να διαφοροποιείται ανά τεχνολογία Υβριδικού Σταθμού και καθορίζεται στην άδεια παραγωγής. ( άρθ. 213, [30])

5.5 Ανώτατο επίπεδο παραγωγής σταθμών ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής

Οι μονάδες ΑΠΕ που συνδέονται με τα δίκτυα απομονωμένων νησιών υπόκεινται πάντα σε πρόσθετους λειτουργικούς περιορισμούς (περιορισμοί ισχύος παραγωγής), μη εφαρμόσιμοι σε μεγάλα διασυνδεδεμένα συστήματα, (τουλάχιστον όπου τα επίπεδα διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ είναι ακόμα σχετικά χαμηλά). Αυτοί οι περιορισμοί,

γνωστοί ως περιορισμοί διείσδυσης, προέρχονται κυρίως από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των συστημάτων αυτών.

Κατά τον προγραμματισμό της παραγωγής κάθε Συστήματος ΜΔΝ για κάθε Ώρα Κατανομής, ο Διαχειριστής ΜΔΝ υπολογίζει τις δυνατότητες του Συστήματος ΜΔΝ να απορροφήσει ενέργεια από σταθμούς ΑΠΕ και ιδίως των αιολικών σταθμών, διακριτά για τις μονάδες Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής και τις μονάδες Μερικώς ή Πλήρως Ελεγχόμενης Παραγωγής.

Για τον υπολογισμό αυτόν, για κάθε Ώρα Κατανομής t , πρέπει πρώτα να προσδιοριστούν οι ακόλουθοι περιορισμοί διείσδυσης:

1. Δυναμικός περιορισμός

Ο δυναμικός περιορισμός αφορά μόνο στους σταθμούς ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγή. Στα μικρά νησιωτικά συστήματα με περιορισμένης έκτασης ηλεκτρικά δίκτυα μπορεί να υπάρξουν σημαντικές αποκλίσεις συχνότητας ή ακόμη και κίνδυνος για την ευστάθεια του συστήματος στην περίπτωση απότομης απώλειας του συνόλου της παραγωγής των ΑΠΕ, ιδιαίτερα όταν αυτή καλύπτει σημαντικό ποσοστό του φορτίου. Αυτό μπορεί να συμβεί εξαιτίας σφαλμάτων στις γραμμές διασύνδεσης που συμβαίνουν λόγω της προστασίας των δικτύων από υπερτάσεις, βυθίσεις τάσεως που υπερβαίνουν την απευθείας ικανότητα ρύθμισης των ανεμογεννητριών, ή ακόμα και λόγω γρήγορης αύξησης της ταχύτητας του ανέμου, σε τιμές μεγαλύτερες από την ταχύτητα αποκοπής της ανεμογεννήτριας. Σε τέτοιες περιπτώσεις οι συμβατικές μονάδες που είναι σε λειτουργία καλούνται να αντισταθμίσουν το στιγμιαίο έλλειμμα ισχύος που προκύπτει. Εάν η απώλεια παραγωγής των ΑΠΕ είναι μεγάλη, θα επακολουθήσει διαταραχή της συχνότητας με συνέπεια τις περικοπές φορτίων ή σε ακραίες περιπτώσεις απώλεια συγχρονισμού.

Για να αντιμετωπίσει αυτήν την πιθανότητα, ορίζεται η μέγιστη επιτρεπόμενη παραγωγή λόγω δυναμικού περιορισμού για το σύνολο των σταθμών ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής που λειτουργούν στο Σύστημα ΜΔΝ, ΡΔCt, και υπολογίζεται για κάθε ώρα κατανομής από τη σχέση:

$$P_{Ct} = C \cdot \sum P_{D_t}$$

, όπου C: ο συντελεστής μέγιστης ωριαίας διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής στο Σύστημα ΜΔΝ

$\sum P_{D_t}$: η συνολική μέγιστη ισχύς παραγωγής όλων των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής συμβατικών και ΑΠΕ (Πλήρους ή Μερικώς Ελεγχόμενης Παραγωγής), οι οποίες εντάσσονται την ώρα t στο Σύστημα ΜΔΝ.

Ο συντελεστής στιγμιαίας μέγιστης διείσδυσης αιολικής ισχύος, c_D , είναι ένα χαρακτηριστικό του νησιωτικού συστήματος. Οι τιμές του ποικίλλουν ευρέως ανάλογα με το μέγεθος του συστήματος, το τύπο των συμβατικών μονάδων που είναι σε λειτουργία και των ρυθμιστών τους, το είδος και τη διασπορά των ανεμογεννητριών μέσα στο σύστημα και τις ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας κάθε συστήματος. Οι χαρακτηριστικές τιμές είναι περίπου 30%, αν και συντηρητικές πολιτικές λειτουργίας σε σύστημα μεγάλου νησιού υπαγορεύουν συχνά τις τιμές τόσο χαμηλές έως 15%. Αφ' ετέρου, όρια παραπάνω από το 40% επίσης έχουν εφαρμοστεί περιστασιακά στα μικρά νησιά, χωρίς να καταγραφούν δυσμενείς συνέπειες.

2. Τεχνικά ελάχιστα συμβατικών μονάδων παραγωγής

Ο περιορισμός λόγω των τεχνικών ελαχίστων των ενταγμένων την ώρα αυτή μονάδων παραγωγής αφορά σε όλες τις κατηγορίες μονάδων ΑΠΕ (Ελεγχόμενες ή Μη).

Η πλειοψηφία των μικρών και μεσαίου μεγέθους αυτόνομα νησιωτικά συστήματα τροφοδοτούνται κατά κανόνα από πετρελαϊκές μονάδες με καύσιμο μαζούτ ή ντίζελ, οι οποίες δεν είναι αποδεκτό να υποφορτίζονται κάτω από ένα συγκεκριμένο ποσοστό της ονομαστικής τους ισχύος, γνωστό ως τεχνικό ελάχιστο, (κυρίως για λόγους φθορών, αυξημένων αναγκών συντήρησης και αντιοικονομικής λειτουργίας των κινητήρων ντίζελ). Ως εκ τούτου, η ισχύς παραγωγής PD μιας τέτοιας μονάδας σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας είναι περιορισμένη ανάμεσα στο τεχνικό μέγιστο και την ονομαστική ισχύ της μονάδας:

$$P_{Dmin} \leq P_D \leq P_{Dn}$$

, όπου P_D : η παραγόμενη ισχύς από την μονάδα

P_{Dn} : η ονομαστική ισχύς της μονάδας

P_{Dmin} : το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας

Συχνά το όριο αυτό είναι ακόμα πιο αυστηρό και αντί της ονομαστικής ισχύος της μονάδας παραγωγής χρησιμοποιείται η αποδιδόμενη ισχύς, η οποία εκφράζει την πραγματική ικανότητα παραγωγής της μονάδας και μπορεί μερικές φορές να υπολείπεται σημαντικά της ονομαστικής για παλαιές και καταπονημένες μονάδες.

Το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας εξαρτάται από το είδος και την παλαιότητα της μονάδας και καθορίζεται κατά περίπτωση. Τα επίπεδα που ισχύουν γενικά είναι 30%-50% επί της ονομαστικής ισχύος για τις μονάδες που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το μαζούτ και

20%-35% επί της ονομαστικής ισχύος για τις μονάδες που χρησιμοποιούν ως καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο και τις γεννήτριες αερίου.

Από όλα τα παραπάνω ορίζεται περιορισμός του τεχνικού ελαχίστου σύμφωνα με τον τύπο:

$$P_{TMt} = P_{Lt} - \sum P_{Dmin_t}$$

, όπου P_{Lt} : είναι η ισχύς του συνολικού πραγματικού φορτίου του Συστήματος ΜΔΝ κατά την Ώρα Κατανομής t . Ως πραγματικό φορτίο θεωρείται το φορτίο του Συστήματος ΜΔΝ που καλύπτεται από όλες τις μονάδες παραγωγής, το οποίο μετράται και αποτυπώνεται από το Διαχειριστή ΜΔΝ. Σε αυτό συμπεριλαμβάνεται και εκείνο που τυχόν απορροφάται από υβριδικό σταθμό για αποθήκευση και δεν καλύπτεται από τις μονάδες ΑΠΕ αυτού.

$\sum P_{Dmin_t}$: το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων όλων των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής συμβατικών και ΑΠΕ (Πλήρους ή Μερικώς Ελεγχόμενης Παραγωγής), οι οποίες εντάσσονται την ώρα t στο Σύστημα ΜΔΝ.

Ο Διαχειριστής προβαίνει πρώτα στον υπολογισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής λόγω δυναμικού περιορισμού, P_{Ct} και στη συνέχεια στον υπολογισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης ισχύος όλων των μονάδων παραγωγής ΑΠΕ λόγω των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων παραγωγής, P_{TMt} .

Ως πρώτο στάδιο υπολογισμού της επιτρεπόμενης ισχύος ΑΠΕ την Ώρα Κατανομής t , υπολογίζεται η ισχύς των μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής που δύναται να απορροφηθεί, βάσει του δυναμικού περιορισμού, ως το μικρότερο των μεγεθών της επιτρεπόμενης ισχύος P_{Ct} και της συνολικής δυνατότητας παραγωγής τους:

$$P_{Cmax_t} = \min \left\{ P_{Ct}, \sum_{RES} P_{n_i} \right\}$$

, όπου P_{Cmax_t} : η μέγιστη δυνατότητα απορρόφησης ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής την Ώρα Κατανομής t ,

P_{Ct} : η μέγιστη παραγωγή ΑΠΕ ΜΕ Ελεγχόμενης Παραγωγής την Ώρα Κατανομής t λόγω δυναμικού περιορισμού,

$\sum_{RES} P_{n_i}$: το άθροισμα των ονομαστικών ισχύων όλων των ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής του συστήματος

Ως δεύτερο στάδιο υπολογισμού της επιτρεπόμενης ισχύος ΑΠΕ την Ώρα Κατανομής t , εφαρμόζεται ο περιορισμός της ισχύος ΑΠΕ λόγω των τεχνικών ελαχίστων των κατανεμόμενων μονάδων, P_{TMt} , περιορίζοντας αναλογικά όλους τους σταθμούς ΑΠΕ αν η συνολική παραγωγή τους υπερβαίνει το όριο απορρόφησης λόγω τεχνικών ελαχίστων. Πρέπει δηλαδή:

$$\sum_{RES} P_{t_i} \leq P_{TMt}$$

, όπου P_{TMt} : η μέγιστη παραγωγή ΑΠΕ ΜΕ Ελεγχόμενης Παραγωγής την Ώρα Κατανομής t λόγω περιορισμού τεχνικών,

$\sum_{RES} P_{t_i}$: το άθροισμα των ισχύων όλων των ΑΠΕ του συστήματος την Ώρα Κατανομής t .

Η συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ λαμβάνει υπόψη τον περιορισμό της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής που προσδιορίστηκε στο πρώτο στάδιο υπολογισμών.

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ υπολογίζει το ανώτατο επίπεδο παραγωγής κάθε κατηγορίας μονάδων ΑΠΕ με αναλογικό επιμερισμό της αντίστοιχης επιτρεπόμενης παραγωγής με βάση την εκάστοτε καταχωρημένη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ κάθε σταθμού. Μετά τον υπολογισμό της ανά κατηγορία μέγιστης επιτρεπόμενης ισχύος παραγωγής, ο Διαχειριστής ΜΔΝ εκδίδει υποχρεωτικά εντολή ανωτάτου επιπέδου (set point) παραγωγής σε κάθε μονάδα ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ. Η εντολή δίδεται ως ανά μονάδα μεγέθους της μέγιστης ισχύος παραγωγής κάθε σταθμού (από 0,0 έως 1,00), και είναι ενιαία για κάθε κατηγορία σταθμών (ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής, ΑΠΕ Πλήρως ή Μερικώς Ελεγχόμενης Παραγωγής). Η εντολή εκδίδεται ακόμα και στην περίπτωση που δεν απαιτείται περιορισμός (set point=1,00). [33]

5.6 Τιμολόγηση ΥΒΣ

5.6.1 Γενικές Αρχές Τιμολόγησης των ΥΒΣ

Σύμφωνα με τις σχετικές διατάξεις του νόμου 3468/2006 και του σχετικού Κανονισμού Αδειών, διακρίνεται ξεχωριστή τιμολόγηση της ενέργειας (που απορροφάται από ή παρέχεται στο Δίκτυο) και της διαθεσιμότητας ισχύος των υβριδικών σταθμών. Ακολουθούν κάποιες γενικές αρχές τιμολόγησης ενός ΥΒΣ

1. Η τιμολόγηση της ενέργειας που παρέχεται στο Δίκτυο από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής ΥΒΣ θα πρέπει να βασίζεται και να προσαρμόζεται στο

πραγματικά αποφευγόμενο κόστος λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος του νησιού όπου συνδέονται.

2. Ομοίως η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται από το Δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης ΥΒΣ θα πρέπει να βασίζεται και να προσαρμόζεται στο πραγματικά επιβαλλόμενο κόστος λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος για την εξυπηρέτηση της άντλησης.

3. Τέλος η τιμολόγηση της διαθέσιμης ισχύος ΥΒΣ θα πρέπει να βασίζεται και να προσαρμόζεται στο πραγματικά αποφευγόμενο κόστος ανάπτυξης του αυτόνομου δυναμικού παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος, σύμφωνα με τις σχετικές διατάξεις του νόμου 3468/2006 και του σχετικού Κανονισμού Αδειών.

4. Καθόσον καθιερώνεται τίμημα για διαθεσιμότητα εγγυημένης ισχύος, καθιερώνεται επίσης και επιβολή προστίμου για τη συστηματική και καταχρηστική αδυναμία διάθεσης μέρους ή του συνόλου της εγγυημένης ισχύος ΥΒΣ στις Ημέρες Κατανομής που απαιτείται από τον αρμόδιο Διαχειριστή. Το επιβαλλόμενο πρόστιμο πρέπει να αντανακλά το κόστος εγκατάστασης πρόσθετου δυναμικού για την εξυπηρέτηση της ζήτησης, το οποίο προκαλείται από τη μη παροχή των εγγυημένων μεγεθών του ΥΒΣ. Η επιβολή τέτοιου προστίμου πρέπει να είναι συμβατή με ανάλογη επιβολή προστίμου και σε συμβατικές ή άλλες ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής για τις οποίες προβλέπεται τίμημα διαθεσιμότητας ισχύος.

5.6.2 Κανόνες τιμολόγησης ΥΒΣ

Οι πληρωμές και χρεώσεις που αφορούν σε μονάδες Υβριδικών Σταθμών υπολογίζονται σε μηνιαία βάση, με βάση τις μετρήσεις που προκύπτουν από την πραγματική λειτουργία της Μονάδας κατά το μήνα που εκκαθαρίζεται.

Για τους ΥΒΣ προσδιορίζονται διακριτά αμοιβές ως εξής:

α) αμοιβή για την έγχυση ενέργειας στο Σύστημα ΜΔΝ, με βάση τις τιμολογήσεις που προβλέπονται από τις σχετικές κείμενες διατάξεις, καθώς και τους σχετικούς Ειδικούς Όρους των οικείων Αδειών Παραγωγής και Συμβάσεων Πώλησης.

β) αμοιβή για την Διαθεσιμότητα Ισχύος, για τους σταθμούς για τους οποίους αυτή προβλέπεται από τις κείμενες διατάξεις, με βάση τα οριζόμενα στις διατάξεις αυτές, καθώς και στους σχετικούς Ειδικούς Όρους των οικείων Αδειών Παραγωγής και Συμβάσεων Πώλησης.

γ) αμοιβή για Επικουρικές Υπηρεσίες τις οποίες παρέχουν υποχρεωτικά ή κατόπιν επιλογής τους.

Προβλέπεται όμως και η επιβολή προστίμου στους ΥΒΣ σε περίπτωση αδυναμίας απόδοσης της Εγγυημένης Ισχύος στο Δίκτυο.

5.6.3 Αμοιβή για την έγχυση ενέργειας στο δίκτυο

Σύμφωνα και με το πνεύμα του νόμου, η τιμολόγηση της παραγόμενης από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής ΥΒΣ (ο π.χ. υδροστροβίλους) πρέπει να αντανakλά το αποφευγόμενο κόστος παραγωγής, δηλαδή το μέσο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων αιχμής³ που απεντάσσονται ή υποφορτίζονται.

Ενέργεια των μονάδων Α.Π.Ε του ΥΒΣ, η οποία εγχέεται απευθείας στο δίκτυο του ΜΔΝ γενικά τιμολογείται με το εκάστοτε ισχύον τιμολόγιο ΑΠΕ στα ΜΔΝ. Ειδικά όταν η ενέργεια ΑΠΕ υποκαθιστά μέρος της παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ (υδροαιολική συνεργασία), τότε αυτή τιμολογείται κατά το ήμισυ ως ΑΠΕ και κατά το υπόλοιπο ήμισυ ως ενέργεια ελεγχόμενων μονάδων ΥΒΣ (ουσιαστικά η ενέργεια αυτή τιμολογείται στη μέση τιμή των ισχυόντων τιμολογίων ΑΠΕ και ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ). [34]

Περαιτέρω, σύμφωνα με την Απόφαση 6/Φ1/οικ.5707/3.04.2007, οι τιμές με τις οποίες τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο του νησιού από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής, η ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης, καθώς και η αποζημίωση για τη διαθεσιμότητα ισχύος των ΥΒΣ, είναι ενιαίες για όλους τους ΥΒΣ που λειτουργούν στο νησί, υπό την προϋπόθεση ότι αυτοί χρησιμοποιούν την ίδια τεχνολογία και λειτουργούν με τους ίδιους όρους και περιορισμούς. Για τους λόγους αυτούς, οι τιμές πώλησης και αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να καθορίζονται εκ των προτέρων με βάση το μέσο μεταβλητό κόστος των μονάδων αιχμής και των μονάδων βάσης αντίστοιχα, όπως αυτές ορίζονται στην παραπάνω Απόφαση. Ειδικότερα για την παρεχόμενη ενέργεια από τις ελεγχόμενες μονάδες ΥΒΣ, η τιμή αγοράς της ενέργειας αυτής παραμένει η ίδια, ακόμα και σε περίπτωση εισόδου σημαντικής ισχύος ΥΒΣ σε ένα νησί, οι οποίοι υποκαθιστούν και ενέργεια μέσου φορτίου, ή και φορτίου βάσης.

Το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων μεταβάλλεται σε βάθος χρόνου, ανάλογα με την κατά περίπτωση ανάπτυξη της συμβατικής παραγωγής, γεγονός που πρέπει να αποτυπώνεται στις συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, που θα συναφθούν μεταξύ παραγωγού από ΥΒΣ και Διαχειριστή ΜΔΝ. Ο νόμος ήδη περιλαμβάνει σχετική πρόβλεψη, υπό τη μορφή δυνατότητας αναπροσαρμογής, η

³Μονάδες Αιχμής θεωρούνται αυτές που λειτουργούν για χρονικό διάστημα μικρότερο του 30% του έτους αναφοράς.

οποία είναι σκόπιμο να ενσωματωθεί ως ρητή πρόβλεψη στην Άδεια Παραγωγής και τις Συμβάσεις που θα συνάπτονται (Άρθ.13, παρ.7). Στην αναπροσαρμογή των τιμών πρέπει να λαμβάνονται υπόψη και οι ουσιαστικές μεταβολές που πραγματοποιούνται στη δομή του συστήματος παραγωγής του νησιού, αλλά και η οικονομική βιωσιμότητα των ΥΒΣ.

Οι μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του ΥΒΣ υποκαθιστούν συμβατικές μονάδες μέσου ή και υψηλού φορτίου ή ακόμα και φορτίου βάσης, οι οποίες παρέχουν πρωτεύουσα εφεδρεία και πραγματοποιούν την πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας, καθώς και την κύρια ρύθμιση τάσης. Συνεπώς, οι μονάδες του ΥΒΣ θα πρέπει να παρέχουν ανάλογες υπηρεσίες, οι οποίες δεν μπορούν να τιμολογηθούν ως επικουρικές υπηρεσίες, στον βαθμό που δεν τιμολογούνται οι αντίστοιχες υπηρεσίες για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής των νησιών.

5.6.4 Αμοιβή Διαθεσιμότητας Ισχύος του ΥΒΣ

Η αποζημίωση της διαθεσιμότητας ισχύος υπολογίζεται με βάση το κόστος νέου συμβατικού σταθμού, σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν. 3468/2006. Η εγγυημένη ισχύς ΥΒΣ για την οποία εισπράττεται τίμημα διαθεσιμότητας ισχύος, προσδιορίζεται στην άδεια παραγωγής του σταθμού. Δεν λαμβάνεται υπόψη το κόστος εγκατάστασης μιας μονάδας παραγωγής σε υφιστάμενο σταθμό, αλλά το κόστος κατασκευής νέου σταθμού στο νησί, παρότι σε ορισμένα νησιά η κατασκευή νέου σταθμού δεν φαίνεται πολύ πιθανή. Η δυνατότητα όμως, εισόδου νέων παραγωγών στα νησιά, βάσει του ισχύοντος θεσμικού πλαισίου, επιβάλλει την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας ισχύος ΥΒΣ με τον τρόπο αυτό.

Το σκεπτικό πίσω από αυτήν την πολιτική τιμολόγησης για την διαθεσιμότητα ισχύος του ΥΒΣ είναι ότι οι ΥΒΣ αντικαθιστούν όχι μόνο ενέργεια αλλά και εγκατεστημένη ισχύ των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Η παρουσία του ΥΒΣ σε ένα αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα επιτρέπει την αποφυγή επένδυσης σε συμβατικό σταθμό παραγωγής αντίστοιχης ικανότητας με τον ΥΒΣ.

5.6.5 Αμοιβή για τις επικουρικές υπηρεσίες

Το ύψος των πληρωμών προς κάθε μονάδα Υβριδικού Σταθμού, για τη παροχή των αμειβόμενων Επικουρικών Υπηρεσιών που αυτές παρέχουν, υπολογίζεται σε μηνιαία βάση, για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής του μήνα εκκαθάρισης. Για την παροχή των Επικουρικών Υπηρεσιών, ο Παραγωγός του οποίου οι μονάδες εντάχθηκαν στο Πρόγραμμα Κατανομής και λειτούργησαν σε

συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής, δικαιούται να εισπράττει τίμημα για κάθε κατηγορία Επικουρικής Υπηρεσίας που προσφέρει η μονάδα αυτή, το οποίο προκύπτει από την τιμολόγηση της δυνατότητας της μονάδας, σε MW, για παροχή της Επικουρικής Υπηρεσίας, βάσει των σχετικών καταχωρημένων χαρακτηριστικών της, στην αντίστοιχη τιμή, σε €/MW, που προβλέπεται για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.

5.6.6 Χρέωση ΥΒΣ για την απορρόφηση Ενέργειας από το Δίκτυο

Η τιμή , με βάση την οποία τιμολογείται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφά ο ΥΒΣ από το δίκτυο του ΜΔΝ για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης του, καθορίζεται στην άδεια παραγωγής του ΥΒΣ. Ο καθορισμός της τιμής αυτής γίνεται με βάση το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος παραγωγής των μονάδων βάσης⁴ του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος του ΜΔΝ κατά τον χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής.

