



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

Μοντελοποίηση λειτουργίας Υβριδικού Αιολικού- αντλησιοταμιευτικού σταθμού σε απομονωμένα ηλεκτρικά συστήματα

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΓΕΩΡΓΙΟΣ Ε. ΒΑΣΙΛΑΡΑΚΗΣ

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου , Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Φεβρουάριος 2015



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

**Μοντελοποίηση λειτουργίας Υβριδικού Αιολικού-
αντλησιοταμιευτικού σταθμού σε απομονωμένα
ηλεκτρικά συστήματα**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
ΓΕΩΡΓΙΟΣ Ε. ΒΑΣΙΛΑΡΑΚΗΣ

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου , Καθηγητής Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την.....2015.

.....

Ν. Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Σ. Παπαθανασίου

Επίκουρος Καθηγητής
Ε.Μ.Π.

.....

Π.Γεωργιλάκης

Λέκτορας Ε.Μ.Π

Αθήνα, Φεβρουάριος 2015

.....

Γεώργιος Εμμ. Βασιλαράκης

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

Copyright © Γεώργιος Βασιλαράκης

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

Αρχικά θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Καθηγητή μου , κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου για την έμπρακτη βοήθεια του στην επιλογή του θέματος της παρούσας διπλωματικής και για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον και πρωτότυπο θέμα. Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω και στον επιβλέποντα της Διπλωματικής κ. Ανδρέα Βλάχο που με καθοδήγησε σωστά μεταδίδοντας μου τις απαραίτητες γνώσεις του πάνω στο αντικείμενο για την διεκπεραίωση της εργασίας.

Ένα πραγματικό ευχαριστώ θα ήθελα να δώσω στους φίλους και συμφοιτητές μου Κατερίνα , Λένια , Στέφανο και Ηλία για την πραγματική στήριξη τους σε όλη αυτή τη διαδρομή καθώς και για την ανιδιοτελή βοήθεια τους. Στη συνέχεια ευχαριστώ τους φίλους μου Νίκο, Κοσμά, Μάριο, Δημήτρη, Μιχάλη, Νίκο για τις ξέγνοιαστες φοιτητικές στιγμές που περάσαμε όλα αυτά τα χρόνια.

Πάνω από όλα όμως έχω την ανάγκη να ευχαριστήσω την οικογένεια μου και ιδιαίτερα τους γονείς μου, Μανώλη και Ροδόπη γιατί χωρίς αυτούς και τη συνεχή συμπαράσταση τους δεν θα είχα καταφέρει να εκπληρώσω τους στόχους μου και να ολοκληρώσω αυτή την πορεία φτάνοντας στο επίπεδο που βρίσκομαι σήμερα.

Γιώργος Ε. Βασιλαράκης

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η ανάπτυξη ενός γραμμικού μαθηματικού μοντέλου που να απεικονίζει τη δυνατότητα που έχει ο διαχειριστής του συστήματος γνωρίζοντας το αιολικό δυναμικό να εντάσσει μονάδες 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 CPLEX IBM ILOG Optimization Studio(12.5) χρησιμοποιώντας προγραμματιστικές δομές όπως δυσδιάστατους και τρισδιάστατους πίνακες και γραμμικούς περιορισμούς, προσομοιώνοντας την ημερήσια λειτουργία του συστήματος με ωριαίο βήμα. Βασικός σκοπός του μοντέλου είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με τη μέγιστη αξιοποίηση των εγκατεστημένων μονάδων ΑΠΕ του συστήματος της ΜΔΝ. Η κατάρτιση των μαθηματικών σχέσεων του μοντέλου 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. Παράλληλα με τη χρήση του μαθηματικού εργαλείου που αναπτύχθηκε γίνεται αξιοποίηση ενός Υβριδικού Σταθμού και των εγκατεστημένων αιολικών του ώστε να συμμετέχει κατάλληλα στο ενεργειακό ισοζύγιο κάθε ημέρας. Γίνεται παρουσίαση, εν συνεχεία, του ισχύοντος ρυθμιστικού πλαισίου λειτουργίας των ΜΔΝ με ΥΒΣ. Τέλος γίνεται αναλυτική παρουσίαση του γραμμικού μαθηματικού μοντέλου που αναπτύχθηκε για τη προσομοίωση της ημερήσιας λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης καθώς και των δεδομένων που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδος για τον υπολογισμό των αποτελεσμάτων. Επίσης μελετήθηκαν διάφορα σενάρια διαχείρισης του συστήματος ανάλογα τα επίπεδα αιολικού δυναμικού και της ωριαίας ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου του νησιού.

Λέξεις κλειδιά

Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής, Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ, Κυλιόμενος Ημερήσιος Προγραμματισμός(ΚΗΕΠ), αντλησιοταμίευση, ένταξη μονάδων, αιολική παραγωγή, αποκοπές ΑΠΕ, 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 CPLEX 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.

Key Words

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

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Εισαγωγή- Βασικός προβληματισμός	15
Κεφάλαιο 1: Βασικοί Ορισμοί	17
1.1 Ορισμός ΣΗΕ	17
1.2 Δομή λειτουργίας των ΣΗΕ	17
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
2.6 Η ανάγκη διαχείρισης της ενέργειας.....	44
Κεφάλαιο 3: Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής	46
3.1 Περιγραφή του συστήματος - Διαμόρφωση ΥΒΣ	46
3.2 Βασικές καταστάσεις λειτουργίας του ΥΒΣ	48
3.3 Υπάρχουσες Εφαρμογές σε διαδικασία υλοποίησης.....	49
3.4 Συγκεντρικά στοιχεία αδειοδοτημένων Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	56
Κεφάλαιο 4: Το σύστημα της Κρήτης.....	59
4.1 Γενικά χαρακτηριστικά ηλεκτρικού δικτύου Κρήτης.....	59
4.2 Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	60
4.3 Συγκεντρικά στοιχεία θερμικών μονάδων παραγωγής	61
4.4 Συγκεντρικά στοιχεία ΑΠΕ της Κρήτης	66
4.5 Προβλεπόμενη Ημερήσια Ζήτηση και παραγωγή Αιολικών Σταθμών εντός και εκτός Δικτύου.	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
5.3 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	83
5.6.4 Αμοιβή Διαθεσιμότητας Ισχύος του ΥΒΣ	84
5.6.5 Αμοιβή για τις επικουρικές υπηρεσίες.....	85
5.6.6 Χρέωση ΥΒΣ για την απορρόφηση Ενέργειας από το Δίκτυο	85
5.6.7 Επιβολή προστίμου σε ΥΒΣ.....	86
Κεφάλαιο 6: Παρουσίαση Αναλυτικού Μαθηματικού Μοντέλου Προσομοίωσης του Αυτόνομου Συστήματος της Κρήτης με χρήση ενός ΥΒΣ.....	89
6.1 Γενικά για τον Μαθηματικό Προγραμματισμό	89
6.2 Παρουσίαση του προβλήματος.....	90
6.3 Ανάλυση Δεικτών και Ομάδων(Set and Indices)	90
6.4 Παράμετροι και Πίνακες Δεδομένων	92
6.4.1 Δεδομένα Θερμικών-Συμβατικών Μονάδων	92
6.4.2 Δεδομένα και στοιχεία λειτουργίας για τις Μονάδες ΑΠΕ	96
6.4.3 Δεδομένα και στοιχεία λειτουργίας για τον ΥΒΣ	97
6.4.4 Δεδομένα Συστήματος και Βοηθητικές Παράμετροι.....	98
6.5 Μεταβλητές του Μαθηματικού Μοντέλου	100
6.5.1 Βασικές Μεταβλητές.....	100
6.5.2 Σύνθετες Μεταβλητές	102
6.6 Αντικειμενική Συνάρτηση	105
6.7 Γραμμικοί Περιορισμοί του Μαθηματικού Μοντέλου	107
6.7.1 Βασικοί Περιορισμοί Συστήματος.....	108
6.7.2 Περιορισμοί Λειτουργίας Συμβατικών Μονάδων	111
6.7.3 Περιορισμοί Λειτουργίας ΑΠΕ και ΥΒΣ	114
6.7.4 Περιορισμοί και κανόνες προτεραιότητας για την αξιοποίηση της ενέργειας του ΥΒΣ.....	120

Κεφάλαιο 7: Αποτελέσματα προσομοιώσεων του μαθηματικού μοντέλου για διάφορες καταστάσεις και πολιτικές διαχείρισης του Συστήματος	128
7.1 Γενικά στοιχεία προσομοίωσης και επιλογή κατάλληλων ημερών του ημερολογιακού έτους	128
7.2 Αποτελέσματα Προσομοιώσεων διάφορων Πολιτικών Διαχείρισης του ΥΒΣ	139
7.2.1 Ημέρα Υψηλού Φορτίου/Υψηλού Αιολικού Δυναμικού Α/Π Δικτύου και ΥΒΣ (Νούμερο 228)	139
7.2.2 Ημέρα Υψηλού Φορτίου/Υψηλού Δυναμικού ΑΠΕ Δικτύου /Χαμηλού Δυναμικού Α/Π ΥΒΣ (Νούμερο 238)	157
7.2.3 Ημέρα Υψηλού Φορτίου /Χαμηλής Δυναμικότητας ΑΠΕ Δικτύου και ΥΒΣ (Νούμερο 225)	173
7.2.4 Ημέρα Υψηλής Ζήτησης/Χαμηλού Αιολικού Δυναμικού ΑΠΕ Δικτύου / Υψηλή Δυναμικότητα Α/Π ΥΒΣ (Νούμερο 245)	196
7.2.5 Ημέρα Χαμηλής Ζήτησης/Υψηλού Αιολικού Δυναμικού ΑΠΕ Δικτύου και Α/Π ΥΒΣ (Νούμερο 8)	210
7.2.6 Ημέρα Χαμηλής Ζήτησης/Χαμηλής Δυναμικότητας ΑΠΕ Δικτύου/Υψηλού Δυναμικού Α/Π ΥΒΣ (Νούμερο 115)	220
7.2.7 Ημέρα Χαμηλής Ζήτησης /Χαμηλού Αιολικού Δυναμικού Α/Π Δικτύου και ΥΒΣ (Νούμερο 52)	229
7.3 Συμπεράσματα.....	234
 Βιβλιογραφία	 237

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 αιολικής 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.

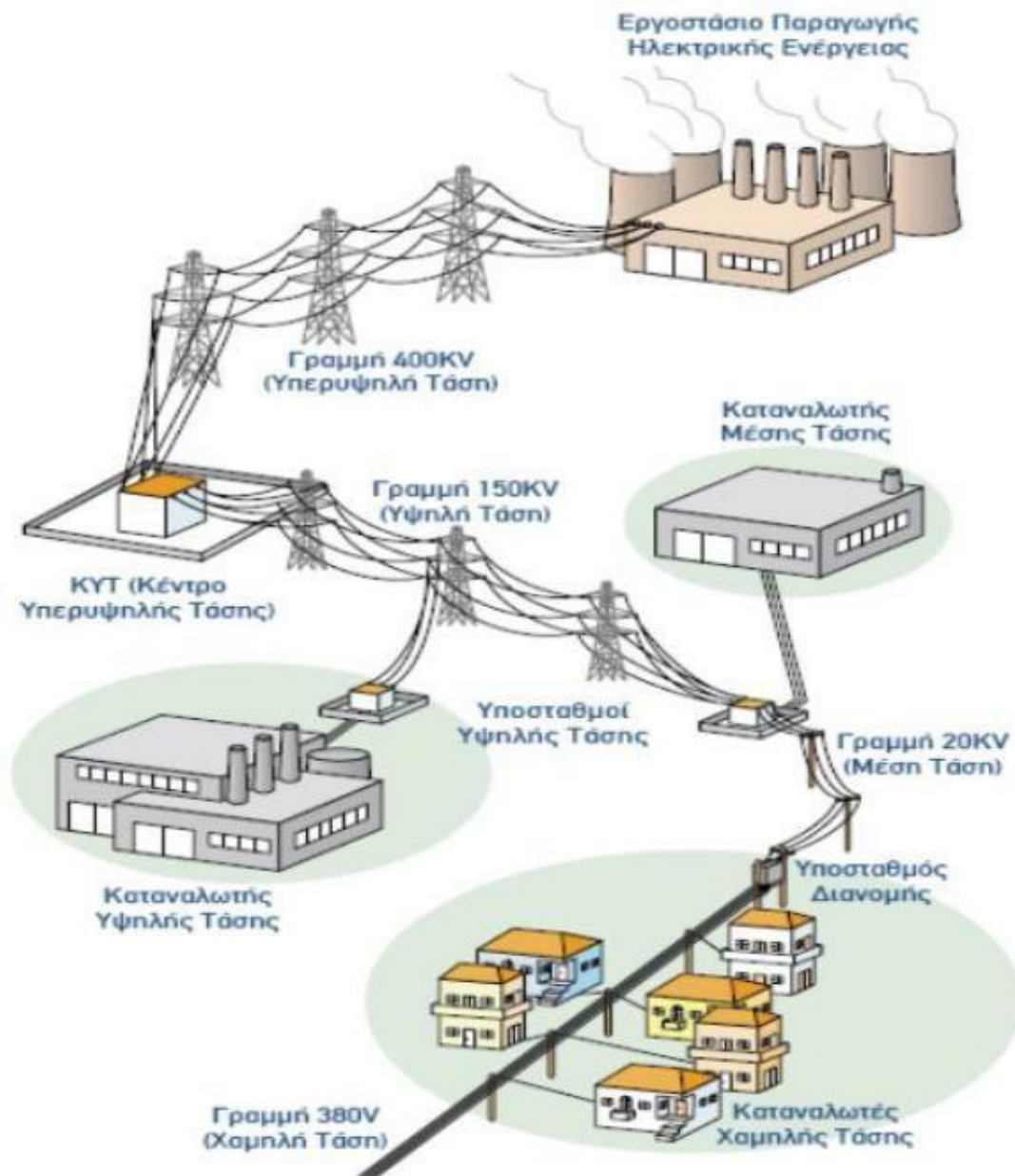
1.2 Δομή λειτουργίας των ΣΗΕ

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 ακολουθώντας 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 όπου 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 ενός εργαλείου που αφού επεξεργάζεται σαν δεδομένα εισόδου την ωριαία ζήτηση καθώς και το ωριαίο διαθέσιμο αιολικό δυναμικό αποφασίζει την κατανομή παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και την ένταξη μονάδων ανάλογα τις προτεραιότητες που έχει θέσει η Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων (ΔΔΝ). Το μοντέλο αποτελεί ένα χρήσιμο λογισμικό που δίνει τη δυνατότητα στον διαχειριστή του συστήματος να αποφασίσει πώς θα εξυπηρετήσει το ηλεκτρικό φορτίο βέλτιστα γνωρίζοντας τις απαραίτητες παραμέτρους από την προηγούμενη ημέρα της απόφασης.

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 ενός μαθηματικού μοντέλου που υλοποιήθηκε σύμφωνα με τη μέθοδο του μικτού ακεραίου προγραμματισμού (Mixed Integer Programming) και προσομοιώνει τη λειτουργία των διάφορων σταθμών παραγωγής και των κανόνων εφεδρείας τους. Επίσης ανάλογα τις πολιτικές που εφαρμόζει ο χειρίστης αποφασίζει των ώρα ένταξης του Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού καθώς και την ισχύ συμμετοχής του στη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι αλγόριθμοι υλοποιήθηκαν με την βοήθεια του υπολογιστικού και λογισμικού πακέτου της IBM το CPLEX ILOG Optimization Studio 12.5 , χρησιμοποιώντας προγραμματιστικές δομές όπως πίνακες και ανισοτικές γραμμικές σχέσεις περιορισμού. Οι γραμμικές μεταβλητές που αφορούν την ένταξη του ΥΒΣ αποτέλεσαν μέρος του μοντέλου που αναπτύχθηκε και περιγράφουν το ποσό ενέργειας που περιέχει ο σταθμός , τις ανάγκες άντλησης καθώς και τις δυνατότητες παραγωγής στη διάρκεια της ημέρας. 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 750MW, 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.



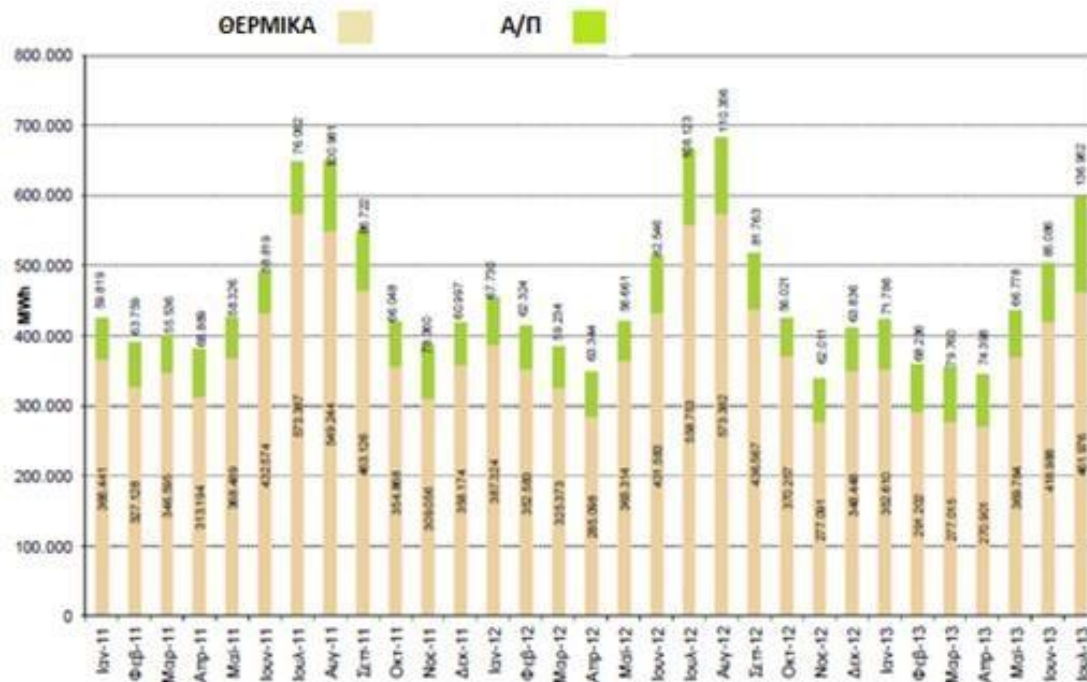
Πιο αναλυτικά, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα αυτόνομα ενεργειακά συστήματα της Ελλάδος διαμορφώνονται από τις παρακάτω συνθήκες:

- 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 ΜΔΝ για τα έτη 2011-2013 (Πληροφοριακό δελτίο ΔΕΔΔΗΕ)

ΜΗΝΑΣ	ΑΙΟΛΙΚΑ		ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ*		ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ		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

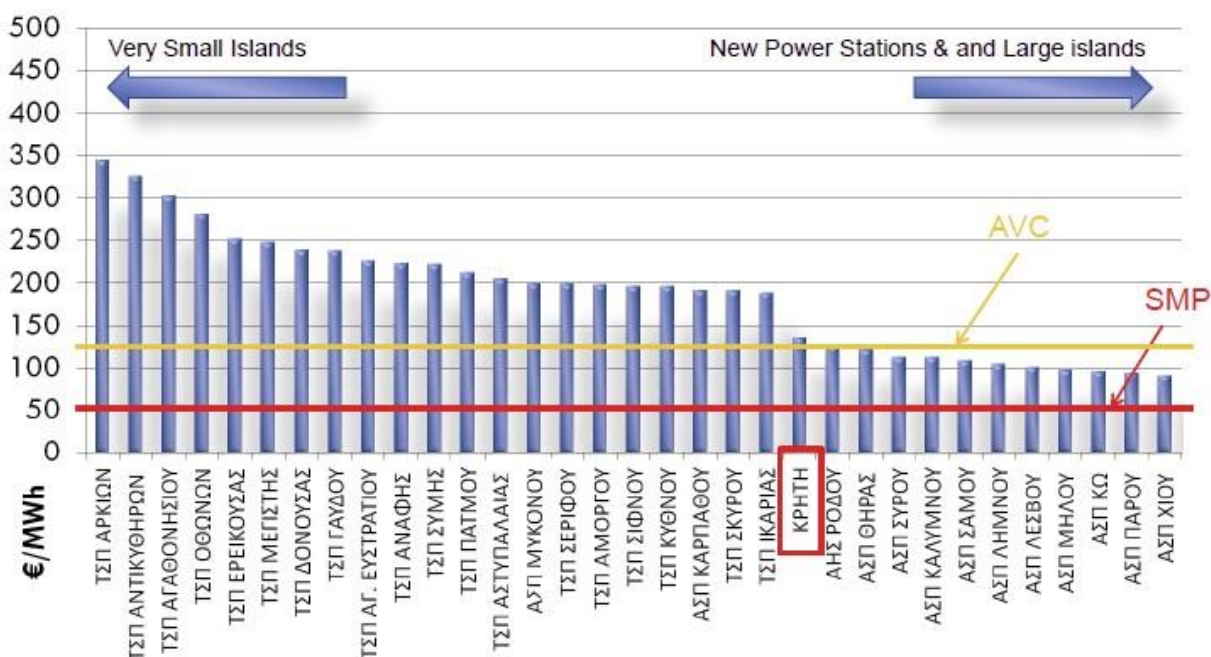
Πίνακας 2.1: Συγκεντρωτικά στοιχεία ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το Έτος 2012 (Πληροφοριακό δελτίο ΔΕΔΔΗΕ)

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.

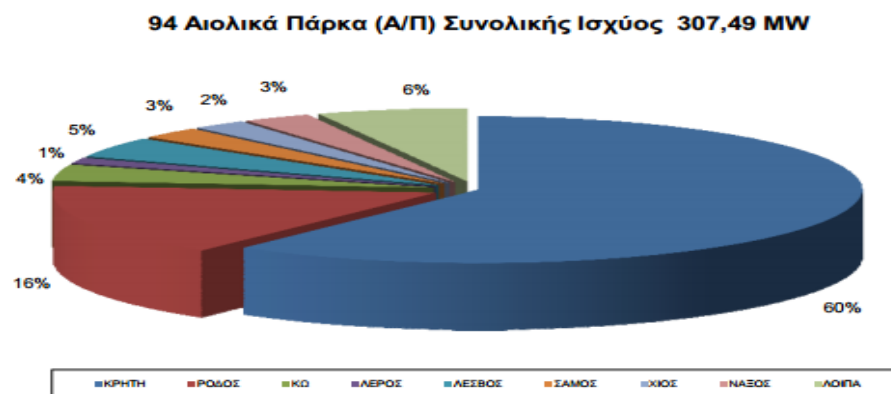


Σχήμα 2.2: Μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ανά νησιωτικό σύστημα, έτος 2010 [8]

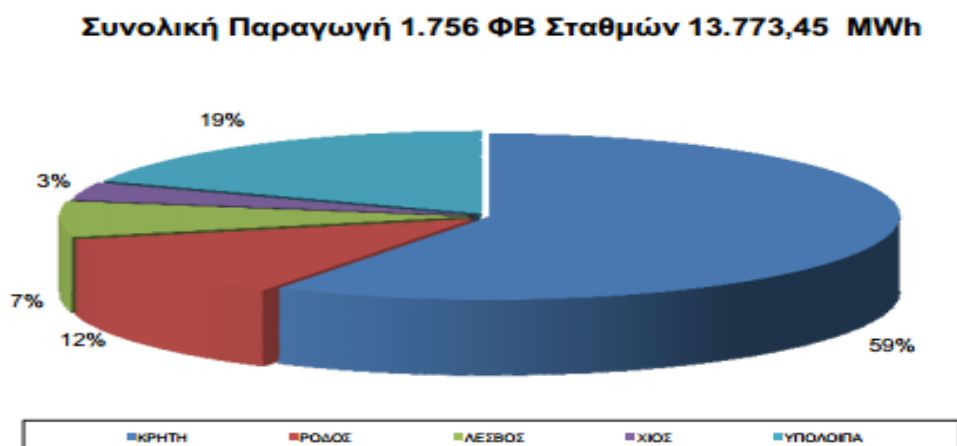
Το κόστος παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά είναι αρκετά υψηλό, σε σχέση με την ΟΤΣ. Μείωση του κόστους επιτυγχάνεται με τη βέλτιστη Διαχείριση και Ανάπτυξη της Παραγωγής, με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τον κατάλληλο σχεδιασμό των Δικτύων. [9] Ένας πολύ σημαντικός παράγοντας λοιπόν που 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 60%). 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.



Σχήμα 2.3: Ποσοστό συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από Α/Π στα ΜΔΝ το Φεβρουάριο 2014(Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο της ΔΕΗ)



Σχήμα 2.3.1: Ποσοστό συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από Φ/Β στα ΜΔΝ το Φεβρουάριο 2014(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 λειτούργησαν 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.

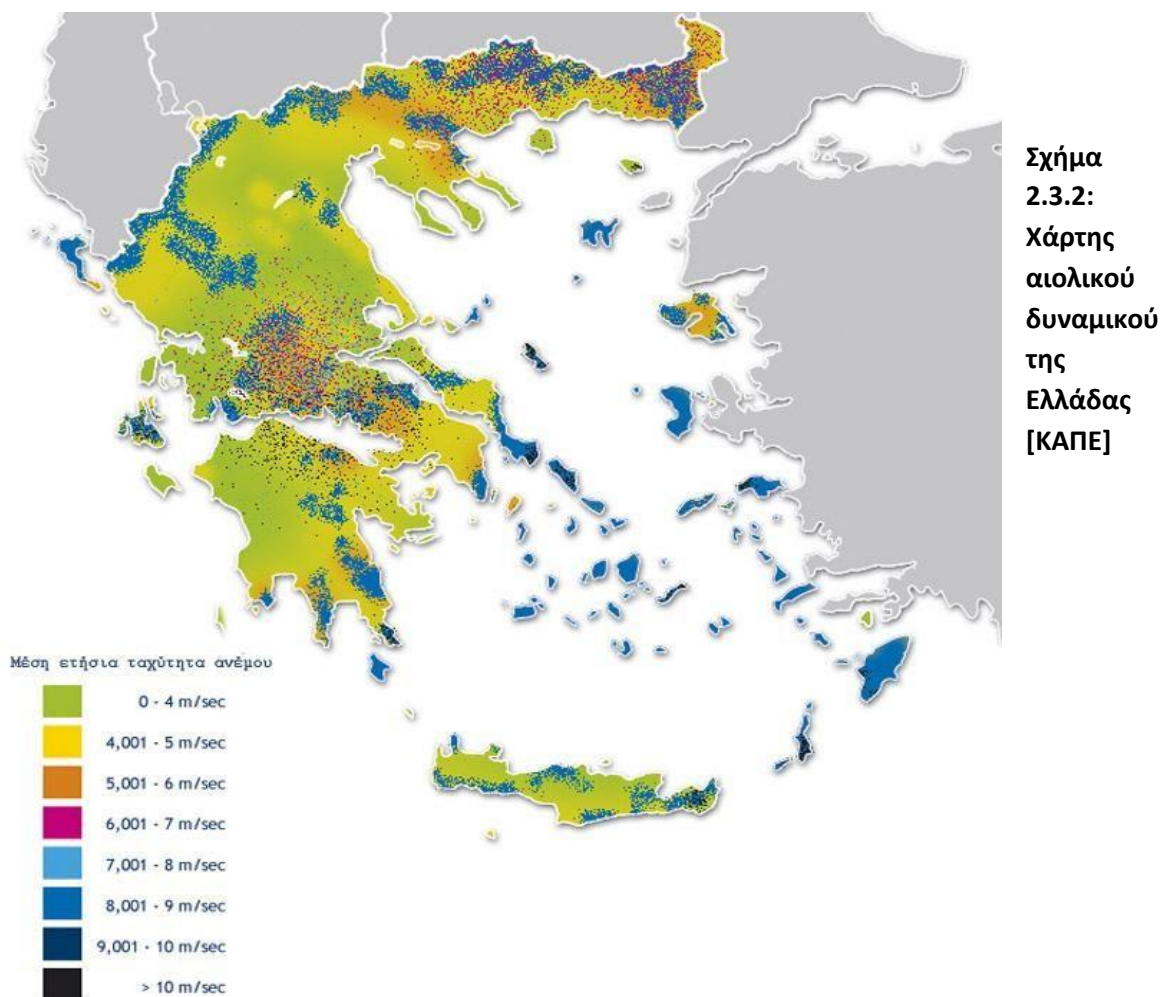
Με δεδομένη την ετήσια ενεργειακή απόδοση μιας ανεμογεννήτριας ή ενός αιολικού πάρκου, ο συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity Factor, CF) δίνεται από την σχέση:

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

E: Πραγματική Ετήσια Παραγόμενη Ενέργεια.