5.6.7 Επιβολή προστίμου σε ΥΒΣ

Ο υπολογισμός προστίμου, λόγω συστηματικής αδυναμίας διάθεσης της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας ΥΒΣ όταν απαιτείται από το Διαχειριστή, θα γίνεται σε ετήσια περίοδο, με βάση τις ημέρες όπου υπήρξε αίτημα του Διαχειριστή για απόδοση της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας, την σχετική μη πλήρωση της υποχρέωσης από τον ΥΒΣ, την απορρόφηση ενέργειας για πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης, και τις ενδεχόμενες επιπτώσεις σε περικοπή φορτίου. Το επιβαλλόμενο πρόστιμο θα ενεργοποιείται, πάνω από ένα ποσοστό ημερών αστοχίας, ακολούθως θα αποδίδει επιεική και αναλογική αποζημίωση, και θα καταλήγει σε αυστηρό μέγεθος ποινής, στις περιπτώσεις μεγάλης αστοχίας. Ακολουθεί μία προτεινόμενη μεθοδολογία που μπορεί να ακολουθηθεί από το Διαχειριστή για τον υπολογισμό του προστίμου που πρέπει να πληρώσει ένας ΥΒΣ:

1. Για κάθε Ημέρα Κατανομής d αιτήσεως από τον Διαχειριστή μέρους ή συνόλου της εγγυημένης ενέργειας υπολογίζεται ένας δείκτης αστοχίας που εκφράζει την ποσοστιαία διαφορά μεταξύ της αιτούμενης ενέργειας και της πραγματικά δοθείσας:

⁴ Μονάδες βάσης θεωρούνται αυτές που λειτουργούν περισσότερο του 70% του έτους αναφοράς.

$$\Delta d = \frac{a_d \cdot E_G - E_{RT,d}}{a_d \cdot E_G}$$

,όπου a_d : ποσοστό της εγγυημένης ενέργειας που ζητήθηκε την Ημέρα Κατανομής d , (τιμές στο διάστημα (0,1])

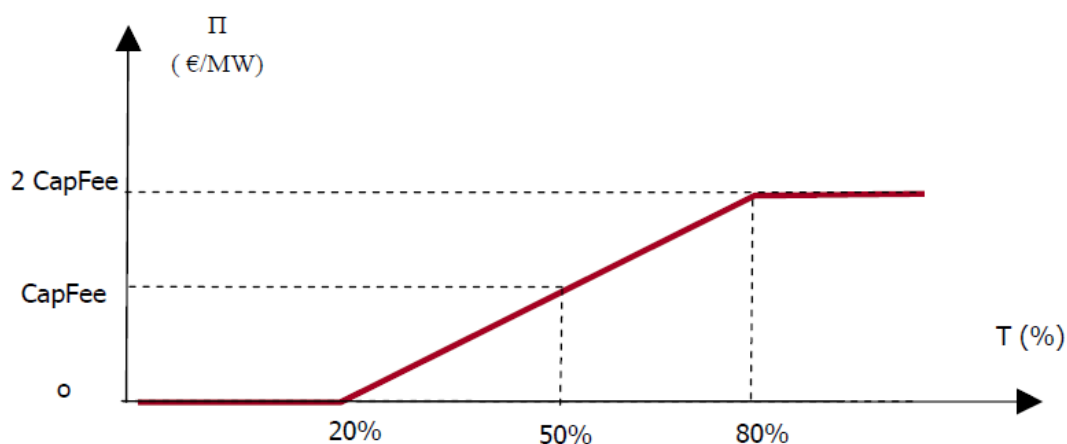
E_G : Η εγγυημένη ενέργεια του ΥΒΣ

$E_{RT,d}$: η τελικώς δοθείσα ενέργεια από ΥΒΣ της Ημέρα Κατανομής d , κατά τις Ώρες Κατανομής που ζητήθηκε η παροχή Εγγυημένης Ενέργειας και Ισχύος. Ο ημερήσιος δείκτης αστοχίας d λαμβάνει τιμές στο διάστημα [0,1].

2. Ακολούθως, υπολογίζεται η μέση τιμή του άνω όρου για κάθε τρίμηνο (τα τρίμηνα αντιστοιχούν στις εποχές του έτους), με βάση τον αριθμό ημερών k αιτήσεως από τον Διαχειριστή μέρους η συνόλου της εγγυημένης ενέργειας:

$$T = \frac{1}{k} \cdot \sum_{d \in k} \Delta d$$

3. Τέλος με βάση τον μέσο τριμηνιαίο όρο αστοχίας T_a , το πρόστιμο Π που αντιστοιχεί σε κάθε τρίμηνο υπολογίζεται σε €/MW ως εξής:



Εικόνα 5.1 : Υπολογισμός προστίμου που αντιστοιχεί σε έναν ΥΒΣ σε περίπτωση αστοχίας του

,όπου $CapFee$ το αντίστοιχο τίμημα Διαθεσιμότητας Ισχύος.

Σε αυτό το σημείο πρέπει να τονιστεί ότι στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας και κατά την εξαγωγή των ενεργειακών και οικονομικών αποτελεσμάτων που θα δούμε σε παρακάτω κεφάλαιο δεν λήφθηκαν υπόψη ως παρεχόμενες

υπηρεσίες η διαθεσιμότητα ισχύος, οι Επικουρικές Υπηρεσίες και αντίστοιχα η τιμολόγηση αυτών καθώς και η επιβολή Προστίμου στον ΥΒΣ για την αδυναμία διάθεσης εγγυημένης ισχύος.

Κεφάλαιο 6: Αλγόριθμοι Ένταξης ΥΒΣ σε Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα ενός ΜΔΝ

6.1 Δεδομένα Αλγορίθμου

Ο αλγόριθμος ένταξης ενός Υβριδικού Σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτόνομο σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού υλοποιήθηκε στην προγραμματιστική γλώσσα του περιβάλλοντος MatLab (R2010b), χρησιμοποιώντας προγραμματιστικές δομές όπως κλάσεις και αντικείμενα, που παρείχε το πρόγραμμα. Οι αλγόριθμοι που αναπτύχθηκαν, εντάχθηκαν στην εφαρμογή που υλοποιήθηκε στο Εργαστήριο για τον ενεργειακό προγραμματισμό των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων (ΜΔΝ) της χώρας.

Το μοντέλο που αναπτύχθηκε, βασίζεται στο ισοζύγιο ενέργειας και ισχύος του συστήματος του ΜΔΝ. Σε αναλύσεις αυτού του τύπου το ενδιαφέρον εστιάζεται στα ενεργειακά και οικονομικά μεγέθη και γι'αυτό απαιτούνται μεγάλες χρονικές διάρκειες προσομοίωσης (τυπικά ετήσιες), γεγονός που επιβάλλει τη χρήση απλουστευμένων ενεργειακών μοντέλων, αγνοώντας τα δυναμικά φαινόμενα. Στην παρούσα ανάλυση, όλες οι προσομοιώσεις είναι ετήσιας διάρκειας και πραγματοποιούνται με ωριαίο βήμα.

Για να γίνει η ένταξη του ΥΒΣ στο ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού χρειάζονται κάποια ωριαία δεδομένα εισόδου που αφορούν το ηλεκτρικό σύστημα παραγωγής του νησιού αλλά και την ανάγκη του φορτίου ζήτησης για το συγκεκριμένο έτος που θέλουμε να γίνει η προσομοίωση λειτουργίας.

Πίνακας εισόδου:

- 8760 τιμές του αναμενόμενου φορτίου ζήτησης του νησιού για το έτος που η γίνεται ένταξη του ΥΒΣ. $P_I (MW)$
- 8760 τιμές των τεχνικών ελαχίστων των ατμοηλεκτρικών μονάδων και των μονάδων συνδυασμένου κύκλου του νησιού (must-run μονάδες). $P_{must-run_{min}} (MW)$
- 8760 τιμές των τεχνικών ελαχίστων των θερμικών μονάδων (diesel & gas) του νησιού. $P_{thermin} (MW)$
- 8760 τιμές της επιτεύξιμης ισχύος όλων των συμβατικών μονάδων του νησιού, σε αυτό το σύνολο συμπεριλαμβάνεται και η ισχύς εξόδου των σταθμών βιομάζας. $P_{convmax} (MW)$

-8760 τιμές για την αναμενόμενη παραγωγή των φωτοβολταϊκών σταθμών του νησιού. P_{pv} (MW)

-8760 τιμές για την αναμενόμενη αιολική παραγωγή του συστήματος (προκύπτει η παραγωγή των αιολικών πάρκων του νησιού και η παραγωγή των αιολικών πάρκων του ΥΒΣ). $wind$ (%)

Δεδομένα χρήση:

Ο χρήστης εισάγει κάποια δεδομένα που αφορούν τον Σταθμό παραγωγής ώστε να τον «κατασκευάσει» μέσα στο περιβάλλον του MatLab. Τέτοια δεδομένα είναι τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά μεγέθη του υβριδικού συστήματος αλλά και κάποια οικονομικά δεδομένα όπως τιμές πώλησης της ηλ.ενέργειας οι οποίες διαφέρουν από νησί σε νησί. Τα στοιχεία που ζητούνται από τον χρήστη για να δημιουργηθεί το μοντέλο του Υβριδικού σταθμού και να τρέξει η ένταξή του είναι:

- Ονομαστική ισχύς ανεμογεννητριών του ΥΒΣ. P_{wf_nom} (MW).
- Ονομαστική ισχύς υδροστροβίλων του ΥΒΣ. P_{h_nom} (MW)
- Ονομαστική ισχύς αντλιών του ΥΒΣ. P_{p_nom} (MW)
- Τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων, δηλ. το ελάχιστο επιτρεπόμενο επίπεδο ισχύος λειτουργίας των υδροστροβίλων. P_{h_min} (MW)
- Τεχνικό ελάχιστο αντλιών, δηλ. το ελάχιστο επιτρεπόμενο επίπεδο ισχύος λειτουργίας των αντλιών. min_pump (MW)
- Η εγγυημένη ισχύς του Υβριδικού Σταθμού, που ορίζεται στην οικεία άδεια παραγωγής. P_{cc} (MW)
- Ο βαθμός απόδοσης του συνολικού κύκλου αποθήκευσης ενέργειας στον ταμιευτήρα και παραγωγής ενέργειας από τον υδροστρόβιλο. n_tot (%)
- Η συνολική χωρητικότητα της άνω δεξαμενής εκφρασμένη σε μονάδες ηλ.ενέργειας. C_{t_max} (MWh)
- Αρχική κατάσταση ταμιευτήρα σαν ποσοστό επί την συνολική χωρητικότητα, δηλαδή ο όγκος του νερού που θεωρείται ότι έχει ο ταμιευτήρας στην αρχή του έτους. $.CO$ (%)
- Η μέγιστη συμμετοχή των ανεμογεννητριών στην εγγυημένη ισχύ σε ποσοστό επί τις εκατό. Αυτό το ποσοστό αναφέρεται στην περίπτωση λειτουργίας του ΥΒΣ σε υδροαιολική συνεργασία. Το ποσοστό αυτό, όπως ορίζεται στους όρους της οικείας αδείας του ΥΒΣ, καθορίζει τη μέγιστη συμμετοχή αιολικής παραγωγής στην συνολική ενέργεια που παράγει ο ΥΒΣ. P_{wf_max} (%)
- Αν ο ΥΒΣ είναι μονού ή διπλού αγωγού, δηλαδή αν υπάρχουν ξεχωριστές υδραυλικές μηχανές για παραγωγή και άντληση στην περίπτωση του διπλού αγωγού ή όχι στην περίπτωση του μονού αγωγού.
- Το προφίλ παραγωγής του ΥΒΣ σε ημερήσια βάση (Ενότητα 6.3).

- Τιμή πώλησης ενέργειας που παράγει ο ΥΒΣ σε €/MWh. Η τιμή αυτή αναφέρεται στην παραγωγή ενέργειας που προέρχεται αποκλειστικά από τους υδροστρόβιλους του ΥΒΣ και εγχέεται στο ηλεκτρικό δίκτυο.
- Τιμή πώλησης ενέργειας που παράγουν οι ανεμογεννήτριες και εγχέουν στο δίκτυο συμμετέχοντας στην προγραμματισμένη ισχύ του ΥΒΣ σε €/MWh, (υδροαιολική συνεργασία).
- Τιμή πώλησης ενέργειας που παράγουν οι ανεμογεννήτριες και εγχέουν απευθείας στο δίκτυο σε €/MWh (συμμετοχή του Α/Π του ΥΒΣ στο set-point).
- Τιμή άντλησης ενέργειας από το δίκτυο σε €/MWh. Η τιμή αυτή αναφέρεται στην ενέργεια που απορροφά ο ΥΒΣ από το σύστημα έτσι ώστε να μπορέσει να αποδώσει την καθορισμένη εγγυημένη ενέργεια στο ηλεκτρικό δίκτυο.
- Επιλογή Σεναρίου Λειτουργίας.

Ο αλγόριθμος ανακτά ωριαία τα απαραίτητα δεδομένα από τον πίνακα εισόδου. Έχοντας δημιουργήσει ο χρήστης το μοντέλο του Υβριδικού Σταθμού, ο αλγόριθμος ξεκινάει, καλώντας τις επιμέρους συναρτήσεις λειτουργίας, πραγματοποιώντας τους απαραίτητους ελέγχους, ικανοποιώντας τους διάφορους τεχνικούς περιορισμούς. Αποτέλεσμα της προσομοίωσης είναι ένας πίνακας εξόδου που καταγράφει **ανά Ώρα Κατανομής** τα παρακάτω στοιχεία, ενεργειακά όπως και κάποια βασικά οικονομικά αποτελέσματα.

Πίνακας Εξόδου:

- την αποθηκευμένη-διαθέσιμη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα. Ct (MWh)
- την ισχύ που αποδίδεται στο σύστημα από υδροστρόβιλους. Ph_{grid} (MW)
- την αιολική ισχύ που αποδίδεται στο δίκτυο από το Α/Π του ΥΒΣ συμμετέχοντας στην προγραμματισμένη του ισχύ (υδροαιολική συνεργασία). Pwf_{co} (MW)
- την αιολική ισχύ που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο (συμμετοχή του α/π του ΥΒΣ στο set-point. Pwf_{grid} (MW)
- τη συνολική ισχύ που αποδίδεται στο δίκτυο από τον Υβριδικό Σταθμό P_{grid} (MW).
- την αιολική παραγωγή του Α/Π του ΥΒΣ Pwf_{hybrid} (MW).
- την αιολική ενέργεια που αποθηκεύεται στον άνω ταμιευτήρα $Pwf_{storage}$ (MWh).
- την αιολική ισχύ που απορρίπτεται $Prejected$ (MW).

- κάποιες μεταβλητές τύπου flag, οι οποίες σηματοδοτούν αν:

- i. συνεργάστηκαν το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ και οι υδροστροβίλοι για να αποδώσουν τη συμφωνημένη ισχύ (υδροαιολική συνεργασία) (*flag_hydrowind*).
- ii. «χτύπησε» το τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων είτε την αδυναμία του συστήματος- λόγω ανεπάρκειας αποθηκευμένης ενέργειας- να αποδώσει το σύνολο της προγραμματισμένης ισχύος στο δίκτυο (*flag_techmin*).
- iii. πραγματοποιήθηκε άντληση από το δίκτυο είτε πως δεν επιτράπηκε άντληση ενέργειας λόγω παραβίασης ορίου (*flag_pump*).
- iv. ο ΥΒΣ παρέμεινε κλειστός την συγκεκριμένη ημέρα λόγω αδυναμίας παροχής ελεγχόμενης ενέργειας (μηδενική δήλωση παραγωγής).
- v. η συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής κρίθηκε «κρίσιμη» λόγω αυξημένου φορτίου ζήτησης (*alarm*).

- την ενέργεια που αντλήθηκε από το δίκτυο *Edemand (MWh)*.

- οικονομικά αποτελέσματα:

- i. τα έσοδα που εισπράττει ο ΥΒΣ από την έγχυση υδροηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο .
- ii. τα έσοδα που εισπράττει ο ΥΒΣ από την συμμετοχή του αιολικού πάρκου στην παροχή προγραμματισμένης ισχύος στο δίκτυο (υδροαιολική συνεργασία).
- iii. τα έσοδα που εισπράττει ο ΥΒΣ από την απευθείας διάθεση της αιολικής ενέργειας στο Δίκτυο του νησιού.
- iv. την χρέωση που επωμίζεται ο ΥΒΣ για την άντληση ενέργειας από το Δίκτυο του νησιού.

6.2 Παραδοχές Λειτουργίας

Για την υλοποίηση των αλγορίθμων ένταξης ενός ΥΒΣ έγιναν οι παρακάτω παραδοχές:

- Οι απώλειες του κύκλου άντλησης-παραγωγής (βαθμός απόδοσης συνήθως γύρω στο 70%) υπεισέρχονται συνολικά κατά την άντληση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ (ή από το Δίκτυο) στην άνω δεξαμενή, με αυτό τον τρόπο η ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στον άνω ταμιευτήρα θεωρείται «καθαρή» προς εκμετάλλευση.
- Η χωρητικότητα της άνω δεξαμενής εκφράζεται απευθείας σε ενέργεια (MWh) αντί σε μονάδες όγκου (m^3). Η συγκεκριμένη μοντελοποίηση είναι κατάλληλη για την προσομοίωση της ένταξης ενός υποθετικού ΥΒΣ στο δίκτυο ενός ΜΔΝ και την εξαγωγή ενεργειακών αποτελεσμάτων. Η χωρητικότητα της άνω δεξαμενής είναι δεδομένο εισόδου στον αλγόριθμο από τον χρήστη.
- Ορίζεται το ενεργειακό απόθεμα ασφαλείας στον άνω ταμιευτήρα- σε μονάδες ενέργειας (MWh)- ως ένα ποσό αποθηκευτικού μέσου το οποίο διατηρείται πάντα στον άνω ταμιευτήρα και διατίθεται στο δίκτυο μόνο σε ακραία περίπτωση ανάγκης. Το ενεργειακό απόθεμα ασφαλείας στον άνω ταμιευτήρα τίθεται περίπου ίσο με το 20% της Εγγυημένης παροχής του Σταθμού, σύμφωνα με τον τύπο:

$$C_{tmin} = (8 * P_{cc}) * 0.2$$

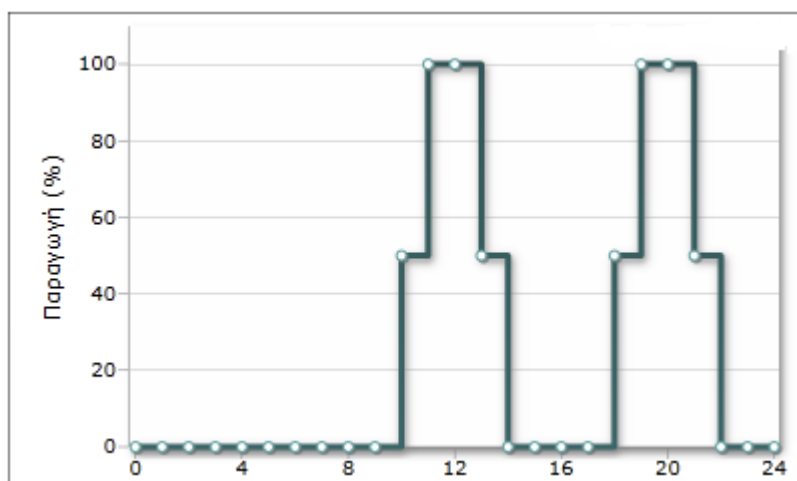
Ο άνω ταμιευτήρας κατά την έναρξη της προσομοίωσης λειτουργίας θεωρείται γεμάτος $C0=100\%$.

- Δεν λαμβάνονται υπόψη οι προγραμματισμένες συντηρήσεις των επιμέρους μονάδων του ΥΒΣ (υδροστροβίλοι, αντλίες κ.τ.λ.) κατά τη διάρκεια του χρόνου. Η επιτεύξιμη ισχύς των υδροστροβίλων και των αντλιών για όλες τις ώρες του έτους θεωρείται ότι ισούται με την ονομαστική τους ισχύ. Επίσης θεωρείται ότι εξυπηρετούν κάθε επίπεδο ισχύος από το τεχνικό τους ελάχιστο μέχρι το τεχνικό τους μέγιστο (δηλ. την ονομαστική τους ισχύ), με την έννοια ότι η ισχύς λειτουργίας τους δεν λαμβάνεται ως κβαντισμένο μέγεθος και είναι απόλυτα ρυθμιζόμενη από τον παραγωγό.
- Οι ΥΒΣ θεωρούνται κατανεμόμενες μονάδες, δηλαδή μονάδες των οποίων το επίπεδο παραγωγής είναι εγγυημένο και μπορεί να ελεγχθεί και να αυξηθεί ή να μειωθεί κατά τη βούληση του Διαχειριστή του συστήματος ΜΔΝ.

- Σε περίπτωση που ο ΥΒΣ υποβάλλει δήλωση φορτίου και αιτηθεί άντληση ενέργειας τότε η ενέργεια αυτή αντλείται από το δίκτυο κατά τις νυχτερινές ώρες όπου βρισκόμαστε στην κοιλάδα της καμπύλης φορτίου. Οι μονάδες βάσης του συστήματος του ΜΔΝ παραμένουν ανοιχτές και καθώς η ζήτηση τις μεταμεσονύχτιες ώρες πέφτει, η παραγωγή πλεονάζει της ζήτησης και μπορούν να εξυπηρετήσουν το φορτίο του ΥΒΣ. Στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής εργασίας δεν ελέγχεται το μέγεθος του πλεονάζοντος φορτίου που μπορεί να εξυπηρετηθεί από τις εν λειτουργία μονάδες βάσης, αλλά θεωρείται ότι εξυπηρετείται σε κάθε περίπτωση.

6.3 Προφίλ Παραγωγής

Από τον χρήστη καθορίζεται το προφίλ παραγωγής του υβριδικού σταθμού. Συμφώνα με αυτό, καθορίζονται οι ώρες τις ημέρας που αναμένεται ο σταθμός να αποδώσει ενέργεια στο σύστημα καθώς και το επίπεδο της ισχύος στο οποίο αναμένεται να λειτουργήσει ο ΥΒΣ. Ένα παράδειγμα προφίλ παραγωγής ενός ΥΒΣ φαίνεται στην Εικόνα 6-1.



Εικόνα 6-1 Παράδειγμα προφίλ παραγωγής ΥΒΣ

Όπως φαίνεται στην Εικόνα 6-1 το συγκεκριμένο προφίλ παραγωγής αποτελείται από δύο τετράωρα στα οποία γίνεται βηματική ένταξη και απένταξη του σταθμού. Πιο συγκεκριμένα, από τις 10:00 έως τις 11:00 ο ΥΒΣ αναμένεται να αποδώσει το 50% της ονομαστικής του ισχύος, από τις 11:00 έως τη 13:00 το 100% και από τη 13:00 έως τις 14:00 το 50%. Παρόμοια μορφή παραγωγής ακολουθείται και από τις 18:00 έως τις 22:00.

Το 100% της εγκατεστημένης ισχύος του ΥΒΣ αποτελεί την εγγυημένη ισχύ του σταθμού ενώ το συνολικό άθροισμα των ενεργειών που καλείται να αποδώσει ο ΥΒΣ αποτελεί την ημερήσια εγγυημένη ενέργεια του σταθμού.

Στις προσομοιώσεις λειτουργίας και ένταξης του ΥΒΣ που ακολουθούν στο επόμενο κεφάλαιο θεωρήθηκε ότι η μορφή του προφίλ παραγωγής είναι σταθερή όλο τον χρόνο, δύο τετράωρα λειτουργίας κατά τις ώρες αιχμής. Διαφοροποιώντας κάθε ημέρα κατανομής, όπως θα δούμε παρακάτω, το επίπεδο της ισχύος που αναμένεται να λειτουργήσει ο σταθμός βάσει της προσφερθείσας ενέργειας στον ΚΗΕΠ.

6.4 Απαίτηση παροχής Εγγυημένης Ισχύος

Η συχνότητα και το μέγεθος της ζητούμενης από τον ΔΜΔΝ εγγυημένης παροχής αποτελούν κρίσιμο ζήτημα, έχουν επίπτωση στα αποτελέσματα των αναλύσεων, καθώς διαμορφώνουν το πρόγραμμα παραγωγής του ΥΒΣ και επηρεάζουν άμεσα την πραγματοποιούμενη άντληση από το δίκτυο. Η απαίτηση εγγυημένης ισχύος και ενέργειας είναι απαραίτητη προϋπόθεση για να αιτηθεί ο ΥΒΣ άντληση από το δίκτυο και θα πρέπει να συνοδεύεται από υψηλή ζήτηση φορτίου.

Στην πράξη όμως αποτελεί στοχαστικό φαινόμενο και συνεπώς είναι δύσκολο να προσομοιωθεί. Στην παρούσα εργασία η συχνότητα και οι προϋποθέσεις απαίτησης της εγγυημένης ισχύος αποτέλεσαν κύριο θέμα διερεύνησης. Βάσει αυτής της απαίτησης καταστρώθηκαν τα σενάρια λειτουργίας που ακολουθούν και μελετήθηκαν τα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα.

Οι ΥΒΣ λαμβάνουν αποζημίωση για την παροχή εγγυημένης ισχύος και συνεπώς οφείλουν να διασφαλίζουν τη διαθεσιμότητα της ισχύος αυτής καθ' όλη τη διάρκεια του έτους (πλην των προσυμφωνημένων διαστημάτων συντήρησης). Οι συμβάσεις αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας των ΥΒΣ θα πρέπει να προβλέπουν επαρκώς υψηλές ρήτρες για το ενδεχόμενο αδυναμίας παροχής της ζητηθείσας ισχύος και ενέργειας από υπαιτιότητα του παραγωγού.

Από την άλλη πλευρά, η ζήτηση εγγυημένης παροχής από τον ΥΒΣ καθορίζεται από το ΔΜΔΝ με βάση τις εκάστοτε πραγματικές ανάγκες του νησιωτικού συστήματος και δεν θα πρέπει να υφίσταται σε καθημερινή βάση, αλλά μόνο όταν οι συνθήκες λειτουργίας του νησιωτικού συστήματος καθιστούν αναγκαία την πρόσθετη ισχύ των μονάδων ελεγχόμενης παροχής του ΥΒΣ. Τα κριτήρια μπορεί να είναι οικονομικά, δυναμικής απόκρισης/επικουρικών υπηρεσιών, ενώ θα εξαρτάται επίσης και από γεγονότα μη διαθεσιμότητας συμβατικών μονάδων. [24]

Σύμφωνα με τον νέο κώδικα Διαχείρισης των ΜΔΝ, η απαίτηση από τον ΔΜΔΝ για παροχή εγγυημένης ισχύος θα πρέπει να τεκμηριώνεται επαρκώς. Η παροχή της ενέργειας αυτής αποσκοπεί αποκλειστικά **στην κάλυψη της ζήτησης η οποία δεν είναι δυνατή λόγω τεχνικής αδυναμίας των λοιπών διαθέσιμων Μονάδων του Συστήματος ΜΔΝ**. Κατ' εξαίρεση, είναι δυνατή η παροχή της ενέργειας αυτής για οικονομικούς λόγους λειτουργίας του Συστήματος ΜΔΝ, υπό την προϋπόθεση της προηγούμενης συναίνεσης του Παραγωγού του Υβριδικού Σταθμού.

Ακολουθούν τα σενάρια λειτουργίας που διαμορφώθηκαν με κριτήριο τη συχνότητα απαίτησης Εγγυημένης Ισχύος και Ενέργειας:

- I. Ο ΔΜΔΝ ζητά κάθε Ημέρα Κατανομής την εγγυημένη ισχύ και ενέργεια σύμφωνα με το προκαθορισμένο προφίλ παραγωγής. Ο ΥΒΣ έχει δικαίωμα άντλησης κάθε Ημέρα με μοναδικό σκοπό να ανταποκριθεί των απαιτήσεων του ΔΜΔΝ. Ελέγχεται απολογιστικά αν παραβιάζεται το όριο άντλησης που τίθεται από την κείμενη νομοθεσία: Ν.3468/2006, αρθ.2, παρ.25 (β) : *Η συνολική ενέργεια που απορροφά ο σταθμός από το Δίκτυο σε ετήσια βάση, δεν πρέπει να υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού.*
- II. Ο ΔΜΔΝ απαιτεί την εγγυημένη παροχή μόνο τις ημέρες όπου το φορτίο του νησιού είναι μεγαλύτερο από την ετήσια αιχμή του φορτίου μείον την αποζημιωτέα εγγυημένη ισχύ του ΥΒΣ.
Η θεώρηση αυτή βασίζεται στην υπόθεση ότι το σύστημα του νησιού διαθέτει τη θεωρητικά ελάχιστη απαιτούμενη εγκατεστημένη συμβατική ισχύ, δηλαδή ότι ο ΔΜΔΝ έχει επιλέξει να αποφύγει την εγκατάσταση συμβατικής παραγωγής κατά το μέγεθος της αποζημιωτέας εγγυημένης ισχύος των ΥΒΣ.

Με βάση την πρόβλεψη της ζήτησης για την επόμενη Ημέρα Κατανομής, γίνεται έλεγχος αν έστω για μια Ώρα Κατανομής το φορτίο του συστήματος του ΜΔΝ υπερβαίνει την ετήσια αιχμή ζήτησης μειωμένη κατά την Εγγυημένη Ισχύ του Υβριδικού Σταθμού.

$$Pl > Plmax - Pcc$$

,όπου Pl : το φορτίο ζήτησης του συστήματος για την ώρα h .

$Plmax$: η ετήσια αιχμή του φορτίου ζήτησης.

Pcc : η εγγυημένη ισχύς του Υβριδικού Σταθμού.

Αν συμβαίνει αυτό τότε ο ΔΜΔΝ απαιτεί Εγγυημένη Ισχύ και Ενέργεια από τον ΥΒΣ κατά τις ώρες αιχμής ζήτησης (σύμφωνα με το παραπάνω προφίλ παραγωγής) με σκοπό την αξιόπιστη κάλυψη της ζήτησης για την επόμενη Ημέρα Κατανομής. Οι ημέρες που ικανοποιείται η παραπάνω σχέση λαμβάνονται υπόψη ως «κρίσιμες» και επιδέχονται ιδιαίτερη μεταχείριση από τον ΔΜΔΝ. Μόνο τις «κρίσιμες» ημέρες ο ΥΒΣ έχει δικαίωμα να αιτηθεί άντληση από το δίκτυο.

- III. Ο ΔΜΔΝ απαιτεί την παροχή εγγυημένης ισχύος και ενέργειας μόνο τις ημέρες που το φορτίο ξεπερνάει ένα συγκεκριμένο όριο ($limit_cc$), το οποίο ισούται με το σύνολο των επιτεύξιμων ισχύων λειτουργίας των μονάδων παραγωγής που λειτουργούν κατά τη διάρκεια όλου του χρόνου και

καλύπτουν το φορτίο βάσης, δηλαδή των ατμοηλεκτρικών μονάδων, των μονάδων συνδυασμένου κύκλου και των θερμικών μονάδων εσωτερικής καύσης diesel που είναι εν λειτουργία. Η λογική που ακολουθήθηκε είναι η εξής:

Αν το φορτίο του συστήματος έστω και για μια Ώρα Κατανομής της επόμενης Ημέρας ξεπεράσει το παραπάνω άθροισμα, τότε αν δεν υπήρχε ο ΥΒΣ θα έπρεπε να εκκινήσει μια αεριοστροβιλική μονάδα (μονάδα φορτίου αιχμής) ώστε να καλύψει την αυξημένη ζήτηση που οι λοιπές εν λειτουργία μονάδες αδυνατούν να καλύψουν. Αυτό συνεπάγεται με αυξημένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το νησί και κατανάλωση ακριβού συμβατικού καυσίμου.

Βάσει της πρόβλεψης της ζήτησης για την επόμενη Ημέρα Κατανομής, γίνεται έλεγχος αν έστω για μια Ώρα Κατανομής το φορτίο του συστήματος του ΜΔΝ υπερβαίνει το παραπάνω άθροισμα:

$$Pl > limit_{cc}$$

Αν ικανοποιείται η παραπάνω σχέση τότε η επόμενη Ημέρα Κατανομής κρίνεται «κρίσιμη» και σε αυτό το σημείο ο ΔΜΔΝ ζητά την παροχή εγγυημένης ενέργειας και ισχύος από τον ΥΒΣ, ώστε αν είναι δυνατόν να μην εκκινήσει ακριβή μονάδα αιχμής.

Με αυτήν την λογική η απαίτηση εγγυημένης παροχής προσαρμόζεται στις πραγματικές ανάγκες του συστήματος για κάλυψη πιθανού ελλείμματος συμβατικής παραγωγής και όχι σε ημερήσια βάση, προκειμένου να αποφευχθεί η εκτεταμένη απορρόφηση συμβατικής ενέργειας από το Δίκτυο.

6.5 Ημερήσιος Προγραμματισμός Λειτουργίας

6.5.1 Ημερήσια Προσφορά Ενέργειας

Κάθε Ημέρα Κατανομής στις 00:00 ο παραγωγός του ΥΒΣ εκτιμώντας την αποθηκευμένη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα και συνυπολογίζοντας την πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής για την Επόμενη Ημέρα Κατανομής, δημοσιοποιεί στον ΔΜΔΝ την **Δήλωση Παραγωγής** (συνολικές MWh που μπορεί να αποδώσει στο δίκτυο συνολικά για τον χρονικό ορίζοντα της επόμενης ημέρας κατανομής):

$$E_{offer} = E_{stored} + E_{forecast, wind} * n_{tot}$$

όπου, *E_{stored}* : η διαθέσιμη αποθηκευμένη ενέργεια στην άνω δεξαμενή (χωρίς το απόθεμα ασφαλείας). (MWh)

E_{forecast, wind}: η αναμενομένη αιολική παραγωγή προς άντληση για την επόμενη ημέρα. (MWh)

n_{tot} : ο βαθμός απόδοσης του συνολικού κύκλου παραγωγής-άντλησης.(%)

Η προσφερόμενη ενέργεια γενικά βασίζεται στα διαθέσιμα νερά της άνω δεξαμενής. Για αύξηση των εσόδων μπορεί να συνεκτιμηθεί και η αναμενόμενη αιολική παραγωγή η οποία προτίθεται να αποθηκευτεί στην άνω δεξαμενή κατά τη διάρκεια της επόμενης Ημέρας, γεγονός όμως που εισάγει πολλές αβεβαιότητες (σφάλμα πρόβλεψης του ανέμου, ταυτοχρονισμός τη αναμενόμενης αιολικής παραγωγής και της προγραμματιζόμενης παραγωγής του ΥΒΣ). Για παράδειγμα, αν προβλέπεται σημαντική αιολική παραγωγή τις απογευματινές ώρες και αυτή συνυπολογιστεί στην προσφορά ενέργειας, τότε είναι πιθανό να μην μπορέσει ο ΥΒΣ να αποδώσει την απαιτούμενη ενέργεια τις μεσημβρινές ώρες όπου συνήθως εμφανίζεται η αιχμή. Για τον ίδιο λόγο δε συνυπολογίζεται και η αιολική παραγωγή των ΥΒΣ τις δύο τελευταίες ώρες του 24ωρου.

Συγκεκριμένα για τον υπολογισμό της *E_{forecast, wind}* : της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής προς άντληση για την επόμενη ημέρα. Στην περίπτωση που ο ΥΒΣ είναι μονού αγωγού έχει την δυνατότητα να αντλεί ενέργεια μόνο κατά τις ώρες της ημέρας που δεν παρέχεται στο δίκτυο ισχύ από τους υδροστρόβιλους, δηλαδή ο ΥΒΣ είναι εκτός προγραμματισμένης λειτουργίας. Επομένως για την πρόβλεψη της παραγόμενης προς άντληση ενέργειας για την επόμενη Ημέρα Κατανομής συγκαταλέγονται μόνο οι ώρες κατά τις οποίες ο ΥΒΣ είναι εκτός λειτουργίας, με εξαίρεση τις τελευταίες ώρες του 24ώρου.

Ένας ΥΒΣ διπλού αγωγού διαθέτει ανεξάρτητο αγωγό προσαγωγής και κατάθλιψης μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής και ξεχωριστές εγκαταστάσεις υδροηλεκτρικής

παραγωγής και άντλησης. Παράλληλα με τους υδροστρόβιλους λειτουργούν και οι αντλίες που αξιοποιούν την αιολική ισχύ του ΥΒΣ αποθηκεύοντας νερό στην άνω δεξαμενή. Δεδομένου ότι οι υδροστρόβιλοι λειτουργούν αρκετές ώρες της ημέρας (συνήθως 4-8 ώρες, αλλά μπορεί και περισσότερο), η δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής αλλά και άντλησης ενέργειας αποτελεί ένα πολύ σημαντικό πλεονέκτημα για τον παραγωγό του ΥΒΣ.

Η προσφερόμενη ενέργεια *Eoffer* δεν μπορεί να υπερβεί την Εγγυημένη Ενέργεια που συμφωνείται στην οικεία άδεια παραγωγής του ΥΒΣ. Επομένως σε κάθε περίπτωση πρέπει ισχύει η σχέση :

$$Eoffer \leq Eguar,$$

,όπου *Eguar* : Η Εγγυημένη Ενέργεια του ΥΒΣ (MWh).

Eoffer: Η προσφερθείσα ενέργεια που υποβάλλεται στην Δήλωση Παραγωγής για την επόμενη Ημέρα Κατανομής (MWh)

Εάν η επόμενη Ημέρα Κατανομής δεν έχει κριθεί «κρίσιμη», με βάση το φορτίο ζήτησης και το εκάστοτε σενάριο λειτουργίας, τότε ο ΥΒΣ υποβάλλει ελεύθερη Δήλωση Παραγωγής σύμφωνα με τις ενεργειακές του δυνατότητες.

Εάν τα ενεργειακά αποθέματα του ΥΒΣ για την επόμενη ημέρα είναι τόσο χαμηλά ώστε δεν επαρκούν ούτε για την ασφαλή λειτουργία μίας κατανεμόμενης μονάδας (υδροστρόβιλος) , δηλαδή πάνω από το τεχνικό του ελάχιστο τότε ο ΥΒΣ καταθέτει μηδενική Δήλωση Παραγωγής και παραμένει κλειστός με την έννοια ότι δεν παρέχει προγραμματισμένη-ελεγχόμενη ισχύ στο δίκτυο αλλά συνεχίζει να αποθηκεύει ή να εγχέει απευθείας στο δίκτυο την όποια αιολική ενέργεια παράγει. Αυτό μπορεί να συμβεί σε παρατεταμένη περίοδο νηνεμίας.

6.5.2 Ημερήσια Δήλωση Φορτίου - Άντληση Ενέργειας από το Δίκτυο

Η Δήλωση Φορτίου υποβάλλεται για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας που απαιτεί ο ΔΜΔΝ για το επόμενο 24ωρο, εφόσον η διαθέσιμη ενέργεια του ΥΒΣ δεν επαρκεί. Για να αποτραπεί η εκτεταμένη απορρόφηση ενέργειας από το Δίκτυο (πράγμα που μπορεί να ευνοεί τον ΥΒΣ όταν η τιμή παραγωγής είναι σημαντικά μεγαλύτερη της τιμής άντλησης), ο ΔΥΒΣ υπόκειται στους εξής περιορισμούς:

- Εφόσον ο ΔΥΒΣ υποβάλλει δήλωση φορτίου, η προσφορά ενέργειας δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγγυημένη ενέργεια που ζητήθηκε από το ΔΜΔΝ.

- Η δήλωση φορτίου περιορίζεται από το ποσό της ενέργειας που απαιτείται να προστεθεί στην ήδη διαθέσιμη, *Eoffer*, ώστε να εξασφαλιστεί η παροχή της εγγυημένης, *Eguar*, βάσει της παρακάτω εξίσωσης.
- ❖ Η ενέργεια που αντλείται από το δίκτυο πρέπει να είναι εύλογη απόδοσης του ενεργειακού κύκλου λειτουργίας του αποθηκευτικού συστήματος (απορρόφηση-αποθήκευση-παραγωγή) του σταθμού.

Επομένως:

$$Edemand = (Eguar - Eoffer)/n_{tot}$$

όπου, *Edemand*: Η ενέργεια που ο ΥΒΣ αιτείται να αντλήσει από το δίκτυο (MWh).

Eguar : Η Εγγυημένη Ενέργεια του ΥΒΣ (MWh).

Eoffer: Η προσφερθείσα ενέργεια που υποβάλλεται στην Δήλωση Παραγωγής για την επόμενη Ημέρα Κατανομής (MWh)

n_tot : ο βαθμός απόδοσης του συνολικού κύκλου παραγωγής-άντλησης.(%)

Σε αυτό το σημείο πρέπει να τονιστεί, πως εάν δεν έχει ζητηθεί εγγυημένη ενέργεια από τον Διαχειριστή του νησιού τότε ο ΥΒΣ υποβάλλει υποχρεωτικά μηδενική Δήλωση Φορτίου, *Edemand* = 0, και δεν έχει δικαίωμα να αντλήσει ενέργεια από το δίκτυο. Με αυτόν τον τρόπο, η άντληση από το δίκτυο είναι αποδεκτή μόνο για την διασφάλιση της εγγυημένης παροχής.

Ο διαχειριστής ΜΔΝ κατανέμει την δήλωση φορτίου στην νυχτερινή κοιλάδα της ημερήσιας καμπύλης φορτίου, με σκοπό την εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου. Στην πράξη λοιπόν η *Edemand* προστίθεται στην ήδη αποθηκευμένη ενέργεια και η στάθμη του άνω ταμιευτήρα ανεβαίνει κατά *Edemand * n_tot*.

Εφόσον υποβληθούν οι παραπάνω Δηλώσεις Παραγωγής και Φορτίου και μετά την επίλυση του ΚΗΕΠ, διαμορφώνεται το **Ημερήσιο Πρόγραμμα Παραγωγής του ΥΒΣ**, το οποίο καθορίζει ανά ώρα της επόμενης Ημέρας την συμφωνημένη ή προγραμματισμένη ενέργεια που θα πρέπει να αποδώσει ο σταθμός στο Δίκτυο του νησιού.

Το πρόγραμμα αυτό διαμορφώνεται από το εκάστοτε προφίλ παραγωγής και τις παραπάνω δηλώσεις. Για παράδειγμα εάν δεν απαιτείται Εγγυημένη Ισχύ και Ενέργεια για την επόμενη Ημέρα, *Edemand* = 0, (τότε ο ΥΒΣ σύμφωνα με τις δυνατότητες του (*Eoffer*) και το προφίλ παραγωγής επιμερίζει την προσφερθείσα ενέργεια στα 2 τετράωρα λειτουργίας και έτσι καθορίζονται επακριβώς τα επίπεδα ισχύος κατανομής του ΥΒΣ για τη κάθε ώρα της Ημέρας. Σύμφωνα με αυτό το πρόγραμμα τρέχει ο αλγόριθμος και γίνεται η ένταξη των παραγωγικών μονάδων

του ΥΒΣ στο δίκτυο του νησιού με τον τρόπο και τους κανόνες που περιγράφονται παρακάτω.

6.6 Ένταξη των Ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ

Η ένταξη των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ στο δίκτυο, δηλ. οι υδροστροβίλοι, γίνεται θεωρητικά μετά την ένταξη των φωτοβολταϊκών σταθμών και των ηλιοθερμικών μονάδων. [33] Για κάθε ώρα του έτους γίνονται οι παρακάτω έλεγχοι και πραγματοποιείται η ένταξη τους:

Αν βρισκόμαστε σε ώρα, που ο ΥΒΣ σύμφωνα με το πρόγραμμα παραγωγής πρέπει να αποδώσει συμφωνημένη ισχύς στο δίκτυο, ακολουθούνται τα παρακάτω βήματα:

- i. Η λειτουργία των ΥΒΣ δεν πρέπει να επηρεάσει τη λειτουργία των “*must run*” μονάδων. Πρέπει, δηλαδή, μετά τη λειτουργία των ΥΒΣ τα περιθώρια ενέργειας που θα απομείνουν να επιτρέπουν τη λειτουργία των ατμοστροβιλικών μονάδων καθώς και του συνδυασμένου κύκλου του συστήματος του νησιού, δηλαδή να μπορούν να λειτουργούν τουλάχιστον στα τεχνικά τους ελάχιστα. Θα πρέπει να ισχύει οπότε η σχέση:

$${}^h P_l - \sum P_{must_run_{min}} \geq P_{h_grid}$$

, όπου ${}^h P_l$: η «καθαρή»/διορθωμένη ζήτηση για την συγκεκριμένη ώρα h . Ως «καθαρή» ζήτηση θεωρείται η ζήτηση μείον την παραγωγή των μονάδων Α.Π.Ε που θεωρείται ως αρνητικό φορτίο (φωτοβολταϊκά και ηλιοθερμικοί σταθμοί). Ο λόγος που η παραγωγή κάποιων μονάδων αντιμετωπίζεται με αυτόν τον τρόπο είναι επειδή δεν μπορεί να ελεγχθεί, δηλαδή ο διαχειριστής δεν μπορεί να την αυξομειώσει.

$\sum P_{must_run_{min}}$: Το άθροισμα των τεχνικών ελάχιστων των ατμοστροβιλικών μονάδων και του συνδυασμένου κύκλου του συστήματος της Κρήτης που είχαν ενταχθεί την ώρα $h - 1$.

Σημείωση: Σε αυτό το άθροισμα συμπεριλαμβάνεται και η κατανεμόμενη ενέργεια που έχει προηγηθεί της ένταξης των ΥΒΣ για την ώρα h . Τέτοιου είδους ενέργεια είναι η παραγωγή των μονάδων βιομάζας που μπορούν να αντιμετωπιστούν ως κατανεμόμενες μονάδες και η ένταξη τους προηγείται της ένταξης των ΥΒΣ.

Ph_{grid} : Η συμφωνημένη ισχύς που πρόκειται να αποδοθεί στο δίκτυο από τον ΥΒΣ σύμφωνα με το πρόγραμμα παραγωγής για την ώρα h .

Στην περίπτωση που δεν ικανοποιείται η παραπάνω σχέση θα πρέπει να τεθεί εκτός λειτουργίας ο ΥΒΣ ή να μειωθεί η προγραμματισμένη ισχύς κατανομής τόσο ώστε να εξασφαλίζεται η παραπάνω συνθήκη.

Εάν ικανοποιείται η παραπάνω σχέση τότε οι υδροστροβίλοι καλούνται να αποδώσουν την προγραμματισμένη ισχύ σύμφωνα με το πρόγραμμα παραγωγής.

ii. Καλείται η συνάρτηση Hydro (ένταξη Υδροστροβίλων)

Υπολογίζεται η ενέργεια που μπορεί να αποδώσει ο ΥΒΣ ανάλογα με την διαθέσιμη αποθηκευμένη ενέργεια. Η ενέργεια που μπορεί να αποδοθεί τελικά στο δίκτυο, θα ισούται με το ελάχιστο ανάμεσα στην συμφωνημένη ισχύ και στη διαθέσιμη αποθηκευμένη.

$$Ph_{grid} = \min\{Pag, (Ct - Ctmin)\}$$

,όπου Ph_{grid} : Η συμφωνημένη ισχύς που δύναται να αποδοθεί τελικά στο δίκτυο από τον ΥΒΣ για την ώρα h .

Pag : Η προγραμματισμένη ισχύς που πρόκειται να αποδοθεί στο δίκτυο από τον ΥΒΣ για την ώρα h σύμφωνα με το ημέρησιο πρόγραμμα παραγωγής.

Ct : Η αποθηκευμένη ενέργεια (η στάθμη του άνω ταμιευτήρα) για την ώρα h .

$Ctmin$: Το ενεργειακό απόθεμα ασφαλείας στον άνω ταμιευτήρα.