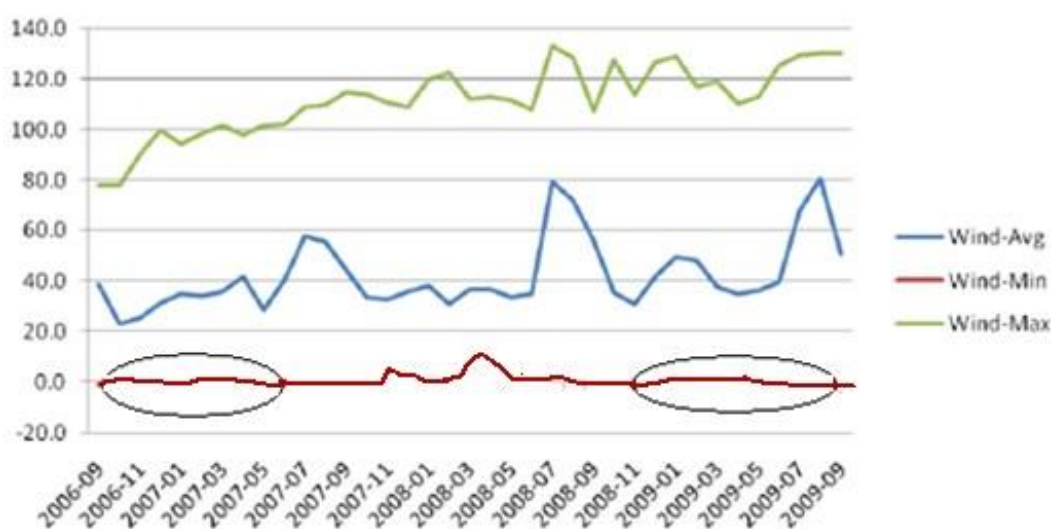
Pn: Ονομαστική Ισχύς Αιολικού Πάρκου.

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 ευνοϊκότατη 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.



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 και φωτοβολταϊκά

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 ισχύς, 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 διείσδυση 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 διείσδυση) και

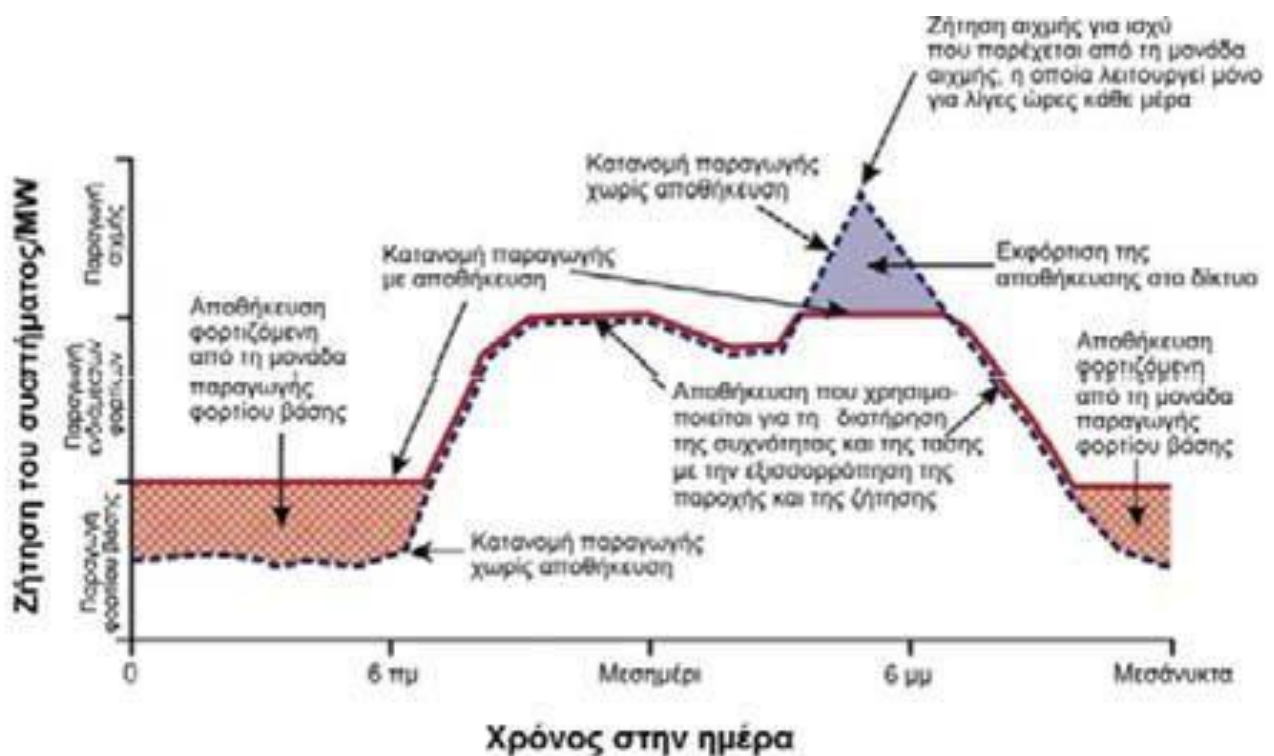
β) στις χρονικές περιόδους υψηλού φορτίου (υψηλής ζήτησης) και ιδιαίτερα στις αιχμές του φορτίου την διαθεσιμότητα μεγάλης ισχύος και ενέργειας μέσα σε σύντομο χρονικό διάστημα.

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. Για παράδειγμα, στην περίπτωση που το φορτίο του συστήματος μειωθεί σημαντικά πράγμα που συμβαίνει συνήθως τις νυχτερινές ώρες και το αιολικό δυναμικό κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα, 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 αποθηκευτεί 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 υδροστρόβιλοι 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]

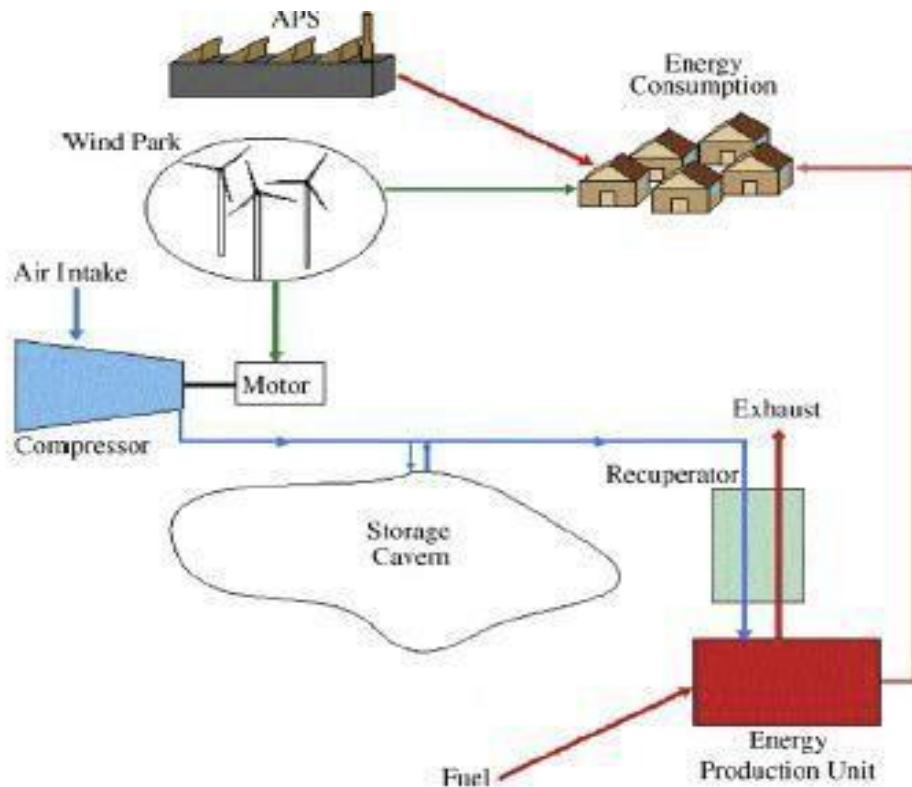
❖ υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα ή αερίου γενικότερα σε αεριοφυλάκιο (ΕΑΣΑ)

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 στρεφόμενη 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].

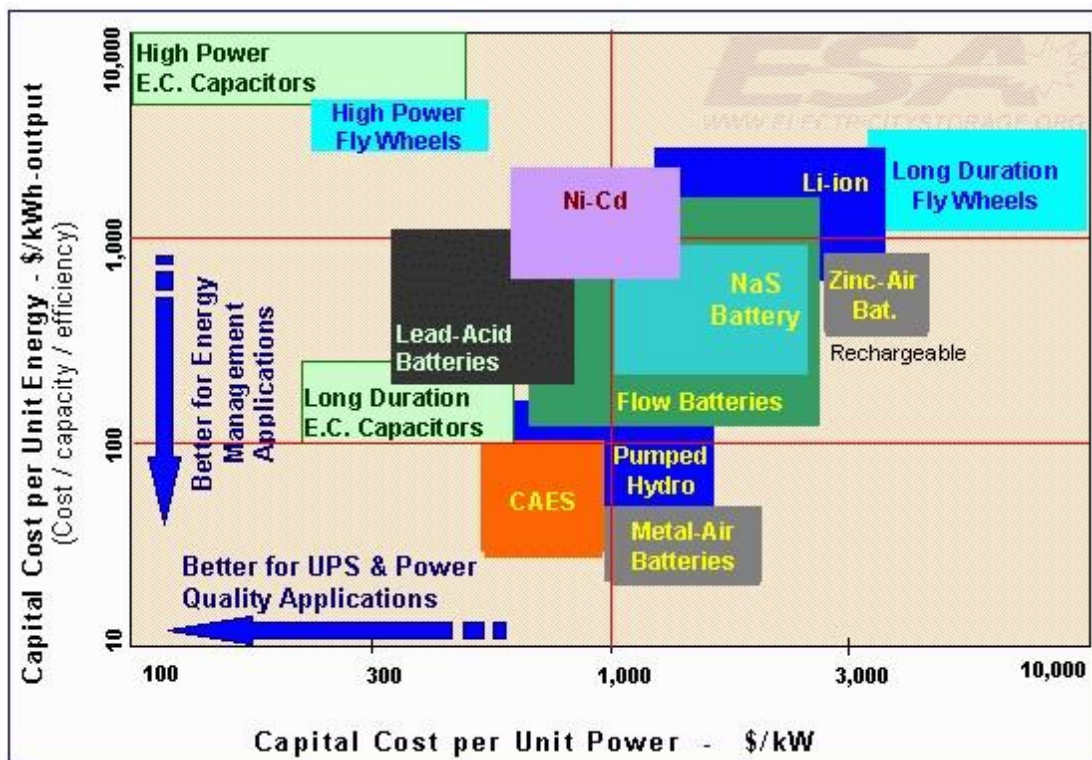
❖ Αποθήκευση με κυψέλες καυσίμου

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].

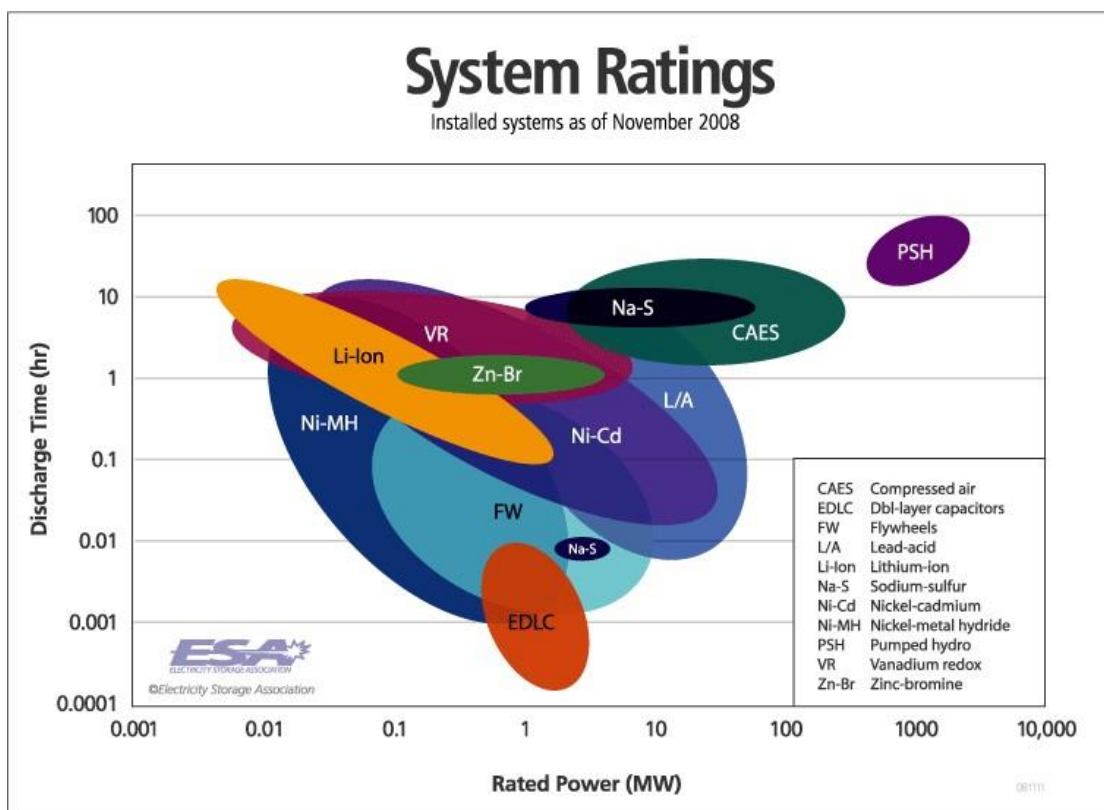
Υπάρχουν διάφοροι τύποι κυψέλων καυσίμου που χρησιμοποιούνται και μπορούν να καλύψουν ένα μεγάλο εύρος εφαρμογών. Οι κυψέλες καυσίμου αποτελούνται γενικά από δύο ηλεκτρόδια που περιβάλλονται από έναν ηλεκτρολύτη. Το οξυγόνο περνά από το ένα ηλεκτρόδιο και το υδρογόνο από το άλλο, παράγοντας ηλεκτρική 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 εξάρτηση 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

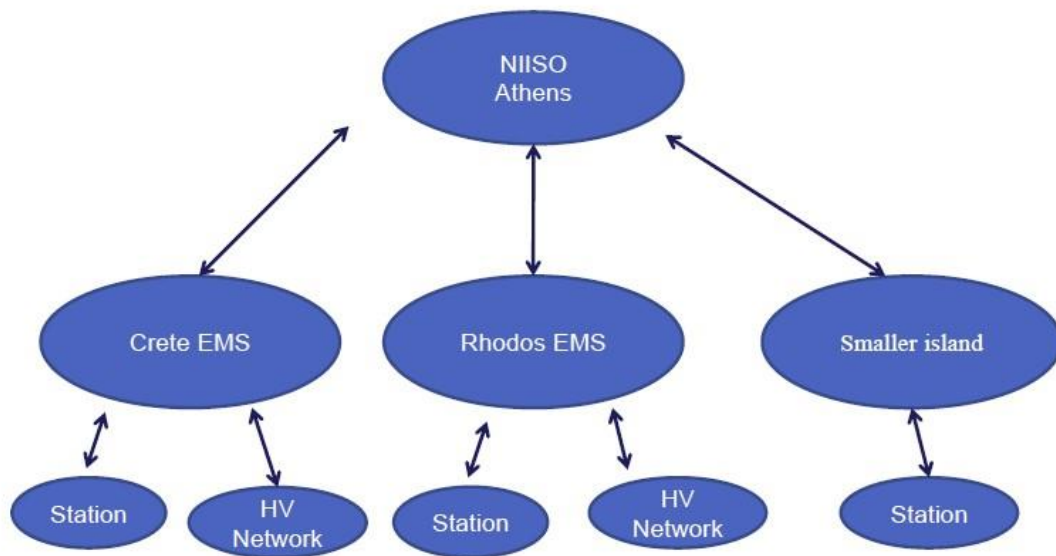
Με την ενσωμάτωση διαφορετικών τεχνολογιών σταθμών παραγωγής ηλ. ενέργειας σε αυτόνομα συστήματα είτε Α.Π.Ε (ηλιοθερμικοί σταθμοί (CSP), υβριδικοί σταθμοί (HPW)) είτε συμβατικών μονάδων, αυξάνεται η πολυπλοκότητα του ενεργειακού προγραμματισμού που απαιτείται από τον εκάστοτε Διαχειριστή του συστήματος.

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.

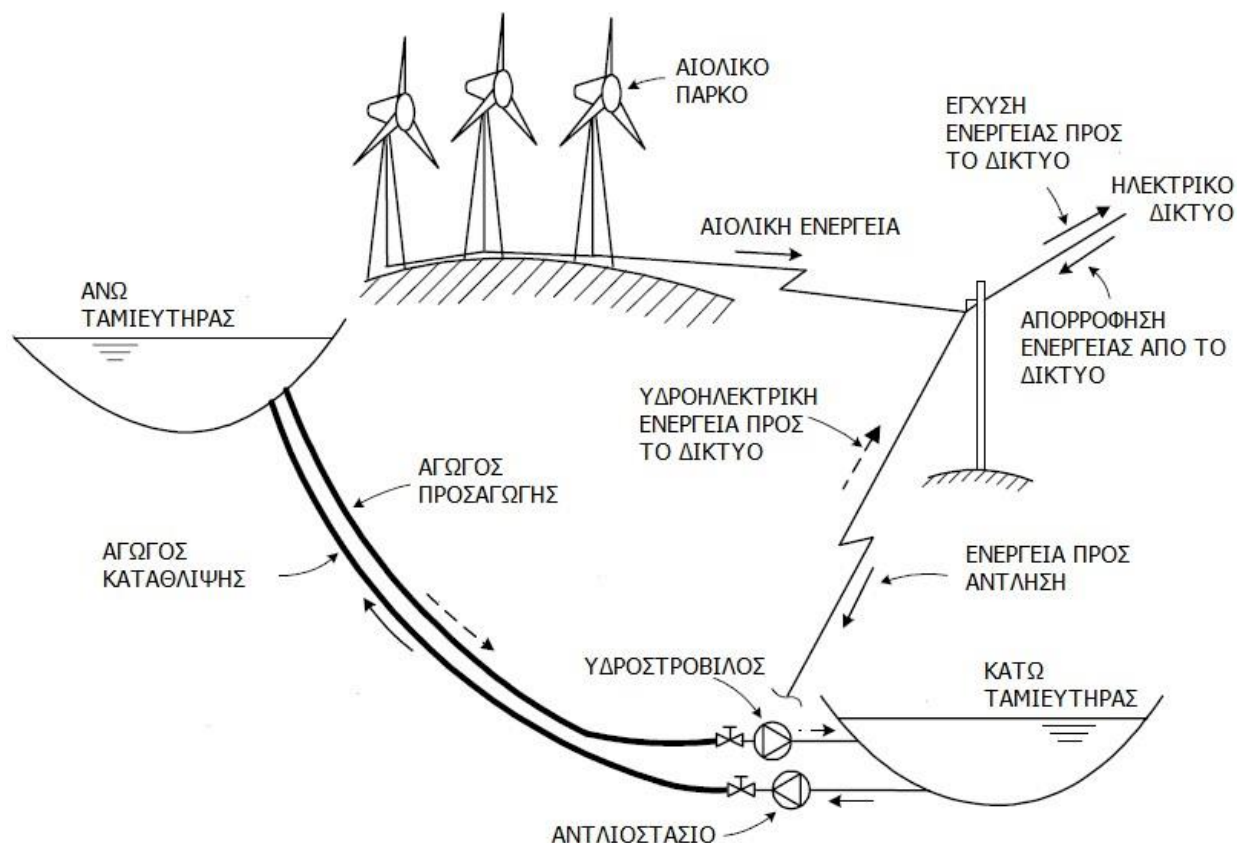
Η αποθηκευτική ικανότητα του ΥΒΣ συνήθως μετριέται σε ισοδύναμες ώρες λειτουργίας στην ονομαστική ισχύ των υδροστροβίλων. Στην περίπτωση σχετικά μεγάλων ΥΒΣ, εγγυημένης ισχύος μεγαλύτερης των 10MW, φυσικοί περιορισμοί και θέματα κόστους μειώνουν την αποθηκευτική ικανότητα σε λιγότερο από μία μέρα. Τιμές 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 σύμφωνα με τις προτεραιότητες του Διαχειριστή.

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

Αντλησιοαιολική συνεργασία: Η παραγόμενη αιολική ισχύς αξιοποιείται πλήρως για άντληση και αποθήκευση ενέργειας στην άνω δεξαμενή. Οι υδροστρόβιλοι 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.

Υδροαιολική συνεργασία: Η ισχύς του Α/Π του ΥΒΣ υποκαθιστά ισχύ υδροστρόβιλων 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]

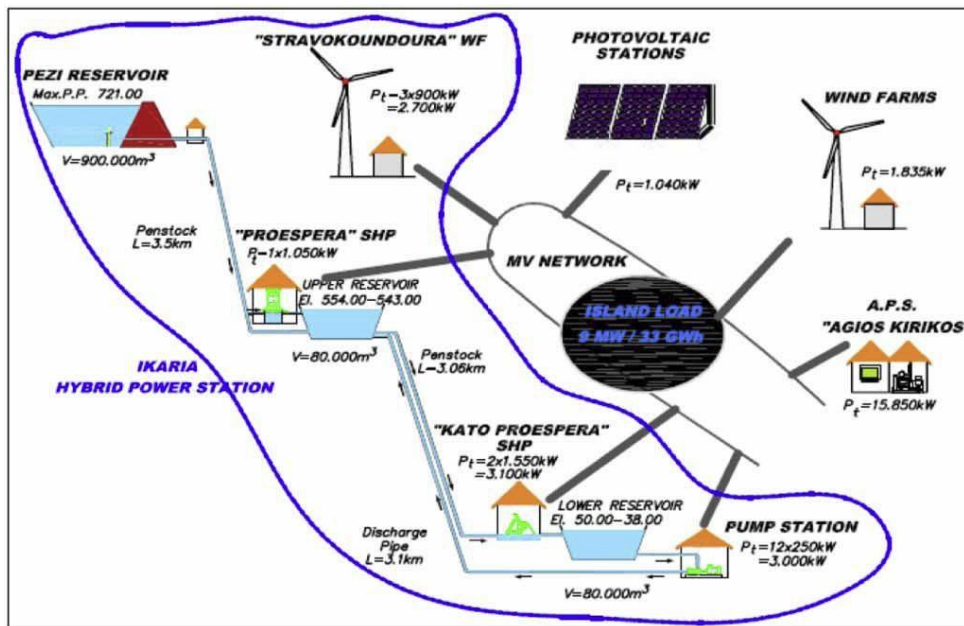
3.3 Υπάρχουσες Εφαρμογές σε διαδικασία υλοποίησης

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



(α)



(β)

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.

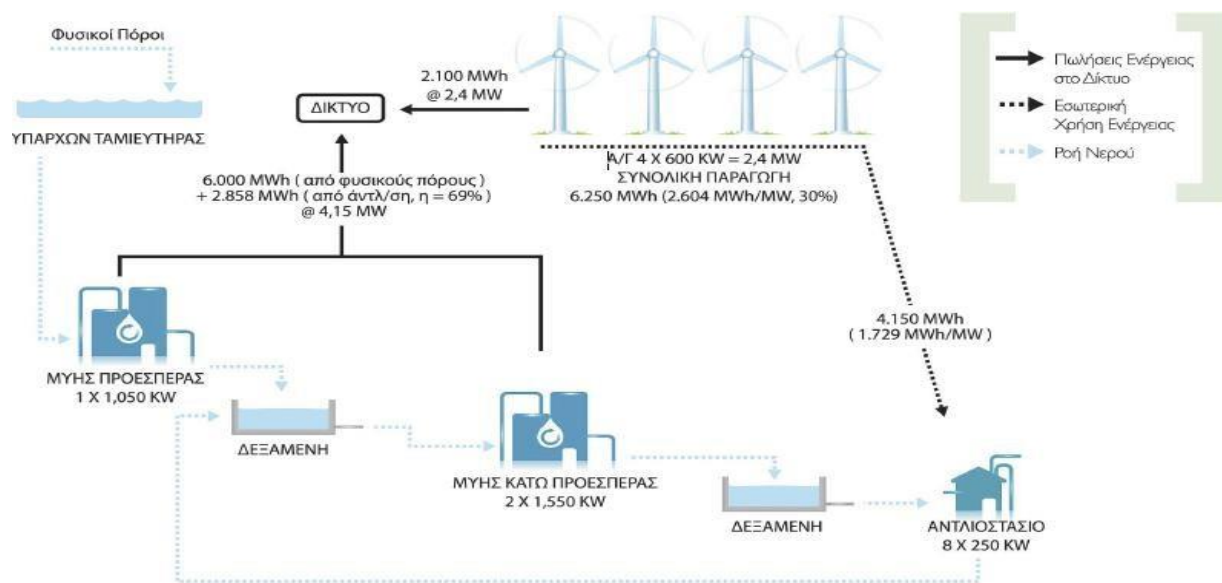
Τους μήνες Απρίλιο έως και Οκτώβρη το νερό του φράγματος θα διατίθεται αποκλειστικά για την ύδρευση και άρδευση της περιοχής. Αντίθετα, το νερό που θα βρίσκεται στην δεξαμενή της Κάτω Προεσπέρας θα μεταφέρεται μετά τις μεταμεσονύχτιες ώρες ανυψούμενο στη δεξαμενή της Άνω Προεσπέρας μέσω του αντλιοστασίου. 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 υδροστροβίλους 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 Maipaso.

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 Κανάρων 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 ανεκμετάλλετου 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.