Στην συνέχεια ενημερώνεται η στάθμη του άνω ταμιευτήρα. $Ct' = Ct - Ph_{grid}$

Όλα αυτά υλοποιούνται με την προϋπόθεση πως δεν παραβιάζεται το τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων. Εάν «χτυπήσει» το τεχνικό ελάχιστο, δηλ. το επίπεδο ισχύος που καλείται να λειτουργήσει ο υδροστροβίλος είναι μικρότερο οπόσο είναι τεχνικά εφικτό να λειτουργήσει, τότε $Ph_{grid} = 0$ και δεν αποδίδεται υδροστροβιλική ισχύς στο δίκτυο.

6.7 Αξιοποίηση της παραγόμενης Αιολικής Ενέργειας

Αναφορικά με την αξιοποίηση της διαθέσιμης αιολικής ισχύος από το Α/Π του ΥΒΣ, υφίστανται τρεις δυνατοί τρόποι (modes) εκμετάλλευσης:

Mode 1: Η διαθέσιμη αιολική ισχύς αποθηκεύεται μέσω άντλησης (αντλησιοαιολική συνεργασία).

Mode 2: Απευθείας διάθεση της αιολικής ισχύος στο φορτίο όταν υπάρχει περίσσεια set-point (δηλαδή τις ώρες που η ικανότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος από το δίκτυο υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών εκτός ΥΒΣ).

Mode 3: Απευθείας διάθεση της αιολικής ισχύος στο φορτίο υποκαθιστώντας υδροστροβλική ισχύ στην παροχή της προγραμματισμένης ισχύος παραγωγής του ΥΒΣ (υδροαιολική συνεργασία). Σε αυτήν την κατάσταση λειτουργίας, οι υδροστρόβιλοι και το Α/Π του ΥΒΣ λειτουργούν ουσιαστικά σαν ένας συνδυασμένος σταθμός που παράγει την προγραμματισμένη ισχύ του ΥΒΣ. [24]

Ο καθορισμός των προτεραιοτήτων ως προς την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ εξαρτάται από την τιμολόγηση των ενεργειών των διαφόρων συνιστωσών του ΥΒΣ. Συγκεκριμένα αν η τιμή της υδροηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλότερη από την τιμή της αιολικής ενέργειας δια το συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής, όπως συνήθως συμβαίνει στα νησιά, τότε είναι οικονομικά συμφέρουσα η αξιοποίηση της αιολικής ισχύος για άντληση (Mode 1). Σε αντίθετη περίπτωση είναι προτιμητέα η απευθείας έγχυση της αιολικής ισχύος στο φορτίο (Mode 2 ή 3). Σε κορεσμένα νησιωτικά συστήματα, όπου το περιθώριο αιολικής διείσδυσης κατανέμεται πρακτικά στα Α/Π εκτός ΥΒΣ, η αξιοποίηση της αιολικής ισχύος του ΥΒΣ βάσει του Mode 2 αναμένεται να συμβαίνει σπάνια.

Σε όλα τα σενάρια λειτουργίας που αναλύονται παρακάτω η παραγόμενη ενέργεια του Α/Π του ΥΒΣ θεωρείται ότι χρησιμοποιείται κατά προτεραιότητα για αποθήκευση, ακολούθως για τη συμμετοχή στην παροχή εγγυημένης ισχύος (υδροαιολική συνεργασία) και τελευταία για την απευθείας έγχυση στο Δίκτυο ΜΔΝ. Η ιεράρχηση προτεραιοτήτων σε σχέση με την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής που ακολουθήθηκε αποκαλείται «προτεραιότητα στην άντληση». Στις ακόλουθες ενότητες αναλύεται ο τρόπος που υλοποιήθηκαν οι 3 παραπάνω τρόποι αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής και οι τεχνικές και λειτουργικές προϋποθέσεις κάτω από τις οποίες ενεργοποιείται η κάθε κατάσταση λειτουργίας.

6.7.1 Αποθήκευση Αιολικής Ενέργειας

Μετά την απόδοση της ενέργειας που παράγουν οι ΥΒΣ στο δίκτυο κατά τη διενέργεια του αλγορίθμου ωριαίας ένταξης των ελεγχόμενων μονάδων ακολουθεί η αποθήκευση ενέργειας στον ταμιευτήρα του ΥΒΣ. Η αποθήκευση ενέργειας στον ταμιευτήρα εξαρτάται από το αν ο ΥΒΣ υποστηρίζει την ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση ή όχι. Στην περίπτωση που δεν την υποστηρίζει τότε αποθήκευση ενέργειας μπορεί να πραγματοποιηθεί τις ώρες της ημέρας που ο ΥΒΣ δεν εγχύει ενέργεια στο σύστημα. Σε αντίθετη περίπτωση, αποθήκευση ενέργειας μπορεί να γίνει όλες τις ώρες της ημέρας.

Έχοντας ως πρώτη προτεραιότητα την άντληση της αιολικής παραγωγής, γίνονται οι απαραίτητοι υπολογισμοί και έλεγχοι για να αντληθεί το υδραυλικό μέσο - εκμεταλλεόμενοι την αιολική ισχύ - από την κάτω δεξαμενή στην άνω.

Υπολογίζεται η ενέργεια που δύναται να αποθηκευτεί στην άνω δεξαμενή. Ισούται με την ελάχιστη ανάμεσα στο περιθώριο αποθήκευσης στην άνω δεξαμενή και στην αιολική ισχύ που παράγεται τη δεδομένη ώρα από το Α/Π του ΥΒΣ επί το βαθμό απόδοσης του κύκλου παραγωγής.

$$E_{stored} = \min\{Ct_{max} - Ct, (Pwf_{hybrid} * n_{tot})\}$$

, όπου E_{stored} : η ενέργεια που δύναται τελικά να αποθηκευτεί στην άνω δεξαμενή για την ώρα h .

$Ct_{max} - Ct$: το περιθώριο αποθήκευσης του εργαζόμενου μέσου στην άνω δεξαμενή για την ώρα h , ανηγμένο σε μονάδες ενέργειας MWh, ουσιαστικά εκφράζει το πόσο ενέργεια χωράει ακόμα ο άνω ταμιευτήρας μέχρι να γεμίσει πλήρως.

Pwf_{hybrid} : η αιολική παραγωγή του Α/Π του ΥΒΣ για την ώρα h .

n_{tot} : ο βαθμός απόδοσης του συνολικού κύκλου παραγωγής - άντλησης. Ουσιαστικά το γινόμενο τους εκφράζει την ενέργεια που τελικά θα οδηγηθεί στην άνω δεξαμενή (αν χωρέσει), μειωμένη κατά τις ανάλογες απώλειες.

Για να είναι επιτυχής η αποθήκευση της αιολικής ενέργειας από το αντλητικό σύστημα του σταθμού θα πρέπει να εκπληρώνονται κάποιοι βασικοί τεχνικοί έλεγχοι. Καταρχάς λαμβάνεται υπόψη η χωρητικότητα του άνω ταμιευτήρα και το περιθώριο ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί τη δεδομένη ώρα λειτουργίας. Αν ο ταμιευτήρας είναι γεμάτος δεν μπορεί να αποθηκευτεί ενέργεια ανεξαρτήτως της αιολικής παραγωγής των ανεμογεννητριών.

Στην συνέχεια λαμβάνεται υπόψη ο τεχνικός περιορισμός της επιτεύξιμης ισχύος των αντλιών του ΥΒΣ, δεδομένου ότι η μέγιστη ενέργεια που μπορεί να αποθηκευτεί είναι αυτή που μπορεί να αντλήσουν οι αντλίες. Ο σχεδιασμός και η διαστασιολόγηση του αντλητικού συστήματος ενός ΥΒΣ ποικίλλει. Σύμφωνα με σχετικές μελέτες που αφορούν την διαστασιολόγηση ενός υβριδικού σταθμού και την επιλογή του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, ως καλύτερη λύση έχει αναδειχθεί η επιλογή πολλών αντλιών μικρής ονομαστικής ισχύος και αν είναι δυνατόν μεταβλητών στροφών ώστε η απορροφούμενη ισχύς από την αντλητική εγκατάσταση να μεταβάλλεται και να παρακολουθεί κατά το δυνατόν την παραγόμενη ισχύς από το αιολικό πάρκο.

Ένα αντλιοστάσιο που αποτελείται από περισσότερες τυποποιημένες αντλίες έχει ως βασικό πλεονέκτημα τη δυνατότητα κλιμάκωσης της απορροφούμενης ισχύος, και από την πλευρά αυτή, τη καλύτερη αξιοποίηση της ενέργειας που παράγεται από το αιολικό πάρκο. Οι αντλίες έχουν κάποιο τεχνικό μέγιστο και τεχνικό ελάχιστο λειτουργίας. [25]

Ένας ΥΒΣ πρέπει να έχει σχεδιαστεί ώστε να μπορεί να μπορεί να αντλήσει όλη την αιολική ενέργεια που μπορεί να παραχθεί από τις ανεμογεννήτριες. Η μόνη περίπτωση που ελέγχεται από τον αλγόριθμο ως τεχνικός περιορισμός της επιτεύξιμης ισχύος των αντλιών του ΥΒΣ είναι να «χτυπήσει» το τεχνικό ελάχιστο των αντλιών.

Επομένως σε κάθε περίπτωση όπου η ενέργεια οδηγείται προς αποθήκευση, ελέγχεται αν οι αντλίες μπορούν να ανεβάσουν το αποθηκευτικό μέσο στην άνω δεξαμενή. Εάν η ενέργεια που καλούνται να αντλήσουν δεν επαρκεί ούτε για την λειτουργία τους λίγο πιο πάνω από το τεχνικό ελάχιστο τότε η ενέργεια δεν αποθηκεύεται και ο αλγόριθμος προχωράει στις επόμενες επιλογές.

6.7.2 Υδροαιολική Συνεργασία

Ο όρος Υδροαιολική Συνεργασία αναφέρεται στην απευθείας διάθεση της αιολικής ισχύος στο φορτίο υποκαθιστώντας υδροστροβλική ισχύ στην παροχή της προγραμματισμένης ισχύος παραγωγής του ΥΒΣ, χωρίς η ενέργεια αυτή να ανακυκλώνεται μέσω των συστημάτων αποθήκευσης, υφιστάμενη τις σχετικές απώλειες. Σε αυτήν την κατάσταση λειτουργίας, οι υδροστρόβιλοι και το Α/Π του ΥΒΣ λειτουργούν ουσιαστικά σαν ένας συνδυασμένος σταθμός που παράγει την προγραμματισμένη ισχύ του ΥΒΣ. Σύμφωνα με τον κώδικα Διαχείρισης των ΜΔΝ το ποσοστό συμμετοχής του Α/Π στην παροχή προγραμματισμένης ισχύος ορίζεται στην Σύμβαση Πώλησης λαμβάνοντας υπόψη τα αποτελέσματα των μελετών που εκπονεί ο Διαχειριστής για τον προσδιορισμό των απαιτούμενων εφεδρειών ισχύος για τις αντίστοιχες Μονάδες ΑΠΕ.

Η περίπτωση αυτή πέραν του ότι αυξάνει σημαντικά την πολυπλοκότητα στον έλεγχο του όλου συστήματος, προϋποθέτει εξαιρετικά ταχεία δυναμική απόκριση από τους υδροστρόβιλους, ώστε να μπορούν να καλύψουν τις όποιες διακυμάνσεις της αιολικής παραγωγής ή την απώλειά της, χωρίς να τίθεται σε κίνδυνο η ευσταθής λειτουργία του συστήματος. Μια τέτοια ανάλυση για την δυναμική συμπεριφορά των επιμέρους μονάδων του ΥΒΣ ξεφεύγει από το αντικείμενο της παρούσας εργασίας.

Επειδή η υπόθεση της υδροαιολικής συνεργασίας ελέγχεται ως προς τη βασιμότητά της, το ενδεχόμενο υποκατάστασης της προγραμματισμένης ισχύος παραγωγής των υδροστρόβιλων από τα αιολικά του ΥΒΣ υιοθετείται στον αλγόριθμο προσομοίωσης μόνο εάν επιλέγεται από τον χρήστη και αποτελεί περίπτωση διερεύνησης.

Εάν λοιπόν υπογράφεται στην οικεία άδεια παραγωγής του ΥΒΣ η λειτουργία της υδροαιολικής συνεργασίας τότε ο χρήστης ορίζει το μέγιστο ποσοστό της συμμετοχής των Α/Π στην προγραμματισμένη ισχύ του σταθμού ανά ώρα λειτουργίας P_{wf_max} (%).

Η λογική που υιοθετήθηκε είναι η εξής: ο ΥΒΣ μπαίνει σε λειτουργία υδροαιολικής συνεργασίας σε κρίσιμες καταστάσεις.

- ❖ Σε πρώτη φάση γίνεται έλεγχος, αν η στάθμη της άνω δεξαμενής είναι χαμηλή και η αποταμιευμένη ενέργεια την συγκεκριμένη ώρα δεν επαρκεί για την παροχή πιθανού αιτήματος του Διαχειριστή για παροχή εγγυημένης ενέργειας.

$$(Ct - Ctmin) < E_{guar}$$

, όπου $Ct - Ctmin$: η διαθέσιμη αποθηκευμένη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα (MWh) την δεδομένη ώρα.

E_{guar} : η εγγυημένη ενέργεια του ΥΒΣ (MWh).

- ❖ Σε δεύτερη φάση κριτήριο αποτελεί το αιολικό δυναμικό για τις επόμενες 24 ώρες. Διαπιστώνεται αν προβλέπεται χαμηλό και πιο συγκεκριμένα αν η αναμενόμενη προς αποταμίευση ενέργεια (για τις ώρες που ο ΥΒΣ μπορεί να αποθηκεύσει) υπολείπεται του συνόλου της ενέργειας που καλείται ο ΥΒΣ να δώσει την επόμενη ημέρα κατανομής. Σε αυτήν περίπτωση καλείται μια συνάρτηση που προβλέπει και υπολογίζει το μέγεθος της ενέργειας που προτίθεται να αποθηκευτεί μέχρι την επόμενη ημέρα κατανομής, αν η εν λόγω ενέργεια κρίνεται ανεπαρκής τότε μπαίνουμε σε κατάσταση υδροαιολικής συνεργασίας.

Καλείται η συνάρτηση *HydroWind*, προτεραιότητα δίνεται στη παροχή ισχύος από τα αιολικά πάρκα τα οποία συμμετέχουν στην προγραμματισμένη ισχύ παραγωγής το πολύ έως το ανώτατο όριο (*Pwfmax* %).

$$Pwf_co = \min\{Pwf_{hybrid}, (Pag * Pwfmax)\}$$

,όπου *Pwf_co*: η αιολική ισχύς που θα αποδοθεί απευθείας στο δίκτυο από την υδροαιολική συνεργασία.

Pwf_{hybrid}: η αιολική παραγωγή του Α/Π του ΥΒΣ για την συγκεκριμένη ώρα *h*.

Pag: η προγραμματισμένη ισχύς που πρόκειται να αποδοθεί στο δίκτυο από τον ΥΒΣ για την ώρα *h* σύμφωνα με το ημερήσιο πρόγραμμα παραγωγής.

Pwfmax : το ποσοστό συμμετοχής των Α/Π στην προγραμματισμένη ισχύ του σταθμού.

Σε αυτήν την κατάσταση λειτουργίας οι υδροστρόβιλοι καλούνται να καλύψουν την υπόλοιπη προγραμματισμένη ισχύ, ανάλογα με την διαθέσιμη ενέργεια στον ταμειυτήρα.

$$Ph_{grid} = \min\{(Pag - Pwf_co), (Ct - Ctmin)\}$$

Με την προϋπόθεση ότι τηρείται το τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων.

6.7.3 Απευθείας διάθεση Αιολικής Ενέργειας στο Δίκτυο

Η απευθείας έγχυση της παραγόμενης ενέργειας του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ στο Δίκτυο πραγματοποιείται μόνο κατά τις ώρες όπου η αιολική παραγωγή των λοιπών αιολικών πάρκων του συστήματος (εκτός του ΥΒΣ) είναι μικρότερη από την επιτρεπόμενη αιολική παραγωγή που μπορεί να απορροφήσει το ηλεκτρικό σύστημα του νησιού.

Ως εκ τούτου, τα αιολικά πάρκα που λειτουργούν στο αυτόνομο νησιωτικό σύστημα -ανεξάρτητα από τον ΥΒΣ- προηγούνται στην ένταξη έναντι των αιολικών πάρκων του ΥΒΣ. Επίσης απαραίτητη προϋπόθεση, για να εγχυθεί απευθείας αιολική ισχύ στο δίκτυο από τον ΥΒΣ, είναι η εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής (*set-point*) που εκδίδει ο ΔΜΔΝ ανά Ώρα Κατανομής να είναι ίση με 1,00 για τα αιολικά πάρκα του νησιού. Με αυτόν τον τρόπο η λειτουργία των Α/Π του ΥΒΣ δεν επηρεάζει την λειτουργία των υπόλοιπων μονάδων ΑΠΕ του νησιού.

Επομένως για να ελέγχει αν επιτρέπεται η απευθείας διάθεση αιολικής ισχύος στο δίκτυο από τον ΥΒΣ, θα πρέπει πρώτα να έχει γίνει η ένταξη των λοιπών Α/Π του νησιού ή να έχει εκδοθεί από τον Διαχειριστή η εντολή κατανομής παραγωγής (*set-*

point) που αφορά τα Α/Π του νησιού. Σε κάθε Ώρα Κατανομής γίνονται τα παρακάτω βήματα:

Υπολογισμός ορίων διείσδυσης των αιολικών εκτός του ΥΒΣ.

- i. Υπολογισμός δυναμικού περιορισμού για κάθε Ώρα Κατανομής:

$$P_{max_D} = C * \sum_{conv} P_D$$

, όπου P_{max_D} : η μέγιστη αιολική παραγωγή όπως προσδιορίζεται από τον δυναμικό περιορισμό για την ώρα h.

C: ο συντελεστής μέγιστης ωριαίας διείσδυσης αιολικής παραγωγής. Ο συντελεστής αυτός ορίζεται από τον χρήστη και είναι διαφορετικός σε κάθε ΜΔΝ ανάλογα με τις ανάγκες του συστήματος, για το σύστημα της Κρήτης λήφθηκε ίσο με 30%.

$\sum_{conv} P_D$: η συνολική επιτεύξιμη ισχύς παραγωγής όλων των συμβατικών μονάδων παραγωγής, οι οποίες εντάσσονται την ώρα h.

Σημείωση: Στην παρούσα ανάλυση ο δυναμικός συντελεστής C, ο οποίος εκφράζει το στιγμιαίο αποδεκτό όριο διείσδυσης της αιολικής ισχύος στο δίκτυο εφαρμόζεται επί της ικανότητας των συμβατικών μονάδων οι οποίες βρίσκονται εν λειτουργία την ώρα h και όχι επί του φορτίου ζήτησης. Με αυτόν τον τρόπο θεωρείται ότι προσεγγίζεται ορθότερα η διαθέσιμη δυναμική εφεδρεία, καθώς στην πραγματικότητα η $\sum_{conv} P_D$ είναι αρκετά μεγαλύτερη του φορτίου ζήτησης Pl, δεδομένου ότι η ονομαστική ισχύς των συμβατικών μονάδων είναι «κβαντισμένο» μέγεθος και δεν παρακολουθεί συνεχώς το φορτίο.

- ii. Υπολογισμός τεχνικού περιορισμού για κάθε Ώρα Κατανομής:

$$P_{max_T} = Pl - P_{pv} - \sum_{conv} P_{Dmin} - P_{hmin}$$

, όπου P_{max_T} : η μέγιστη αιολική παραγωγή όπως προσδιορίζεται από τον τεχνικό περιορισμό για την ώρα h.

Pl: το φορτίο ζήτησης του νησιωτικού συστήματος για την ώρα h.

P_{pv} : η παραγόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών σταθμών του νησιού την ώρα h.

$\sum_{conv} P_{Dmin}$: το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων όλων των συμβατικών μονάδων παραγωγής του νησιού που εντάσσονται την ώρα h.

P_{hmin} : το τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων των ΥΒΣ που εντάσσονται την ώρα h.

- iii. Τελικά υπερισχύει ο αυστηρότερος από τους δύο περιορισμούς και η επιτρεπόμενη αιολική παραγωγή για την ώρα h στο σύστημα του ΜΔΝ δίνεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$P_{wf,max} = \min\{P_{max_D}, P_{max_T}\}$$

Εάν εκείνη την ώρα h, η πραγματική παραγωγή των αιολικών πάρκων του νησιού (εκτός του ΥΒΣ) είναι μικρότερη από το τελικό περιορισμό διείσδυσης $P_{wf,max}$, ($P_{margin} > 0$), τότε μένει ένα περιθώριο διείσδυσης για το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ ίσο με:

$$P_{margin} = P_{wf,max} - (P_{WF} * wind)$$

,όπου: P_{margin} : το περιθώριο διείσδυσης αιολικής ισχύος του ΥΒΣ στο δίκτυο του ΜΔΝ την ώρα h.

$P_{wf,max}$: το συνολικά επιτρεπόμενο περιθώριο απορρόφησης αιολικής ισχύος στο δίκτυο του ΜΔΝ την ώρα h.

P_{WF} : η εγκατεστημένη αιολική ισχύς του νησιού (εκτός του ΥΒΣ).

$wind$: η πρόβλεψη του αιολικού δυναμικού για την ώρα h, ανηγμένη σε ποσοστό επί τοις εκατό (%).

Αν $P_{margin} > 0$ τότε η αιολική ισχύς που δύναται να οδηγηθεί στο δίκτυο ισούται με :

$$P_{wfgrid} = \min\{P_{margin}, (P_{wfhybrid} - (P_{stored}/n_{tot}) - P_{wf_co})\}$$

,όπου $P_{wfhybrid}$: η παραγόμενη αιολική ισχύς του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ την ώρα h.

P_{stored}/n_{tot} : η αιολική ισχύς που χρησιμοποιήθηκε για αποθήκευση την ώρα h.

P_{wf_co} : η αιολική ισχύς που αποδώθηκε στο δίκτυο από την υδροαιολική συνεργασία.

Στην ουσία ο δεύτερος όρος της συνάρτησης \min εκφράζει την περίσσεια της παραγόμενης αιολικής ενέργειας που διατίθεται στο δίκτυο, καθώς έχει προτεραιότητα η αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας, ακολούθως η συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή και στο τέλος η απευθείας διάθεση στο δίκτυο. Αν για κάποιους λόγους δεν πραγματοποιηθούν οι παραπάνω ενέργειες οι σχετικοί

όροι είναι μηδενικοί. Για παράδειγμα, αν ο άνω ταμιευτήρας είναι πλήρης τότε $P_{stored} = 0$ και αντίστοιχα αν δεν προβλέπεται υδροαιολική συνεργασία τότε $P_{wf_co}=0$.

6.8 Απόρριψη Αιολικής Ενέργειας

Αν για τους παραπάνω λόγους που αναλύθηκαν δεν επιτρέπεται η απευθείας διάθεση αιολικής ισχύος στο δίκτυο, τότε αναγκαστικά η όποια αιολική ισχύς περισσεύει απορρίπτεται, με την έννοια ότι δεν αξιοποιείται με κάποιον από τους δυνατούς τρόπους.

Στην ουσία η απόρριψη της ενέργειας ή η αδυναμία αξιοποίησης της μπορεί να θεωρηθεί ως απώλεια του συνολικού συστήματος και ίσως έγκειται σε κακό σχεδιασμό του σταθμού αλλά και κάποιες φορές είναι αναπόφευκτη.

Συνολικά οι πιθανές περιπτώσεις που μπορούν να οδηγήσουν σε απόρριψη της παραγόμενης πρωτογενούς ενέργειας Α.Π.Ε είναι οι ακόλουθες.

Σύμφωνα με τις προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας, η πρώτη περίπτωση απόρριψης είναι η αδυναμία αποθήκευσής της λόγω πληρότητας του άνω ταμιευτήρα ή λόγω τεχνικής αδυναμίας των αντλιών να ανεβάσουν το αποθηκευτικό μέσο, η δεύτερη περίπτωση είναι να μην υπάρχει περιθώριο απορρόφησης αιολικής ενέργειας από το δίκτυο ($set-point=1$). Για να απορριφθεί τελικά αιολική ενέργεια θα πρέπει να συμβούν και τα δύο ενδεχόμενα την συγκεκριμένη Ώρα Κατανομής h .