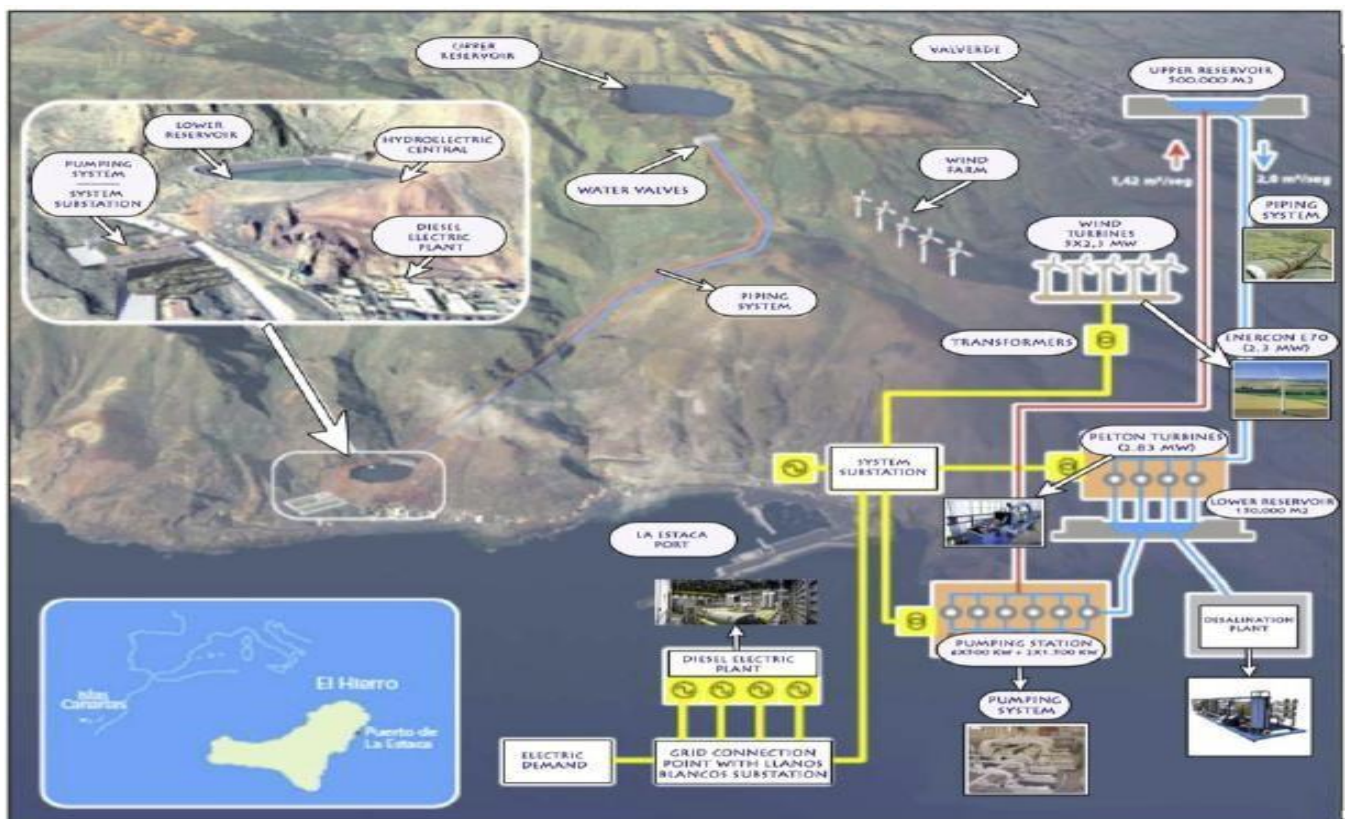
Λόγω της έλλειψης γλυκού νερού στην περιοχή, το 50% της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνεται στο νησί πηγαίνει στην υπάρχουσα μονάδα αφαλάτωσης για την παραγωγή νερού οικιακής και γεωργικής χρήσης.

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 m³ & τεχνητό κάτω ταμιευτήρα χωρητικότητας 200.000 m³ 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.

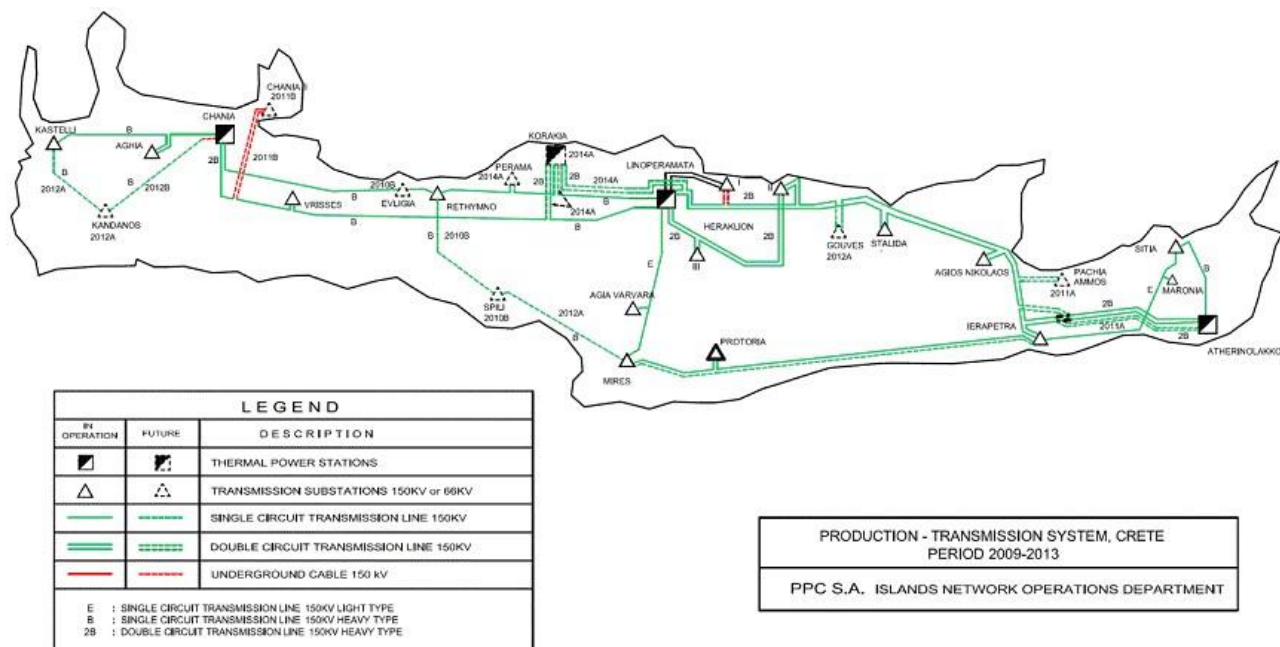
Κ Ρ Η Τ Η					
ΤΥΠΟΣ ΣΤΑΘΜΟΥ	ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Α/Π (MW)	ΤΥΠΟΣ ΣΤΑΘΜΟΥ	ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Α/Π (MW)
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	75	90,1	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	1.95	2,55
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	5,1	6,8	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	1.95	11,9
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ 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 αεριοστροβίλους και έναν ατμοστροβίλο (Αεριοστροβίλος VI, Αεριοστροβίλος VII και Ατμοστροβίλος του ΑΗΣ Χανίων). Τέλος, αναφέρεται ότι οι μονάδες Ατμοστροβίλος I του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων είναι εκτός λειτουργίας ενώ οι μονάδες Αεριοστροβίλος I του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων και ο Αεριοστροβίλος 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	Β.Κ.		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	Ε.Κ.		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	Β.Κ	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	Ειδική Ένταξη	Ειδική κατανάλωση (Kg/MWh)		
							50%	75%	100%
1	(ΑΕΡΙΟΣΤΡ.) Ι	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	A/Σ VI	43,00							
7	A/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 Α.Ε.	Βάρδια Ν. Χανίων	5,4
27	ENVITEC Α.Ε.	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	Οργανισμός Ανάπτυξης Σητείας Α.Ε.	Καμινάκια - Χορδάκι Λασιθίου	0,5
31	Άνεμος Αλκυόνης Α.Ε.Ε.	Προφήτης Ηλίας - Παπούρα Δ. Κισσάμου Χανίων	6,3

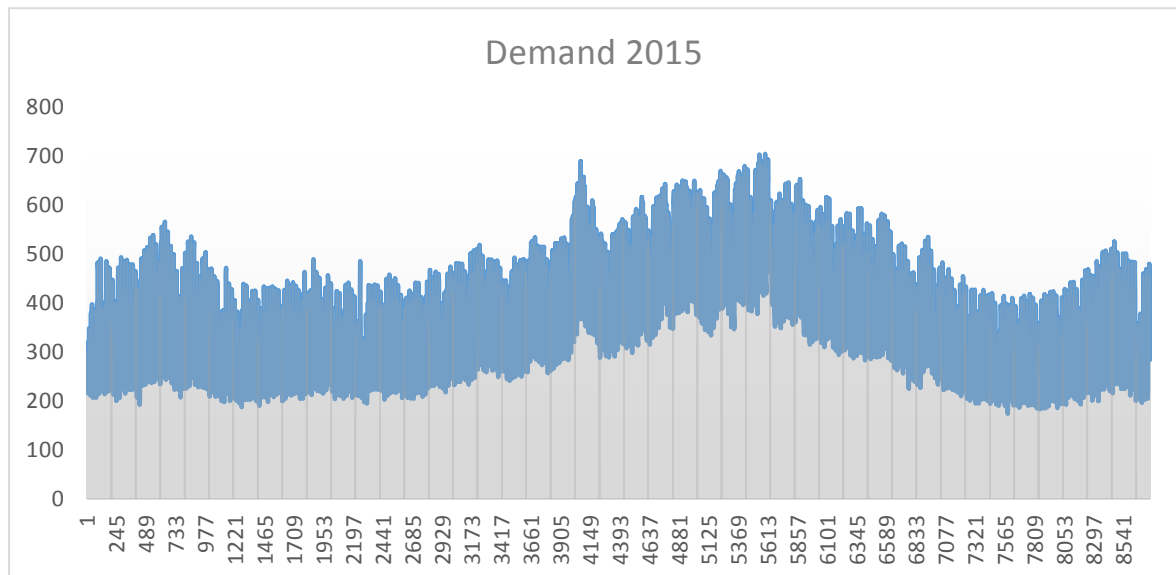
Πίνακας 4-4 Εγκατεστημένα αιολικά πάρκα στο νησί της Κρήτης

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

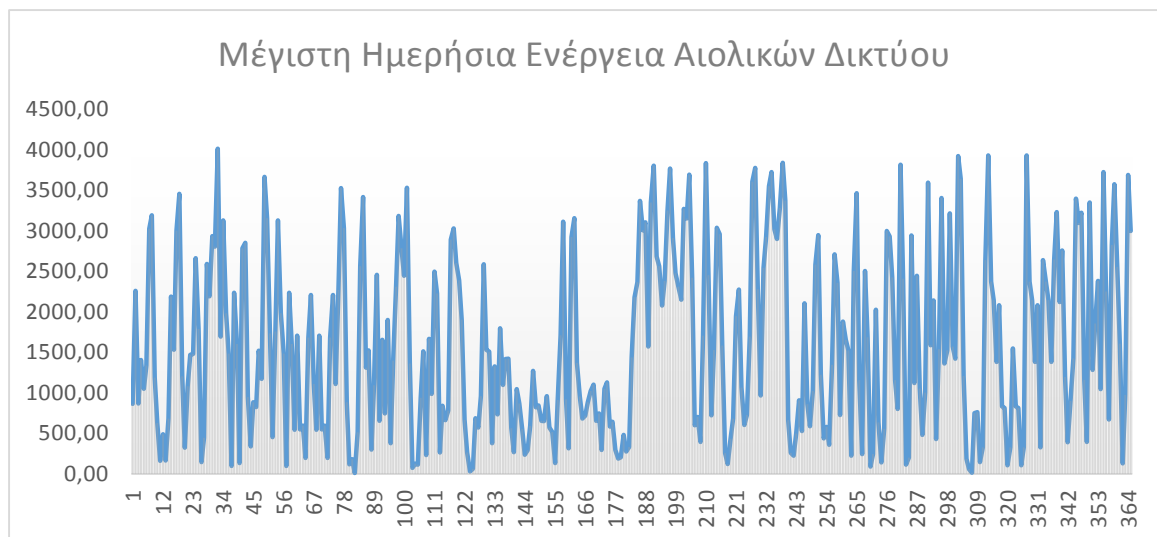
Πίνακας 4-5 Εγκατεστημένη ισχύς και αριθμός Φ/Β ανά νομό της Κρήτης

4.5 Προβλεπόμενη Ημερήσια Ζήτηση και παραγωγή Αιολικών Σταθμών εντός και εκτός Δικτύου.

Το μοντέλο που θα παρουσιαστεί στη συνέχεια χρησιμοποίησε σαν εισόδους την ωριαία προβλεπόμενη ζήτηση και το αιολικό δυναμικό για το έτος 2015. Το φορτίο εκφράζεται σε MW και το αιολικό δυναμικό σε MWh ανά ημέρα. Το μαθηματικό μοντέλο επεξεργάζεται τις χρονοσειρές εισόδου και διαχειρίζεται βέλτιστα την παραγωγή ικανοποιώντας πάντα το ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος.

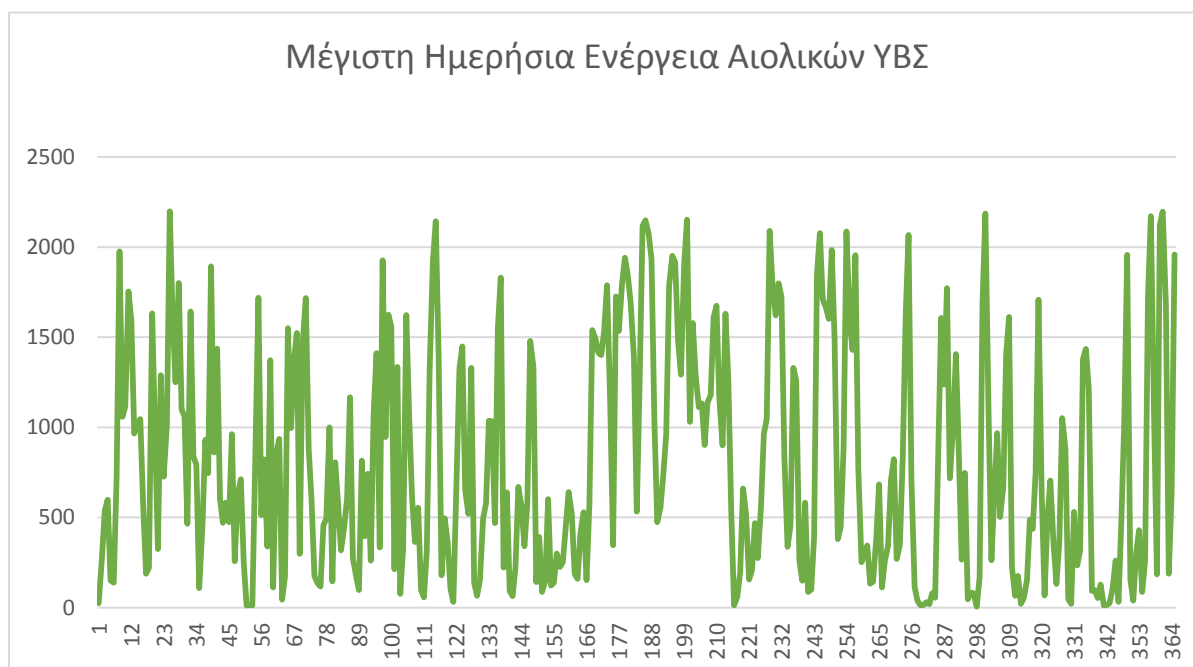
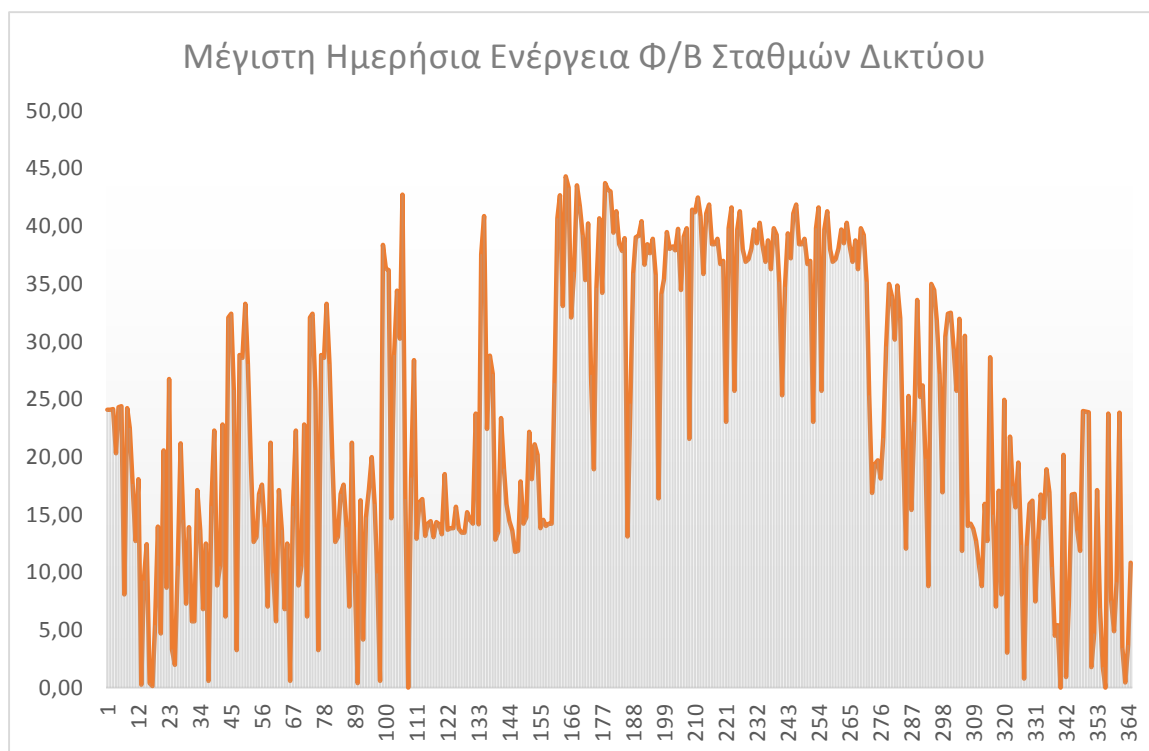


Πίνακας 4-6 Ωριαίο φορτίο Συστήματος Κρήτης για το έτος 2015



Πίνακας 4-7 Μέγιστη Ημερήσια Ενέργεια Αιολικών Σταθμών Δικτύου

Πίνακας 4-8 Μέγιστη Ημερήσια Ενέργεια Φ/Β Σταθμών Δικτύου



Πίνακας 4-7 Μέγιστη Ημερήσια Ενέργεια Αιολικών Σταθμών Δικτύου

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 ιδιοτεροτήτων 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 μεσάνυχτα 00:00 της ημέρας που αφορά και ολοκληρώνεται τα μεσάνυχτα 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 2 Εγγυημένη 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 υποκείμενες σε εντολές ελέγχου της αποδιδόμενης ισχύς

² Ισοδύναμη ενέργεια πλήρους φόρτισης των ελεγχόμενων μονάδων ΥΒΣ στην Εγγυημένη ισχύ για προκαθορισμένο (στους όρους οικείας αδείας 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. (άρθρ. 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 ατομικής 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 πετρελαίου 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:

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

, 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,

$\sum_{RES} P_{ni}$: 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:

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

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

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

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 αντανakλά 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 αιχμής¹ 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 (υδροαioλική συνεργασία), τότε αυτή τιμολογείται κατά το ήμισυ ως ΑΠΕ και κατά το υπόλοιπο ήμισυ ως ενέργεια ελεγχόμενων μονάδων ΥΒΣ (ουσιαστικά η

¹ Μονάδες Αιχμής θεωρούνται αυτές που λειτουργούν για χρονικό διάστημα μικρότερο του 30% του έτους αναφοράς.

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 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 βάσης² του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος του ΜΔΝ κατά τον χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής.

² Μονάδες βάσης θεωρούνται αυτές που λειτουργούν περισσότερο του 70% του έτους αναφοράς.

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:

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

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

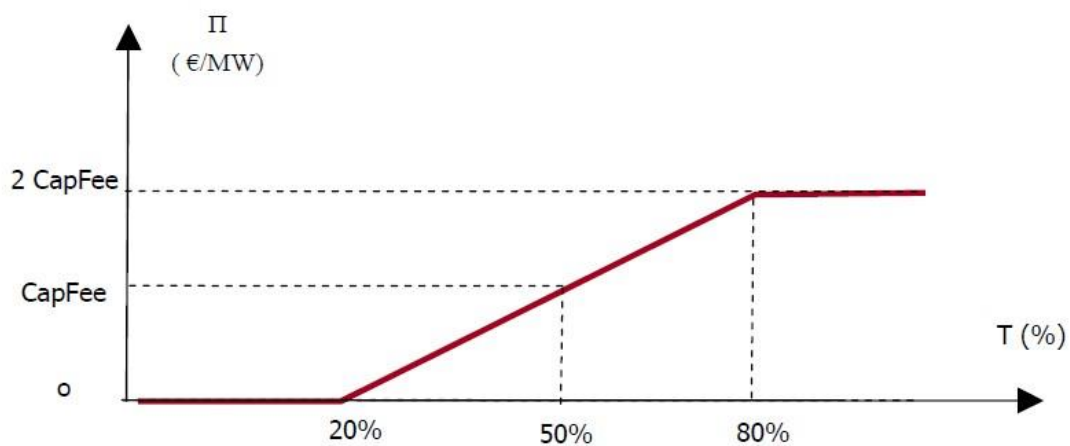
E_G : Η εγγυημένη ενέργεια του ΥΒΣ

, d : η E_{RT} 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 ή 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: Παρουσίαση Αναλυτικού Μαθηματικού Μοντέλου Προσομοίωσης του Αυτόνομου Συστήματος της Κρήτης με χρήση ενός ΥΒΣ

6.1 Γενικά για τον Μαθηματικό Προγραμματισμό

Ο μαθηματικός προγραμματισμός είναι μια τεχνική μοντελοποίησης που χρησιμοποιείται ως ένα πολύ χρήσιμο εργαλείο στον τομέα των συστημάτων αποφάσεων και διοίκησης αλλά και ως τεχνική βελτιστοποίησης. Το πρώτο βήμα για την κατασκευή ενός μοντέλου είναι η ταυτοποίηση του προβλήματος καθώς και οι δυνατές επιλογές απόφασης. Στη συνέχεια ορίζεται ένα σύνολο μεταβλητών το οποίο εκφράζει τα διάφορα μεγέθη που επηρεάζουν το πρόβλημα. Οι μεταβλητές αυτές είναι απαραίτητες για τον έλεγχο και τη βελτιστοποίηση του συστήματος. Αφού οριστούν και τα δεδομένα του προβλήματος αναπτύσσεται ένα σύνολο περιορισμών που στοχεύει στη θεσμοθέτηση μιας ρεαλιστικής απεικόνισης της λειτουργίας του συστήματος και περιέχει εξισώσεις όπου εμπλέκονται πολλές μεταβλητές και δεδομένα. Τέλος δημιουργείται η αντικειμενική συνάρτηση η οποία ορίζει το μέγεθος ή την έκφραση μεγεθών που ο χρήστης θέλει να βελτιστοποιήσει.

Ένα τμήμα του μαθηματικού προγραμματισμού είναι και ο γραμμικός προγραμματισμός που περιέχει μόνο γραμμικές σχέσεις και εξισώσεις μεταξύ των μεταβλητών. Στο πρόβλημα έχει χρησιμοποιηθεί η μέθοδος του μικτού ακεραίου γραμμικού προγραμματισμού (Mixed Integer Linear Programming) η οποία χρησιμοποιεί ακεραίους ακόμα και δυαδικές εκφράσεις. Για να μοντελοποιηθεί σωστά ένα πρόβλημα πρέπει να οριστούν τα παρακάτω μεγέθη :

1. Το σύνολο των δεδομένων και των δεικτών του προβλήματος.
2. Το σύνολο των μεταβλητών και των μεγεθών από τα οποία εξαρτώνται
3. Το σύνολο των γραμμικών περιορισμών που οριοθετούν τις καταστάσεις λειτουργίας και δίνουν αποδεκτές λύσεις.
4. Η αντικειμενική συνάρτηση ανάλογα με το αν ο χρήστης θέλει να μεγιστοποιήσει ή να ελαχιστοποιήσει μία ποσότητα.

6.2 Παρουσίαση του προβλήματος

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης που δημιουργήθηκε, παράχθηκε και υπολογίστηκε στο περιβάλλον του προγράμματος IBM ILOG CPLEX OPTIMIZATION STUDIO με τη χρήση δυσδιάστατων και τρισδιάστατων πινάκων αλλά και τους κατάλληλους δείκτες που διαβάζουν και εκτελούν τις εντολές.

Ακολουθώντας τη δομή που αναφέρθηκε το παρακάτω μοντέλο προσομοιώνει τη λειτουργία των Θερμικών-Συμβατικών μονάδων του Νησιού της Κρήτης με τα δεδομένα λειτουργίας τους όπως αυτά παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 4. Επίσης μοντελοποιήθηκε και η λειτουργία των μονάδων ΑΠΕ του νησιού με τους τεχνικούς και οικονομικούς περιορισμούς που τους ακολουθούν. Τέλος μοντελοποιήθηκε και η χρήση ενός ΥΒΣ αποτελούμενο από το αιολικό πάρκο του τις κατανεμημένες και τις αποθηκευτικές μονάδες του όπως επίσης και τα απαραίτητα στοιχεία λειτουργίας του συστήματος και του φορτίου ζήτησης.

Γενική φιλοσοφία του μοντέλου είναι να παράγει αποτελέσματα ανά ημέρα κατανομής και διακριτά ανά ώρα μέσα στην ημέρα προσπαθώντας να επιτύχει ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής με ταυτόχρονη μέγιστη αξιοποίηση των διαθέσιμων αιολικών και μείωση των περικοπών ΑΠΕ. Διάφορα σενάρια και συνδυασμοί αναπτύχθηκαν ανάλογα με τα διαθέσιμα δεδομένα διαφορετικών ημερών με ιδιάζοντα χαρακτηριστικά όπως για παράδειγμα Υψηλή ζήτηση με χαμηλή αιολική δυναμικότητα. Σαν είσοδος του προβλήματος χρησιμοποιήθηκαν οι χρονοσειρές φορτίου, ΑΠΕ που ανήκουν στο δίκτυο και συμβάλλουν στο ενεργειακό ισοζύγιο και των Αιολικών που ανήκουν στον ΥΒΣ. Το μοντέλο που θα αναλυθεί ευθύς αμέσως παράγει λύσεις ανάλογα με το μέγεθος που ο χρήστης θέλει να βελτιστοποιήσει.

6.3 Ανάλυση Δεικτών και Ομάδων (Set and Indices)

Οι δείκτες είναι σύνολα διακριτών ακεραίων τιμών με συγκεκριμένο εύρος και καθορισμένες αρχικές και τελικές τιμές, από τους οποίους εξαρτώνται οι μεταβλητές και διάφοροι πίνακες δεδομένων. Συγκεκριμένα στο πρόβλημα μας έχουμε ορίσει τους παρακάτω:

- ❖ T : Η ώρα κατανομής. Συνολικά υπάρχουν n ώρες και η αρχική τιμή είναι η ώρα 1 ενώ η τελική είναι η ώρα n στην οποία το μοντέλο φτάνει έχοντας σταθερό ωριαίο βήμα. Για αυτό το χρονικό διάστημα παράγονται αποτελέσματα και όλα τα σχετικά μεγέθη εκφράζονται συναρτήσει του χρόνου. Στο μοντέλο μας το βήμα είναι ωριαίο ενώ το συνολικό διάστημα ορίζεται 24 ώρες. Για σκοπούς αρχικοποίησης βέβαια έχει δημιουργηθεί και ένα δεύτερο εύρος που περιλαμβάνει και την ώρα 0 η οποία αντιπροσωπεύει την τελευταία ώρα της

προηγούμενης ημέρας έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η μαθηματική συνέχεια στην επίλυση του προβλήματος.