6.9 Τιμολόγηση του ΥΒΣ

Οι πληρωμές και χρεώσεις που αφορούν σε μονάδες **Υβριδικών Σταθμών** υπολογίζονται σε μηνιαία βάση, με βάση τις μετρήσεις που προκύπτουν από την πραγματική λειτουργία της Μονάδας κατά το μήνα που εκκαθαρίζεται.

Πραγματοποιείται ανεξάρτητη μέτρηση της ενέργειας στις επιμέρους μονάδες του ΥΒΣ:

- 1) μονάδες ΑΠΕ (Α/Π)
- 2) αντλιοστάσιο (αποθήκευση)
- 3) ΥΗΣ (παραγωγή)

Οι τιμολογήσεις ηλεκτρικής ενέργειας για ΥΒΣ στο νησί της Κρήτης καθορίστηκαν με την υπ' αριθμ. 1333/2010 απόφαση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) [35]. Όσον αφορά στην τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ, αυτή διαφοροποιείται ανάλογα με τον τρόπο αξιοποίησής της, όπως φαίνεται στον παρακάτω πίνακα.

ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ (€/MWh)	ΚΡΗΤΗ
παραγόμενη ενέργεια από τους υδροστροβίλους	236
απορροφούμενη ενέργεια από το Δίκτυο	186
παραγόμενη αιολική ενέργεια η οποία συμμετέχει στην εγγυημένη παροχή	167.73
παραγόμενη αιολική ενέργεια που εγχέεται απευθείας στο Δίκτυο	99.45

Πίνακας 6.2 – Τιμολογήσεις ενέργειας για το νησί της Κρήτης.

Η τιμολόγηση των ΥΒΣ λοιπόν γίνεται σε 4 διαφορετικά στάδια:

1. Τιμολόγηση της ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο από τους υδροστροβίλους σαν μέρος της εγγυημένης ενέργειας του ΥΒΣ
2. Τιμολόγηση της ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο από τις ανεμογεννήτριες σαν μέρος της εγγυημένης ενέργειας του ΥΒΣ, η οποία ισοδυναμεί με βάση

την τιμολόγηση κατά 50% στην τιμή της ενέργειας των υδροστροβίλων και κατά 50% στη συνήθη τιμή των αιολικών.

3. Τιμολόγηση της ενέργειας που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο από τις ανεμογεννήτριες ως ΑΠΕ. Η τιμολόγηση αυτή γίνεται με την ίδια τιμή με την οποία τιμολογείται η αιολική ενέργεια των αιολικών πάρκων του συστήματος.
4. Χρέωση του παραγωγού του ΥΒΣ για την ενέργεια που αντλεί από το δίκτυο για να μπορέσει να καλύψει την εγγυημένη ενέργεια που έχει δεσμευτεί να δώσει ο ΥΒΣ. Η ενέργεια αυτή πρέπει να έχει δηλωθεί από τον παραγωγό στην αρχή της ημέρας κατά την ημερήσια δήλωση φορτίου.

Κεφάλαιο 7: Αποτελέσματα αλγορίθμων ένταξης ΥΒΣ στο σύστημα της Κρήτης

Η προσομοίωση της λειτουργίας Υβριδικού Σταθμού πραγματοποιήθηκε για το σύστημα της Κρήτης το έτος 2018, θεωρώντας εγκατεστημένη φ/β ισχύ 100MW, αιολική ισχύ ίση με 220MW και έναν σταθμό βιομάζας εγκατεστημένης ισχύος 27MW. Τα σενάρια λειτουργίας που προέκυψαν, εξετάστηκαν για την ένταξη και λειτουργία ΥΒΣ εγγυημένης ισχύος 75 MW. Ο υπόψη ΥΒΣ διαθέτει δεξαμενή μεγέθους επαρκής για 22ωρη λειτουργία των υδροστροβίλων σε ονομαστική ισχύ και διπλό αγωγό προσαγωγής (δυνατότητα για ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση) Τα επιμέρους τεχνικά χαρακτηριστικά μεγέθη του σταθμού φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΔΙΠΛΟΥ ΑΓΩΓΟΥ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ 75MW	
ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ Α/Π:	100,3MW
ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ:	4X25MW τύπου Pelton
ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΑΝΤΛΙΩΝ:	8X12,5MW
ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ:	6,5 MW (συνολικά)
ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΑΝΤΛΙΩΝ:	0
ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΑΝΩ ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑ:	2200MWh
ΑΠΟΘΕΜΑ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ:	160MWh
ΣΥΝΟΛΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ :	0,65

Πίνακας 7.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά μεγέθη του ΥΒΣ

Υπενθυμίζεται πως η ένταξη του ΥΒΣ στον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό προηγείται της ένταξης των συμβατικών θερμικών μονάδων, με την προϋπόθεση ότι δεν επηρεάζει την λειτουργία των λεγόμενων μονάδων υποχρεωτικής ένταξης του συστήματος (must-run) στα τεχνικά τους ελάχιστα. Επίσης η απευθείας έγχυση αιολικής ενέργειας στο δίκτυο από τα αιολικά πάρκα του ΥΒΣ δεν επηρεάζει την λειτουργία και το περιθώριο απορρόφησης αιολικής παραγωγής των υπόλοιπων αιολικών πάρκων του νησιού, εφόσον αυτά προηγούνται της ένταξης. Το προφίλ παραγωγής στην συγκεκριμένη προσομοίωση επιλέχθηκε να είναι σταθερό όλο το χρόνο, 2 τετράωρα λειτουργίας κατά την πρωινή και απογευματινή αιχμή, όπως περιγράφηκε στην Ενότητα 6.3.

7.1 Σενάρια Λειτουργίας με κριτήριο την συχνότητα απαίτησης Εγγυημένης Παροχής από τον ΔΜΔΝ

Στην Ενότητα 6.4 περιγράφηκαν αναλυτικά τα εν λόγω σενάρια λειτουργίας του ΥΒΣ, βασικός άξονας διαφοροποίησης τους είναι το κριτήριο και η συχνότητα με την οποία ο Διαχειριστής ΜΔΝ απαιτεί από τον ΥΒΣ την παροχή Εγγυημένης Ενέργειας.

Υπενθυμίζεται ότι στο 1ο Σενάριο: Ο ΔΜΔΝ απαιτεί σε καθημερινή βάση Εγγυημένη Παροχή, στο 2ο Σενάριο: Ο ΔΜΔΝ απαιτεί την εγγυημένη παροχή μόνο τις ημέρες όπου το φορτίο του νησιού είναι μεγαλύτερο από την ετήσια αιχμή του φορτίου μείον την αποζημιωτέα εγγυημένη ισχύ του ΥΒΣ ($P_l > P_{lmax} - P_{cc} \approx 500\text{MW}$) και στο 3ο Σενάριο: Ο ΔΜΔΝ απαιτεί την παροχή εγγυημένης ισχύος και ενέργειας μόνο τις ημέρες που το φορτίο ξεπερνάει ένα συγκεκριμένο όριο ($limit_{cc}$), το οποίο στην προσομοίωση προκύπτει ίσο με 450MW, όσο το άθροισμα των επιτεύξιμων ισχύων λειτουργίας των μονάδων βάσης της Κρήτης ($P_l > 450\text{MW}$). Στην παρούσα διπλωματική εργασία υλοποιήθηκαν αλγοριθμικά και τα τρία σενάρια λειτουργίας, όμως ιδιαίτερη βαρύτητα και ανάλυση δίνεται στο 3^ο Σενάριο σε σύγκριση με το 1^ο, καθώς το 2^ο έχει προσομοιωθεί και αναλυθεί εκτενώς σε παρόμοιες μελέτες και διπλωματικές εργασίες.

Στον Πίνακα 7.2 που ακολουθεί παρουσιάζονται ποσοτικοποιημένα τα ετήσια ενεργειακά αποτελέσματα που προέκυψαν με την ένταξη του ΥΒΣ για τα παραπάνω σενάρια λειτουργίας. Συγκεκριμένα παρουσιάζονται με την ακόλουθη σειρά το μέγεθος της ενέργειας που αποδόθηκε στο Δίκτυο από τις ελεγχόμενες μονάδες του σταθμού-υδροηλεκτρική ενέργεια, η απευθείας διάθεση αιολικής ενέργειας στο φορτίο με συμμετοχή στο set-point, η συνολική ενέργεια που εγχύθηκε στο Δίκτυο. Στην συνέχεια φαίνονται τα εσωτερικά ενεργειακά αποτελέσματα της λειτουργίας του ΥΒΣ, η συνολική παραγόμενη αιολική ενέργεια, το μέρος αυτής που αποθηκεύτηκε στον άνω ταμιευτήρα, που απορρίφθηκε αλλά και αντλήθηκε από το Δίκτυο του ΜΔΝ.

ΣΕΝΑΡΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΡΟΣ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ			ΥΒΣ				
	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΕΓΧΥΣΗ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΡΟΣ ΑΝΤΛΗΣΗ	ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕ ΝΗ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	ΑΝΤΛΟΥΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	% *
ΚΑΘΕ ΗΜΕΡΑ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	164,19	1,75	165,94	277,85	147,10	49,79	23,24	13,64
ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ : PL>P _{lmax} -P _{cc}	149,06	1,75	150,81	277,85	147,08	49,82	0	0
ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ : PL>450MW	150,56	1,75	152,31	277,85	147,08	49,82	2,30	1,54

* Ως ποσοστό της συνολικά αντλούμενης ενέργειας (αιολικής και συμβατικής).

Πίνακας 7.2: Ενεργειακά Αποτελέσματα των τριών σεναρίων.

Στο 1^ο Σενάριο λειτουργίας ο ΥΒΣ υποβάλλει καθημερινά δήλωση φορτίου στον ΚΗΕΠ προκειμένου να ανταποκριθεί στην παροχή Εγγυημένης Ισχύος. Το μόνο όριο άντλησης που τίθεται στον ΥΒΣ είναι απολογιστικό, η συνολική ετήσια αντλούμενη ενέργεια από το δίκτυο δεν πρέπει να ξεπερνάει το 30% της συνολικά καταναλισκόμενης ενέργειας για την πλήρωση του άνω ταμιευτήρα. Ενώ στα Σενάρια 2^ο και 3^ο η άντληση από το δίκτυο επιτρέπεται μόνο εάν η πρόβλεψη του φορτίου ζήτησης για την επόμενη μέρα ξεπεράσει το όριο παροχής εγγυημένης ενέργειας και ο ΥΒΣ αδυνατεί να αποδώσει αυτήν στο δίκτυο λόγω χαμηλών ενεργειακών αποθεμάτων.

Από τα ενεργειακά αποτελέσματα φαίνεται πως η εκτεταμένη άντληση ενέργειας από το δίκτυο δεν επηρεάζει την εσωτερική λειτουργία του σταθμού. Η παραγομένη αιολική ενέργεια που οδηγείται για την πλήρωση του άνω ταμιευτήρα, η απορριπτόμενη ενέργεια καθώς και η απευθείας έγχυση αιολικής ενέργειας στο δίκτυο κυμαίνονται στα ίδια επίπεδα.

Η μόνη σημαντική διαφορά στα ενεργειακά αποτελέσματα των τριών σεναρίων έγκειται στο μέγεθος της ελεγχόμενης έγχυσης υδροηλεκτρικής ενέργειας στο Δίκτυο και φυσικά στο μέγεθος της απορροφούμενης συμβατικής ενέργειας. Στην ουσία η ενέργεια που αντλείται κατά τις νυχτερινές ώρες από το δίκτυο αποδίδεται την επόμενη ημέρα κατά τις ώρες αιχμής, μειωμένη όμως κατά 35% (όσο οι απώλειες του συνολικού κύκλου παραγωγής-άντλησης). Επομένως η άντληση ενέργειας από το Δίκτυο συνιστά απλά μετάθεση ενέργειας μεταξύ διαφορετικών

χρονικών διαστημάτων της καμπύλης φορτίου και συνεπάγεται με αύξηση της κατανάλωσης συμβατικού καυσίμου.

Παρατηρείται πως η καθημερινή απαίτηση Εγγυημένης παροχής από τον Διαχειριστή οδηγεί σε αυξημένη άντληση από το δίκτυο, περίπου ίση με 14% της συνολικά αντλούμενης ενέργειας. Ο παρακάτω πίνακας επιβεβαιώνει πως η άντληση από το δίκτυο θα πρέπει απαραίτητα να συνοδεύεται από υψηλό φορτίο και χαμηλή αιολική παραγωγή, όπως συμβαίνει στα σενάρια 2^ο και 3^ο. Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης προκύπτει πως αυτές οι μέρες είναι ελάχιστες (3 με 4 το χρόνο) και η αντλούμενη ενέργεια από το δίκτυο είναι περίπου το 1,5% της συνολικά αντλούμενης ενέργειας.

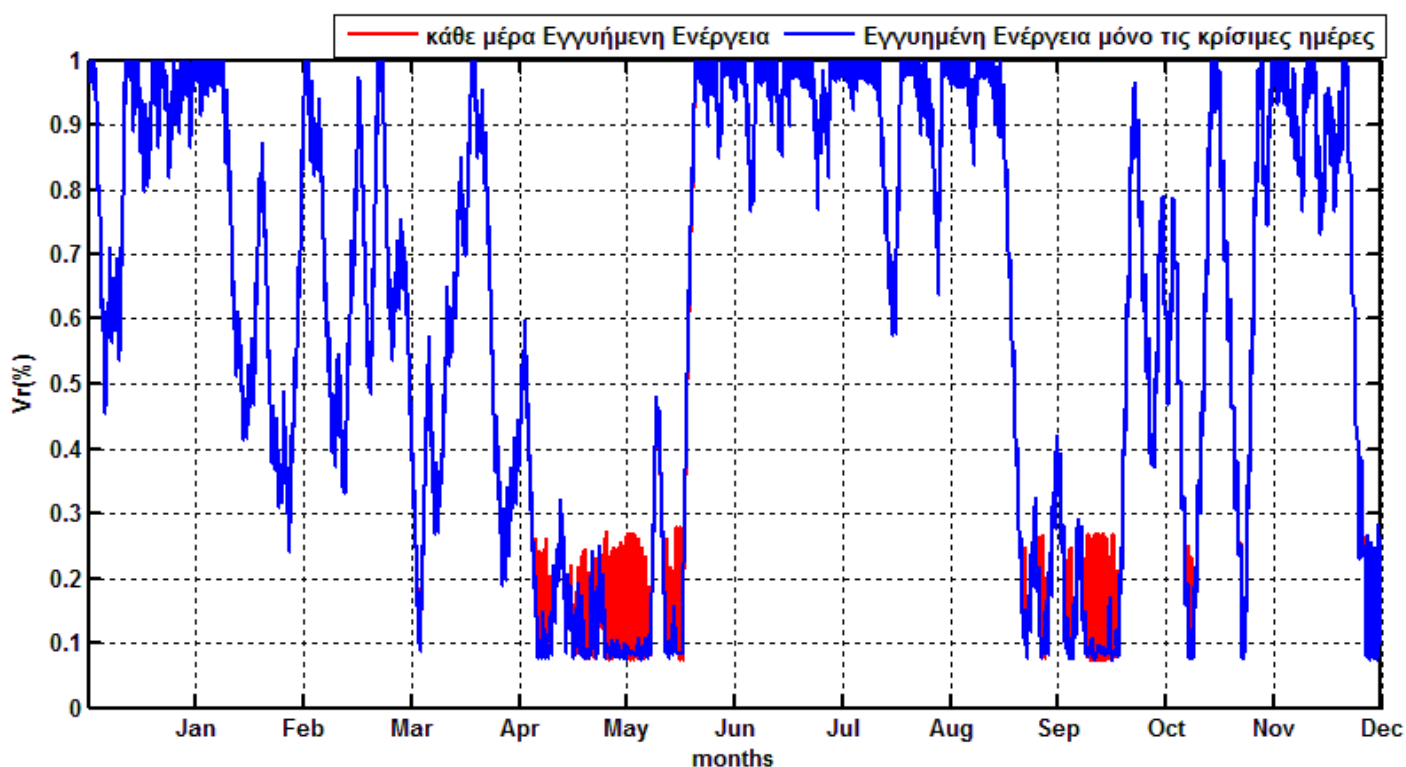
Μήνας	Μέρες με υψηλό φορτίο PI>450MW	Μέρες άντλησης από το Δίκτυο	
		1ο: Κάθε μέρα Εγγυημένη Παροχή	3ο: Εγγυημένη Παροχή μόνο τις μέρες: PI>450MW
Ιαν	10	0	0
Φεβ	9	0	0
Μαρ	9	0	0
Απρ	0	1	0
Μαϊ	0	21	0
Ιουν	0	11	0
Ιουλ	28	0	0
Αυγ	19	0	0
Σεπ	11	4	0
Οκτ	0	12	0
Νοε	13	3	0
Δεκ	12	5	4
ΣΥΝΟΛΟ:	111	57	4

Πίνακας 7.3: Κρίσιμες ημέρες και ημέρες άντλησης ανά μήνα-Σύγκριση δύο σεναρίων.

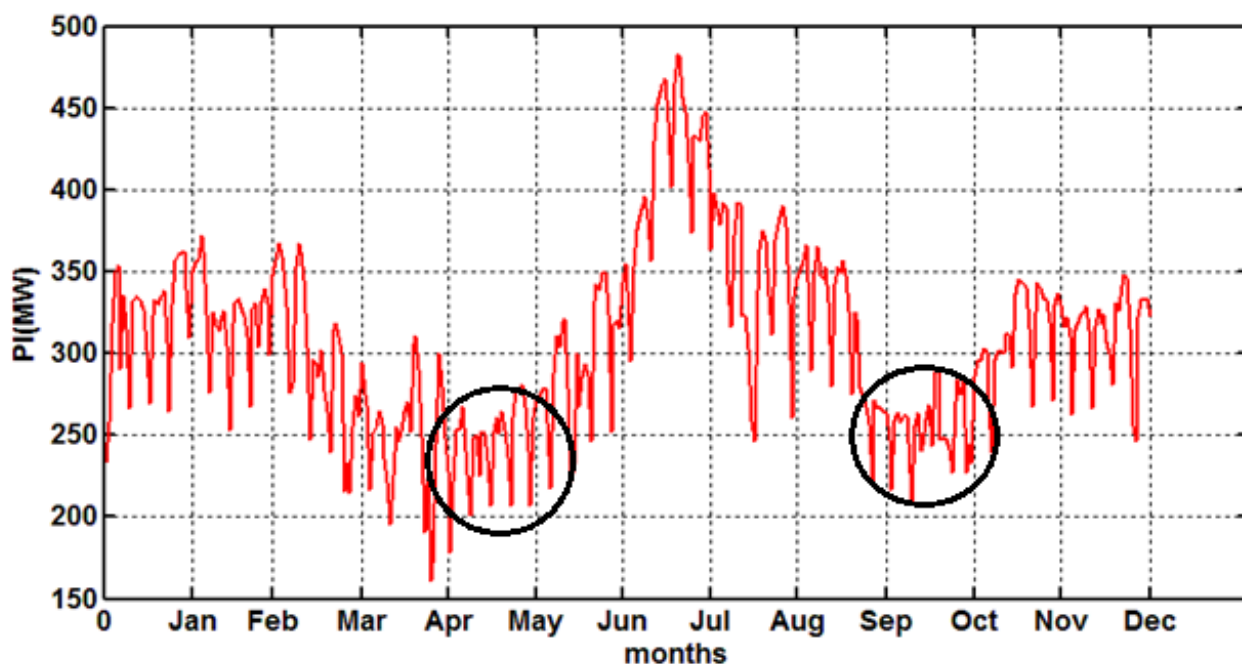
Συμπερασματικά η απαίτηση εγγυημένης παροχής σε καθημερινή βάση κρίνεται άσκοπη, ο ΥΒΣ χρειάστηκε την άντληση ενέργειας από το δίκτυο για να ανταποκριθεί στην καθημερινή απαίτηση εγγυημένης παροχής (1^ο Σενάριο) τους μήνες Μάιο και τέλη Σεπτέμβρη με μέσα Οκτώβρη (Διάγραμμα 7.4-κόκκινο χρώμα). Εκείνες τις χρονικές περιόδους παρατηρείται μείωση στο φορτίο ζήτησης του νησιού (Διάγραμμα 7.5). Επομένως έχουμε μια επιτυχής σύμπτωση, τα επίπεδα της στάθμης του άνω ταμιευτήρα άρα και το μέγεθος της προσφερθείσας ενέργειας στον ΚΗΕΠ ακολουθούν τις μεταβολές του φορτίου ζήτησης του νησιού. Εφόσον η παραγωγή του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ συναντά την μέγιστη παραγωγή του κατά

του θερινούς μήνες όπου και το φορτίο ζήτησης του νησιού κυμαίνεται σε υψηλά επίπεδα λόγω εποχιακών φορτίου (κλιματισμός) και τουρισμού.

Ως εκ τούτου, τους μήνες χαμηλού φορτίου ζήτησης (άνοιξη-φθινόπωρο) δεν υπάρχει αναγκαιότητα απαίτησης της Εγγυημένης Παροχής από πλευράς ΔΜΔΝ, με το σκεπτικό πως οι ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ υποκαθιστούν συμβατικές μονάδες αιχμής του νησιού. Ο ΔΜΔΝ εκείνες τις περιόδους δύναται να ικανοποιήσει την ζήτηση με τις μονάδες βάσης του νησιού και σε περίπτωση που ούτε αυτές επαρκούν, τότε να επιτρέψει στον Υβριδικό την άντληση συμβατικής ενέργειας κατά την κοιλιάδα της ζήτησης (μετά-μεσονυχτερινές ώρες).



Διάγραμμα 7.1: Ποσοστό πλήρωσης στον άνω ταμιευτήρα-Σύγκριση των Σεναρίων 1^ο και 3^ο.



Διάγραμμα 7.2: Μέσο ημερήσιο φορτίο ζήτησης

Στο Σενάριο 2^ο και 3^ο στα οποία ο ΥΒΣ καταθέτει «ελεύθερα» Δήλωση Παραγωγής (βάσει των ενεργειακών του δυνατοτήτων), ο σταθμός παραμένει κλειστός 5 και 4 μέρες αντίστοιχα. Οι Δηλώσεις Παραγωγής του ΥΒΣ που υποβάλλονται στον ΚΗΕΠ σύμφωνα με τον Κώδικα ΔΜΔΝ θα πρέπει να αντιστοιχούν σε ικανό μέγεθος ενέργειας για την λειτουργία των Ελεγχόμενων μονάδων του Σταθμού, καθώς και να λαμβάνουν υπόψη τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους.

Συνεπώς τις ημέρες που ο ΥΒΣ μένει κλειστός, υποβάλλει Δήλωση Παραγωγής με μηδενική προσφορά ενέργειας, καθώς η αποταμιευμένη του ενέργεια και η πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής για την επόμενη ημέρα δεν επαρκούν ούτε για την λειτουργία μιας ελεγχόμενης μονάδας στην ονομαστική της ισχύ για 2 ώρες ,δηλ. Eoffer<50MWh. Επομένως ο σταθμός δεν εγχέει ελεγχόμενα ενέργεια στο δίκτυο αλλά αποθηκεύει την όποια παραγόμενη αιολική ενέργεια και επίσης ελέγχει την περίπτωση της απευθείας διάθεσης της στο δίκτυο.

Ημέρες όπου ο ΥΒΣ έμεινε κλειστός	Μέσο ημερήσιο φορτίο ζήτησης (MW)
14-Ιουν	267 MW
15-Ιουν	286 MW
10-Οκτ	264 MW
23-Σεπ	257 MW

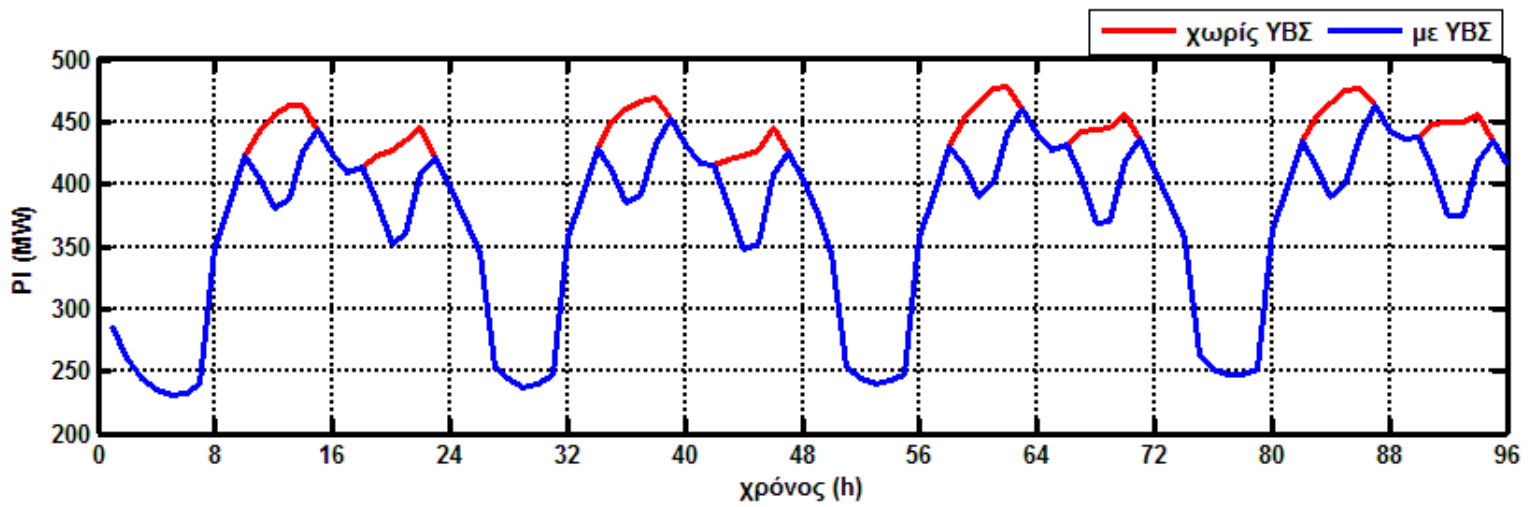
Πίνακας 7.4 Ημέρες που ο ΥΒΣ κατέθεσε μηδενική δήλωση παραγωγής.

Αναμφισβήτητα το γεγονός ότι ο ΥΒΣ παραμένει κλειστός έστω και για 4 μέρες το χρόνο, αποτελεί μειονέκτημα και έρχεται σε αντίθεση με την αξιόπιστη και εγγυημένη κάλυψη της ζήτησης που πρεσβεύει η τεχνολογία της αποθήκευσης. Ωστόσο, όπως απεικονίζεται στο παραπάνω πίνακάκι, τις ημέρες όπου ο ΥΒΣ αδυνατεί να συμμετέχει στον ημερήσιο προγραμματισμό του νησιού, το μέσο ημερήσιο φορτίο παραμένει σε χαμηλά επίπεδα. Κινούμενοι λοιπόν σε λογικά πλαίσια και αν δεν έχει προκύψει κάποια έκτακτη ανάγκη, το φορτίο ζήτησης του συστήματος καλύπτεται από τις υπόλοιπες τεχνικά διαθέσιμες μονάδες του νησιού.

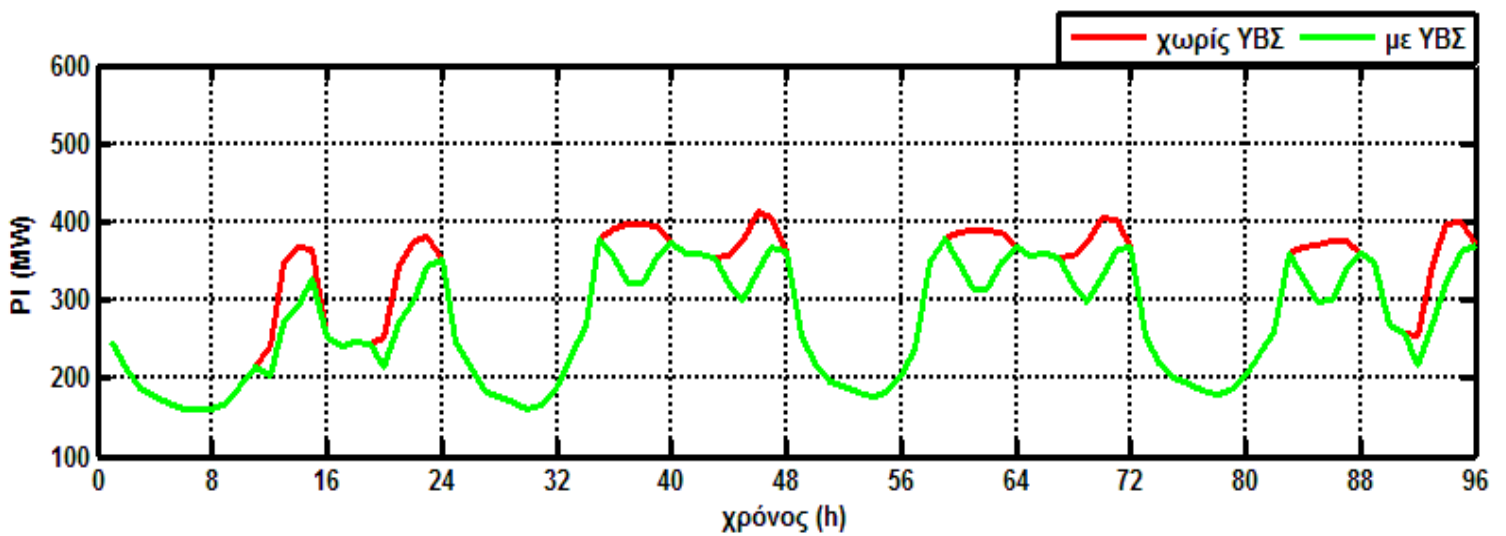
Καταλήγοντας, προτεινόμενο σενάριο λειτουργίας ως προς το κριτήριο απαίτησης εγγυημένης ισχύος προκύπτει το 3^ο Σενάριο, το οποίο οδηγεί μεν σε περιορισμένο εύρος άντλησης από το δίκτυο, μικρότερο του 2% της συνολικής απορροφούμενης ενέργειας και δε ανταποκρίνεται περισσότερο στις πραγματικές ανάγκες της λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης, αλλά και συμμορφώνεται με τους κανόνες λειτουργίας του νέου κώδικα Διαχείρισης των ΜΔΝ.

Ο προγραμματισμός της ωριαίας παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων του σταθμού πραγματοποιείται από τον ΔΜΔΝ έτσι ώστε να προσαρμόζεται στις αιχμές της ημερήσιας καμπύλης της ζήτησης. Το προφίλ παραγωγής που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα ανάλυση είναι 2 τετράωρα λειτουργίας κατά την πρωινή και βραδινή αιχμή (Ενότητα 6.3) . Από τις καμπύλες φορτίου ζήτησης που ακολουθούν παρατηρείται ότι η λειτουργία του ΥΒΣ εξομαλύνει αισθητά τις αιχμές του φορτίου τις περισσότερες ημέρες του έτους, εκτός από τις ημέρες πολύ χαμηλής αιολικής παραγωγής κατά τις οποίες ο ΥΒΣ καταθέτει χαμηλές προσφορές ενέργειας στον ΚΗΕΠ.

Στο επόμενο διάγραμμα απεικονίζονται τρία τυπικά τετραήμερα υψηλού και χαμηλού φορτίου με υψηλές προσφορές ενέργειας από πλευράς ΥΒΣ και στο τέλος ένα τετραήμερο μέσου φορτίου σε συνδυασμό με χαμηλές προσφορές ενέργειας από πλευράς ΥΒΣ.

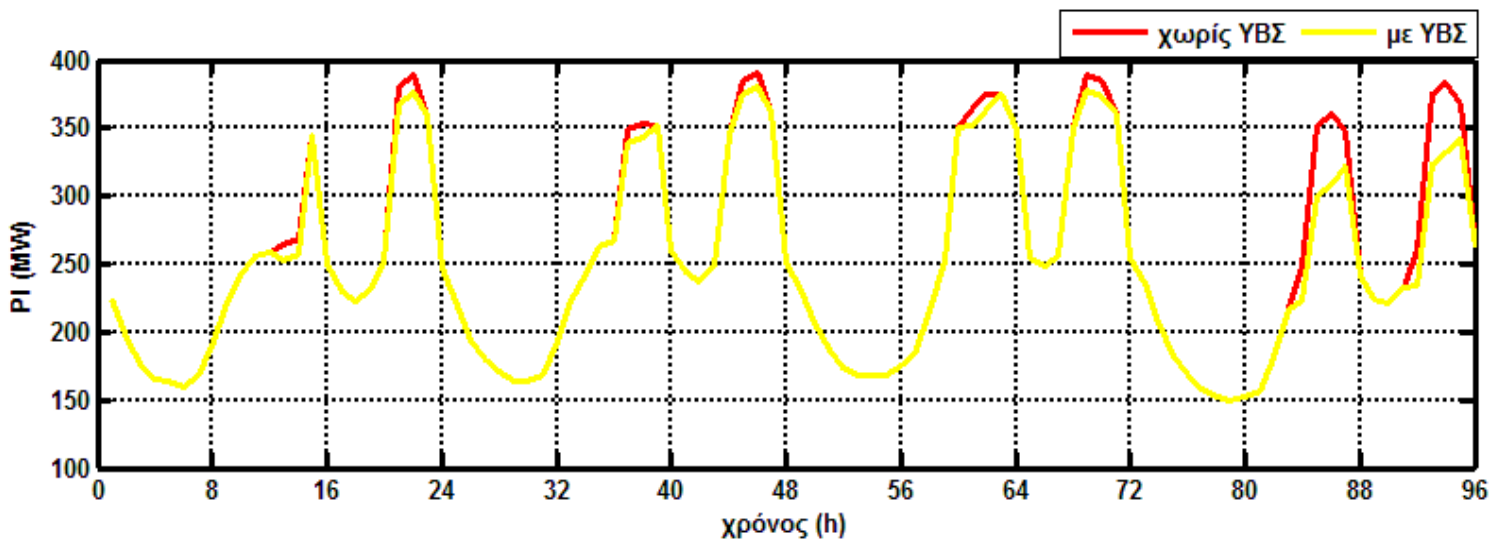


(α)



(β)

Διάγραμμα 7.3 : Καμπύλες φορτίου ζήτησης με και χωρίς ΥΒΣ για τέσσερις ημέρες του έτους 2018 α) υψηλού φορτίου (5 με 8 Ιουλίου) και β) χαμηλού φορτίου (17 με 20 Απριλίου) με υψηλές προσφορές ενέργειας στο ΚΗΕΠ – το αντίστοιχο ετήσιο διάγραμμα δίνεται στο Παράρτημα.



Διάγραμμα 7.4: Καμπύλες φορτίου ζήτησης με και χωρίς ΥΒΣ για τέσσερις μέρες του έτους μέσου φορτίου και χαμηλών προσφορών ενέργειας από πλευράς ΥΒΣ (11 με 14 Οκτ.).

Παρατηρείται ότι η συμβολή του υβριδικού σταθμού στην κάλυψη της ζήτησης είναι πολύ μικρή τις ημέρες που καταθέτει χαμηλές προσφορές ενέργειας στο ΚΗΕΠ. Στην ουσία την πρώτη ημέρα ο σταθμός αποδίδει ελεγχόμενη ενέργεια στο δίκτυο μόνο για 2 ώρες το μεσημέρι και 2 ώρες το απόγευμα.

Σε όλα τα σενάρια που προσομοιώθηκαν, ο Διαχειριστής του συστήματος επιτρέπεται να ζητήσει από τον ΥΒΣ παροχή ενέργειας το πολύ ίση με την Εγγυημένη Ενέργεια όπως επίσης αποδέχεται δηλώσεις παραγωγής από την πλευρά του ΥΒΣ που αντιστοιχούν σε προσφερθείσα ενέργεια το πολύ ίση με την Εγγυημένη.

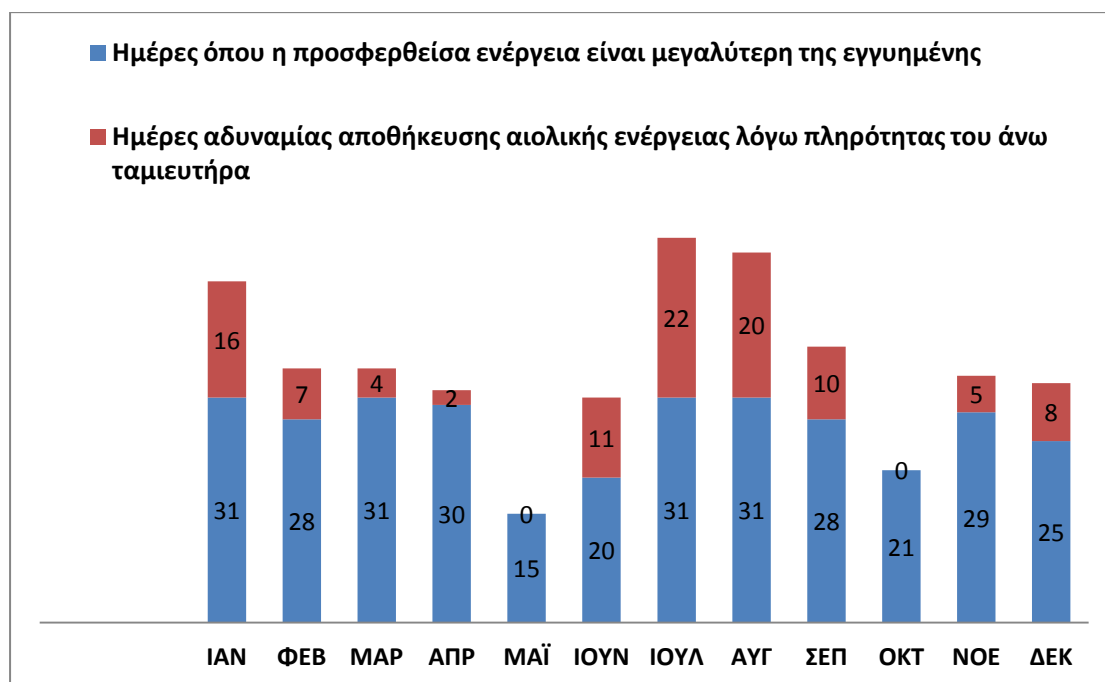
Η Εγγυημένη ενέργεια συνίσταται στην ισοδύναμη ενέργεια πλήρους φόρτισης των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ στην Εγγυημένη Ισχύ για προκαθορισμένο (στους όρους της οικείας παραγωγής) σύνολο ωρών ημερησίως. Στην παρούσα ανάλυση ως Εγγυημένη Ενέργεια λήφθηκε η ημερήσια ενέργεια που προκύπτει αν ο ΥΒΣ λειτουργήσει στην Εγγυημένη του ισχύ (75MW) για 8 ώρες ημερησίως σύμφωνα με το προφίλ παραγωγής που δόθηκε στην Ενότητα 6.3.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης έδειξαν πως πολλές ημέρες του έτους, κυρίως ημέρες με αξιόλογο αιολικό δυναμικό, ο ΥΒΣ έχει την δυνατότητα να υποβάλλει Δήλωση Παραγωγής που αντιστοιχεί σε προσφερθείσα ενέργεια η οποία ξεπερνάει κατά πολύ το μέγεθος της Εγγυημένης.

Η πλεονάζουσα ενέργεια παραμένει αποθηκευμένη στον άνω ταμιευτήρα, παράλληλα η αιολική παραγωγή κατά τη διάρκεια της ημέρας είναι υψηλή. Σαν

αποτέλεσμα να απορρίπτονται σημαντικά ποσά πρωτογενούς ενέργειας ΑΠΕ, εφόσον ο ταμιευτήρας είναι πλήρης και δεν υπάρχει περιθώριο απορρόφησης αιολικής ισχύος στο σύστημα.

Στο Σχήμα 7. παρουσιάζονται οι ημέρες ανά μήνα όπου ο ΥΒΣ δύναται να καταθέσει υψηλές προσφορές ενέργειας και οι ημέρες όπου απορρίπτεται αιολική ενέργεια λόγω αδυναμίας αποθήκευσης.



Διάγραμμα 7.5

Παρατηρείται ότι τους περισσότερους μήνες του έτους και ειδικότερα τους θερινούς, ο ΥΒΣ έχει σχεδόν καθημερινά την δυνατότητα να αποδώσει στο δίκτυο ελεγχόμενη ενέργεια η οποία υπερβαίνει της εγγυημένης. Εκείνους τους μήνες παρατηρείται όπως είναι λογικό σημαντική συχνότητα αδυναμίας αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας λόγω πληρότητας.

Προκειμένου να περιορισθεί το φαινόμενο που απεικονίζεται στο παραπάνω σχήμα συνίσταται άνοιγμα του ωραρίου λειτουργίας του ΥΒΣ περισσότερες ώρες κατά τη διάρκεια ημέρας, έτσι ώστε να αυξηθεί ο ρυθμός εκφόρτισης της άνω δεξαμενής και να δημιουργείται περιθώριο αποθήκευσης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας. Ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες με την αύξηση του φορτίου ζήτησης, κρίνεται σκόπιμο ο ΔΜΔΝ να εκδίδει εντολές κατανομής στον ΥΒΣ για αύξηση της ημερήσιας παραγωγής του πέραν της εγγυημένης ενέργειας, εφόσον οι ενεργειακές δυνατότητες του ΥΒΣ το επιτρέπουν.

Η χωρητικότητα της άνω δεξαμενής είναι μια παράμετρος του υβριδικού σταθμού που επηρεάζει σημαντικά την εσωτερική του λειτουργία, τα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα της ένταξης του και κυρίως το μέγεθος της απορριπτόμενης ενέργειας λόγω πληρότητας. Θεωρητικά η αύξηση της

χωρητικότητας της άνω δεξαμενής θα οδηγούσε σε μείωση των απορρίψεων, πρακτικά όμως συναντάει δυσκολίες καθώς απαιτεί μεγάλο οικονομικό κόστος και σημαντικά δομικά έργα.

7.2 Σενάρια Λειτουργίας με δυνατότητα υδροαιολικής συνεργασίας

Ως επικρατέστερο και πιο ρεαλιστικό σενάριο λειτουργίας αναδείχθηκε: η απαίτηση της Εγγυημένης Ενέργειας άρα και η άντληση από το δίκτυο να επιτρέπεται μόνο στις «κρίσιμες» ημέρες όπου η ζήτηση του φορτίου ξεπεράσει τα 450 MW (όριο παροχής εγγυημένης ισχύος). Τις υπόλοιπες ημέρες ο ΥΒΣ καταθέτει ελεύθερα προσφορές ενέργειας συνεκτιμώντας την διαθέσιμη αποθηκευμένη ενέργεια και αυτήν που προβλέπεται να αποθηκεύσει το επόμενο 24ώρο. Σε αυτήν την ενότητα προστίθεται στον αλγόριθμο ένταξης μια επιπλέον δυνατότητα λειτουργίας του ΥΒΣ, η υδροαιολική συνεργασία, στην οποία όπως περιγράφηκε αναλυτικά στην Ενότητα 6.7.2, το αιολικό πάρκο του σταθμού συνεργάζεται με τους υδροστρόβιλους για την παροχή προγραμματισμένης ενέργειας στο δίκτυο.

Τα αιολικά πάρκα δύναται να συμμετέχουν στην παροχή προγραμματισμένης ισχύος στο δίκτυο έως ένα ανώτατο ποσοστό P_{wf_max} (%), το οποίο καθορίζεται στην σύμβαση πώλησης ηλ.ενέργειας που υπογράφεται από τον ΔΜΔΝ και από τον Παραγωγό του ΥΒΣ. Αυτό το ποσοστό εκφράζει την ανώτατη συμμετοχή της αιολικής ισχύος επί την ωριαία ισχύ που αποδίδει ο ΥΒΣ σύμφωνα με το ημερήσιο πρόγραμμα λειτουργίας σαν αποτέλεσμα επίλυσης του ΚΗΕΠ.

Στην παρούσα ανάλυση, ο ΥΒΣ μεταβαίνει ωριαία σε λειτουργία υδροαιολικής συνεργασίας σε κρίσιμες καταστάσεις, όπου η αποθηκευμένη ενέργεια καθώς και η προβλεπόμενη αιολική παραγωγή κρίνεται ανεπαρκής για να ανταποκριθεί ο ΥΒΣ σε πιθανή παροχή εγγυημένης ισχύος. Τα ποσοστά της αιολικής συμμετοχής P_{wf_max} που προσομοιώθηκαν είναι 10%, 15%, 20% και 30% επί της προγραμματισμένης ωριαίας ισχύος. Για παράδειγμα αν ο ΥΒΣ καλείται να αποδώσει 50MW ωριαία ισχύ στο δίκτυο, τα αιολικά πάρκα θα αποδώσουν το πολύ έως 5MW, 7.5MW, 10MW, 20MW και οι υδροστρόβιλοι θα αναλάβουν τη εναπομείνουσα ισχύ.

Στον Πίνακα 7.10 που ακολουθεί παρουσιάζονται ποσοτικοποιημένα τα ετήσια ενεργειακά αποτελέσματα για τα παραπάνω ποσοστά υδροαιολικής συνεργασίας. Συγκεκριμένα παρουσιάζονται με την ακόλουθη σειρά το μέγεθος της ενέργειας που αποδόθηκε στο Δίκτυο από τις ελεγχόμενες μονάδες του σταθμού, η αιολική ενέργεια που εγχύθηκε στο δίκτυο για παροχή της προγραμματισμένης ισχύος αλλά και η απευθείας διάθεση της με συμμετοχή στο set-point. Στην συνέχεια φαίνονται τα εσωτερικά ενεργειακά αποτελέσματα της λειτουργίας του ΥΒΣ, η συνολική παραγόμενη αιολική ενέργεια, το μέρος αυτής που αποθηκεύτηκε στον άνω ταμιευτήρα, που απορρίφθηκε αλλά και αντλήθηκε από το Δίκτυο του ΜΔΝ.

ΣΕΝΑΡΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ (%)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΡΟΣ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ				ΥΒΣ				
		ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΕΓΧΥΣΗ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΡΟΣ ΑΝΤΛΗΣΗ	ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕ ΝΗ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	ΑΝΤΛΟΥΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	
		GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ P<450MW	[-]	150,56	[-]	1,75	152,31	277,85	147,08	49,82	2,30	1,537
	10%	149,77	1,33	1,72	152,82	277,85	146,32	49,69	2,207	1,486
	15%	149,45	1,83	1,72	153,01	277,85	146,02	49,66	2,196	1,482
	20%	149,15	2,29	1,72	153,16	277,85	145,71	49,67	2,190	1,481
	30%	148,66	3,02	1,72	153,40	277,85	145,23	49,68	2,186	1,483

Πίνακας 7.6: Ενεργειακά αποτελέσματα με την αύξηση της συμμετοχής του Α/Π στην παροχή προγραμματισμένης ισχύος.