- ❖ *B*: Αποτελεί το αριθμό μπλοκ ισχύος ή αλλιώς το σημείο λειτουργίας μια συμβατικής θερμικής μονάδας. Τυπικά μια μονάδα έχει από 7-10 σημεία λειτουργίας. Ωστόσο στη περίπτωση μας χρησιμοποιούνται τρεις καταστάσεις λειτουργίας για να παρατηρηθούν οι διαφορές που προκύπτουν ανάλογα το επίπεδο λειτουργίας. Το 1 μπλοκ είναι το 50% της ονομαστικής ισχύος, το 2 είναι το 75% και το 3 είναι το 100% της ονομαστικής ισχύος. Τα σημεία αυτά αποτυπώνονται βέλτιστα στη καμπύλη ισχύος μας γεννήτριας.
- ❖ *th*: Παίρνει τιμές από 1 έως και 25 και η μετάβαση γίνεται διακριτά με κάθε αριθμό να αντικατοπτρίζει μία από τις θερμικές μονάδες του νησιού ανεξαρτήτως τύπου (Μ.Ε.Κ, ΑΤΜ, ΑΣ) ή καυσίμου (Diesel, Mazut). Για παράδειγμα η $th=1$ είναι η ατμοηλεκτρική μονάδα με αύξοντα αριθμό $N^0 1$ του Αθερινόλακκου.
- ❖ *wr*: ο δείκτης αυτός παίρνει δυο τιμές. Η πρώτη τιμή για $wr=1$ αφορά τα αιολικά του δικτύου που συμμετέχουν άμεσα στο ενεργειακό ισοζύγιο. Ο δείκτης περιέχει το σύνολο των αιολικών του νησιού και δεν ξεχωρίζει τοποθεσίες και ονομαστικές ισχύεις διαφόρων πάρκων. Για την τιμή 2 του δείκτη αυτού απεικονίζονται τα αιολικά που ανήκουν στον υβριδικό σταθμό παραγωγής που χρησιμοποιούμε στο μοντέλο. Σημειώνεται ότι αυτό το αιολικό πάρκο είναι ονομαστικής ισχύος 100 MW.
- ❖ *pn*: Παίρνει μόνο μία τιμή για $pn=1$ και αντικατοπτρίζει το σύνολο των Φ/Β πάρκων του νησιού που συνεισφέρουν και αυτά στην κάλυψη του φορτίου του συστήματος.
- ❖ *hu*: Είναι το εύρος των υβριδικών σταθμών. Στο πρόβλημα μας επειδή χρησιμοποιούμε μόνο έναν υβριδικό η τιμή που παίρνει είναι 1. Χώρις αμφιβολία όμως ο δείκτης δημιουργήθηκε για να παριστάνει ένα μεγαλύτερο πλήθος Υβριδικών Σταθμών παραγωγής.
- ❖ *hg*: Αναπαριστά τις κατανεμημένες μονάδες του ΥΒΣ. Παίρνει διακριτές τιμές από 1-3 αφού ο συγκεκριμένος σταθμός έχει τρεις τέτοιες γεννήτριες. Σε μια γενικότερη περίπτωση με περισσότερους ΥΒΣ ο δείκτης και πάλι εκφράζει το σύνολο όλων των κατανεμημένων μονάδων του συστήματος. Ουσιαστικά στη περίπτωση των υβριδικών αυτός ο δείκτης αναφέρεται σε υδροστροβιλική ισχύ και γεννήτριες που ανήκουν στον ΥΗΣ του ΥΒΣ.
- ❖ *hs*: Εκφράζει τις αποθηκευτικές μονάδες του υβριδικού. Στο πρόβλημα αυτό ο ΥΒΣ που χρησιμοποιείται έχει 8 μονάδες αποθήκευσης. Συνεπώς ο δείκτης παίρνει τιμές από 1 που είναι η πρώτη μονάδα έως και την τελευταία για

hs=8.Ομοίως σε περίπτωση με περισσότερους ΥΒΣ ο δείκτης εκφράζει όλες τις πανομοιότυπες μονάδες.

- ❖ *rsv*: Αποτελεί δομή (string) που αναφέρεται στον τύπο εφεδρείας ανάλογα τη περίπτωση. Παίρνει δύο τιμές up και down.Για *rsv*=up γίνεται αναφορά στο πάνω όριο εφεδρείας ή αλλιώς θετικό ενώ στη δεύτερη περίπτωση για *rsv*=down αναφέρεται η κάτω ή αρνητική εφεδρεία.

6.4 Παράμετροι και Πίνακες Δεδομένων

Στο σημείο αυτό παρουσιάζονται τα δεδομένα του προβλήματος αλλά και τον τρόπο με τον οποίο οργανωθήκανε για μεγαλύτερη ευελιξία και αποτελεσματικότητα στη χρήση τους. Θα αναλυθούν ξεχωριστά οι δομές και τα δεδομένα για τις Θερμικές μονάδες για τις ΑΠΕ τον ΥΒΣ και για το σύστημα.

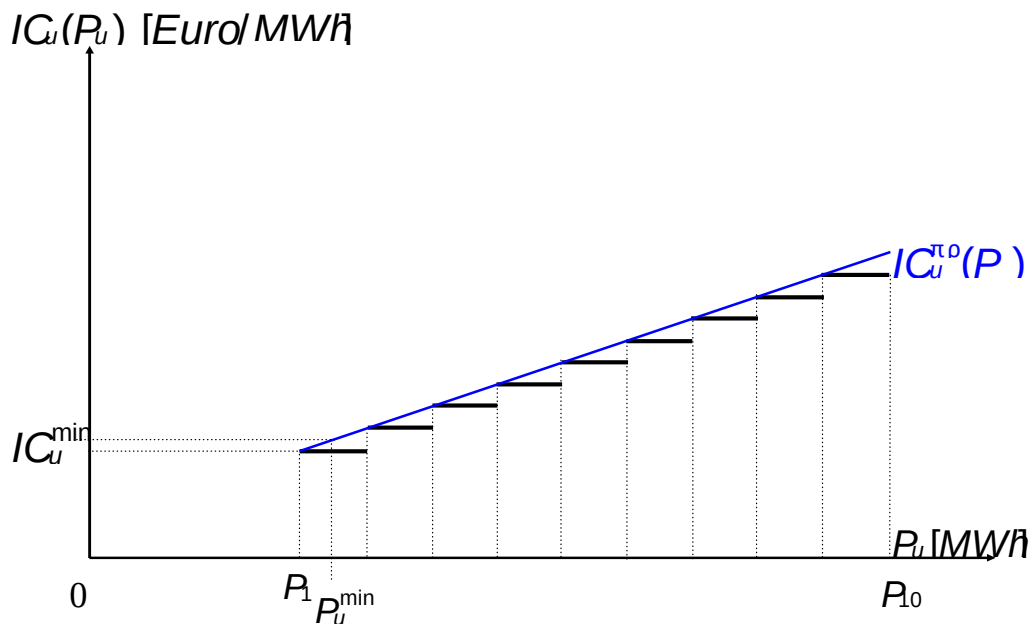
6.4.1 Δεδομένα Θερμικών-Συμβατικών Μονάδων

Ακολουθούν τα στοιχεία των συμβατικών μονάδων παραγωγής:

- ✓ $Q_{th,b}^{Block}$: Η διαφορική ισχύς ανά μονάδα και ανά μπλοκ. Αποτελεί έναν πίνακα διαστάσεων 25×3 καθώς ορίζεται η διαφορική ισχύς για κάθε θερμική μονάδα σε κάθε κατάσταση λειτουργίας. Για παράδειγμα για την $Q[1][1]$ που είναι η ατμοηλεκτρική μονάδα νούμερο ένα του Αθρινόλακκου ορίζεται για το πρώτο μπλοκ λειτουργίας ως μέγιστη ισχύ το 50% της ονομαστικής ισχύς που είναι 43,2 MW. Με άλλα λόγια το $Q[1][1] = 21,6$ MW. Για τον υπολογισμό του $Q[1][2]$ δηλαδή της ισχύος για το δεύτερο μπλοκ λειτουργίας (75%) υπολογίζουμε το σύνολο της ισχύος που μπορεί να παραχθεί στο σημείο αυτό που είναι $75\% \times 43,2 \text{ MW} = 32,4$ MW και από αυτό το ποσό αφαιρούμε το αθροιστικό ποσό ισχύος από τα προηγούμενα σημεία λειτουργίας δηλαδή το 21,6 MW. Προκύπτει ότι το $Q[1][2] = 10,8$ MW και αποτελεί το διαφορικό ποσό ισχύος για το δεύτερο μπλοκ. Ομοίως προκύπτει και το $Q[1][3]$ αφαιρώντας από το συνολικό ποσό ισχύος της μονάδας (100%) το άθροισμα των δύο προηγούμενων (21,6 + 10,8) και προκύπτει ότι $Q[1][3] = 10,8 \text{ MW}$. Με άλλα λόγια : $Q[th][b] = P[th][b] - \sum_{i=1}^{b-1} P[th][b]$

- ✓ $IncCost_{th,b}$: Η πιο σημαντική παράμετρος είναι το Διαφορικό κόστος ανά μονάδα και ανά μπλοκ λειτουργίας και εκφράζεται σε Ευρώ/MWh. Το Διαφορικό Κόστος $IncCost$ μιας θερμικής μμονάδας th σε δεδομένο επίπεδο καθαρής παραγωγής είναι η πρώτη παράγωγος του Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας στο συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής. Στη περίπτωση μας είναι ένας πίνακας με διαστάσεις 25×3 καθώς κάθε μονάδα έχει τρία σημεία λειτουργίας για τα οποία υπάρχει και διαφορετικό διαφορικό κόστος. Ο τρόπος υπολογισμού βασίζεται στην διαφορική ισχύ μιας μονάδας και στο επιπλέον κόστος που χρειάζεται να δαπανηθεί μέσω της χρήσης καυσίμου ώστε μια μονάδα που λειτουργεί σε ένα συγκεκριμένο επίπεδο λειτουργίας να μεταβεί σε ένα άλλο σημείο της καμπύλης ισχύος της. Η χρήση της συγκεκριμένης τεχνικής μας βοηθάει πολύ στη βελτιστοποίηση των επιλογές του συστήματος ανάλογα το σημείο λειτουργίας. Για παράδειγμα αν μία μονάδα φτάσει στο 50% της ονομαστικής ισχύος της γνωρίζοντας το επιπλέον κόστος που χρειάζεται για να μεταβεί στο επόμενο μπλοκ μπορεί να ο διαχειριστής να αποφασίσει είτε τη στροφή σε άλλες μορφές ενέργειας είτε να κρίνει ότι τον συμφέρει να επιβαρυνθεί με το επιπλέον αυτό κόστος και να καλυφθούν οι ανάγκες του συστήματος μέσω των θερμικών μονάδων και όχι άλλων τεχνολογιών που διαθέτει το σύστημα.

Στο παρακάτω διάγραμμα απεικονίζεται η φιλοσοφία του διαφορικού κόστους μίας μονάδας :



Αναλυτικά ο υπολογισμός του διαφορικού κόστους γίνεται όπως υποδεικνύει ο παρακάτω πίνακας :

Μπλοκ παραγωγής	1(50%)	2(75%)	3(100%)
<i>Ισχύς Μπλοκ (kW)</i>	21600	32400	43200
<i>Κατανάλωση Μπλοκ (kg fuel)</i>	5637,6	8035,2	10152
<i>Εκπομπές CO2 kgCO2</i>	17527,2984	24981,4368	31562,568
<i>Συνολικό Κόστος (€)</i>	2684,6	3832,8	4851,6
<i>Μεταβλητό Κόστος (€/kWh)</i>	0,124	0,118	0,112
Διαφορική Ισχύς Μπλοκ (kW)	21600	10800	10800
Διαφορικό Κόστος (€/kWh)	0,124	0,106	0,094
1	21600		2684,612
2	5421		576,32594
3	0		0
π.χ. κόστος στα	KW= 27021		3260,938

Για τον υπολογισμό του διαφορικού κόστους λοιπόν ακολουθούνται τα εξής βήματα

1. Αρχικά θεωρείται η πλήρη ισχύ των 3 μπλοκ ως τα ανάλογα ποσοστά επί της ονομαστικής ισχύος της μονάδας.
2. Στη συνέχεια υπολογίζεται η κατανάλωση μπλοκ ισχύος σε Kg καυσίμου πολλαπλασιάζοντας την ειδική κατανάλωση του μπλοκ(Kg/KWh) με την ισχύ του(KW):

$$\text{Κατανάλωση Μπλοκ}(kg \text{ fuel}) = \text{Ειδική Κατάναλωση} \left(\frac{kg}{KW} \right) * \text{Ισχύς}(KW)$$

3. Ταυτόχρονα υπολογίζονται και οι εκπομπές CO₂ σε κιλά πολλαπλασιάζοντας τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα με την ισχύ του μπλοκ :

$$\text{Εκπομπές CO2}(kgCO2) = \text{Εκπόμπες} \left(\frac{kgCO2}{kg \text{ fuel}} \right) * \text{Κατανάλωση Μπλοκ}(kg \text{ fuel})$$

4. Το επόμενο βήμα είναι ο υπολογισμός του συνολικού κόστους του μπλοκ ισχύος που μελετάται προσθέτοντας το κόστος καυσίμου , το λειτουργικό κόστος και το κόστος εκπομπών του συγκεκριμένου σημείου λειτουργίας :

Κόστος Μπλοκ(€)

$$\begin{aligned}
 &= \text{Κατανάλωση}(kg \text{ fuel}) * \text{Τιμή Καυσίμου} \left(\frac{\text{€}}{kg \text{ fuel}} \right) \\
 &+ \text{Εκπομπές}(kg CO_2) * \text{Κόστος Εκπομπών} \left(\frac{\text{€}}{kg CO_2} \right) \\
 &+ \text{Λειτουργικό Κόστος} \left(\frac{\text{€}}{KW} \right) * \text{Ισχύς Μπλοκ}(KW)
 \end{aligned}$$

5. Έπειτα υπολογίζεται το μεταβλητό κόστος κάθε μπλοκ διαιρώντας το συνολικό κόστος με την ισχύ του μπλοκ :

$$\text{Μεταβλητό Κόστος} \left(\frac{\text{€}}{KW} \right) = \frac{\text{Κόστος Μπλοκ}(\text{€})}{\text{Ισχύς Μπλοκ}(KW)}$$

6. Στη συνέχεια χρησιμοποιείται η έννοια της διαφορικής ισχύος του μπλοκ όπως ορίστηκε παραπάνω και υπολογίζεται εν τέλει το διαφορικό κόστος του μπλοκ. Για το πρώτο μπλοκ ή σημείο λειτουργίας το διαφορικό κόστος ισούται με το μεταβλητό κόστος. Για τα επόμενα σημεία λειτουργίας όμως ισχύει :

$$\text{Διαφορικό Κόστος}_2 \left(\frac{\text{€}}{KW} \right) = \frac{(\text{Κόστος Μπλοκ}_2 - \text{Κόστος Μπλοκ}_1)\text{€}}{(\text{Ισχύς Μπλοκ}_2 - \text{Ισχύς Μπλοκ}_1)KW}$$

$$\text{Διαφορικό Κόστος}_3 \left(\frac{\text{€}}{KW} \right) = \frac{(\text{Κόστος Μπλοκ}_3 - \text{Κόστος Μπλοκ}_2)\text{€}}{(\text{Ισχύς Μπλοκ}_3 - \text{Ισχύς Μπλοκ}_2)KW}$$

- ✓ Q_g^{CAP} και Q_g^{TM} : Αποτελεί το τεχνικό μέγιστο και το τεχνικό ελάχιστο κάθε μονάδας και εκφράζεται σε MW. Ωστόσο σε παλιές καταπονημένες μονάδες συνήθως η μέγιστη ισχύ είναι μικρότερη της ονομαστικής. Το τεχνικό ελάχιστο συνήθως κυμαίνεται στο 40-50% της ονομαστικής ισχύος.
- ✓ RR_g^{up}, RR_g^{dn} : Αποτελεί το ρυθμό(MW/h) με τον οποίο μία μονάδα μπορεί να αυξήσει ή να μειώσει αντίστοιχα την ισχύ της σε διάστημα μίας κατανεμημένης ώρας.
- ✓ Q_g^{rsv} : Αντικατοπτρίζει το μέγιστο ποσό ισχύος θετικής και αρνητικής εφεδρείας που πρέπει να τηρείται ανά μονάδα για λόγους ασφαλείας των μονάδων. Είναι

αντίστοιχα το μέγιστο ποσό για θετικού τύπου εφεδρείας($Q_{th}[up]$) και αντίστοιχα το ελάχιστο ποσό ισχύος για αρνητική εφεδρεία($Q_{th}[down]$).

6.4.2 Δεδομένα και στοιχεία λειτουργίας για τις Μονάδες ΑΠΕ

Τα παρακάτω δεδομένα αφορούν τη λειτουργία Αιολικών και Φ/Β σταθμών που ανήκουν στο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης.

- Q_{wp}^{MAX} : Εκφράζει το τεχνικό μέγιστο των αιολικών πάρκων είτε αυτά ανήκουν στο δίκτυο είτε στον ΥΒΣ. Αυτό το όριο εκφράζεται σε MW ανά ώρα και η παραγωγή των αιολικών δεν μπορεί να ξεπεράσει αυτό το όριο.
- Q_{pv}^{MAX} : Ομοίως είναι το τεχνικό μέγιστο των Φ/Β που ανήκουν στο σύστημα.
- $resREQ^{rsv}$: Ποσοστό κράτησης εφεδρείας από Παραγωγή ΑΠΕ σύμφωνα με τις απαιτήσεις εφεδρείας του συστήματος(προαιρετικός)
- $resREQ^{rsv,r}$: Ποσοστό κράτησης εφεδρείας ανά τεχνολογία ΑΠΕ είτε από αιολικά είτε από Φ/Β σύμφωνα με τις απαιτήσεις εφεδρείας του συστήματος(προαιρετικός)
- $fxRESLIM_t$: Επίπεδα διείσδυσης ενέργειας ανά τεχνολογία ΑΠΕ. Όπως είναι γνωστό υπάρχουν κάποια όρια διείσδυσης που πρέπει να ακολουθούνται για να τηρούνται οι κανόνες ασφαλείας. Ουσιαστικά μόνο ένα τμήμα της ωριαίας ζήτησης καλύπτεται από τις ΑΠΕ.(προαιρετικός)
- $fxRESLIM_t^r$: Επίπεδα διείσδυσης ανά τεχνολογία ΑΠΕ. Άλλη προτεραιότητα έχουν τα Α/Π δικτύου και ΥΒΣ με τα Φ/Β στη κάλυψη του ωριαίου φορτίου
- $demRESLIM^r$, $demRESLIM$: Αποτελούν προαιρετικά ποσοστά ασφαλείας για την διείσδυση των ΑΠΕ και το πώς ανταποκρίνεται το σύστημα.

6.4.3 Δεδομένα και στοιχεία λειτουργίας για τον ΥΒΣ

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα στοιχεία και τις διάφορες χωρητικότητες του Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενεργείας :

- ✓ Q_g^{CAP} και Q_g^{TM} : Αποτελεί το τεχνικό μέγιστο και το τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων. Στον συγκεκριμένο ΥΒΣ έχουμε τρεις γεννήτριες που αποδίδουν την υδροστροβλική ισχύ. Κάθε γεννήτρια είναι 25 MW επομένως το τεχνικό μέγιστο του σταθμού για μία ώρα είναι 75 MW. Όσον αφορά το τεχνικό ελάχιστο έχει οριστεί στο 25% της ονομαστικής ισχύος καθώς οι γεννήτριες που έχει ο ΥΗΣ συμπεριφέρονται όμοια με τις περισσότερες κατανεμημένες μονάδες.
- ✓ RR_g^{up}, RR_g^{dn} : Αποτελεί το ρυθμό(MW/h) με τον οποίο μία μονάδα να αυξήσει ή να μειώσει αντίστοιχα την ισχύ της σε διάστημα μίας κατανεμημένης ώρας.
- ✓ Q_g^{rsv} : Αντικατοπτρίζει το ποσό θετικής και αρνητικής εφεδρείας που πρέπει να τηρείται ανά μονάδα για λόγους ασφαλείας των μονάδων. Είναι αντίστοιχα το μέγιστο ποσό για θετικού τύπου εφεδρείας($Q[hg][up]$) και αντίστοιχα το ελάχιστο ποσό ισχύος για αρνητική εφεδρεία($Q[hg][down]$).
- ✓ Q_{hs}^{CAP} : Πρακτικά είναι τα κυβικά μέτρα νερού που χωράει το αντλιοστάσιο και όταν αυτό γεμίσει με νερό φτάνει στο τεχνικό αποθηκευτικό μέγιστο. Στη περίπτωση μας αυτό το μέγεθος εκφράζεται κατά παραδοχή σε MW. Κάθε αποθηκευτική μονάδα έχει 12,5 MW.
- ✓ Q_{hs}^{TM} : Το τεχνικό ελάχιστο των αποθηκευτικών μονάδων. Πρακτικά είναι 0 όταν δεν υπάρχει καθόλου νερό στους ταμιευτήρες.
- ✓ $Q_{hu}^{MaxStorage}$: Το μέγιστο ποσό Ενέργειας που περιέχει ο ΥΒΣ.
- ✓ $Q_{hu}^{MinStorage}$: Το ελάχιστο ποσό Ενέργειας που μπορεί να περιέχει ο ΥΒΣ. Τυπικά έχει οριστεί ένα 15% της Μέγιστης Ενέργειας.
- ✓ η_{hu}^{gen} : Ο βαθμός απόδοσης κατά τη μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας που υπάρχει στον υδροστρόβιλο σε ηλεκτρική ενέργεια. Είναι λογικό να υπάρχουν απώλειες και να μην μετατρέπεται εξ ολοκλήρου η μηχανική αυτή ενέργεια σε ηλεκτρική.

- ✓ η_{hu}^{store} : Ο Βαθμός απόδοσης κατά τη λειτουργία της αποθήκευσης. Τα αιολικά έχουν μια συγκεκριμένη παραγωγή αλλά αυτό το ποσό δεν αντικατοπτρίζει το ανάλογο όγκο νερού που αποθηκεύεται στους ταμιευτήρες κατά τη διαδικασία μεταφοράς λόγω απωλειών.
- ✓ $Q_{hu}^{EnergyReq}$: Εγγυημένη ενέργεια που απαιτεί ο Διαχειριστής του Συστήματος από τον Παραγωγό του ΥΒΣ.(προαιρετικό)
- ✓ $Q_{hu}^{StoreRequest}$: Δήλωση Φορτίου από τον Παραγωγό του ΥΒΣ. (προαιρετικό)
- ✓ $N_{hu}^{max_gen_hours}$: Ο μέγιστος αριθμός ωρών που μπορεί να παράγει ισχύ ένας ΥΒΣ. Αυτή είναι επιλογή που γίνεται μεταξύ των εμπλεκομένων για αυτό στο μοντέλο μας θα έχει προαιρετική εφαρμογή. (προαιρετικό)
- ✓ $N_{hu}^{min_gen_hours}$: Ο ελάχιστος αριθμός ωρών που πρέπει ένα ΥΒΣ σταθμός να βρίσκεται σε κατάσταση παραγωγής ενέργειας . (προαιρετικό)
- ✓ $N_{hu}^{max_store_hours}, N_{hu}^{min_store_hours}$: Ομοίως ορίζονται ο μέγιστος και ο ελάχιστος αριθμός ωρών όπου ο ΥΒΣ μπορεί να αποθηκεύει ενέργεια. (προαιρετικό)

6.4.4 Δεδομένα Συστήματος και Βοηθητικές Παράμετροι

Το σύστημα έχει κάποια πολύ σημαντικά χαρακτηριστικά τα οποία είναι κρίσιμα ως προς την επίλυση του προβλήματος. Συγκεκριμένα :

- D_t : Η ωριαία ζήτηση φορτίου για το σύστημα σε MW. Τα στοιχεία αυτά αφορούν το ημερολογιακό έτος 2015 και δίνονται ανά ώρα.
- $fxREQ_t^{rsv}$: Όρια θετικής και αρνητικής εφεδρείας που έχουν οριστεί από το Σύστημα.
- $demREQ_t^{rsv}$: Όρια θετικής και αρνητικής εφεδρείας που απαιτεί το Σύστημα λόγω του φορτίου του αλλά και των διακυμάνσεων που μπορεί να παρουσιάσει διαφυλάσσοντας έτσι την ευστάθεια των συστημάτων που συμμετέχουν. Οι τιμές που έχουν δοθεί είναι 0.15 για τη θετική και 0.0 για την αρνητική.

Υπάρχουν ωστόσο και μερικές παράμετροι που εξυπηρετούν λειτουργικούς σκοπούς του μοντέλου όπως διάφορες αρχικές καταστάσεις , πίνακες κατάστασης και διάφορες σταθερές :

- ✦ InitialTH , InitialWP , Initial PV , InitialHG , InitialHS ,InitialStore : Τα παραπάνω στοιχεία είναι πίνακες που περιέχουν τιμές κατάστασης των διαφόρων συστημάτων του προβλήματος την ώρα 0 δηλαδή στο τέλος μιας ημέρας. Οι τιμές αυτές χρησιμοποιούνται ως αρχικές τιμές του προβλήματος για την ομαλή και συνεχή επίλυση του μοντέλου που αφορά την αμέσως επόμενη ημέρα.
- ✦ ConnHYHG , ConnHYHS , ConnWPHY : Αποτελούν πίνακες κατάστασης που χρησιμοποιούνται για να δείξουν ποια κατανεμημένη μονάδα , αιολική μονάδα παραγωγής και αποθηκευτική μονάδα-αντλιοστάσιο ανήκει σε ποιον υβριδικό σταθμό. Στη περίπτωση μας που έχουμε έναν ΥΒΣ δε παρουσιάζεται πρόβλημα ακόμα και να μην τη χρησιμοποιήσουμε αλλά σε ένα σύστημα με περισσότερους υβριδικούς σταθμούς ή Α/Π είναι απαραίτητες έτσι ώστε να μπορούν να παράγονται σωστά αποτελέσματα τόσο ανά κατηγορία όσο και ανά υβριδικό σταθμό.
- ✦ Τέλος χρησιμοποιούνται και κάποιες σταθερές όπως οι REScost , HYcost , M που χρησιμοποιούνται για λόγους προτεραιότητας και η χρήση τους θα εξηγηθεί αναλυτικότερα παρακάτω.

6.5 Μεταβλητές του Μαθηματικού Μοντέλου

6.5.1 Βασικές Μεταβλητές

Η πλήρης κατανόηση ενός προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού αντικατοπτρίζεται στο πλήθος και στο είδος των μεταβλητών που χρησιμοποιούνται για να προσομοιωθεί η λειτουργία του συστήματος ιδανικά. Στη περίπτωση μας χρησιμοποιούνται συνεχείς θετικές μεταβλητές αλλά και κάποιες δυαδικές μεταβλητές που μαζί με άλλες παραδοχές κατατάσσει το πρόβλημα στη κατηγορία του μικτού ακεραίου γραμμικού προγραμματισμού (Mixed Integer Linear Programming). Ακολουθεί η παρουσίαση και η επεξήγηση των μεταβλητών του μοντέλου :

- $X_{th,b,t}^{gen}$: Συνεχής μεταβλητή που εκφράζει το επίπεδο λειτουργίας μια μονάδας για μια συγκεκριμένη ώρα και μπλοκ. Μας πληροφορεί το πόσο παραγωγής που έχει μια μονάδα για μια συγκεκριμένη ώρα σε ένα συγκεκριμένο σημείο λειτουργίας της αντίστοιχης καμπύλης ισχύος της συμβατικής μονάδας.
- $X_{g,t}^{gen}$: Συνεχής θετική μεταβλητή που εκφράζει την συνολική παραγωγή ανά κατανεμημένη μονάδα και ανά ώρα. Με το σύμβολο g απεικονίζονται οι κατανεμημένες μονάδες του συστήματος που είναι οι θερμικές-συμβατικές και οι υδροστρόβιλοι του ΥΒΣ. Συνεπώς το σύμβολο αυτό αναλύεται με τη σειρά του σε δύο μεταβλητές που συμπεριφέρονται με τον ίδιο τρόπο και εκφράζουν τη παραγωγή ισχύος. Ειδικότερα υπάρχει η $X_{th,t}$ που πληροφορεί για την ωριαία παραγωγή από μια συγκεκριμένη θερμική μονάδα και υπάρχει και η μεταβλητή $X_{hg,t}$ που εκφράζει την παραγωγή ενεργείας ανά γεννήτρια του ΥΒΣ και ανά ώρα. Το μοντέλο τις επεξεργάζεται διαφορετικά αφού αναφέρονται σε διαφορετικά συστήματα αλλά η φιλοσοφία της χρήσης τους είναι κοινή.
- $X_{g,t}^{rsv}$: Συνεχής μεταβλητή που εκφράζει το ποσό ισχύος που ανά μονάδα και είδος εφεδρείας παράγεται κάθε ώρα για λόγους ευστάθειας του συστήματος. Ομοίως υπάρχουν οι ξεχωριστές μεταβλητές $X_{th,rsv,t}$ και $X_{hg,rsv,t}$ που εκφράζουν το ποσό εφεδρείας για κάθε ώρα σε συμβατικές μονάδες και μονάδες του ΥΒΣ αντίστοιχα. Για κάθε ώρα κατανομής κάθε μονάδα παρουσιάζει δύο τιμές αυτής της μεταβλητής. Η μια ορίζει το ποσό θετικής εφεδρείας που παράγεται από την μονάδα

και η άλλη το ποσό αρνητικής εφεδρείας που τηρείται για την ομαλή λειτουργία.