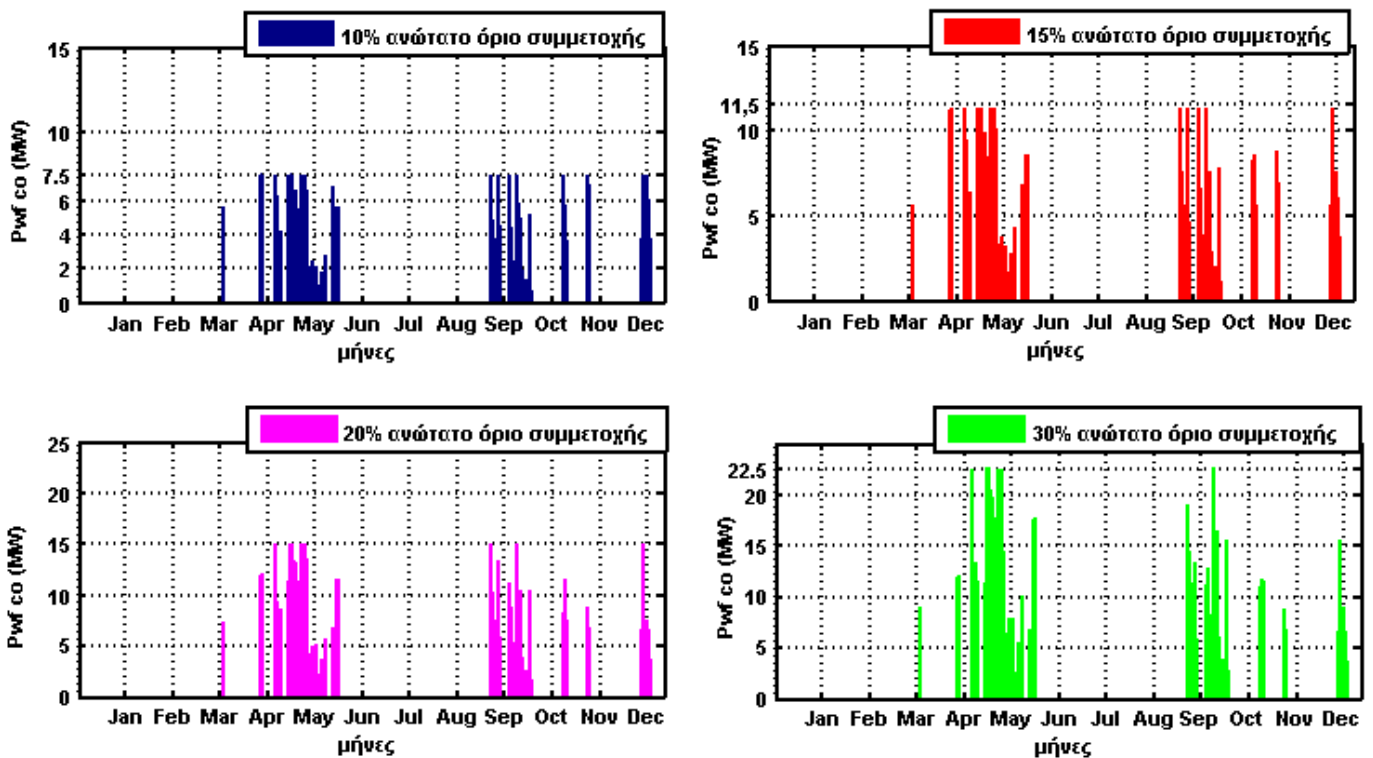
Παρατηρώντας τα ενεργειακά αποτελέσματα του Πίνακα 7.10, αρχικά διαπιστώνεται η αμελητέα μείωση της υδροηλεκτρικής ενέργειας που αποδίδεται στο δίκτυο με την αύξηση της συμμετοχής του Α/Π στην παροχή προγραμματισμένης ισχύος. Η αιολική ενέργεια από υδροαιολική συνεργασία είναι μεγαλύτερη από την μείωση της αποδιδόμενης υδροηλεκτρικής, ωστόσο κρίνεται πολύ μικρή, αποτελεί μόλις το 1,9% της συνολικής ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο για ποσοστό αιολικής συμμετοχής 30% (Σχήμα 7.11). Η πολύ μικρή ετήσια συμμετοχή των Α/Π στην παροχή εγγυημένης ενέργειας οφείλεται στο ότι ο ΥΒΣ μεταβαίνει σε λειτουργία υδροαιολικής συνεργασίας σε έκτακτες περιπτώσεις: όταν προβλέπεται σχετικά χαμηλό αιολικό δυναμικό για τις επόμενες ώρες, το οποίο δεν

επαρκεί να γεμίσει την δεξαμενή με ενέργεια ίση με την εγγυημένη μέχρι το τέλος της ημέρας.

Ο λόγος που υιοθετήθηκε αυτή η συντηρητική λογική είναι η πολυπλοκότητα διαχείρισης και ελέγχου του όλου συστήματος. Σύμφωνα με τον ΚΔΜΔΝ οι υδροστρόβιλοι και τα συστήματα αποθήκευσης καλούνται να παρέχουν την απαιτούμενη εφεδρεία σε περίπτωση ξαφνικής απώλειας της αιολικής παραγωγής αλλά και να εξομαλύνουν τις διακυμάνσεις της αιολικής παραγωγής ώστε η ισχύς εξόδου του υβριδικού σταθμού να παραμένει σταθερή και ίση με την προγραμματισμένη. Το ανώτατο όριο συμμετοχής των Μονάδων ΑΠΕ στην παροχή εγγυημένης ή προγραμματισμένης ισχύος καθορίζεται στη Σύμβαση Πώλησης λαμβάνοντας υπόψη τα αποτελέσματα των μελετών που εκπονεί ο Διαχειριστής για τον προσδιορισμό των απαιτούμενων εφεδρειών ισχύος για τις αντίστοιχες Μονάδες ΑΠΕ. Για παράδειγμα για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης το ανώτατο όριο συμμετοχής που αναφέρεται στην Πρότυπη Σύμβαση Πώλησης είναι μόλις 15%. Ο νέος ΚΜΔΝ έθεσε κάποιες προτεινόμενες προτεραιότητες στην αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής που αφορούν κυρίως τον υπολογισμό των αποκλίσεων και τον υπολογισμό των τιμημάτων της ενέργειας των Μονάδων ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού κατά την εκκαθάριση των σχετικών λογαριασμών. Παραμένει ανοικτό ζήτημα και αντικείμενο προς μελέτη, τα τεχνικά κριτήρια μετάβασης στην κατάσταση υδροαιολικής συνεργασίας.

Συνεχίζοντας, παρατηρούμε μια μικρή αύξηση της συνολικής ενέργειας που δίνεται στο φορτίο, καθώς και όπως είναι αναμενόμενο μια μικρή μείωση της αντλούμενης αιολικής ενέργειας αλλά και της άντλησης από το δίκτυο.

Το μέγεθος της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας μειώνεται αμελητέα, δεδομένου ότι απόρριψη ενέργειας πραγματοποιείται όταν έχουμε σημαντική αιολική παραγωγή και γεμάτο ταμιευτήρα ενώ υδροαιολική συνεργασία όταν παρατηρείται ανεπαρκής ενέργεια στα συστήματα αποθήκευσης και η πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής δεν είναι ικανοποιητική. Επομένως τα δύο μεγέθη δεν αλληλοεπηρεάζονται σύμφωνα με την πολιτική λειτουργίας που ακολουθήθηκε. Η αλλαγή των προτεραιοτήτων ως προς την αξιοποίηση της παραγόμενης αιολικής παραγωγής, δηλαδή πρώτα συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή στην συνέχεια άντληση και τέλος απευθείας έγχυση στο δίκτυο αποτελεί αντικείμενο προς περαιτέρω μελέτη. Αν παραμένει ανεκμετάλλευτη αιολική παραγωγή, τότε τίθεται θέμα για το αν συμφέρει να απορριφθεί (περικοπή παραγωγής του Α/Π του ΥΒΣ) ή να εγχυθεί απευθείας στο δίκτυο, συμμετέχοντας στην παραγωγή ισχύος του ΥΒΣ με υποφόρτιση των στρόβιλων. [24]



Διάγραμμα 7.6 : Επίπεδα αιολικής ισχύος στην συμμετοχή της προγραμματισμένης ισχύος ανά ποσοστό υδροαιολικής συνεργασίας.

Όπως παρατηρούμε στο παραπάνω σχήμα και συγκρίνοντας το με το Διάγραμμα 7.4, υδροαιολική συνεργασία έχουμε τις ημέρες όπου η στάθμη του ταμιευτήρα κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα. Το επίπεδο της αιολικής ισχύος που συμμετέχει στην παροχή της ωριαίας προγραμματισμένης ισχύος σύμφωνα με ημερήσιο πρόγραμμα λειτουργίας κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα. Εφόσον προκύπτει συναρτήσε της προγραμματισμένης ισχύος η οποία με την σειρά της προκύπτει από την προσφορά ενέργειας που καταθέτει ο ΥΒΣ στον ΚΗΕΠ, εκτός και αν ο ΔΜΔΝ έχει απαιτήσει την παροχή εγγυημένης ισχύος από τον ΥΒΣ.

ΣΕΝΑΡΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ (%)	ΥΒΣ						
		ΩΡΕΣ ΥΠΟΦΟΡΤΙΣΗΣ Υ/Σ ΚΑΤΩ ΑΠΟ ΤΟ ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ	ΑΔΥΝΑΜΙΑ ΤΩΝ Υ/Σ ΝΑ ΑΠΟΔΟΣΟΥΝ ΤΗΝ ΠΛΗΡΗ ΙΣΧΥ	ΩΡΕΣ ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗΣ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑΣ	ΗΜΕΡΕΣ ΠΟΥ Ο ΥΒΣ ΕΜΕΙΝΕ ΚΛΕΙΣΤΟΣ	ΗΜΕΡΕΣ ΑΠΑΙΤΗΣΗΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ	ΗΜΕΡΕΣ ΑΝΤΛΗΣΗΣ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΗΜΕΡΕΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ
		%*	%*	%*				**
ΚΑΘΕ ΗΜΕΡΑ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	[-]	0	0,07	[-]	0	365	57	365
ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ : PL>Plmax-Pcc	[-]	1,40	0,34	[-]	5	18	0	309
ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ : PL>450MW	[-]	1,40	0,34	[-]	4	80	4	309
	10%	1,44	0,38	15,1	3	80	4	312
	15%	1,47	0,24	15,0	2	80	4	312
	20%	1,95	0,21	15,3	1	80	4	312
	30%	2,19	0,21	15,3	1	80	4	312

*Ως ποσοστό των ετήσιων ωρών λειτουργίας των ελεγχόμενων μονάδων του Υβριδικού Σταθμού (υδροστροβίλοι).

** Οι ημέρες απόδοσης της Εγγυημένης Παροχής στο Δίκτυο συνολικά, συμπεριλαμβάνονται οι ημέρες όπου απαιτήθηκε από τον ΔΜΔΝ και οι ημέρες όπου αποδόθηκε ενέργεια στο δίκτυο ίση με την Εγγυημένη σαν αποτέλεσμα της «ελεύθερης» Δήλωσης Παραγωγής του ΥΒΣ.

Πίνακας 7. 7: Επιπτώσεις στις υποφορτίσεις των υδροστροβλικών μονάδων και ενδιαφέροντα στοιχεία λειτουργίας του ΥΒΣ.

Εξετάζοντας τις επιπτώσεις στην φόρτιση των ελεγχόμενων μονάδων του Υβριδικού Σταθμού, είναι εμφανές ότι όσο αυξάνεται το ποσοστό συμμετοχής της υδροαioλικής συνεργασίας τόσο εντονότερη είναι η υποφόρτιση των υδροστροβίλων κάτω από το τεχνικό τους ελάχιστο. Σημειώνεται ότι όλες τις ώρες λειτουργίας όπου παραβιάζεται το τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων, ο ΥΒΣ βρίσκεται σε κατάσταση υδροαioλικής συνεργασίας.

Μια λύση στο πρόβλημα της υποφόρτισης των υ/σ και κατά συνέπεια στην αδυναμία απόδοσης της συμφωνημένης ισχύος θα ήταν, το ποσοστό συμμετοχής των αιολικών πάρκων επί την προγραμματισμένη ισχύ να είναι μεταβλητό ανά ώρα λειτουργίας και όχι ίσο με το ανώτατο κάθε φορά. Το ποσοστό αιολικής συμμετοχής θα πρέπει να διαμορφώνεται τουλάχιστον σε ημερήσια βάση, ανάλογα με την

προγραμματισμένη ωριαία ισχύς παραγωγής του ΥΒΣ η οποία προκύπτει από την κατάρτιση του Ημερήσιου Προγράμματος Παραγωγής και το μέγεθος της προσφερθείσας ενέργειας από πλευρά υβριδικού. Το άνω όριο συμμετοχής θα προκύπτει έτσι ώστε να μην παραβιάζεται το τεχνικό ελάχιστο των στροβίλων., εφόσον οι υδροστροβίλοι στην υδροαιολική συνεργασία αναλαμβάνουν να αποδώσουν στο δίκτυο την διαφορά της προγραμματισμένης ισχύος μείον της αιολικής ισχύος.

Ενδεικτικά μετά από κάποιους υπολογισμούς προκύπτει ότι για μην παραβιάζεται το τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων θα πρέπει πάντα να ισχύει ο παρακάτω περιορισμός:

$$hw_{co} < 1 - \frac{Ph_{min}}{Pag}$$

όπου, hw_{co} : ποσοστό συμμετοχής των Α/Π στην υδροαιολική συνεργασία

Ph_{min} : τεχνικό ελάχιστο υδροστροβίλων (MW)

Pag : ωριαία προγραμματισμένη παραγωγή του ΥΒΣ (MW).

Στον Πίνακα 7.12 φαίνονται ο αριθμός των ημερών όπου ο ΥΒΣ αναγκάστηκε να μείνει κλειστός, όπου απαιτήθηκε εγγυημένη παροχή από τον Διαχειριστή, όπου αντλήθηκε ενέργεια από το Δίκτυο και όπου τελικά αποδόθηκε ενέργεια ίση με την εγγυημένη. Παρατηρούμε πως όσο αυξάνεται η συμμετοχή των αιολικών πάρκων στην εγγυημένη παροχή, μειώνονται οι ημέρες που ο ΥΒΣ καταθέτει μηδενική δήλωση παραγωγής – μένει κλειστός. Εφόσον η αιολική ενέργεια δίνεται απευθείας στο φορτίο και δεν ανακυκλώνεται στο σύστημα αποθήκευσης, απαλείφονται οι απώλειες, αξιοποιείται καλύτερα η πρωτογενής πηγή Α.Π.Ε και η δεξαμενή διατηρεί για μεγαλύτερη διάρκεια την αποθηκευμένη της ενέργεια.

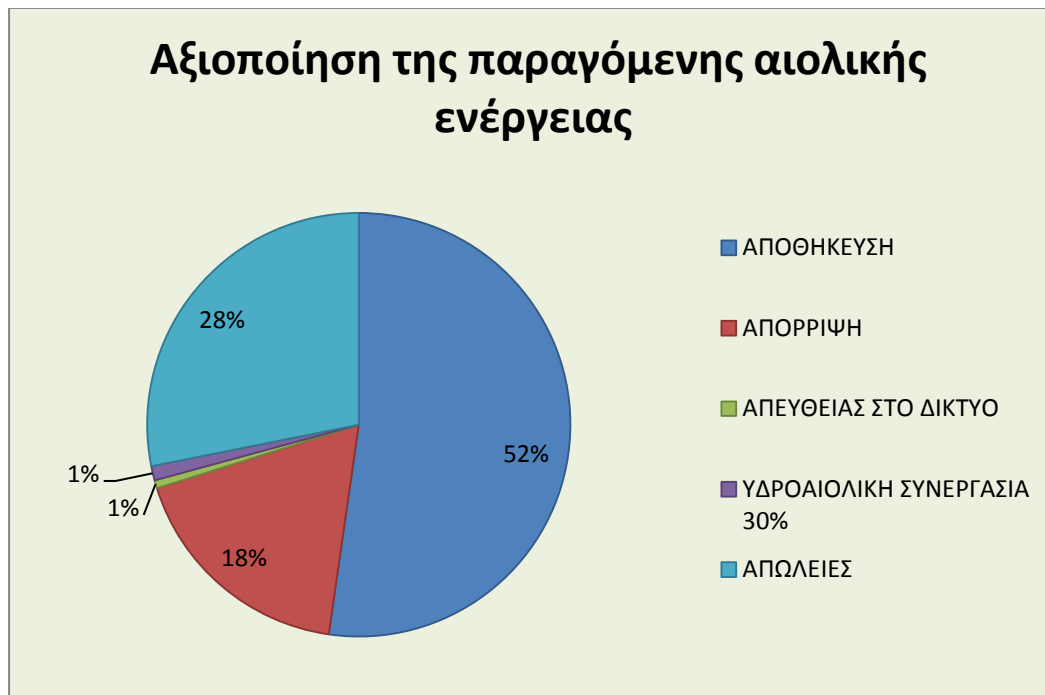
Συνέπεια της οικονομίας κατανάλωσης της αποταμιευμένης ενέργειας είναι και η μικρή αύξηση των ημερών όπου ο ΥΒΣ υποβάλλει Δήλωση Παραγωγής στο ΚΗΕΠ που αντιστοιχεί σε προσφερθείσα ενέργεια ίση με την Εγγυημένη (τελευταία στήλη του Πίνακα 7.12).

Συμπερασματικά, η συμμετοχή των αιολικών πάρκων στην εγγυημένη παροχή είναι ένα ζήτημα το οποίο χρήζει περαιτέρω έρευνας, ώστε να καθοριστούν επακριβώς τεχνικά ζητήματα που αφορούν την συνεργασία των μονάδων ΑΠΕ των ΥΒΣ και των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής (παρακολούθηση ισχύος, έλεγχος, προστασία) και κανόνες διαχείρισης του συστήματος. Δεδομένου ότι η υδροαιολική συνεργασία αυξάνει την ενεργειακή απόδοση του υβριδικού σταθμού, οδηγεί σε χαμηλότερη άντληση ενέργειας από το δίκτυο και σε καλύτερη αξιοποίηση της πρωτογενούς ενέργειας ΑΠΕ.

7.3 Αξιοποίηση παραγόμενης Αιολικής Ενέργειας

Ο τρόπος αξιοποίησης της πρωτογενούς ενέργειας Α.Π.Ε αποτελεί εσωτερική απόφαση του ΥΒΣ και δεν διαφοροποιείται με την απαίτηση ή μη εγγυημένης ενέργειας από τον ΔΜΔΝ. Στο Σχήμα 7.13 παρουσιάζονται οι αξιοποιήσεις της ενέργειας ως ποσοστά της συνολικής ετήσιας αιολικής παραγωγής του σταθμού. Ακολουθήθηκαν οι προτεραιότητες που θέτει ενδεικτικά ο ΚΔΜΔΝ, η παραγόμενη ενέργεια των Μονάδων ΑΠΕ θεωρείται ότι χρησιμοποιείται κατά προτεραιότητα για αποθήκευση, ακολούθως για τη συμμετοχή στην παροχή εγγυημένου ισχύος και τελευταία για την απευθείας έγχυση στο Δίκτυο ΜΔΝ.

Εύκολα διακρίνονται οι προτεραιότητες ως προς την εκμετάλλευση της παραγόμενης ενέργειας, οι οποίες αναλύθηκαν εκτενώς στην Ενότητα 6.7.



Διάγραμμα 7. 7: Τρόποι αξιοποίησης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας ως ποσοστά της συνολικής ετήσιας παραγωγής του Α/Π του ΥΒΣ.

Το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ενέργειας αποταμιεύεται στην άνω δεξαμενή (52%), για έναν ΥΒΣ διπλού αγωγού η άντληση της αιολικής ενέργειας πραγματοποιείται όλο το 24ώρο, αυξάνοντας έτσι την καθαρή ενεργειακή του απόδοση. Η παραγόμενη αιολική ενέργεια κυκλοφορεί πρώτα στα συστήματα αντλησιοταμίευσης προτού δοθεί στο φορτίο, υφιστάμενη τις σχετικές απώλειες. Τονίζεται ότι το 52%, χάριν απλούστευσης των υπολογισμών εκφράζει την καθαρή αποθηκευμένη ενέργεια μετά τις σχετικές απώλειες. Μόλις το 1% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας διατίθεται απευθείας στο φορτίο, καθώς τα λοιπά αιολικά

πάρκα του συστήματος έχουν προτεραιότητα ένταξης και η περίσσεια του set-point διατίθεται στο Α/Π του ΥΒΣ. Η λειτουργία της υδροαιολικής συνεργασίας ενεργοποιείται σπάνια σε καταστάσεις χαμηλών ενεργειακών δυνατοτήτων και η «εγγυημένη» παροχή αιολικής ενέργειας στο φορτίο φτάνει μόλις το 1% της συνολικά παραγόμενης.

Σημαντικό ποσοστό αποτελεί η απορριπτόμενη ενέργεια η οποία αγγίζει το 18% της παραγόμενης. Η απόρριψη της παραγωγής πραγματοποιείται εσχάτως, σε περίπτωση πληρότητας ταμιευτήρα και αδυναμίας διάθεσής της απευθείας στο φορτίο. Οι απώλειες του κύκλου άντλησης φθάνουν το 28% της αιολικής παραγωγής. Η απόρριψη της αιολικής παραγωγής θα μπορούσε να συμπεριληφθεί στις συνολικές απώλειες, με την έννοια ότι αποτελεί τεχνική αδυναμία του συστήματος να εκμεταλλευτεί την αιολική παραγωγή.

Τα ποσοστά που προέκυψαν, είναι καθαρά ζήτημα εσωτερικής πολιτικής διαχείρισης του ΥΒΣ εκ μέρους του Παραγωγού του. Βεβαίως οι προτεραιότητες καθορίζονται κυρίως με την εκάστοτε τιμολόγηση πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά θα πρέπει να διαμορφώνονται στη βάση της βέλτιστης λειτουργίας του συστήματος και της ελαχιστοποίησης της απορριπτόμενης ενέργειας. Στόχος του παραγωγού αλλά και του Διαχειριστή του ΜΔΝ οφείλει να είναι η αξιόπιστη και η απρόσκοπτη κάλυψη της ζήτησης, εκμεταλλευόμενοι όσο το δυνατόν περισσότερο, το ενεργειακό δυναμικό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

7.4 Οικονομικά αποτελέσματα Υβριδικού Σταθμού

Σε αυτήν την ενότητα παρουσιάζονται τα ετήσια έσοδα του ΥΒΣ από την πώληση της υδροηλεκτρικής και αιολικής ενέργειας καθώς και η ετήσια χρέωση του ΥΒΣ για την άντληση συμβατικής ενέργειας από το δίκτυο για όλα τα σενάρια λειτουργίας που προσομοιώθηκαν. Στην τελευταία στήλη προκύπτουν τα καθαρά ετήσια κέρδη του υβριδικού σταθμού.

Σε αυτό το σημείο πρέπει να διευκρινιστεί πως στην παρούσα ανάλυση δεν λήφθηκε υπόψη η αποζημίωση της διαθεσιμότητας ισχύος του ΥΒΣ, η οποία αφορά τον ΥΒΣ ως οικονομική επένδυση και αντανακλά το κόστος κατασκευής νέου σταθμού στο νησί.

ΣΕΝΑΡΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ (%)	ΥΒΣ				
		ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΤΗΝ ΕΓΧΥΣΗ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΤΗΝ ΕΓΧΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ)	ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΕΓΧΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΕΞΟΔΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΚΑΘΑΡΑ ΕΤΗΣΙΑ ΚΕΡΔΗ ΥΒΣ
		εκατ.€	εκατ.€	εκατ.€	εκατ.€	εκατ.€
ΚΑΘΕ ΗΜΕΡΑ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	[-]	38,750	0,000	0,174	4,322	34,601
ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ : PL>Plmax-Pcc	[-]	35,178	0,000	0,174	0,000	35,352
ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ : PL>450MW	[-]	35,531	0,000	0,174	0,427	35,278
	10%	35,346	0,223	0,171	0,411	35,330
	15%	35,271	0,308	0,171	0,409	35,341
	20%	35,199	0,384	0,171	0,407	35,347
	30%	35,084	0,507	0,171	0,407	35,355

Πίνακας 7.8: Ετήσια έσοδα και έξοδα του ΥΒΣ από την πώληση και την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Εξετάζοντας τα οικονομικά αποτελέσματα, διαπιστώνεται η αύξηση των καθαρών κερδών του ΥΒΣ με την αύξηση του ποσοστού υδροαιολικής συνεργασίας. Προβλέπεται ειδική αυξημένη τιμολόγηση για την αιολική ενέργεια που υποκαθιστά ελεγχόμενη παραγωγή, ίση με το μέσο όρο του ισχύοντος τιμολογίου

αιολικής ενέργειας στο νησί της Κρήτης και της τιμολόγησης της ενέργειας των ελεγχόμενων μονάδων, που αντιστοιχεί σε 167.73 €/MWh. Σε γενικές γραμμές με την παραγωγή 1 MWh αιολικής ενέργειας, ο ΥΒΣ θα κερδίσει 167.73 € αν την παραδώσει στο φορτίο ως μέρος της εγγυημένης παροχής, ενώ αν την αποθηκεύσει και στην συνέχεια την αποδώσει στο δίκτυο με τους υδροστρόβιλους θα κερδίσει $0,65 \text{ MWh} * 236 \text{ €/MWh} = 153,4 \text{ €}$, εφόσον υπεισέρχονται οι απώλειες του κύκλου παραγωγής και άντλησης.

Επίσης επιβεβαιώνεται ότι η άντληση ενέργειας από το Δίκτυο και η μεταπώληση της σε μεταγενέστερο χρόνο μειωμένη κατά τις απώλειες, δεν συμφέρει τον Υβριδικό εφόσον τα κέρδη του μεγιστοποιούνται όταν ελαχιστοποιείται η απορρόφηση ενέργειας από το Δίκτυο.

Καταλήγοντας ως επικερδέστερο σενάριο λειτουργίας προκύπτει το σενάριο όπου έχουμε αυξημένη συμμετοχή των αιολικών πάρκων στην προγραμματισμένη ισχύ του σταθμού και περιορισμό της αντλούμενης συμβατικής ενέργειας από το Δίκτυο.

7.5 Επίπτωση της ένταξης του ΥΒΣ στην λειτουργία του συστήματος της Κρήτης

Σύμφωνα με την φιλοσοφία και το πνεύμα του νομοθετικού πλαισίου που διέπει την λειτουργία των Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής, οι ΥΒΣ αντιμετωπίζονται ως εργαλεία κυρίως για την σύνδεση νέων σταθμών Α.Π.Ε στα κορεσμένα νησιωτικά δίκτυα, αντί για τη βελτίωση της απόδοσης υφιστάμενων σταθμών μέσω της αξιοποίησης της απορριπτόμενης παραγωγής τους. Τα ΜΔΝ εμφανίζουν κορεσμό ως προς την δυνατότητα απορρόφησης μη ελεγχόμενης ενέργειας Α.Π.Ε, γεγονός που δεν επιτρέπει τη σημαντική αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ (κυρίως φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα).

Ο κύριος σκοπός της ένταξης των Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά είναι η αύξηση της συνολικής διείσδυσης ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης και η μείωση της κατανάλωσης συμβατικών καυσίμων. Διαπιστώνεται ότι με την ένταξη και λειτουργία του υποθετικού ΥΒΣ εγγυημένης ισχύος 75MW στο σύστημα της Κρήτης, επιτυγχάνεται αξιολόγηση μείωση της συμβατικής ενέργειας και κατά συνέπεια αύξηση της συνολικής διείσδυσης των ΑΠΕ κατά το έτος προσομοίωσης. Στους Πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζονται αναλυτικά οι επιπτώσεις της λειτουργίας του ΥΒΣ στην παραγωγή των συμβατικών μονάδων, στην κατανάλωση συμβατικών καυσίμων , στις εκπομπές CO₂, καθώς και στην παραγωγή των υπόλοιπων σταθμών Α.Π.Ε.

	ΣΥΜΒΑΤΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ							
	ΩΡΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ			ΠΑΡΑΓΩΓΗ			ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ	
	ΜΟΝΑΔΩΝ DIESEL,STEAM , CCST (%)*	ΜΟΝΑΔΩΝ GAS (%)*	ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (ώρες)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΣΥΜΒΑΤΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (GWh)	ΜΟΝΑΔΕΣ DIESEL,STEAM, CCST	ΜΟΝΑΔΕΣ GAS	ΚΑΥΣΙΜΑ (χιλ.tn)	ΕΚΠΟΜΠΕΣ CO ₂ (χιλ.tn)
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ	86,50%	13,50%	102694	2065,10	1948,31 GWh	116,79 GWh	566,89	444,15
					94%**	6%**		
ΜΕ ΥΒΣ	89,66%	10,34%	97009	1929,63	1844,99 GWh	84,64 GWh	525,32	410,90
					97%**	3%**		

*Ως ποσοστό των συνολικών ωρών λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής.

** Ως ποσοστό της συνολικής συμβατικής παραγωγής.

Πίνακα 7.9: Επίπτωση της ένταξης του ΥΒΣ στην συμβατική παραγωγή του Νησιού

Εξετάζοντας τον Πίνακα 7.9, παρατηρούμε την αναμενόμενη μείωση της συνολικής συμβατικής παραγωγής άρα και την μείωση της ετήσιας κατανάλωσης συμβατικών καυσίμων και των εκπομπών CO₂ στο νησί της Κρήτης. Επομένως η ένταξη του ΥΒΣ συμβάλλει στην ανεξαρτητοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής του νησιού από τα ορυκτά καύσιμα, καθώς παρέχει εγγυημένη ενέργεια και ισχύς. Οι ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ λειτουργούν ως κατανεμόμενες μονάδες, δηλαδή υπόκεινται σε εντολές κατανομής και ελέγχου της αποδιδόμενης ισχύς τους όπως ακριβώς οι συμβατικές μονάδες παραγωγής. Οι ΥΒΣ υποκαθιστούν μονάδες αιχμής εφόσον προγραμματίζονται να παράγουν κατά τις ώρες αιχμής κάθε ημέρας αλλά μπορούν να λειτουργήσουν και ως μονάδες βάσης ή ενδιάμεσου φορτίου.

Αξίζει να τονιστεί πως ενώ οι συνολικές ετήσιες ώρες λειτουργίας των συμβατικών μονάδων μειώνονται, οι ώρες λειτουργίας των μονάδων βάσης και κυμαινόμενου φορτίου (ατμοστρόβιλοι, Μηχανές Εσωτερικής Καύσης-diesel, Μονάδες Συνδυασμένου Κύκλου) αυξάνονται. Παρόλο που οι ώρες λειτουργίας αυτών των μονάδων αυξάνονται μετά την ένταξη του ΥΒΣ, η παραγόμενη ενέργεια τους πέφτει σε GWh αλλά αυξάνεται ως ποσοστό της συνολικής συμβατικής παραγωγής. Συνεπώς οι μονάδες βάσης λειτουργούν περισσότερες ώρες κοντά στο τεχνικό τους ελάχιστο και καλύπτουν μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης. Με αυτόν τον τρόπο περιορίζεται ο ετήσιος χρόνος λειτουργίας αλλά και η παραγωγή των αντιοικονομικών μονάδων αιχμής, τους αεριοστρόβιλους.

	ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ					
	Φ/Β ΠΑΡΚΑ (GWh)	Α/Π ΕΚΤΟΣ ΥΒΣ (GWh)	CF Α/Π ΕΚΤΟΣ ΥΒΣ	ΥΒΣ (GWh)	Α/Π ΥΒΣ (GWh)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α.Π.Ε (GWh)
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ	140,76	483,45	28%	[-]	[-]	624,21
ΜΕ ΥΒΣ	140,76	466,61	27%	150,56	1,75	759,68

Πίνακας 7.10: Η παραγωγή των Σταθμών Α.Π.Ε πριν και μετά την ένταξη του ΥΒΣ.

Η ένταξη του ΥΒΣ στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης δεν επιφέρει καμία επίδραση στην παραγωγή των φ/β σταθμών του νησιού, εφόσον οι φ/β σταθμοί δεν επιδέχονται εντολές μείωσης της παραγωγής τους και θεωρούνται αρνητικό φορτίο, τουλάχιστον στην μέχρι τώρα πολιτική Διαχείρισης. Η παραγωγή των λοιπών αιολικών πάρκων του νησιού μειώθηκε κατά 3,4% της αρχικής αιολικής παραγωγής (χωρίς τον ΥΒΣ) και ο συντελεστής χρησιμοποίησης κατά 1%. Η μικρή αυτή μείωση θεωρείται λογική καθώς με την ένταξη ενός νέου σταθμού σημαντικής

εγκατεστημένης ισχύος, το περιθώριο απορρόφησης αιολικής ενέργειας του συστήματος, λόγω τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων αλλά και των Κατανεμόμενων ΑΠΕ (ΥΒΣ), περιορίζεται κατά το τεχνικό ελάχιστο των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ. Τέλος αξίζει να σημειωθεί ότι η συνολική παραγωγή των Α.Π.Ε αυξάνεται καθώς και η συνολική διείσδυση των Α.Π.Ε στη ετήσια ζήτηση ενέργειας του συστήματος φτάνει το 28% με την ένταξη του ΥΒΣ (Πίνακας 7.11)

	ΠΟΣΟΣΤΑ ΚΑΛΥΨΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ				
	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	Α/Π	Φ/Β	ΥΒΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ	77%	18%	5%	[-]	23%
ΜΕ ΥΒΣ	72%	17%	5%	6%	28%

Πίνακας 7.11: Ποσοστά κάλυψης της ετήσιας ζήτησης από συμβατικές μονάδες και από σταθμούς Α.Π.Ε, πριν και μετά την ένταξη του ΥΒΣ.υ

7.8 Συμπεράσματα και Προοπτικές

- ❖ Η απαίτηση Εγγυημένης Ισχύος και Ενέργειας από τον Διαχειριστή δεν θα πρέπει να υφίσταται σε καθημερινή βάση, αλλά να ανταποκρίνεται στις πραγματικές ανάγκες του συστήματος και να αποσκοπεί στην κάλυψη ζήτησης που δεν μπορεί να εξυπηρετηθεί από τις υπόλοιπες τεχνικά διαθέσιμες μονάδες του νησιού. Η συχνότητα απαίτησης εγγυημένης παροχής επηρεάζει άμεσα το μέγεθος της αντλούμενης ενέργειας από το Δίκτυο άρα και την κατανάλωση συμβατικής ενέργειας. Η άντληση από το δίκτυο θα πρέπει να συνοδεύεται από υψηλό φορτίο ζήτησης και χαμηλά ενεργειακά αποθέματα εκ μέρους του ΥΒΣ.
- ❖ Το ημερήσιο ωράριο λειτουργίας του Υβριδικού Σταθμού θα πρέπει να διευρυνθεί πέραν του δώρου, τουλάχιστον κατά τους μήνες όπου έχουμε υψηλά ενεργειακά αποθέματα στον άνω ταμειυτήρα και απορρίψεις αιολικής ενέργειας. Προτείνεται άνοιγμα του ωραρίου ημερησίως έτσι ώστε να αυξηθεί ο ρυθμός εκφόρτισης της άνω δεξαμενής και να δημιουργείται περιθώριο αποθήκευσης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας. Ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες με την αύξηση του φορτίου ζήτησης, κρίνεται σκόπιμο, ο ΔΜΔΝ να εκδίδει εντολές κατανομής στον ΥΒΣ για αύξηση της ημερήσιας παραγωγής του πέραν της εγγυημένης ενέργειας, εφόσον οι ενεργειακές δυνατότητες του ΥΒΣ το επιτρέπουν
- ❖ Προώθηση της υδροαιολικής συνεργασίας, ως βασική κατάσταση λειτουργίας του ΥΒΣ, καθώς αξιοποιείται με τον καλύτερο τρόπο η παραγόμενη αιολική ενέργεια εφόσον μειώνονται οι απώλειες του κύκλου παραγωγής και άντλησης. Προτείνεται τα αιολικά πάρκα να συμμετέχουν ενεργότερα στην συμμετοχή της εγγυημένης παροχής, με την προϋπόθεση ότι τηρείται η απαραίτητη εφεδρεία της αιολικής παραγωγής από τους υδροστροβίλους. Κρίνεται αναγκαίο να ξεκαθαριστούν από πλευράς Διαχειριστή οι τεχνικές προδιαγραφές και προϋποθέσεις κάτω από τις οποίες ο ΥΒΣ θα μεταβαίνει σε κατάσταση υδροαιολικής συνεργασίας. Η συνεργασία των αιολικών πάρκων και των υδροστροβίλων επιφέρει μια σχετική υποφόρτιση των υδροστροβίλων. Μια λύση στο πρόβλημα της υποφόρτισης των υ/σ και κατά συνέπεια στην αδυναμία απόδοσης της συμφωνημένης ισχύος θα ήταν, το ποσοστό συμμετοχής των αιολικών πάρκων επί την προγραμματισμένη ισχύ να είναι μεταβλητό ανά ώρα λειτουργίας και όχι ίσο με το ανώτατο κάθε φορά. Το ποσοστό αιολικής

συμμετοχής θα πρέπει να διαμορφώνεται τουλάχιστον σε ημερήσια βάση, ανάλογα με την προγραμματισμένη ωριαία ισχύς παραγωγής του ΥΒΣ η οποία προκύπτει από την κατάρτιση του Ημερήσιου Προγράμματος

- ❖ Οικονομικά επικερδέστερο σενάριο λειτουργίας αναδείχθηκε το σενάριο όπου το ποσοστό της υδροαιολικής συνεργασίας ήταν αυξημένο και η αντλούμενη ενέργεια από το Δίκτυο περιορισμένη.
- ❖ Η ένταξη του ΥΒΣ στο σύστημα της Κρήτης επιτυγχάνει το επιθυμητό αποτέλεσμα της μείωσης της συμβατικής παραγωγής στην κάλυψη του φορτίου ζήτησης και τον περιορισμό της λειτουργίας των αεριοστροβίλων, ως ακριβών μονάδων αιχμής. Η λειτουργία του ΥΒΣ συμβάλλει στην ενεργειακή αυτονομία του νησιού, στην αξιόπιστη και εγγυημένη εξασφάλιση ανανεώσιμης ενέργειας. Αυξάνει την συνολική διείσδυση των ΑΠΕ στην ζήτηση και δεν επηρεάζει σημαντικά την λειτουργία των υφιστάμενων σταθμών Α.Π.Ε του νησιού.

Προοπτικές

- ❖ Βελτιστοποίηση των αλγορίθμων ένταξης του ΥΒΣ στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός νησιού.
- ❖ Περαιτέρω διερεύνηση ως προς την ευαισθησία των ενεργειακών και οικονομικών αποτελεσμάτων του ΥΒΣ μεταβάλλοντας τις προτεραιότητες αξιοποίησης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας.
- ❖ Βελτίωση των αλγορίθμων για την υποστήριξη της ένταξης πάνω από έναν Υβριδικών Σταθμών στο σύστημα του ΜΔΝ.

Βιβλιογραφία

1. Nikos Hatzigiorgiou, Stavros Papathanasiou, Isidoros Vitellas, Stavros Makrinikas, Aris Dimeas, Theodora Patsaka, Kostas Kaousias, Antiopi Gigantidou, Nikos Korres, Eleana Hatzoplaki, "Energy Management in the Greek Island," in *CIGRE*, Paris, 2012.
2. Ελληνική Επιτροπή Ατομικής Ενέργειας/Υπουργείο, "«Χαμηλόσυχνα ηλεκτρικά αγνητικά πεδία», " <http://www.gscp.gr>, Αθήνα, 2005.
3. Manwell, J.F, Hybrid energy systems, Encyclopedia of Energy, Vol.3, 2004.
4. Ν. 3468/2006, "Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Α.Π.Ε και συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης και λυπές διατάξεις," *Εφημερίς της κυβερνησεως της Ελληνικής Δημοκρατίας*, ρ. Αριθμός Φύλλου 129, 27 06 2006.
5. Δημήτρης Αλ. Κατσαπρακάκης, Δημήτρης Γ. Χρηστάκης, Μανόλης Βουμβουλάκης, "Μεγιστοποίηση διείσδυσης Α.Π.Ε. στην Κρήτη με χρήση αντλησιοταμιευτήρων".
6. Παπαδιάς, Β. Κ., Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, Μόνιμη Κατάσταση Λειτουργίας, Αθήνα: εκδόσεις ΕΜΠ, 1985.
7. (Ρ.Α.Ε), Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, [Online]. Available: http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/wholesale/price.csp.
8. I.Vitellas, A.Dimeas, "Smart grids in the Greek Islands," in *Keynote Speech ISAP*, Hersonissos Crete, Greece, 25-28 September 2011.
9. I. Vitellas, "Adequacy, economic viability and environmental requirements for autonomous island power systems.," in *PPC S.A ENERTECH' 0923*, Athens Greece, -24 September 2009.
- 10 Σ. Παπαθανασίου, Σημειώσεις στο μάθημα Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Ε.Μ.Π, Αθήνα.
- 11 A.Papalexopoulos Fellow, IEEE, I. Vitellas, Member IEEE, N. D. Hatzigiorgiou, Fellow, IEEE, C. Hansen, Senior Member IEEE, T. Patsaka Member IEEE, A. L. Dimeas, Member IEEE., "Assessment and Economic Analysis of Wind Generation on the Ancillary Services and the Unit Commitment Process for an Isolated System".
- 12 Wind Energy Center:University of Massachussets, "Wind Power: Capacity Factor and Intermittency," Amherst.
- 13 Ευθύμιος Παπαδόπουλος , "Επίδραση της μεγάλης κλίμακας διείσδυσης αιολικής παραγωγής στα Σ.Η.Ε".
- 14 Ευθύμιος Κάραλης , "Τεχνικά και Θεσμικά Ζητήματα για την διείσδυση των Α.Π.Ε στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα".

- 15 Δ. Παπαντώνης, "Τεχνολογικές επιλογές και τεχνολογικοί περιορισμοί του εξοπλισμού της μονάδας Αντλησιοταμίευσης Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής," in *Τεχνολογίες και εφαρμογές Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Κρήτη TEE & TEE*, Χανιά, 22-23 Μαΐου 2009.
- 16 Α. Λουκάτου, Διπλωματική Εργασία: Τεχνολογίες Αποθήκευσης της Αιολικής Ενέργειας με Αντλησιοταμίευση, Αθήνα: Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Ε.Μ.Π, 2013.
- 17 "Οδηγός Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε," Κ.Α.Π.Ε, Αθήνα, 2011.
- 18 J.Makansi, "Energy Storage: The sixth dimension of Electricity Production and Delivery Value Chain," in *Energy Storage Council*, San Francisco, 2004.
- 19 C.Bueno, J.A Karta, "Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands," in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, No. 4 2006, pp. 312-340.
- 20 Κανδηλώρος, Ι., Διπλωματική Εργασία: Χρήση Αεροφυλακίου σε Αεριοστροβλικές Μονάδες για Ρύθμιση Συχνότητας και Αποθήκευση ενέργειας σε Ηλεκτρικά Συστήματα με μεγάλη Αιολική Διείσδυση-Εφαρμογή στο αυτόνομο σύστημα της Ρόδου, Αθήνα: Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών,Ε.Μ.Π, Νοέμβριος 2012.
- 21 Κ. Βουρνάς, Β.Κ Παπαδιάς,Ν. Ντελκής, Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία, 2011.
- 22 Βρεττός, Ευάγγελος Ι., Διπλωματική Εργασία: Ενεργειακή Προσομοίωση και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Υβριδικού Συστήματος - Α.Π.Ε - Συσσωρευτών- Υδρογόνου, Αθήνα: Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών,Ε.Μ.Π, 2010.
- 23 Cory R.A Hallam, Luis Alarco,Gordon Karau, William Flannery, Anita Leffel, Hybrid Closed-loop Renewable Energy Systems:El Hierro as a Model Case for Discrete Power Systems, San Antonio,TX USA: The University of Texas at San Antonio, Center for Innovation and Technology Entrepreneurship (CITE).
- 24 Σ. Παπαευθυμίου, Συμβολή στην Ανάλυση Υβριδικών Αιολικών -, Αθήνα: Διδακτορική Διατριβή, 2012.
- 25 Δ. Παπαντώνης ,Μ. Παπαδόπουλος,Ι. Αναγνωστόπουλος ,Σ. Παπαθανασίου,Ε. Καραμάνου,Σ.Παπαευθυμίου, "Τελική Έκθεση: Διερεύνηση τεχνικών και οικονομικών ζητημάτων ένταξης υβριδικών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά," Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών & Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών, Ε.Μ.Π, Αθήνα, 2008.
- 26 Σ. Παπαευθυμίου Ε. Καραμάνου, Σ. Παπαθανασίου, Μ. Παπαδόπουλος, Σ., "Αρχές Διαχείρισης Υβριδικών Σταθμών: Εφαρμογή στο σύστημα της Ικαρίας," in *Πρακτικά Συνόδου της Ε.Ε. CIGRE*, Αθήνα, Δεκέμβριος 2009.
- 27 Stefanos V. Papaefthymiou, Eleni G. Karamanou, Stavros A. Papathanasiou,Michael P.Papadopoulos, A Wind-Pumped Storage Station Leading to High RES Penetration in the

- Autonomous Island System of Icaria, IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2010.
- 28 Δ. Αναεώσιμες. [Online]. Available: <http://www.ppcr.gr>.
- 29 Gonzalo Pierrnavieja, Javier Pardilla, Julieta Schallenberg, Celia Bueno, El Hierro: 100% RES, an innovative project for Islands' energy self-sufficiency, Santa Lucia-Las Palmas, Spain: Institut Technology of Canaria, ITC.
- 30 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, "Κώδικας Διαχείρισης Ηλ. Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών," Ιανουάριος 2014. [Online]. Available: http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/actions/decision/2014/2014_A0039.csp?viewMode=normal.
- 31 Ν. 3468/2006:, 'Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις', ΦΕΚ 129 τ.Α, 27.6.2006.
- 32 Κείμενο Δημόσιας Διαβούλευσης της ΡΑΕ: 'Βασικές Αρχές Λειτουργίας, Διαχείρισης & Τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά' Αύγουστος 2008.
- 33 Ελεάνα Χατζοπλάκη, Διπλωματική Εργασία: Ανάπτυξη αλγορίθμου και διεπαφής για τον υπολογισμό του ετήσιου ενεργειακού ισοζυγίου του απομονωμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, Αθήνα: Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών Ε.Μ.Π.-Δ.Π.Μ.Σ Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας, 2014.
- 34 Σταύρος Παπαθανασίου, Νίκος Μπουλαξής, "Υβριδικοί Σταθμοί στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά," *Ανεμολόγια Τεύχος 69*, Σεπτέμβριος-Οκτώβριος 2011.
- 35 "S. Papathanassiou, N. Boulaxis, "Power limitations and energy yield calculation for wind".
- 36 "<http://www.allaboutenergy.gr/>," Ινστιτούτο Τεχνολογίας & Εφαρμογών Στερεών Καυσίμων (ΙΤΕΣΚ). [Online].
- 37 "Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ).," [Online]. Available: <http://www.cres.gr>.
- 38 "Cesi EuroDish solar Generator, DISPOWER Project Highlight no 8," [Online]. Available: www.dispower.org ..
- 39 'Διερεύνηση Τεχνικών και Οικονομικών Ζητημάτων Ένταξης Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά', Τελική Έκθεση Ερευνητικού Έργου της ΡΑΕ, ΕΜΠ, Μάρτιος 2008.
- 40 Δ. Α.Ε., "ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε., Μηνιαία Δελτία Α.Π.Ε.," [Online]. Available: <http://www.desmie.gr/ape-sithya/miniaia-deltia-ape/> .
- 41 "Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant", John S. Anagnostopoulos, Dimitris E. Papantonis, 2007.