- $I_{g,t}^{status}$: Δυναμική μεταβλητή που καταδεικνύει την κατάσταση λειτουργίας μια μονάδας. Για τιμή ίση με 1 σημαίνει ότι η αναφερόμενη μονάδα βρίσκεται σε λειτουργία δηλαδή παράγει ισχύ ενώ για την τιμή 0 μας πληροφορεί ότι τη συγκεκριμένη ώρα η μονάδα είναι ανενεργή. Επίσης και εδώ υπάρχουν δύο μεταβλητές την $I_{th,t}$ και την $I_{hg,t}$ που αναφέρονται σε θερμικές μονάδες και μονάδες παραγωγής των ΥΒΣ αντίστοιχα.
- X_{wp}^t : Συνεχής θετική μεταβλητή που εκφράζει το παραγόμενο ποσό ισχύος ανά ώρα από τους αιολικούς σταθμούς που συμπεριλάβαμε. Για $w_p=1$ εκφράζεται η παραγωγή από αιολικά του δικτύου που συμμετέχουν απευθείας στη κάλυψη της ζήτησης ενώ για $w_p=2$ δίνεται η παραγωγή των αιολικών του ΥΒΣ που κυρίως χρησιμοποιούνται για αποθήκευση.
- X_{pv}^t : Συνεχής θετική μεταβλητή που ορίζει τη παραγωγή των Φ/Β σταθμών που ανήκουν στο δίκτυο και συμμετέχουν ενεργά στο ενεργειακό ισοζύγιο κάθε ώρας.
- $X_{hu,t}^{storage}$: Συνεχής θετική μεταβλητή που εκφράζει τη στάθμη της διαθέσιμης ενέργειας κάθε ώρα στον ΥΒΣ. Αποτελεί πληροφορία που βοηθάει να ελεγχθεί πως ο διαχειριστής χρησιμοποιεί τον ΥΒΣ καθώς και το προφίλ παραγωγής και άντλησης που επιλέγεται κάθε μέρα ανάλογα με τις ιδιαιτερότητες που παρουσιάζουν η ημερήσια ζήτηση και το αιολικό δυναμικό.
- $X_{hs,t}^{dem}$: Θετική συνεχής μεταβλητή που εκφράζει το ποσό άντλησης κάθε αποθηκευτικής μονάδας σε σχέση με τον χρόνο. Αποτελεί μια πολύ σημαντική μεταβλητή καθώς μας δίνει πληροφορίες για τη λειτουργία του ΥΒΣ όταν αυτός βρίσκεται σε κατάσταση άντλησης. Το σύνολο των αποθηκευτικών μονάδων σε μια ώρα δίνει το συνολικό ποσό άντλησης τη συγκεκριμένη ώρα από τον ΥΒΣ. Η άντληση μπορεί να γίνεται είτε από τα αιολικά με τα οποία είναι συνδεδεμένος ο Σταθμός Παραγωγής είτε από το δίκτυο.
- $I_{hs,t}^{status}$: Δυναμική μεταβλητή που εκφράζει την κατάσταση λειτουργίας για κάθε αποθηκευτική μονάδα κάθε ώρα της ημέρας. Για τιμή 1 σημαίνει

ότι η αποθηκευτική μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση άντλησης ενώ για τιμή 0 σημαίνει ότι οι αντλίες για αποθήκευση είναι ανενεργές.

- $I_{hu,t}^{gen}$: Δυναμική μεταβλητή που παρουσιάζει τη κατάσταση του σταθμού παραγωγής και όχι σαν μεμονωμένα συστήματα που τον απαρτίζουν. Σε περίπτωση που η μεταβλητή πάρει την τιμή 1 σημαίνει ότι ο ΥΒΣ βρίσκεται σε λειτουργία παραγωγής ενέργειας από τις διαθέσιμες τεχνολογίες. Για παράδειγμα μπορεί να παράγεται ενέργεια από μόνο μια καταναεμημένη μονάδα του ΥΒΣ πράγμα που σημαίνει ότι και τότε το status του ΥΒΣ θα είναι ένα.
- $I_{hu,t}^{store}$: Δυναμική Μεταβλητή που εκφράζει την αντλητική κατάσταση του σταθμού ανά ώρα. Προφανώς στη περίπτωση όπου η μεταβλητή πάρει την τιμή 1 για ένα συγκεκριμένο Σταθμό Παραγωγής τότε τουλάχιστον για μία αποθηκευτική μονάδα του θα ισχύει $I_{hs,t}^{status} = 1$ την συγκεκριμένη ώρα αφού δεν υπάρχουν άλλες αποθηκευτικές τεχνολογίες. Αρκεί λοιπόν μια αντλία να λειτουργεί ώστε το αποθηκευτικό status του ΥΒΣ σταθμού να είναι 1.

6.5.2 Σύνθετες Μεταβλητές

Κατά τη μοντελοποίηση του προβλήματος πέρα από τις βασικές μεταβλητές που περιγράφουν τις διάφορες τεχνολογίες του συστήματος δημιουργήθηκαν και κάποιες σύνθετες έτσι ώστε να μπορεί να ελεγχθεί η ορθή λειτουργία των τμημάτων του συστήματος σαν ενιαίες μονάδες λειτουργίας και όχι σαν μεμονωμένα τμήματα κάποιων διαδικασιών. Αναλυτικά :

- $THC[t]$: Συνεχής μεταβλητή που παίρνει θετικές τιμές και υπολογίζει το κόστος παραγωγής για το σύνολο των θερμικών μονάδων σε μία συγκεκριμένη ώρα. Με άλλα λόγια εκφράζει το ωριαίο κόστος σε Ευρώ της συνολικής παραγόμενης ενέργειας από συμβατικές πηγές ενέργειας. Η ένδειξη της ανά ώρα σε συνδυασμό με τη γνώση της συνολικής παραγωγής ισχύος την ώρα μας δίνει τη δυνατότητα εποπτείας της συνολικής οικονομικής λειτουργίας ενώ παράλληλα υπάρχει η δυνατότητα να παρατηρείται να αναλύεται και να αποτρέπεται αν χρειαστεί κάθε απότομη μεταβολή του κόστους παραγωγής . Η μαθηματική διατύπωση της μεταβλητής αυτής έχει ως εξής και ισχύει για $\forall t$:

$$THC(€) = \sum_{th,b} X_{th,b,t}^{gen} * IncCost_{th,b}$$

- $BlockStatus_{th,b,t}$: Δυαδική μεταβλητή που τηρεί τη σειρά προτεραιότητας για τη χρήση των σημείων λειτουργίας μια θερμικής μονάδας σύμφωνα με το πρότυπο που ορίζει η καμπύλη ισχύος της. Για παράδειγμα όταν μια ATM μονάδα δουλεύει στο πρώτο σημείο λειτουργίας δηλαδή στο 50 % της ονομαστικής ισχύος στην περίπτωση μας η μεταβλητή αυτή ελέγχει την σωστή μετάβαση στον επόμενο μπλοκ λειτουργίας. Όσο η ισχύς που παράγεται δεν έχει φτάσει στο μέγιστο σημείο ισχύος που ορίζει το πρώτο μπλοκ η μεταβλητή είναι μηδενική και δεν επιτρέπει να παραχθεί ενέργεια από άλλο μπλοκ λειτουργίας ακόμα και αν αυτό αποτελεί οικονομικά συμφέρουσα επιλογή. Τη στιγμή που η παραγωγή $X_{th,b,t}^{gen}$ ταυτίζεται με το μέγιστο όριο του αντίστοιχου μπλοκ $Q_{th,b}^{Block}$ η μεταβλητή παίρνει την τιμή 1 και επιτρέπει αν είναι απαραίτητο να χρησιμοποιηθεί ισχύς και από το αμέσως επόμενο σημείο λειτουργίας.
- $HybRes2Grid_{hu,t}$: Συνεχής μεταβλητή που υπολογίζει το ποσό ενέργειας που εγχέεται από τα αιολικά του ΥΒΣ απευθείας στο σύστημα χωρίς να τηρηθεί η προτεραιότητα άντλησης. Η λογική της είναι περίπλοκη και θα παρουσιαστεί αναλυτικά με τη βοήθεια του γραμμικού περιορισμού με τον οποίο συνδυάζεται.
- $HybStoreFromGrid_{hu,t}$: Συνεχής μεταβλητή που εκφράζει το ποσό ενέργειας που αντλείται από τον δίκτυο για αποθηκευτικούς σκοπούς όταν τα αιολικά του ΥΒΣ αδυνατούν να καλύψουν τις ανάγκες που δηλώνονται από το σύνολο των αντλιοστασίων του σταθμού με τη χρήση της μεταβλητής $X_{hs,t}^{dem}$
- $GridWP_t$: Συνεχής θετική μεταβλητή που εκφράζει το σύνολο της παραγόμενης αιολικής ισχύος ανά ώρα από τα πάρκα που ανήκουν στο σύστημα και συμμετέχουν στη κάλυψη της ζήτησης. Η μεταβλητή αυτή απομονώνει τα αποτελέσματα της μεταβλητής X_{wp} για $w_p=1$ και αυτό μας επιτρέπει να εφαρμόσουμε ξεχωριστούς κανόνες εφεδρείας αλλά και διαφορετικά όρια διείσδυσης αυτών των σταθμών σε σχέση με άλλους όμοιας τεχνολογίας που όμως δεν ανήκουν στο σύστημα. Έτσι ελέγχονται τα επίπεδα παραγωγής από τα Αιολικά πάρκα σε ρεαλιστικά επίπεδα που μπορούν να συμμετέχουν στο ενεργειακό ισοζύγιο χωρίς να απειλούνται διάφοροι τεχνικοί κανόνες ασφαλείας αλλά ταυτόχρονα επιτυγχάνονται υψηλά ποσοστά διείσδυσης των ΑΠΕ και βέλτιστη χρήση τους για μείωση των περικοπών ΑΠΕ. . Η Γενική μαθηματική διατύπωση της μεταβλητής για ένα σύστημα με περισσότερους από 1 ΥΒΣ έχει ως εξής και ισχύει για $\forall t$:

$$GridWP[t] = \sum_{wp, hu} Xwp[wp][t] * (1 - Connwphy[hu][wp])$$

- D1,2: Διαδικές μεταβλητές που χρησιμοποιούνται για την δημιουργία δύο ξεχωριστών συνόλων περιορισμών.
- HybridBalance_{hu,t} : Συνεχής μεταβλητή που ελέγχει τον υβριδικό σαν ένα ενιαίο σύστημα που αποτελείται από τις κατανεμημένες μονάδες παραγωγής, τις αποθηκευτικές μονάδες και τις αντίστοιχες αντλίες του αλλά και τα αιολικά του ΥΒΣ. Με τον τρόπο αυτό που αποτελεί ένα ισοζύγιο ισχύος για τον ΥΒΣ ανά ώρα κατανομής μοντελοποιείται βέλτιστα η λειτουργία του και έτσι μπορεί να συμμετέχει στο ισοζύγιο ισχύος του συστήματος σαν ακόμα ένας σταθμός ο οποίος όμως πέρα από τις δυνατότητες παραγωγής έχει και ανάγκες άντλησης. Η μεταβλητή εκφράζει την απαίτηση η ισχύς εξόδου των υδροστροβίλων μαζί με την καθαρή αιολική παραγωγή και αφού αφαιρεθεί η τυχόν άντληση, να ισούται με την ισχύ κατανομής του ΥΒΣ, με τις όποιες αποκλίσεις να οφείλονται στη συμμετοχή των μονάδων του ΥΒΣ στην πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας του συστήματος. Σε κατάσταση άντλησης από το δίκτυο, η παραπάνω μεταβλητή είναι προφανώς αρνητική. Μη τήρηση του ισοζυγίου κατά τη φάση της λειτουργίας έχει ως αποτέλεσμα τη διαφοροποίηση του συνολικού φορτίου του συστήματος από το φορτίο για το οποίο έγινε ο προγραμματισμός λειτουργίας του συστήματος από το ΔΜΔΝ (π.χ. όταν η ισχύς άντλησης υπερβαίνει σημαντικά την παραγωγή του Α/Π του ΥΒΣ, χωρίς να έχει υποβληθεί δήλωση φορτίου). Αυτό μπορεί να έχει ως συνέπεια έλλειμμα ή πλεόνασμα παραγωγής στο σύστημα, καταστάσεις κατ' αρχήν μη αποδεκτές όταν οι σχετικές αποκλίσεις είναι σημαντικές. Η μαθηματική διατύπωση της μεταβλητής αυτής έχει ως εξής και ισχύει για $\forall t$:

$$\begin{aligned} HybridBalance[hu][t] &= \sum_{hg} X_{g,t}^{gen} * Connhyhg[hu][hg] \\ &+ \sum_{wp} Xwp[wp][t] * Connwphy[hu][wp] - \sum_{hs} X_{hs,t}^{dem} * Connhyhs[hu][hs] \end{aligned}$$

Πολλές μεταβλητές από τις παραπάνω ορίστηκαν για ευκολότερη απεικόνιση και ανάλυση των αποτελεσμάτων. Αυτό δεν σημαίνει ότι επηρεάζουν τη τελική λύση. Αυτή προσδιορίζεται κυρίως από τα μεγέθη που απαιτούν βελτιστοποίηση.

6.6 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση είναι η έκφραση μεταβλητών που βελτιστοποιείται. Μπορεί να χρειαστεί να μεγιστοποιηθεί ή να ελαχιστοποιηθεί μια ποσότητα η όπως στη περίπτωση μας να βελτιστοποιηθεί ένα σύνολο από ποσότητες όπου κάποιες περιγράφονται καλύτερα με ελαχιστοποίηση και κάποιες άλλες με μεγιστοποίηση. Πιο συγκεκριμένα σκοπός το μοντέλου είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής των θερμικών μονάδων αντικαθιστώντας συμβατική ισχύ με άλλες τεχνολογίες όπως ΑΠΕ και ΥΒΣ. Παράλληλα όμως απαιτείται να μεγιστοποιηθεί η διείσδυση ΑΠΕ ώστε να καταλαμβάνουν περισσότερο ποσοστό του ημερήσιου Φορτίου και με τον τρόπο αυτό να μειωθούν οι Περικοπές ΑΠΕ και με τη βοήθεια του ΥΒΣ ώστε να ελαχιστοποιήσουμε το χαμένο ποσό ενέργειας από το αναξιοποίητο αιολικό δυναμικό.

Η μαθηματική διατύπωση της αντικειμενικής συνάρτησης έχει ως εξής :

$$\text{Objective Function} = \text{minimize}(\text{Thermal Cost} - \text{RES} - \text{HY}) \quad (6.6i)$$

Όπου

$$\text{Thermal Cost} = \sum_t \sum_b \sum_{th} X_{th,b,t}^{gen} * \text{IncCost}_{th,b} \quad (6.6ii)$$

$$\text{RES} = \text{REScost} * (\sum_t \sum_{pv} X_{pv}[pv][t] + \sum_t \text{GridWP}[t]) \quad (6.6iii)$$

$$\text{HY} = \text{HYcost} * \sum_t \sum_{hu} \text{HybridBalance}[hu][t] \quad (6.6iv)$$

Η διαμόρφωση της αντικειμενικής συνάρτησης έχει το σκεπτικό που αναλύθηκε και ως αποτέλεσμα είναι η εξίσωση 6.6i. Κατά την ανάλυση των επιμέρους τμημάτων της εξίσωσης μπορούν να παρατηρηθούν διάφορα στοιχεία και τεχνικές.

Η εξίσωση 6.6ii εκφράζει το συνολικό πραγματικό κόστος που προκύπτει από μία ημέρα κατανομής με 24 ώρες. Συνυπολογίζεται το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας από τις συμβατικές πηγές ενέργειας και κοστολογείται κάθε μπλοκ παραγόμενης ισχύος σύμφωνα με το Διαφορικό Κόστος κάθε σημείου λειτουργίας όπως αυτό έχει

υπολογιστεί. Το τελικό αποτέλεσμα μας δείχνει πόσο κοστίζει η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τις Θερμικές Μονάδες του συστήματος. Έχοντας στόχο την ελαχιστοποίηση αυτού του κόστους επιλέγονται κατάλληλα οι θερμικές μονάδες και τα σημεία λειτουργία τους στα οποία επιτυγχάνεται το επιθυμητό αποτέλεσμα. Όλα αυτά συμβαίνουν παράλληλα με τη διατήρηση των βασικών αρχών και λειτουργιών που διέπουν το σύστημα.

Με τη σειρά της η εξίσωση 6.6iii έχει στόχο να εξασφαλίσει όσο τη δυνατόν μεγαλύτερη παραγωγή από τις διαθέσιμες τεχνολογίες ΑΠΕ με στόχο να αξιοποιήσει τις ανανεώσιμες αυτές τις πηγές για τη κάλυψη μεγαλύτερου μέρους του φορτίου ζήτησης αλλά και να μειώσει τις Περικοπές ΑΠΕ. Το αρνητικό πρόσημο που έχει τόσο ο όρος RES όσο και ο όρος HY έχει δηλώνει ότι η ελαχιστοποίηση του θερμικού κόστους θα γίνει από τη μεγιστοποίηση αυτών των όρων που αντικατοπτρίζουν τη λειτουργία των εναλλακτικών πηγών ενέργειας. Όσον αφορά το τον όρο REScost της εξίσωσης 6.6iii είναι ένα εικονικό κόστος που το χρησιμοποιούμε για σκοπούς προτεραιότητας.

Ομοίως και η εξίσωση 6.6iv δηλώνει τη δυνατότητα μεγιστοποίησης της χρήσης του ΥΒΣ. Έτσι και το HYcost είναι εικονικό κόστος που εκφράζει την προτεραιότητα χρήσης του ΥΒΣ για την αντικατάσταση θερμικής παραγωγής με αυτή από τον ΥΒΣ. Βέβαια το αρνητικό πρόσημο που έχει αυτός ο όρος στην αντικειμενική συνάρτηση θέλει ιδιαίτερη προσοχή ανάλογα με τη κατάσταση που βρίσκεται ο ΥΒΣ. Για παράδειγμα αν η μεταβλητή HybridBalance έχει αρνητική τιμή στο σύνολο μιας ημέρας που σημαίνει ότι ο ΥΒΣ ως επι το πλείστον βρίσκεται σε λειτουργία άντλησης τότε αυτόματα ο όρος HY γίνεται θετικός και συμπεριφέρεται σαν κόστος με αποτέλεσμα το πρόγραμμα να επιθυμεί την ελαχιστοποίηση του. Αντίθετα όταν η μεταβλητή HybridBalance έχει θετικό πρόσημο σημαίνει ότι υπάρχει παραγόμενο ποσό ενέργειας προς διάθεση στο σύστημα. Στη περίπτωση αυτή το μοντέλο επιλέγει το πώς θα αντικαταστήσει ενέργεια προερχόμενη από τις Θερμικές Μονάδες είτε βάσει της προτεραιότητας που του έχει τεθεί είτε από μόνο του στη περίπτωση που δεν έχει οριστεί κάποια προτεραιότητα στοχεύοντας πάντα βέλτιστα στην ελαχιστοποίηση του κόστους.

Αν για παράδειγμα το $REScost > HYcost$ τότε έχει δοθεί προτεραιότητα στην αντικατάσταση ισχύος κυρίως από τις διαθέσιμες μορφές ΑΠΕ και όχι από τον ΥΒΣ. Στη περίπτωση αυτή μπορεί να παρατηρηθεί μη χρήση του ΥΒΣ πράγμα που σπάνια είναι επιθυμητό σύμφωνα με τον τρόπο που έχει δομηθεί το μοντέλο μας.

Σε αντίθετη περίπτωση όπου δίνουμε προτεραιότητα στο ΥΒΣ ουσιαστικά αναγκάζουμε τον ΥΒΣ να παράγει ενέργεια και να λειτουργεί συνεχώς είτε αντλώντας είτε παράγοντας. Για να το αποφασίσουμε αυτό θα πρέπει να έχουμε μεγάλο αιολικό δυναμικό από τα αιολικά του ΥΒΣ στη διάρκεια της ημέρας ώστε ο σταθμός να αντλεί και να παράγει περισσότερο από μια φορά την ημέρα. Μια άλλη περίπτωση που μπορούμε να δώσουμε

προτεραιότητα στον ΥΒΣ είναι της ημέρες χαμηλού φορτίου όπου οι θερμικές μονάδες δουλεύουν κοντά στο τεχνικό τους ελάχιστο με αποτέλεσμα να υπάρχει μεγάλο κόστος παραγωγής για μικρό σχετικά παραγόμενο ποσό ενέργειας. Στη περίπτωση αυτή δίνοντας προτεραιότητα στον ΥΒΣ αναγκάζεται να αντλεί ενέργεια από το δίκτυο σε χαμηλή τιμή και να την επιστρέφει στο δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής του φορτίου. Πολλές φορές αυτή η τακτική συμφέρει σε σύγκριση με την κλασσικό κύκλο λειτουργίας του ΥΒΣ (αιολικά-άντληση-αποθήκευση-παραγωγή μέσω ΥΗΣ) ο οποίος εμφανίζει απώλειες και μπορεί να είναι σχετικά αργός.

Βέβαια υπάρχει και η περίπτωση το μοντέλο να αφεθεί ελεύθερο να επιλύσει το πρόβλημα θέτοντας $REScost = HYcost$ όπου βέλτιστα επιλέγει ο αλγόριθμος το πώς θα χρησιμοποιήσει τις διαθέσιμες τεχνολογίες για παραγωγή.

Φυσικά αυτές είναι μερικές από τις δυνατότητες που έχει ο διαχειριστής ο οποίος πρωτίστως πρέπει να εξετάσει τα δεδομένα ζήτησης και του αιολικού δυναμικού και να αξιολογήσει έπειτα το πώς θα βελτιστοποιήσει τη λειτουργία του συστήματος. Μπορεί να επιλέξει να το κάνει βασισμένος στη βελτιστοποίηση ορισμένων μεγεθών μεταβλητών ή και σε συνδυασμό αυτών.

6.7 Γραμμικοί Περιορισμοί του Μαθηματικού Μοντέλου

Οι περιορισμοί του προβλήματος είναι ένα από τα σημαντικότερα στοιχεία ώστε ένα μαθηματικό μοντέλο να είναι ρεαλιστικό και να προσομοιώνει τη λειτουργία ενός συστήματος τηρώντας όλες τις προϋποθέσεις και κανόνες που το χαρακτηρίζουν. Από μαθηματικής άποψης οι γραμμικοί περιορισμοί αποτελούν ευθείες στο καρτεσιανό σύστημα που τέμνονται ή μία με την άλλη καθορίζοντας το πολύγωνο-χώρο εκείνο στον οποίο περιέχονται οι εφικτές λύσεις του προβλήματος. Γίνεται λοιπόν κατανοητό ότι όσο καλύτερα ο χρήστης απεικονίσει τις λειτουργίες και τα όρια του συστήματος μέσω των περιορισμών τόσο πιο ρεαλιστική λύση θα παραχθεί κατά την επίλυση του μοντέλου. Είναι πιθανό ο χώρος που ορίζεται από τους περιορισμούς να περιέχει πολλές εφικτές λύσεις αλλά μόνο μία είναι η βέλτιστη. Το λογισμικό που χρησιμοποιείται παράγει όλες τις δυνατές λύσεις αλλά εμείς στα πλαίσια της παρούσας εργασίας αναλύεται μόνο η βέλτιστη όπως είναι και λογικό. Παρακάτω θα παρουσιαστούν οι περιορισμοί με βάση τα τμήματα που αποτελούν το υπό εξέταση σύστημα.

6.7.1 Βασικοί Περιορισμοί Συστήματος

Η ανάλυση ξεκινάει με τους βασικούς κανόνες που διέπουν τη λειτουργία του Συστήματος. Υπάρχουν διάφοροι πολύ βασικοί περιορισμοί καθώς και άλλοι πιο προαιρετικοί. Το παρακάτω σύνολο κυρίως αναφέρεται σε κανόνες εφεδρείας και διείσδυσης ΑΠΕ.

✓ Ενεργειακό ισοζύγιο :

$$\sum_{th} X_{th}[th][t] + \sum_{pv} X_{pv}[pv][t] + GridWP[t] + \sum_{hu} HybridBalance[hu][t] = D_t \quad (1)$$

Η παραπάνω σχέση ισχύει $\forall t$. Αποτελεί τη βασικότερη σχέση του συστήματος και πρέπει να ικανοποιείται πάντα για κάθε ώρα της ημέρας. Με άλλα λόγια η παραπάνω εξίσωση προϋποθέτει ότι το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες μαζί με το σύνολο ενέργειας που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά και τα Αιολικά του δικτύου όπως επίσης και το ποσό ενέργειας που προκύπτει από το ισοζύγιο ισχύος το ΥΒΣ πρέπει να καλύπτουν το ωριαίο φορτίο του συστήματος. Σε πολλές περιπτώσεις, κυρίως όταν ο ΥΒΣ βρίσκεται σε κατάσταση άντλησης και το ισοζύγιο του είναι αρνητικό τότε και η μεταβλητή HybridBalance συμπεριφέρεται σαν φορτίο παρόμοια με το πραγματικό φορτίο του συστήματος. Το ενεργειακό ισοζύγιο είναι μια πολύ σημαντική παράμετρος για όλο το πρόβλημα καθώς δείχνει πώς μοιράζεται το φορτίο στις διαθέσιμες πηγές ενέργειας.

✓ Ορισμένη Ποσότητα εφεδρείας :

$$\sum_g X_{g,t}^{rsv} \geq fxREQ_t^{rsv}, \forall t, rsv \quad (2)$$

Η παραπάνω εξίσωση εκφράζει ότι το συνολικό ποσό εφεδρείας ανά ώρα και τύπο εφεδρείας (up, down) θα πρέπει να είναι μεγαλύτερο από το συγκεκριμένο όριο που έχουμε θέσει για λόγους ευστάθειας και ομαλής λειτουργίας. Το σύνολο g για την παραγωγή λόγω εφεδρείας των κατανεμημένων μονάδων αποτελεί το επιμέρους άθροισμα εφεδρείας της μεταβλητής $X_{th}(th, rsv, t)$ και $X_{hg}(hg, rsv, t)$.

✓ Κανόνας Εφεδρείας Λόγω Απαίτησης του Φορτίου Συστήματος :

$$\sum_g X_{g,t}^{rsv} \geq demREQ^{rsv} \cdot D_t, \forall t, rsv \quad (3)$$

Ομοίως με την (2,) το σύνολο παραγόμενης ενέργειας ανά ώρα για πάνω και κάτω εφεδρεία πρέπει να είναι μεγαλύτερο ενός ποσοστού του ωριαίου φορτίου του συστήματος. Ως ποσοστό επί το ωριαίου φορτίου του συστήματος για τις ανάγκες της θετικής εφεδρείας έχει οριστεί ένα ποσοστό της τάξεως της 15% ενώ το όριο αρνητικής το έχουμε αφήσει 0.

- ✓ Κανόνας Εφεδρείας Λόγω της διείσδυσης Διαφόρων Μορφών ΑΠΕ στο Σύστημα

Για $\forall t, rsv$:

$$\sum_g X_{g,t}^{gen} \geq (GridWP[t] + \sum_{pv} X_{pv}[pv][t] + \sum_{hu} HybRes2Grid[t]) * resREQ^{rsv} \quad (4)$$

Η εξίσωση (4) διασφαλίζει ότι το συνολικό ποσό ενέργειας που παράγουν οι καταναμεμημένες μονάδες για λόγους θετικής και αρνητικής εφεδρείας πρέπει να είναι μεγαλύτερο κατά ένα ποσοστό από το σύνολο της ενέργειας από ΑΠΕ που συμμετέχει στη κάλυψη του φορτίου. Αυτό το ποσοστό για τη περίπτωση της θετικής εφεδρείας έχει οριστεί στο 50% ενώ για την αρνητική στο 10%. Η σχέση (4) αποτελεί μια πολύ βασική εξίσωση που σκοπό έχει να διατηρήσει την ευστάθεια του συστήματος γνωρίζοντας τη μεταβλητότητα που μπορεί να έχουν αυτά τα ποσά ενεργείας που προέρχονται από ΑΠΕ. Πέρα από τα Αιολικά και τα Φ/Β που ανήκουν στο δίκτυο αιολική ενέργεια μπορεί να εγχυθεί στο σύστημα και από τα αιολικά του ΥΒΣ. Το φαινόμενο αυτό περιγράφεται από τη μεταβλητή HybRes2Grid όπως έχουμε αναλύσει προηγουμένως.

- ✓ Κανόνας Εφεδρείας Λόγω της διείσδυσης ΑΠΕ στο Σύστημα ανά διαθέσιμη τεχνολογία :

$$\sum_g X_{g,t}^{rsv} \geq resREQ^{rsv,r} \cdot \sum_r X_{r,t}^{gen} - \sum_{hs} X_{hs,t}^{dem}, \forall t, rsv, r \quad (5)$$

Η εξίσωση (5) διασφαλίζει έχει τον ίδιο στόχο με την (4) . Η διαφορά βρίσκεται ότι κάθε τεχνολογία ΑΠΕ εξετάζεται διαφορετικά και έχει τα δικά της ποσοστά ασφαλείας και εφεδρείας κατά την διείσδυση της παραγόμενης ενέργειας. Στη περίπτωση του

προβλήματος τα ποσά αυτά υπολογίστηκαν μόνο για την τεχνολογία των αιολικών που ενδιαφέρει περισσότερο . Η (5) μετασχηματίζεται ως εξής :

$$\sum_g X_{g,t}^{gen} \geq (GridWP[t] + \sum_{hu} HybRes2Grid[t]) * resREQ^{rsv,r} \quad \forall t, rsv, r \quad (5')$$

Στη περίπτωση των αιολικών ορίστηκε το $resREQ^{up,wp}=0,4$ και το $resREQ^{down,wp}=0.1$

- ✓ Συνολικό Όριο διείσδυσης ΑΠΕ

$$GridWP[t] + \sum_{hu} HybRes2Grid[t] + \sum_{pv} Xpv[pv][t] \leq fxRESLIM_t \quad \forall t \quad (6)$$

Η εξίσωση (6) ορίζει ένα συνολικό επιτρεπτό ανώτατο όριο διείσδυσης ΑΠΕ ανά ώρα.

- ✓ Όριο Διείσδυσης Ανά Τεχνολογία ΑΠΕ

$$GridWP[t] + \sum_{hu} HybRes2Grid[t] \leq fxRESLIM_t^r \quad \forall t, r \quad (7)$$

Και πάλι η τεχνολογία που ενδιαφέρει περισσότερο είναι αυτή των αιολικών και με τον περιορισμό αυτό ελέγχεται η παραγωγή από αυτά σε επιτρεπτά επίπεδα.

- ✓ Όριο ανάληψης Φορτίου του Συστήματος από ΑΠΕ

$$GridWP[t] + \sum_{hu} HybRes2Grid[t] + \sum_{pv} Xpv[pv][t] \leq D_t * demRESLIM \quad \forall t \quad (8)$$

Ο παραπάνω περιορισμός περιορίζει τη λειτουργία των ΑΠΕ επιβάλλοντας ότι μόνο ένα ποσοστό επί της ωριαίας ζήτησης μπορεί να καλύπτεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Συνήθως όπως είναι γνωστό αυτό το ποσοστό δεν μπορεί να ξεπεράσει το 30%

- ✓ Όριο Ανάληψης Φορτίου του Συστήματος ανά Τεχνολογία ΑΠΕ

$$GridWP[t] + \sum_{hu} HybRes2Grid[t] \leq demRESLIM^r * D_t \quad \forall t, r \quad (9)$$

Και πάλι ασχολούμαστε κυρίως με τα αιολικά και προσπαθούμε να ελέγξουμε το ποσό της ζήτησης που θα αναλάβουν να καλύψουν για λόγους ασφάλειας του συστήματος αλλά και λόγω της μεταβλητότητας του αιολικού δυναμικού από τη μια ώρα κατανομής στην άλλη

Για την ομαλή λειτουργία του μοντέλου υπάρχουν και κάποιοι περιορισμοί αρχικοποίησης έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η συνέχεια της λύσης από τη μια μέρα στην άλλη. Συγκεκριμένα οι βασικές μεταβλητές X_{th} , X_{wp} , X_{hg} , X_{dem} , $X_{storage}$ παίρνουν κάποιες δεδομένες τιμές την ώρα νούμερο 24 μιας ημέρας κατανομής. Αυτές οι τιμές φυλάσσονται σε πίνακες των οποίων το μέγεθος εξαρτάται από το πλήθος των τιμών που παίρνει η κάθε μεταβλητή για μια ώρα. Στη συνέχεια αυτές οι τιμές χρησιμοποιούνται σαν στοιχεία εισόδου στο μοντέλο που επιλύει από τη πρώτη ώρα έως και την ώρα 24 της επόμενης έχοντας λάβει στον υπολογισμό και αυτές τις αρχικές τιμές :

- $InitialTH[th] == X_{th}[th][0]$ για κάθε th
- $InitialWP[wp] == X_{wp}[wp][0]$ για κάθε wp
- $InitialHG[hg] == X_{hg}[hg][0]$ για κάθε hg
- $InitialHS[hs] == X_{dem}[hs][0]$ για κάθε hs
- $InitialStore[hu] == X_{storage}[hu][0]$ για κάθε hu

6.7.2 Περιορισμοί Λειτουργίας Συμβατικών Μονάδων

Παρακάτω σημειώνονται οι εξισώσεις που προσομοιώνουν βέλτιστα τη λειτουργία των θερμικών μονάδων και ισχύουν για κάθε ώρα και μονάδα ξεχωριστά.

- ✦ Καθορισμός ορίων παραγωγής μια θερμικής μονάδας σε σχέση με την ισχύ των αντίστοιχων σημείων λειτουργίας :

$$X_{th,t}^{gen} = \sum_b X_{th,b,t}^{gen}, \forall t \quad (10)$$

$$X_{th,b,t}^{gen} \leq Q_{th,b}^{Block}, \forall t \quad (11)$$

Η εξίσωση (10) εξασφαλίζει ότι η παραγωγή μια θερμικής μονάδας σε μια συγκεκριμένη ώρα ισούται με τον άθροισμα της παραγωγής των επιμέρους μπλοκ την ίδια ώρα. Για παράδειγμα μια μονάδα που έχει τρία σημεία λειτουργίας με ισχύ $P(50\%)=21,6MW$,

$P(75\%)=10,8 \text{ MW}$, $P(100\%)=10,8 \text{ MW}$ (η ισχύ αποτελεί τη διαφορική ισχύ μπλοκ) και βρίσκεται στο τρίτο σημείο λειτουργίας για μια ώρα τότε η συνολική παραγωγή της μονάδας είναι το άθροισμα της ενέργειας των επιμέρους μπλοκ ισχύος. Έτσι στη περίπτωση αυτή η συνολική παραγωγή είναι ίση με $21,6+10,8+10,8$ ($43,2\text{MW}$). Αυτή η σχέση έχει νόημα εφόσον έχει χρησιμοποιηθεί η έννοια της διαφορικής ισχύος.

Παράλληλα η σχέση η (11) υποδεικνύει ότι η παραγόμενη ανά μπλοκ ισχύ για κάθε ώρα δεν μπορεί να υπερβεί τη μέγιστη διαφορική ισχύ μπλοκ όπως υπολογίστηκε προηγουμένως.

✦ Λειτουργικά όρια μονάδων

$$X_{th,t}^{gen} + X_{th,t}^{up(rsv)} \leq I_{th,t}^{status} \cdot Q_{th}^{CAP}, \forall t \quad (1)$$

$$X_{th,t}^{gen} - X_{th,t}^{dn(rsv)} \geq I_{th,t}^{status} \cdot Q_{th}^{TM}, \forall t \quad (2)$$

Η εξίσωση (12) ορίζει ότι αν το status μια μονάδας είναι 1 δηλαδή είναι σε λειτουργία τότε το σύνολο παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την κάλυψη ενός ποσοστού του φορτίο μαζί με το ποσό που παράγεται για άνω εφεδρεία δεν μπορεί να ξεπερνάει το τεχνικό μέγιστο της μονάδας. Αυτός ο κανόνας πρέπει να τηρείται για κάθε ώρα κατανομής και για κάθε συμβατική μονάδα.

Ομοίως η σχέση (13) ορίζει ότι το συνολικό ποσό παραγόμενης ενέργειας μια θερμικής μονάδας μείον το ποσό που κρατείται για λόγους αρνητικής εφεδρείας πρέπει να είναι μεγαλύτερο από το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας εφόσον βέβαια αυτή είναι σε λειτουργία την υπό εξέταση ώρα.

✦ Όρια για κάθε τύπο Εφεδρείας

$$X_{th,t}^{rsv} \leq I_{th,t}^{status} \cdot Q_{th}^{rsv}, \forall t, rsv \quad (14)$$

Η παραπάνω σχέση περιορίζει το παραγόμενο ποσό εφεδρείας ορίζοντας ως μέγιστη τιμή αυτή που ορίζουν τα τεχνικά στοιχεία της μονάδας. Έτσι υπάρχει εάν πάνω και ένα κάτω όριο τα οποία οι θερμικές μονάδες δεν μπορούν να ξεπεράσουν και έτσι περιορίζουμε σε ένα αποδεκτό εύρος τιμών τα ποσά εφεδρείας που παράγονται σε κάθε περίπτωση .

✦ Ρυθμός Αύξησης και Ελάττωσης Παραγόμενης Ισχύος από μια θερμική μονάδα

$$X_{th,t}^{gen} - X_{th,t-1}^{gen} \leq I_{th,t}^{status} \cdot RU_{th} + (I_{th,t}^{status} - I_{th,t-1}^{status}) \cdot Q_{th}^{TM}, \forall t \quad (3)$$

$$X_{th,t-1}^{gen} - X_{th,t}^{gen} \leq I_{th,t-1}^{status} \cdot RD_{th} + (I_{th,t-1}^{status} - I_{th,t}^{status}) \cdot Q_{th}^{TM}, \forall t \quad (4)$$

Οι παραπάνω εξισώσεις σχηματίστηκαν στο πλαίσιο της γενικής φιλοσοφίας ότι μια συμβατική μονάδα παραγωγής δεν μπορεί να μεταβάλει το σημείο λειτουργίας της από τη μια ώρα στην άλλη ανεξέλεγκτα. Γενικά κάποιες μονάδες έχουν πολύ γρήγορη απόκριση και μπορούν να παράγουν μεγάλο ποσό ισχύος τη μια ώρα ενώ την προηγούμενη ήταν ανενεργές. Για παράδειγμα οι ΑΣ έχουν αυτή τη δυνατότητα. Από την άλλη υπάρχουν και μονάδες όπως οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί οι οποίοι έχουν μια καθυστέρηση από τη καύση του καυσίμου στη μετατροπή της μηχανικής ενέργειας των στροβίλων σε ηλεκτρική ενέργεια. Οι παραπάνω εξισώσεις λαμβάνοντας υπόψιν τα τεχνικά ελάχιστα, τη κατάσταση λειτουργίας και τους ρυθμούς μεταβολής ισχύος που ορίζουν τα τεχνικά χαρακτηριστικά των σταθμών ορίζουν το μεταβολή ισχύος που μπορεί μια μονάδα να επιβάλει από τη μια ώρα στην επόμενη.

Πιο συγκεκριμένα έστω δύο διαδοχικές ώρες κατανομής στις οποίες μια μονάδα βρίσκεται σε λειτουργία συνεχόμενα. Η μεταβολή ισχύος από τη μία ώρα στην άλλη δεν μπορεί να υπερβεί ούτε το RU_{th} στη περίπτωση που αυξάνει η ισχύ της αλλά ούτε και το RD_{th} στην περίπτωση που μειώνει την ισχύ της. Αν τώρα μία μονάδα είναι κλειστή την ώρα t και την ώρα $t+1$ παράγει ένα ποσό ενέργειας αυτό πρέπει να είναι μικρότερο από άθροισμα του τεχνικού ελαχίστου της και του RU_{th} . Ομοίως και στην περίπτωση που μια μονάδα είναι ανοιχτή αρχικά αλλά την επόμενη ώρα αποφασίζει να τερματίσει την παραγωγή.

✦ Προτεραιότητα Παραγωγής μιας Συμβατικής Μονάδας

$$X_{th,b,t}^{gen} \leq BlockStatus[th][b][t] * Q_{th,b}^{Block} \quad \forall t, b, th$$

$$BlockStatus[th][b][t] \leq \frac{X_{th,b,t}^{gen}}{Q_{th,b}^{Block}}, \quad \forall t, th, b > 2$$

Το παραπάνω σετ περιορισμών εγγυάται την σωστή λειτουργία μιας μονάδας και θέτει τις προτεραιότητες για το πώς πρέπει να αυξάνεται η ισχύς από το ένα σημείο λειτουργίας στο αμέσως επόμενο. Γενικότερα όταν παράγεται το σύνολο του πρώτου μπλοκ ισχύος τότε, και μόνο αν υπάρχει ανάγκη για αύξηση της ισχύος, η μονάδα μεταβαίνει στο δεύτερο σημείο λειτουργίας και αρχίζει να προστίθεται ισχύς στο

υφιστάμενο επίπεδο μέχρι να τερματιστεί και το όριο της διαφορικής ισχύος του δευτέρου μπλοκ. Την σωστή μετάβαση την ελέγχει η δυαδική μεταβλητή BlockStatus.

Όσο ένα μπλοκ παρέχει περιθώριο για αύξηση ισχύος από τη πλευρά της μονάδας η τιμή της δυαδικής μεταβλητής παραμένει 0 μην επιτρέποντας στο μοντέλο να χρησιμοποιήσει ισχύ από άλλα επίπεδα λειτουργίας που μπορεί να συμφέρουν οικονομικά. Όταν η ισχύς που παρέχεται από ένα σημείο λειτουργίας φτάσει στη μέγιστη τιμή της όπως ορίζει η χωρητικότητα κάθε μπλοκ τότε η μεταβλητή γίνεται 1 και δίνει τη δυνατότητα να παραχθεί ισχύ από το επόμενο σημείο λειτουργίας που θα προστεθεί στην ήδη υπάρχουσα.

Βέβαια αυτό το σετ έχει γίνει για να υπάρξει σωστή μοντελοποίηση αφού κάτι τέτοιο δεν συμβαίνει στη πραγματικότητα. Απλώς στη περίπτωση μας έχοντας οικονομικά κριτήρια επιλογής πακέτων ενέργειας πρέπει να κρατήσουμε και σωστή την ιεραρχία αύξησης της παραγόμενης ισχύος που τηρείται από ένα σταθμό ηλεκτρικής ενέργειας.

6.7.3 Περιορισμοί Λειτουργίας ΑΠΕ και ΥΒΣ

Στο σημείο αυτό θα παρουσιάσουμε τους βασικούς κανόνες λειτουργίας των εναλλακτικών μορφών ενέργειας. Συγκεκριμένα έχουμε :

❖ Όρια παραγωγής ανά τεχνολογία ΑΠΕ

$$\sum_{wp} X_{wp}[wp][t] \leq Q_{wp}MAX \quad \forall t, wp \quad (17)$$

$$\sum_{pv} X_{pv}[pv][t] \leq Q_{pv}MAX \quad \forall t, pv \quad (17i)$$

Το σετ των περιορισμών 17 και 17i ορίζει τα μέγιστα επίπεδα παραγωγής ανα μονάδα ΑΠΕ. Ουσιαστικά ορίζει το τεχνικό μέγιστο διασφαλίζοντας ότι καμία τεχνολογία δεν μπορεί να παράγει πάνω από αυτό το όριο.

❖ Εφεδρείες Κατανεμημένων μονάδων του ΥΒΣ

$$X_{hg,t}^{gen} + X_{hg,t}^{up(rsv)} \leq I_{hg,t}^{status} \cdot Q_{hg}^{CAP}, \forall t \quad (5)$$

$$X_{hg,t}^{gen} - X_{hg,t}^{dn(rsv)} \geq I_{hg,t}^{status} \cdot Q_{hg}^{TM}, \forall t \quad (6)$$

Ομοίως με τις θερμικές, οι κατανεμημένες μονάδες παραγωγής του ΥΒΣ και ποιο συγκεκριμένα του ΥΗΣ έχουν κανόνες θετικής και αρνητικής εφεδρείας όπως τους αναλύσαμε προηγουμένως.

❖ Όρια παραγόμενης ισχύος για λόγους Εφεδρείας

$$X_{hg,t}^{rsv} \leq I_{hg,t}^{status} \cdot Q_{hg}^{rsv}, \forall t, rsv \quad (7)$$

Το ποσό εφεδρείας που παράγεται ανά ώρα και τύπο εφεδρείας δεν μπορεί να ξεπερνάει τη μέγιστη ισχύ όπως έχει οριστεί και εφόσον η κατανεμημένη μονάδα βρίσκεται σε λειτουργία.

❖ Διαθεσιμότητα εφεδρείας σε σχέση με την υπάρχουσα στάθμη ενέργειας του ΥΒΣ

$$\sum_{hg(hu)} X_{hg(hu),t}^{up} \leq X_{hu}^{storage} - Q_{hu}^{MinStorage}, \forall t \quad (8)$$

$$\sum_{hg(hu)} X_{hg(hu),t}^{dn} \leq Q_{hu}^{MaxStorage} - X_{hu}^{storage}, \forall t \quad (9)$$

Το σέτ (21) και (22) ορίζει τα επίπεδα άνω και κάτω εφεδρείας αντίστοιχα, ανάλογα με τη στάθμη ενέργειας που υπάρχει στον υβριδικό. Είναι προφανές στη περίπτωση της άνω εφεδρείας ότι το ποσό που παράγεται για αυτόν το σκοπό δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερο του περιθωρίου που ορίζει η διαφορά ανάμεσα στη μέγιστη ενεργειακή τιμή του σταθμού με την υπάρχουσα ενέργεια την υπό εξέταση ώρα. Οι (21) και (22) είναι ένα συνολικός κανόνας που αφορά το σύνολο των κατανεμημένων μονάδων που διαθέτει ένας ΥΒΣ και εξετάζει την ενέργεια εφεδρείας βάση του διαθέσιμου χώρου που παρουσιάζει ο ΥΒΣ κάθε ώρα. Ομοίως και στην περίπτωση της αρνητικής εφεδρείας το ποσό για το σκοπό αυτό δεν μπορεί να ξεπεράσει τη τιμή της διαφοράς ανάμεσα στην ήδη υπάρχουσα ενέργεια και το κατώτατο όριο του σταθμού.

❖ Ρυθμός αύξησης και μείωσης της παραγόμενης ενέργειας από τους ΥΒΣ

$$X_{hg,t}^{gen} - X_{hg,t-1}^{gen} \leq I_{hg,t}^{status} \cdot RU_{hg} + (I_{hg,t}^{status} - I_{hg,t-1}^{status}) \cdot Q_{hg}^{CAP}, \forall t \quad (10)$$

$$X_{hg,t-1}^{gen} - X_{hg,t}^{gen} \leq I_{hg,t-1}^{status} \cdot RD_{hg} + (I_{hg,t-1}^{status} - I_{hg,t}^{status}) \cdot Q_{hg}^{TM}, \forall t \quad (11)$$

Ομοίως με τις θερμικές ορίζονται και τα όρια των επιτρεπόμενων μεταβολών στην παραγωγή ισχύος από τη μια ώρα κατανομής την επόμενη. Προφανώς μιλάμε για γεννήτριες που ανήκουν στο ΥΗΣ , μια μονάδα παραγωγής που αποκρίνεται πολύ γρήγορα. Έτσι αναπτύσσει πλήρη ισχύ από μια ώρα στην επόμενη ακόμα και όταν είναι κλειστή αρχικά.

❖ Τεχνικά Όρια Αποθηκευτικών Μονάδων

$$X_{hs(hu),t}^{dem} \leq I_{hs(hu),t}^{status} \cdot Q_{hs(hu)}^{CAP} \quad \forall t, hs \quad (12)$$

$$X_{hs(hu),t}^{dem} \geq I_{hs(hu),t}^{status} \cdot Q_{hs(hu)}^{TM} \quad \forall t, hs \quad (13)$$

Οι απαιτήσεις αποθήκευσης έχουν ένα εύρος τιμών από το τεχνικό ελάχιστο έως και το τεχνικό μέγιστο απορρόφησης ενέργειας που για λόγους συμβατότητας το έχουν εκφραστεί σε μονάδες Ενέργειας(MW).

❖ Ισοζύγιο Ενέργειας ΥΒΣ

$$X_{hu,t}^{storage} = X_{hu,t-1}^{storage} + \sum_{hs(hu)} X_{hs,t}^{dem} \cdot ns_{hs} - \sum_{hg(hu)} X_{hg,t}^{gen} / ns_{hg} \quad \forall t, hu \quad (14)$$

Το ισοζύγιο ενέργειας του ΥΒΣ είναι μια πολύ σημαντική παράμετρος για την εύρυθμη και λειτουργική μοντελοποίηση του συστήματος του ΥΒΣ καθώς μας παρέχει τη δυνατότητα να αναλύσουμε τη ροή ενέργειας από τα αιολικά στους ταμιευτήρες νερού και έπειτα στη παραγωγική διαδικασία από τους υδροστροβίλους σημειώνοντας έτσι τη συνολική ενέργεια του σταθμού αλλά και τα ποσά ενέργειας που χάνονται λόγω απωλειών.

Πιο συγκεκριμένα ο (27) εγγυάται ότι η μεταβολή της ενεργειακής στάθμης του ΥΒΣ για δύο διαδοχικές ώρες της ημέρας ισούται με τις συνολική άντλησή επί το βαθμό απόδοσης της διαδικασίας μείον τη παραγόμενη συνολική ισχύ ως προς τον βαθμό απόδοσης μετατροπής της υδραυλικής ενέργειας σε ηλεκτρική.

Με άλλα λόγια το ποσό που αντικατοπτρίζει την παραγωγή αιολικής ισχύος από τα πάρκα του ΥΒΣ μείον την υδραυλική-μηχανική ενέργεια που παρέχεται για παραγωγή από τους ταμειευτήρες ισούται με τη μεταβολή της ενεργειακής στάθμης του ΥΒΣ από τη μία ώρα στην επόμενη.

❖ Άνω και Κάτω Όριο Ενέργειας του ΥΒΣ

$$X_{hu,t}^{storage} \leq Q_{hu}^{MaxStorage} \quad \forall t, hu \quad (15)$$

$$X_{hu,t}^{storage} \geq Q_{hu}^{MinStorage} \quad \forall t, hu \quad (28)$$

Το σετ (27) και (28) ορίζει το μέγιστο και το ελάχιστο ποσό ενέργειας που μπορεί να διαχειριστεί ο ΥΒΣ.

❖ Κατάσταση Λειτουργίας ΥΒΣ

$$I_{hu,t}^{gen} \geq I_{hg,t}^{status}, \forall hg(hu), \forall t \quad (29)$$

Ο παραπάνω περιορισμός ορίζει ότι αρκεί μια από τις μονάδες παραγωγής του ΥΒΣ να είναι σε λειτουργία παραγωγής ώστε να θεωρηθεί ότι όλος ο ΥΒΣ βρίσκεται σε κατάσταση λειτουργίας. Αντίθετα αν ο ΥΒΣ βρίσκεται σε λειτουργία παραγωγής δεν σημαίνει ότι όλες οι κατανεμημένες παραγωγικές μονάδες λειτουργούν.

❖ Κατάσταση Αποθήκευσης ΥΒΣ

$$I_{hu,t}^{store} \geq I_{hs,t}^{status}, \forall hs(hu), \forall t \quad (30)$$

Η εξίσωση (30) ακολουθεί την ίδια φιλοσοφία με την προηγούμενη θέτοντας την ΥΒΣ σε κατάσταση άντληση αν έστω μια αποθηκευτική μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση άντλησης. Παράλληλα σε αυτή τη περίπτωση δεν χρειάζεται να δουλεύουν όλα τα αντλιοστάσια για να θεωρηθεί ο σταθμός σε κατάσταση άντλησης.

❖ Γενικός κανόνας Λειτουργίας Του ΥΒΣ

$$I_{hu,t}^{gen} + I_{hu,t}^{store} \leq 1 \quad \forall t \quad (31)$$

Η εξίσωση (31) αποτελεί έναν πολύ βασικό περιορισμό για τον ΥΒΣ που χρησιμοποιούμε καθώς τον χαρακτηρίζει ως Υβριδικό μονού Αγωγού. Συγκεκριμένα αναλύοντας την παραπάνω σχέση αντιλαμβανόμαστε ότι δεν υπάρχει η δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης για μια συγκεκριμένη. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα ότι όταν ο σταθμός βρίσκεται σε κατάσταση άντλησης δεν μπορεί να παράγει και το αντίστροφο. Στο μοντέλο μας χρησιμοποιήθηκε αυτή η τεχνολογία αλλά υπάρχει και δυνατότητα σε άλλους σταθμούς να υπάρχει ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση. Οι ΥΒΣ διπλού αγωγού όπως λέγονται εμφανίζουν έτσι ένα πλεονέκτημα έναντι αυτών του μονού αγωγού.

Έως τώρα μοντελοποιήθηκαν οι βασικές λειτουργίες που διέπουν τον ΥΒΣ και τα επιμέρους τμήματα που τον αποτελούν. Πέρα από αυτά υπάρχουν και μερικά ακόμη σετ κανόνων ανάλογα με το είδος του ΥΒΣ αλλά και τις πολιτικές λειτουργίας που θέλει να εφαρμόσει ο Παραγωγός.

Παρακάτω παρουσιάζονται μερικές από τις βασικότερες εναλλακτικές επιλογές που έχει ο χρήστης για να ακολουθήσει συγκεκριμένες πολιτικές διαχείρισης του σταθμού.

- ✓ Ημερήσια Ενέργεια που απαιτεί ο Διαχειριστής του Συστήματος από τον Παραγωγό του ΥΒΣ.

$$\sum_{hg(hu)} \sum_t X_{hg(hu),t}^{gen} \geq Q_{hu}^{EnergyReq}$$

Αν τεθεί ένα όριο εγγυημένης ενέργειας από το σύστημα που πρέπει να εγχέεται στο δίκτυο από τον ΥΒΣ τότε ο σταθμός αναγκάζεται μαζί με τις παραγωγικές του μονάδες να παράγουν ενέργεια ανά ημέρα τουλάχιστον ίσης με την απαιτούμενη.

- ✓ Δήλωση Φορτίου για ανάγκες Άντλησης του ΥΒΣ από το Δίκτυο

$$\sum_{hs(hu)} \sum_t X_{hs(hu),t}^{dem} \geq Q_{hu}^{StoreRequest}$$

Στην παραπάνω σχέση περιγράφεται ο γενικός κανόνας που ορίζει τη δυνατότητα του παραγωγού του ΥΒΣ να δηλώσει ανάγκες άντλησης του στον διαχειριστή του συστήματος ώστε αυτές να καλυφθούν από το δίκτυο. Θέτοντας ένα ελάχιστο όριο ενέργειας ο παραγωγός πρέπει να έχει ανάγκες πάνω από αυτό το ποσό ενέργειας για να υποβάλλει δηλώσει φορτίου στον διαχειριστή του αυτόνομου συστήματος.

- ✓ Ενεργειακή Στάθμη ΥΒΣ στο τέλος της ημέρας

$$X_{hu,t=24}^{storage} \geq Q_{hu}^{TargetEndStorage}$$

Αποτελεί έναν προαιρετικό περιορισμό όπου ορίζει ότι η στάθμη ενέργειας του ΥΒΣ στο τέλος της ημέρας έχει ένα κατώτατο όριο που προφανώς είναι μεγαλύτερο από το ελάχιστο που ορίσαμε προηγουμένως. Αυτό εξυπηρετεί μέρες όπου υπάρχει μεγάλη ζήτηση και δίνει τη δυνατότητα στον παραγωγό να συμμετέχει γρήγορα στην κάλυψη του φορτίου χωρίς να πρέπει πρώτα να αντλήσει και να αποθηκεύσει ενέργεια. Για παράδειγμα αν υπάρχει υψηλό φορτίο τις πρωινές ώρες και διαθέσιμο αιολικό αργότερα μέσα στην ημέρα αυτός ο περιορισμός επιτρέπει στον παραγωγό να αρχίσει να παράγει πριν γεμίσει τους ταμειυτήρες του από τη διαδικασία της αποθήκευσης.

- ✓ Συνολικές ώρες λειτουργίας των διαδικασιών του ΥΒΣ

$$\sum_t I_{hu,t}^{gen} \leq N_{hu}^{max_gen_hours}$$

$$\sum_t I_{hu,t}^{gen} \geq N_{hu}^{min_gen_hours}$$

$$\sum_t I_{hu,t}^{store} \leq N_{hu}^{max_store_hours}$$

$$\sum_t I_{hu,t}^{store} \geq N_{hu}^{min_store_hours}$$

Ορίζονται οι ελάχιστες και οι μέγιστε ώρες άντλησης και παραγωγής στο διάστημα μιας ημέρας . Αυτό το σετ περιορισμών έχει να κάνει καθαρά με την πολιτική που θέλει να εφαρμόσει ο παραγωγός. Μπορεί για παράδειγμα με αυτό τον τρόπο να εξασφαλίσει ένα σημαντικό χρονικό διάστημα παραγωγής και να συμμετέχει ενεργά στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος.

6.7.4 Περιορισμοί και κανόνες προτεραιότητας για την αξιοποίηση της ενέργειας του ΥΒΣ

Όπως αναλύθηκαν και σε προηγούμενα κεφάλαια ένα πολύ σημαντικό θέμα λειτουργίας του ΥΒΣ είναι το πώς διαχειρίζεται το σύστημα και ο παραγωγός της τη παραγόμενη από τα αιολικά ενέργεια. Σαν βασικός κανόνας θεωρείται ότι τα αιολικά πάρκα του ΥΒΣ χρησιμοποιούνται κυρίως για την διαδικασία της άντλησης. Παρόλο αυτά μπορούν σε ειδικές περιπτώσεις όπου υπάρχει περίσσεια αιολικής ισχύος να γίνει έγχυση αυτής της ενέργειας απευθείας στο δίκτυο. Υπάρχουν διάφορες τεχνικές μοντελοποίησης για να εκφραστεί αυτή η πολιτική διαχείρισης θεωρώντας πάντα ότι ο διαχειριστής του συστήματος είναι εκείνος που αποφασίζει για δικό του όφελος και χωρίς να υπάρχει προσφορά ή ζήτηση ισχύος από τη πλευρά του παραγωγού του ΥΒΣ.

Όσον αφορά τη διαδικασία άντλησης από το δίκτυο είναι αποδεκτό ότι θα γίνεται μόνο σε περιπτώσεις όπου τα αιολικά του ΥΒΣ δεν μπορούν να ικανοποιήσουν τις ανάγκες αποθήκευσης που παρουσιάζονται. Γίνεται συνήθως σε ώρες χαμηλού φορτίου όπου συμφέρει οικονομικά τις συμβατικές μονάδες να παράγουν αυτό το επιπλέον ποσό ενέργειας για αποθηκευτικούς σκοπούς .

Πιο συγκεκριμένα για να μοντελοποιηθούν αυτές οι ανάγκες χρησιμοποιήθηκε σετ εξισώσεων που να μπορούν ταυτόχρονα να υπολογιστούν στο ίδιο πρόβλημα. Ο συνδυασμός των δύο αυτών περιορισμών εγγυάται ότι θα γίνεται άντληση από το αιολικό του ΥΒΣ και έγχυση της παρούσας ισχύος στο δίκτυο και άντληση από το δίκτυο μόνο όταν δεν επαρκεί η αιολική παραγωγή για αυτό το σκοπό .

Παρακάτω ακολουθούν τα σετ που δημιουργήσαμε :

1. Σετ 1 : Υπολογίζει την έγχυση αιολικής ενέργειας στο δίκτυο **(32)**

$$HybRes2Grid[hu][t] \geq \sum_{wp \in hu} Xwp[wp][t] - \sum_{hs \in hu} Xdem[hs][t]$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq \sum_{wp \in hu} Xwp[wp][t] - \sum_{hs \in hu} Xdem[hs][t] + (1 - d1[hu][t]) * M$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq d1[hu][t] * M$$

2. Σετ 2 : Υπολογίζει το ποσό ενέργειας για λόγους αποθήκευσης που αντλείται από το Δίκτυο **(33)**:

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \geq \sum_{hs \in hu} Xdem[hs][t] - \sum_{wp \in hu} Xwp[wp][t]$$

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq \sum_{hs \in hu} Xdem[hs][t] - \sum_{wp \in hu} Xwp[wp][t] + (1 - d2[hu][t]) * M$$

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq d2[hu][t] * M$$

Στη περίπτωση του πρώτου σετ (32) αν η παραγόμενη ενέργεια από τα αιολικά είναι μεγαλύτερη από τις απαιτήσεις αποθήκευσης τότε η μεταβλητή HybRes2Grid πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση της διαφοράς αυτών των δύο μεγεθών όμως η δυαδική μεταβλητή d1 σε αυτή τη περίπτωση παίρνει την τιμή 1 οπότε από τη δεύτερη εξίσωση αυτού του σετ πρέπει η μεταβλητή HybRes2Grid να είναι και μικρότερη ή ίση από τη διαφορά των μεγεθών που περιγράψαμε αρχικά.

Η συναλήθευση των δύο σχέσεων εξασφαλίζει την ισότητα. Επομένως η έγχυση σε αυτήν την περίπτωση είναι η επιπλέον αιολική ισχύ. Σε αντίθετη περίπτωση η δυαδική μεταβλητή παίρνει την τιμή μηδέν και εξαναγκάζει το σετ να ορίσει το HybRes2Grid και αυτό 0 για την συγκεκριμένη ώρα που συμβαίνει αυτό .

Δηλαδή όταν

$$\sum_{wp \in hu} Xwp[wp][t] \geq \sum_{hs \in hu} Xdem[hs][t]$$

Τότε ορίζουμε σαν τη θετική περίσσειά ισχύος από αυτή τη διαδικασία **A** :

$$A = \sum_{wp \in hu} Xwp[wp][t] - \sum_{hs \in hu} Xdem[hs][t]$$

Το σετ 1 (32) λοιπόν δίνει στη περίπτωση αυτή :

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq A$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \geq A + (1 - d1[hu][t]) * M$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq M * d1[hu][t]$$

Το μόνο που απομένει σε αυτό το σημείο είναι να διευκρινιστεί η τιμή της δυαδικής μεταβλητής $d1[hu][t]$ για την συγκεκριμένη ώρα που εξετάζεται ώστε το σύστημα των παραπάνω εξισώσεων να παράγει μια συναλήθευση. Στη περίπτωση αυτή $d1[hu][t]=1$ και ισχύει

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq A$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \geq A$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq M$$

Από την συναλήθευση των παραπάνω προκύπτει $HybRes2Grid[hu][t]=A$.

Στην αντίθετη περίπτωση όπου

$$\sum_{wp \in hu} X_{wp}[wp][t] \leq \sum_{hs \in hu} X_{dem}[hs][t]$$

Τότε το ποσό της διαφοράς που ορίσαμε παραπάνω παίρνει έστω μια αρνητική τιμή $-B$ και το σετ των εξισώσεων δίνει :

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq -B$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \geq -B + (1 - d1[hu][t]) * M$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq M * d1[hu][t]$$

Ορίζοντα τη μεταβλητή $d1[hu][t] = 0$ προκύπτει :

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq -B$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \geq -B + M$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq 0$$

Η συναλήθευση των παραπάνω δίνει ως μοναδική λύση το $HybRes2Grid[hu][t] = 0$.

Το Σετ 2 (33) που αφορά τους κανόνες προτεραιότητας για το ποσό άντλησης από το δίκτυο λειτουργεί με τον ίδιο τρόπο εξασφαλίζοντας ότι μόνο όταν τα αιολικά του ΥΒΣ αδυνατούν να καλύψουν τις ανάγκες αποθήκευσης τότε αντλείται ενέργεια από το Δίκτυο.

Έστω

$$\sum_{hs \in hu} X_{dem}[hs][t] \geq \sum_{wp \in hu} X_{wp}[wp][t]$$

Τότε η διαφορά τους ορίζεται ως το θετικό ποσό ισχύος που υπολείπεται για την κάλυψη των αναγκών αποθήκευσης Γ :

$$\Gamma = \sum_{hs \in hu} Xdem[hs][t] - \sum_{wp \in hu} Xwp[wp][t]$$

Επομένως το σετ 2 μας δίνει :

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \geq \Gamma$$

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq \Gamma + (1 - d2[hu][t]) * M$$

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq d2[hu][t] * M$$

Στη περίπτωση αυτή για να υπάρξει συναλήθευση η μεταβλητή d2 παίρνει τη τιμή 1 έτσι ώστε να υφίσταται υπαρκτή και ρεαλιστική λύση για το σύνολο των περιορισμών που απαρτίζουν το σετ 2 (33)

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \geq \Gamma$$

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq \Gamma$$

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq M$$

Παρατηρείται λοιπόν ότι η μεταβλητή HybStoreFromGrid ορίζεται ως Γ και δηλώνει το ποσό άντλησης που γίνεται από το δίκτυο.

Στην αντίθετη περίπτωση όπου :

$$\sum_{hs \in hu} Xdem[hs][t] \leq \sum_{wp \in hu} Xwp[wp][t]$$

Πράγμα που σημαίνει ότι είτε υπάρχει επάρκεια αιολικής ισχύος για τους σκοπούς αποθήκευσης τότε η διάφορά που ορίστηκε παίρνει μια αρνητική τιμή $-\Delta$ και προκύπτει :

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \geq -\Delta$$

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq -\Delta + (1 - d2[hu][t]) * M$$

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq d2[hu][t] * M$$

Σε αυτή την κατάσταση η μεταβλητή d2 γίνεται 0 και ως αποτέλεσμα έχουμε :

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \geq -\Delta$$

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq -\Delta + M$$

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq 0$$

Ομοίως και με το σετ 1 έτσι και τώρα το HybStoreFromGrid γίνεται 0 και εφόσον υπάρχει αρκετή παραγωγή από τα αιολικά του ΥΒΣ δεν συντρέχει λόγος ώστε ο παραγωγός να ζητήσει περαιτέρω ενέργεια για αποθήκευση από το διαχειριστή του Δικτύου.

Παραπάνω αναλύθηκαν τα δύο βασικά σετ(1,2) με τα οποία ορίζονται οι προτεραιότητες άντλησης και έγχυσης ενέργειας από και προς το Δίκτυο του ΥΒΣ.

Επιπλέον υπάρχει και ένα ακόμη σετ που έχει ακριβώς τον ίδιο σκοπό και τηρεί την ίδια φιλοσοφία περιορίζοντας ακόμα περισσότερο τις δυνατότητες των διαφορών διαδικασιών που εκτυλίσσονται κατά την διάρκεια της ημέρας. Αναλυτικά η μαθηματική διατύπωση του σετ **(34 , 34i)** έχει ως εξής :

$$HybStoreFromGrid[hu][t] \leq \max \left(\sum_{hs \in hu} Q_{hs}^{CAP} - \sum_{wp \in hu} Q_{wpMAX}[hu][t], 0.0 \right) \quad (34)$$

$$HybRes2Grid[hu][t] \leq \max \left(\sum_{wp \in hu} Q_{wpMAX}[hu][t] - \sum_{hs \in hu} Q_{hs}^{CAP}, 0.0 \right) \quad (34i)$$

Αναλύοντας τη μαθηματική διατύπωση του περιορισμού (34) παρατηρείται όσον αφορά τη μεταβλητή HybStoreFromGrid ότι πρέπει για κάθε χρονική στιγμή η τιμή που λαμβάνει να είναι μικρότερη από το μέγιστο μεταξύ του 0 και της παράστασης

$$\sum_{hs \in hu} Q_{hs}^{CAP} - \sum_{wp \in hu} Q_{wpMAX}[hu][t] \quad (**)$$

που αποτελεί τη τη διαφορά ανάμεσα στη συνολική ικανότητα αποθήκευσης του σταθμού μείον τη συνολική μέγιστη δυνατότητα παραγωγής Αιολικής ισχύος για κάθε ώρα ξεχωριστά.

Αν η (**) είναι θετική σημαίνει ότι τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή υπάρχει περιθώριο για αποθήκευση από τη πλευρά του σταθμού έτσι ο περιορισμός δίνει ότι η μεταβλητή πρέπει να είναι μικρότερη από αυτό το ποσό. Ταυτόχρονα η μεταβλητή HybStoreFromGrid παίρνει μόνο θετικές τιμές και το 0 δίνοντας της έτσι ένα εύρος τιμών από 0 έως και το θετικό περιθώριο της (**).

Σε αντίθετη περίπτωση η παράσταση (**) παίρνει αρνητική τιμή εξαναγκάζοντας τη μεταβλητή HybStoreFromGrid να πάρει τη τιμή 0 εφόσον δεν υπάρχουν παραπάνω ανάγκες αποθήκευσης από αυτές που ήδη ικανοποιεί η αιολική παραγωγή.

Η μεταβλητή HybRes2Grid συμπεριφέρεται ανάλογα με την HybStoreFromGrid βάσει του περιορισμού της καθώς κυμαίνεται ανάμεσα σε τιμές χαμηλότερες ή ίσες από το σύγκριση το 0 με την παράσταση

$$\sum_{wp \in hu} Q_{wpMAX}[hu][t] - \sum_{hs \in hu} Q_{hs}^{CAP} \quad (***)$$

που αποτελεί τη διαφορά ανάμεσα στην ωριαία ικανότητα παραγωγής αιολικής ισχύος του ΥΒΣ και την αποθηκευτική ικανότητα του σταθμού.

Αν υπάρχει περίσσεια αιολικής ισχύος ως προς τις αποθήκες του σταθμού τότε η μεταβλητή HybRes2Grid κυμαίνεται μεταξύ του μηδέν και το ποσού ισχύος που εκφράζει η περίσσεια αιολικής παραγωγής δίνοντας έτσι ένα περιθώριο έγχυσης ισχύος στο σύστημα την συγκεκριμένη ώρα. Σε αντίθετη περίπτωση και πάλι η τιμή της μεταβλητής είναι 0.

Το δεύτερο σετ (34 ,34i) είναι πιο αυστηρό ως προς τους κανόνες και τις περιπτώσεις όπου είτε εγχέεται ενέργεια στο δίκτυο είτε αντλείται ενέργεια από το δίκτυο σε σχέση με το αρχικό συνδυασμό των σετ 1 & 2 (32 ,33). Ενώ στα αρχικά σετ 32 και 33 υπάρχει ακριβής υπολογισμός του ποσού ισχύος που απαιτείται να υπολογιστεί ανάλογα με τις ανάγκες και τα περιθώρια μια δεδομένη στιγμή , το δεύτερο σετ (34 , 34i) επεξεργάζεται τις δυνατότητες του σταθμού ανάλογα με την αιολική ισχύ κάθε ώρα δίνοντας ένας εύρος τιμών από το οποίο το μοντέλο επιλέγει μια συγκεκριμένη τιμή.

Οι δύο αυτές πολιτικές που εκφράζονται από τους παραπάνω περιορισμούς δίνουν τη δυνατότητα στο χρήστη να ελέγχει φαινόμενα όπως οι περικοπές ΑΠΕ, τη προτεραιότητα συμμετοχής των εναλλακτικών μορφών ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος και τα αποτελέσματα της ενεργοποίησης συνδυασμού των παραπάνω πολιτικών είναι πολύ ενδιαφέροντα και θα αναλυθούν ευθύς αμέσως στο επόμενο κεφάλαιο .

Κεφάλαιο 7 : Αποτελέσματα προσομοιώσεων του μαθηματικού μοντέλου για διάφορες καταστάσεις και πολιτικές διαχείρισης του Συστήματος

7.1 Γενικά στοιχεία προσομοίωσης και επιλογή κατάλληλων ημερών του ημερολογιακού έτους.

Σκοπός του κεφαλαίου αυτού είναι να παρουσιαστούν τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του μοντέλου που δημιουργήθηκε δίνοντας βάρος στα αποτελέσματα που αναφέρονται στα βασικά μεγέθη του συστήματος όπως είναι η αιολική παραγωγή , θερμική παραγωγή , τα συνολικά ποσά εφεδρείας , η ενέργεια του υβριδικού οι απαιτήσεις άντλησης και η παραγωγική λειτουργία των ΥΗΣ του ΥΒΣ.

Παράλληλα δίνεται έμφαση σε φαινόμενα που προκύπτουν ανάλογα με τα χαρακτηριστικά κάθε ημέρας και τις διάφορες πολιτικές λειτουργίας που ακολουθούνται σε κάθε περίπτωση. Παρατηρούνται εκτενώς οι περικοπές ΑΠΕ που υπάρχουν στο σύστημα ανάλογα με τη ζήτηση και τις προτεραιότητες που θέτουμε καθώς επίσης και τα ποσά ενέργειας που προκύπτουν από την υδροαιολική συνεργασία.

Ανάλογα την περίπτωση εξετάζουμε την άντληση από το δίκτυο και επιστροφή της ενέργειας αυτής μέσω της παραγωγικής διαδικασίας που ακολουθεί ο ΥΒΣ ενώ παρατηρείται και η διακύμανση του κόστους.

Η ανάλυση που θα ακολουθήσει έχει να κάνει με κάθε ημέρα ξεχωριστά γνωρίζοντας από πριν την ημερήσια ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου του Νησιού καθώς και το ημερήσιο δυναμικό που παρουσιάζουν οι διάφορες μορφές ΑΠΕ του δικτύου και τα αιολικά του ΥΒΣ. Σημειώνεται σε αυτό το σημείο ότι κάθε ημέρα που από αυτές που έχουν επιλεχθεί να προσομοιωθούν έχει διαφορετικά χαρακτηριστικά και στόχο έχει να δείξει τις διαφορετικές επιλογές που έχει ο διαχειριστής ανάλογα τη περίπτωση.

Τα κριτήρια επιλογής των κατάλληλων ημερών που χρησιμοποιήθηκαν είναι τρία. Το πρώτο κριτήριο είναι η συνολική ημερήσια ζήτηση όπου μία ημέρα ανάλογα τα επίπεδα της ως προς την ημέρα μέγιστης ζήτησης του έτους μπορεί να χαρακτηριστεί ημέρα υψηλού φορτίου , ημέρα μέτριου φορτίου ή ημέρα χαμηλού φορτίου.

Το δεύτερο κριτήριο έχει να κάνει με το ημερήσιο δυναμικό των εγκατεστημένων αιολικών σταθμών που ανήκουν στο δίκτυο και συμμετέχουν άμεσα και απευθείας στο

ενεργειακό ισοζύγιο κάθε ημέρας αφού αναλαμβάνουν ένα πολύ σημαντικό μέρος του ημερήσιου φορτίου. Μια ημέρα ως προς αυτό το χαρακτηριστικό μπορεί να χαρακτηριστεί ως ημέρα υψηλού μέτρου και χαμηλού δυναμικού ανάλογα πάντα ως προς τη μέγιστη ημερήσια τιμή που παρατηρήθηκε μέσα στο έτος σύμφωνα με τα στοιχεία που χορηγήθηκαν.

Το τρίτο και τελευταίο κριτήριο έχει να κάνει με το αιολικό δυναμικό που παρουσιάζουν οι σταθμοί του ΥΒΣ. Ανάλογα τη συνολική δυναμικότητα παραγωγής ανά ημέρα μπορεί και πάλι μια μέρα να χαρακτηριστεί υψηλού μέτρου ή χαμηλού δυναμικού όσον αφορά τα αιολικά του ΥΒΣ.

Οι συνδυασμοί των παραπάνω κριτηρίων μας έδωσαν ημέρες που ποικίλουν και είναι κατάλληλες για να δείξουμε το πώς συμπεριφέρεται το μοντέλο σύμφωνα με τους κανόνες που ορίσαμε αλλά και τα επίπεδα ευσθησίας του προβλήματος σε απότομες αλλαγές των δεδομένων ή των πολιτικών διαχείρισης.

Αναλυτικά οι ημέρες κατατάσσονται ως εξής στις ακόλουθες κατηγορίες :

1. Χαμηλή Ηλεκτρική Ζήτηση / Χαμηλό δυναμικό ΑΠΕ δικτύου / Χαμηλό δυναμικό αιολικών ΥΒΣ.
2. Χαμηλή Ηλεκτρική Ζήτηση / Χαμηλό δυναμικό ΑΠΕ δικτύου/ Υψηλό δυναμικό αιολικών ΥΒΣ.
3. Χαμηλή Ηλεκτρική Ζήτηση/Υψηλό δυναμικό ΑΠΕ δικτύου/Χαμηλό Δυναμικό αιολικών ΥΒΣ.
4. Χαμηλή Ηλεκτρική Ζήτηση/Υψηλό δυναμικό ΑΠΕ δικτύου /Υψηλό Δυναμικό αιολικών ΥΒΣ.
5. Υψηλή Ηλεκτρική Ζήτηση / Χαμηλό δυναμικό ΑΠΕ δικτύου / Χαμηλό δυναμικό αιολικών ΥΒΣ.
6. Υψηλή Ηλεκτρική Ζήτηση / Χαμηλό δυναμικό ΑΠΕ δικτύου/ Υψηλό δυναμικό αιολικών ΥΒΣ.
7. Υψηλή Ηλεκτρική Ζήτηση/Υψηλό δυναμικό ΑΠΕ δικτύου/Χαμηλό Δυναμικό αιολικών ΥΒΣ.
8. Υψηλή Ηλεκτρική Ζήτηση/Υψηλό δυναμικό ΑΠΕ δικτύου /Υψηλό Δυναμικό αιολικών ΥΒΣ

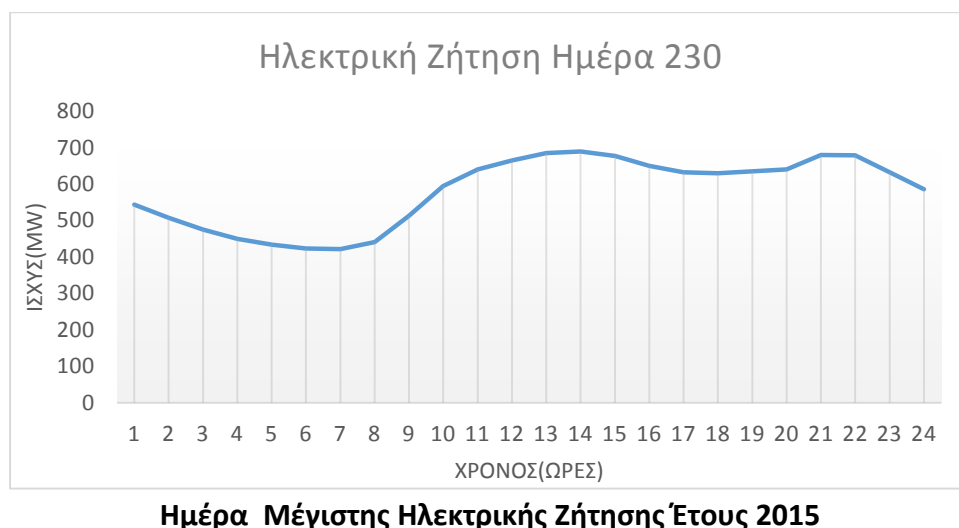
Οι χαρακτηρισμοί για υψηλό ή χαμηλό για κάθε κριτήριο έγιναν με βάση ποσοστά επί των μεγίστων και ελαχίστων τιμών που προέκυψαν από την ανάλυση των δεδομένων. Αναλυτικότερα από την ανάλυση των δεδομένων προέκυψε :

ΗΜΕΡΑ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ/ ΗΜΕΡΑ ΜΕΓΙΣΤΟΥ ΣΥΝΟΛΙΚΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ

Από τα στοιχεία που χορηγήθηκαν για τη προβλεπόμενη ωριαία ζήτηση για το έτος η μέγιστη ημερήσια ζήτηση παρατηρήθηκε την ημέρα 230 του έτους όπου παρατηρείται συνολική απαιτούμενη ενέργεια

$$\sum_{t=1}^{t=24} D_t = 13928,8 \text{ MWh}$$

Η χρονοσειρά φορτίου της ημέρας 230 παρουσιάζεται στο παρακάτω διάγραμμα :



Ημέρα Μέγιστης Ηλεκτρικής Ζήτησης Έτους 2015

Παρατηρείται μέγιστο ωριαίο φορτίο $P_{\max}=689,40 \text{ MW}$ για την ώρα $t=14$ και ελάχιστο $P_{\min}=422,7 \text{ MW}$ για $t=7$.

ΗΜΕΡΑ ΕΛΑΧΙΣΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ/ ΗΜΕΡΑ ΕΛΑΧΙΣΤΟΥ ΣΥΝΟΛΙΚΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ

Η ημέρα του εξεταζόμενου έτους που παρατηρήθηκε η ελάχιστη ζήτηση είναι η ημέρα 325 για την οποία οι συνολικές ανάγκες υπολογίζονται

$$\sum_{t=1}^{t=24} D_t = 6132,4 \text{ MWh}$$

Η χρονοσειρά φορτίου της ημέρας 325 φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα :



Ημέρα Ελάχιστης Ηλεκτρικής Ζήτησης Έτους 2015

Το ελάχιστο φορτίο της ημέρας παρατηρείται την ώρα $t=6$ και έχει τιμή $P_{\min} = 185,2 \text{ MW}$ για $t=6$ και το μέγιστο φορτίο της ημέρας είναι $P_{\max}=359,4 \text{ MW}$ για $t=19$.

Ομοίως ορίζονται και τα οι ημέρες μέγιστου και ελάχιστου αιολικού δυναμικού για σταθμούς του δικτύου και του υβριδικού σταθμού παραγωγής. Αναλυτικά :

ΗΜΕΡΑ ΜΕΓΙΣΤΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΔΙΚΤΥΟΥ

Όσον αφορά τα αιολικά πάρκα που ανήκουν στο δίκτυο και συμμετέχουν στο ενεργειακό ισοζύγιο η μέγιστη δυνατότητα τους εκφράζεται συνολικά στο διάστημα μια ημέρας λόγω της έντονης μεταβλητότητας της αιολικής παραγωγή. Έτσι για να αξιολογηθεί μια ημέρα ως ημέρα υψηλού δυναμικού παρατηρούμε τη συνολική δυνατότητα που έχει το σύνολο των αιολικών πάρκων. Μια τέτοια ημέρα είναι η day 32 όπου παρουσιάζεται

$$\sum_{t=1}^{t=24} Q_{wpMAX}[1][t] = 4011,22 \text{ MWh}$$

και η αντίστοιχη γραφική παράσταση ως προς τον χρόνο παρουσιάζεται στο παρακάτω διάγραμμα :



Ημέρα Μέγιστου Αιολικού Δυναμικού για ΑΠΕ Δικτύου Έτους 2015

ΗΜΕΡΑ ΕΛΑΧΙΣΤΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΔΙΚΤΥΟΥ

Ανάλογα ορίζεται και η ημέρα που πιθανότατα έχει το ελάχιστο αιολικό δυναμικό και είναι η ημέρα 82 του έτους όπου ισχύει :

$$\sum_{t=1}^{t=24} Q_{wpMAX}[1][t] = 13,2 \text{ MWh}$$

Η αντίστοιχη χρονοσειρά παρουσιάζεται στο παρακάτω διάγραμμα :



Ημέρα Ελάχιστου Αιολικού Δυναμικού για ΑΠΕ Δικτύου Έτους 2015

Όπως προκύπτει από το διάγραμμα την παραπάνω ημέρα επικρατεί νηνεμία στο Νησί της Κρήτης.

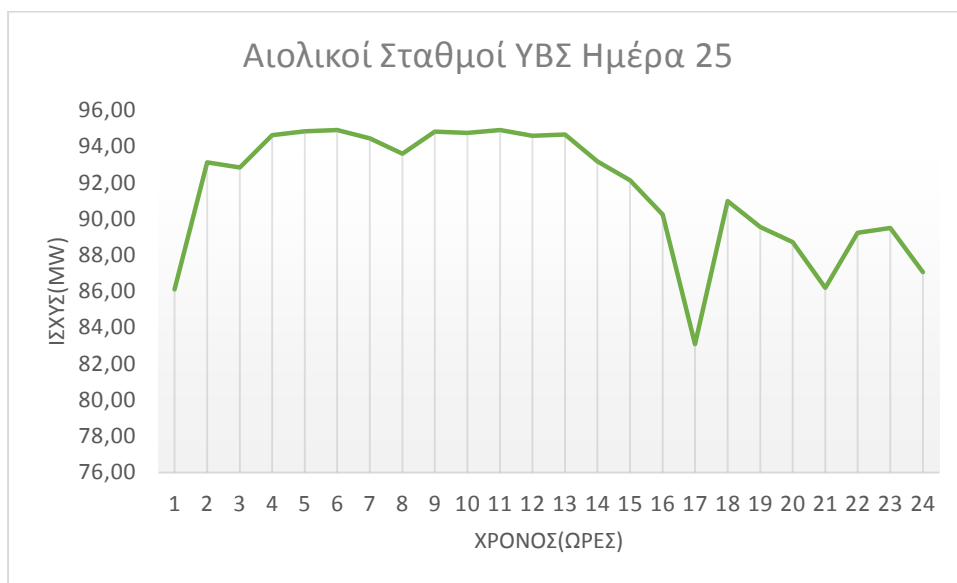
Τέλος θα οριστούν και τα αντίστοιχα όρια λειτουργίας και δυναμικότητας για τα αιολικά του ΥΒΣ που είναι το τελευταίο κριτήριο για τις διάφορες ημέρες λειτουργίας.

ΗΜΕΡΑ ΜΕΓΙΣΤΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΥΒΣ

Στη περίπτωση του ΥΒΣ η αξιολόγηση της συνολικής αιολικής δυναμικότητας γίνεται με τον ίδιο τρόπο όπως και σε αυτά που ανήκουν στο δίκτυο. Στην περίπτωση μας ο ΥΒΣ έχει τεχνικό μέγιστο 100 MW και η ημέρα που παρουσιάζει το συνολικό μέγιστο ποσό ενέργειας που μπορεί να παράγει αυτό το αιολικό είναι η ημέρα 25 του έτους όπου ισχύει

$$\sum_{t=1}^{t=24} Q_{wpMAX[2]}[t] = 2198,22 \text{ MWh}$$

Το αντίστοιχο διάγραμμα παρουσιάζεται παρακάτω :



Ημέρα Μέγιστου Αιολικού Δυναμικού ΥΒΣ Έτους 2015

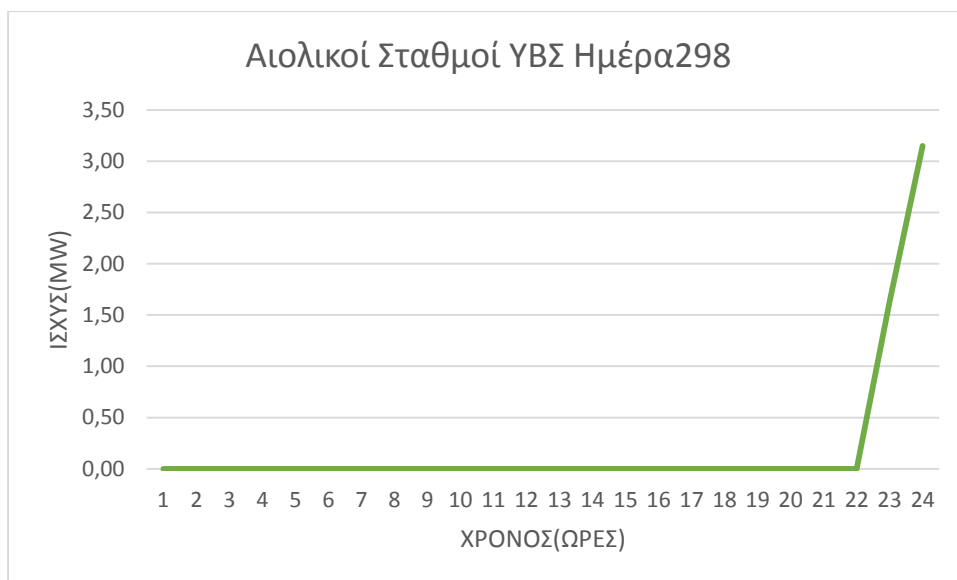
ΗΜΕΡΑ ΕΛΑΧΙΣΤΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΥΒΣ

Η ημέρα ελάχιστου δυναμικού για τα αιολικά του ΥΒΣ όπως αυτή καταγράφηκε από τα δεδομένα είναι η ημέρα 298 όπου έχουμε

$$\sum_{t=1}^{t=24} Q_{wpMAX}[2][t] = 4,78 \text{ MWh}$$

Συμπεραίνεται και μόνο από το νούμερο ότι την ημέρα αυτή υπάρχει μηδενική δυνατότητα παραγωγής. Τα όρια μέγιστης και ελάχιστης παραγωγικής δυνατότητας ορίζουν το εύρος λειτουργίας και πιθανών τιμών της μεταβλητής X_{wp} και αυτό ισχύει και για τα αιολικά του Δικτύου.

Η αντίστοιχη γραφική παράσταση για την ημέρα 298 έχει ως εξής :



Ημέρα Ελαχίστου Αιολικού Δυναμικού ΥΒΣ Έτους 2015

Με την παραπάνω διαδικασία εκτός από ένα μέτρο σύγκρισης για την επιλογή της κατάλληλης ημέρας προσδιορίστηκε και ένα ρεαλιστικό εύρος ζήτησης και λειτουργίας μονάδων ΑΠΕ σύμφωνα με σημεία λειτουργίας που υπάρχουν για όλο το έτος δηλαδή για 8760 ώρες κατανομής. Από το συνδυασμό των κριτηρίων επιλέχθηκαν οι κατάλληλες μέρες προσομοίωσης που παρουσιάζονται παρακάτω και ορίζονται ως οι πιο χαρακτηριστικές των περιπτώσεων :

DEMAND/ WP GRID/ WP HYBRID	DAYS OF THE YEAR 2015
High/High/High	228 210 196 186 196
High/High/Low	238 239
High/Low/Low	217 218 242 243 224 225
High/Low/High	230 231 172 254 275
Low/High/High	8 365 32 97
Low/High/Low	101 303 313 359 281
Low/Low/High	357 115 114 254 275 65
Low/Low/Low	1 52 80 311

Πίνακας Επιλογής αντιπροσωπευτικών ημερών ανάλογα τη κατηγοριοποίηση

Παρόλα αυτά κάποιες μέρες από αυτές ξεχωρίζουν ιδιαίτερα καθώς πληρούν στον μεγαλύτερο βαθμό τα κριτήρια που έχουμε θέσει. Πιο συγκεκριμένα

Ημέρα 228 :

- Ζήτηση 95,23% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 94,08% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 95,05% του μεγίστου

Ημέρα 210 :

- Ζήτηση 88% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 95,5% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 76,18% του μεγίστου

Ημέρα 238 :

- Ζήτηση 88,35% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 95,68% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 11,76% του μεγίστου

Ημέρα 239 :

- Ζήτηση 89,85% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 84,08% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 6,8% του μεγίστου

Ημέρα 217 :

- Ζήτηση 95,07% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 6,38% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 2,7% του μεγίστου

Ημέρα 218 :

- Ζήτηση 94,4% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 3,07% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 8,86% του μεγίστου

Ημέρα 230 :

- Ζήτηση 100% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 22% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 73,76% του μεγίστου

Ημέρα 231 :

- Ζήτηση 99,95% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 62% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 81,78% του μεγίστου

Ημέρα 8 :

- Ζήτηση 58% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 80% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 90% του μεγίστου

Ημέρα 365 :

- Ζήτηση 63,53% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 74% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 90% του μεγίστου

Ημέρα 101 :

- Ζήτηση 51% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 88% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 9,66% του μεγίστου

Ημέρα 313 :

- Ζήτηση 52,28% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 98% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 1% του μεγίστου

Ημέρα 357 :

- Ζήτηση 58,32% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 16,72% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 99% του μεγίστου

Ημέρα 115 :

- Ζήτηση 50,44% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 16,5% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 97,5% του μεγίστου

Ημέρα 1 :

- Ζήτηση 47,7% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 21% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 1% του μεγίστου

Ημέρα 52 :

- Ζήτηση 45% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 11,33% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 0,6% του μεγίστου

Ημέρα 80 :

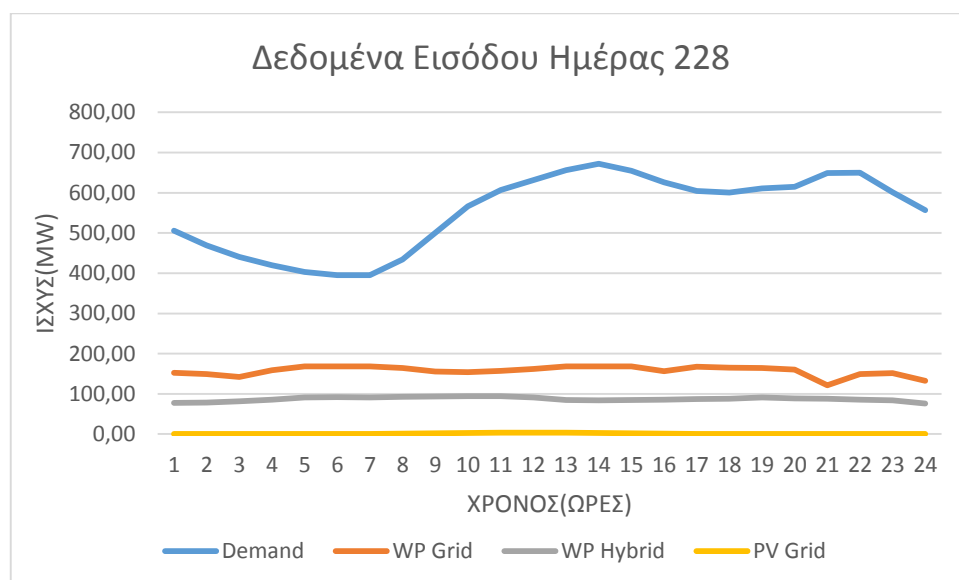
- Ζήτηση 51% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό Δικτύου 3% του μεγίστου
- Αιολικό Δυναμικό ΥΒΣ 6,6% του μεγίστου

Στη συνέχεια θα ακολουθήσουν τα αποτελέσματα κάθε ημέρας ξεχωριστά και θα αναλυθούν τα ευρήματα λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες κάθε ημέρας και τις διάφορες πολιτικές διαχείρισης που μπορούν να εφαρμοστούν. Είναι φανερό ότι κάθε πολιτική απόφασης που ακολουθείται από τον διαχειριστή του συστήματος έχει σκοπό να βελτιστοποιήσει μια ποσότητα , γεγονός που επηρεάζει τη συμπεριφορά άλλων μεταβλητών. Ανάλογα την ημέρα και τη διαθεσιμότητα πόρων αξιολογούνται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα κάθε είδους διαχείρισης. Σημειώνεται σε αυτό το σημείο για άλλη μια φορά ότι οι διάφορες πολιτικές έγιναν με δεδομένο ότι ο μοναδικός υπεύθυνος και εμπλεκόμενος είναι ο Διαχειριστής Συστήματος χωρίς να υπάρχει ανεξάρτητος παραγωγός ΥΒΣ.

7.2 Αποτελέσματα Προσομοιώσεων ανά ημέρα διάφορων πολιτικών διαχείρισης του ΥΒΣ

7.2.1 Ημέρα Υψηλού Φορτίου/Υψηλού Αιολικού Δυναμικού Α/Π Δικτύου και ΥΒΣ (Νούμερο 228)

Η παραπάνω ημέρα επιλέχθηκε ως μία από εκείνες που μέσα στο ημερολογιακό έτος εμφανίζει υψηλή ζήτηση όπως και υψηλό αιολικό δυναμικό για τους Α/Π εντός και εκτός δικτύου. Προφανώς αποτελεί μια από τις πιο απαιτητικές ημέρες του χρόνου όσον αφορά το ηλεκτρικό φορτίο αφού το νησί της Κρήτης λόγω του τουριστικού τομέα εμφανίζει υψηλότερες ενεργειακές ανάγκες τέτοιες ημέρες. Αναλυτικά φαίνονται τα χαρακτηριστικά της συγκεκριμένης ημέρας στο παρακάτω Διάγραμμα Δεδομένων :

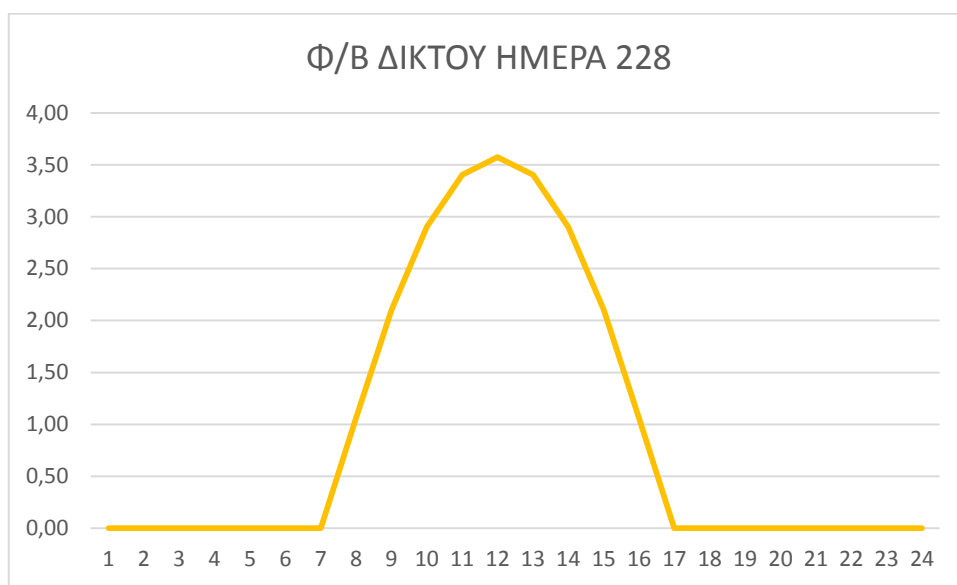


Διάγραμμα Δεδομένων 7.1.1: Χρονοσειρές Εισόδου day 228

Σε μία πρώτη ανάλυση των δεδομένων παρατηρείται ότι η χρονοσειρά ζήτησης κυμαίνεται στα επίπεδα χαμηλής ζήτησης από την ώρα 1 έως και την ώρα 7 ενώ από εκεί και πέρα παρατηρείται απότομη αύξηση της ζήτησης η οποία διατηρείται για το υπόλοιπο της ημέρας παρουσιάζοντας αιχμές φορτίου τις ώρες 12-14 και 20-22.

Παράλληλα το αιολικό δυναμικό τόσο των Α/Π εντός δικτύου όσο και αυτών του ΥΒΣ σημειώνει υψηλές τιμές και σταθερές κοντά στο τεχνικό μέγιστο όπως εκείνο έχει ορισθεί.

Όσον αφορά τη χρονοσειρά των φωτοβολταϊκών είναι συγκριτικά πολύ μικρότερη από εκείνη των άλλων μεγεθών χωρίς αυτό να επηρεάζει την σημαντική συμμετοχή τους στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος. Η δυναμικότητα των φωτοβολταϊκών πάρκων εκείνη την ημέρα παρουσιάζεται ευκρινώς παρατηρώντας τις ώρες ηλιοφάνειας μέσα στην ημέρα στο παρακάτω διάγραμμα :



Διάγραμμα Δεδομένων 7.1.2 : Ημερήσιο Δυναμικό Φ/Β day 228

Για του λόγου το αληθές παρουσιάζεται ο πίνακας 7.1 που περιέχει τα ποσοτικά μεγέθη των παραπάνω δεδομένων :

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΜΕΡΑΣ 228	ΤΙΜΗ(MWh)
Ημερήσια Ζήτηση	13263,00
Αιολικό Δυναμικό Α/Π Δικτύου	3774,06
Αιολικό Δυναμικό Α/Π ΥΒΣ	2089,46
Δυναμικό Φ/Β Δικτύου	22,50

Πίνακας Δεδομένων 7.1.1

Ακολουθούν τώρα οι προσομοιώσεις της ημέρας ανά πολιτική διαχείρισης που εφαρμόζουμε σαν Διαχειριστής του συστήματος .

1. Πολιτική Διαχείρισης 1(Mode 1) : ΙΣΗ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΣΤΗ ΧΡΗΣΗ ΑΠΕ ΚΑΙ ΥΒΣ

Στη περίπτωση αυτή ζητούμενο είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας θερμικών μονάδων παραγωγής που είναι ενταγμένες στο σύστημα χωρίς να δίνουμε προτεραιότητα σε κάποια από τις διαθέσιμες εναλλακτικές τεχνολογίες. Με άλλα λόγια το μοντέλο αποφασίζει πότε θα εντάξει τον ΥΒΣ στη παραγωγική διαδικασία ή πότε θα περικόψει διαθέσιμη ενέργεια ΑΠΕ είτε από το δίκτυο είτε από τον ΥΒΣ. Ο γνώμονας αυτής της απόφασης έχει να κάνει καθαρά με το κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων και κατά πόσο το σύστημα μπορεί να εξοικονομήσει χρήματα από τη συμμετοχή των διαθέσιμων τεχνολογιών. Κάθε ώρα το μοντέλο αποφασίζει σύμφωνα πάντα με το κόστος παραγωγής ανά μπλοκ θερμικής μονάδας αν για την κάλυψη του φορτίου θα χρησιμοποιήσει τους ΥΗΣ του ΥΒΣ ή θα συνεχίσει με τη θερμική παραγωγή.

Μαθηματικά αυτή η λογική υλοποιείται θέτοντας στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος που περιεγράφηκε στις σχέσεις 6.6i ,6.6ii ,6.6iii , 6.6iv το $HYcost$ και το $REScost$ μηδενικά. Έτσι η αντικειμενική συνάρτηση γίνεται :

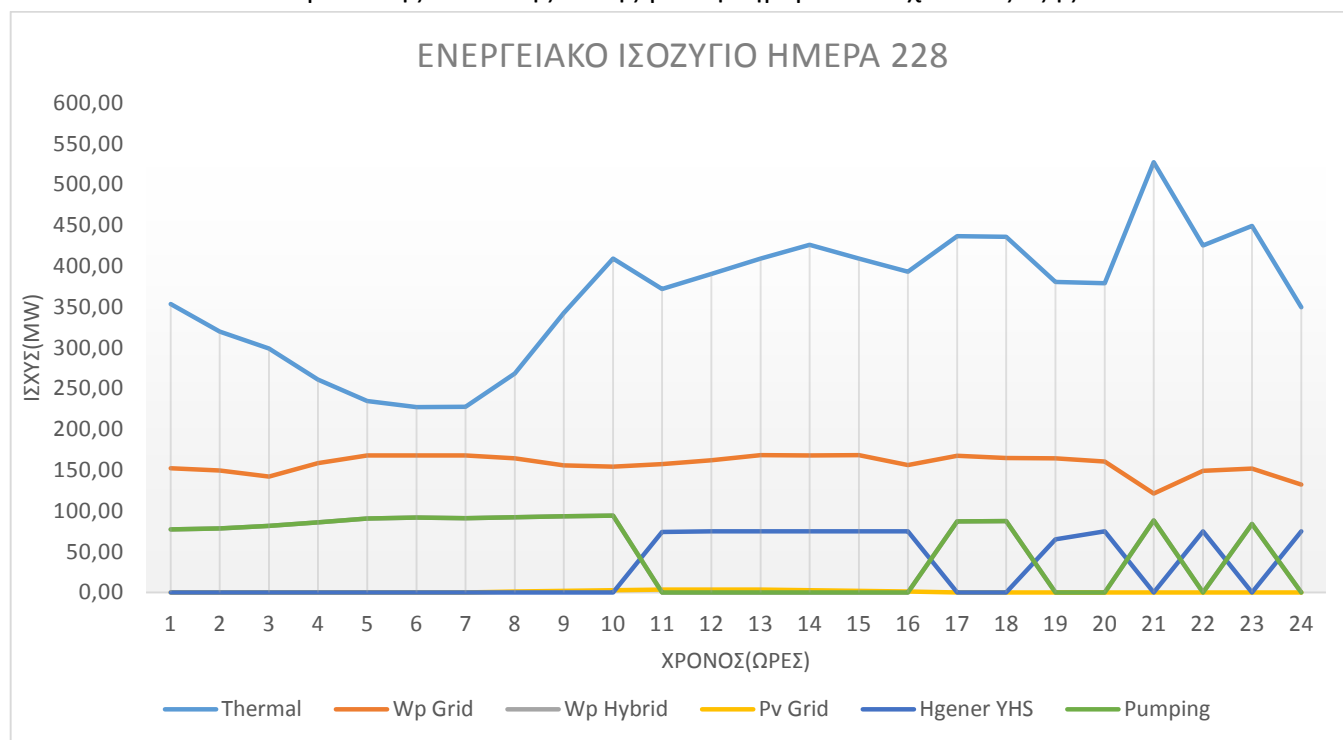
$$Objective Function = minimize \left(\sum_t \sum_b \sum_{th} X_{th,b,t}^{gen} * IncCost_{th,b} \right)$$

αποσκοπώντας έτσι στην ελαχιστοποίηση του κόστους χωρίς να υπάρχει προτεραιότητα στη χρήση του ΥΒΣ τηρώντας όμως του κανόνες λειτουργίας του κατά την άντληση και την παραγωγή και χρησιμοποιώντας τη διαθέσιμη αιολική ενέργεια μόνο για άντληση. Αυτό μαθηματικά επιτυγχάνεται ενεργοποιώντας το σετ περιορισμών 34 και 34i που διασφαλίζει ότι δεν θα υπάρχει έγχυση ενέργειας στο δίκτυο αν πρωτίστως δεν έχουν ικανοποιηθεί οι ανάγκες άντλησης και δευτερεύοντος αν η διαθέσιμη χωρητικότητα των αποθηκών-αντλιοστασίων είναι μεγαλύτερη από το διαθέσιμο αιολικό.

Με άλλα λόγια επιτρέπει έγχυση ενέργειας μόνο στην περίπτωση που το διαθέσιμο αιολικό έχει υπερβεί τη χωρητικότητα των αποθηκών ενέργειας και έχει καλύψει τις ανάγκες άντλησης του σταθμού. Ομοίως δεν επιτρέπει άντληση από το δίκτυο αν δεν εξαντλήσει το αιολικό δυναμικό του σταθμού που χρησιμοποιείται για αυτό το λόγο. Μόνο στη περίπτωση που οι απαιτήσεις άντλησης είναι μεγαλύτερες επιτρέπει την άντληση από το δίκτυο σε συγκεκριμένες ώρες.

Έτσι μόνο αν εξαντληθεί η αιολική ενέργεια που παρέχεται από τα Α/Π του ΥΒΣ και υπάρχουν ανάγκες άντλησης τότε θα υπάρχει άντληση από το δίκτυο.

Τα αποτελέσματα της πολιτικής αυτής για την ημέρα 228 έχουν ως εξής :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.1: Ενεργειακό Ισοζύγιο Συστήματος day 228

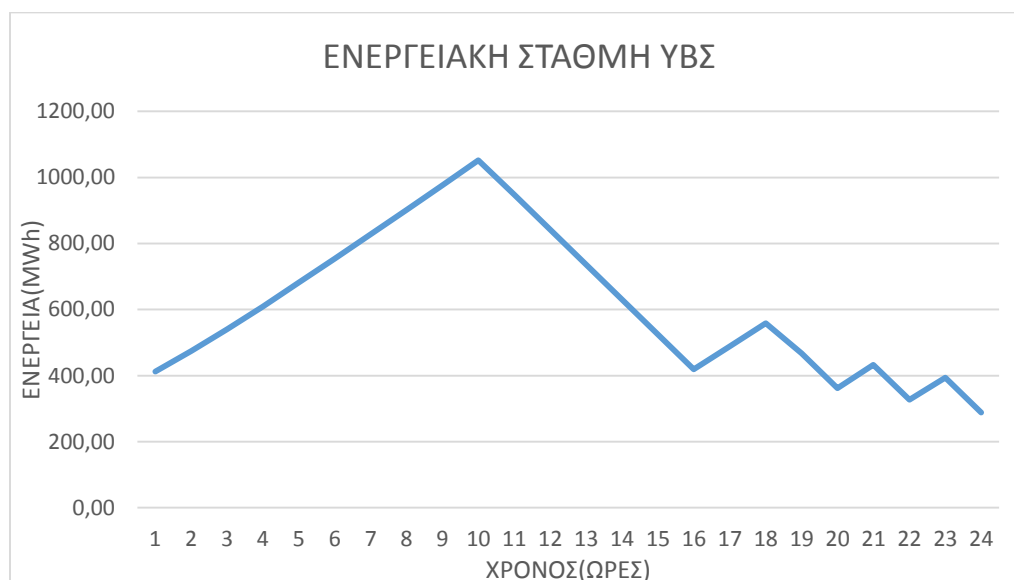
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	8728,07
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	3772,91
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	1224,51
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	866,10
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	743,7
ΑΝΤΛΗΣΗ	1224,51
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠ'Ο ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	1057167

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.1.1: Βασικές Λειτουργίες Συστήματος day 228

Σε μία πρώτη ανάγνωση των αποτελεσμάτων παρατηρείται ότι ο ΥΒΣ βρίσκεται σε κατάσταση αποθήκευσης τις πρώτες 10 ώρες της ημέρας και στη συνέχεια το μοντέλο χρησιμοποιεί την διαθέσιμη υδροστροβιλική ισχύ από τις ώρες 11-16 και από κει και πέρα εναλλάξ αντλεί και παράγει έως το τέλος της ημέρας. Από το Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1 φαίνεται καθαρά ότι ο ΥΒΣ είναι μονού αγωγού καθώς δεν μπορεί να παράγει και να αντλεί την ίδια ώρα. Επομένως εφαρμόζεται βέλτιστα πάντα άντληση και παραγωγή τις ώρες που αποφασίζει το μοντέλο με μοναδικό γνώμονα την ελαχιστοποίηση του κόστους. Επίσης σημειώνεται ότι δεν έχει περιοριστεί η αιολική

παραγωγή των Α/Π σε κανένα βαθμό δείχνοντας έτσι μια προτεραιότητα. Αυτό συμβαίνει γιατί όπως φαίνεται και στη χρονοσειρά εισόδου των αιολικών για την συγκεκριμένη μέρα υπάρχει σταθερότητα κοντά στο τεχνικό μέγιστο πράγμα που το κάνει μια αξιόπιστη πηγή ενέργειας που τηρώντας όλους τους κανόνες ασφαλείας εγχέεται στο δίκτυο.

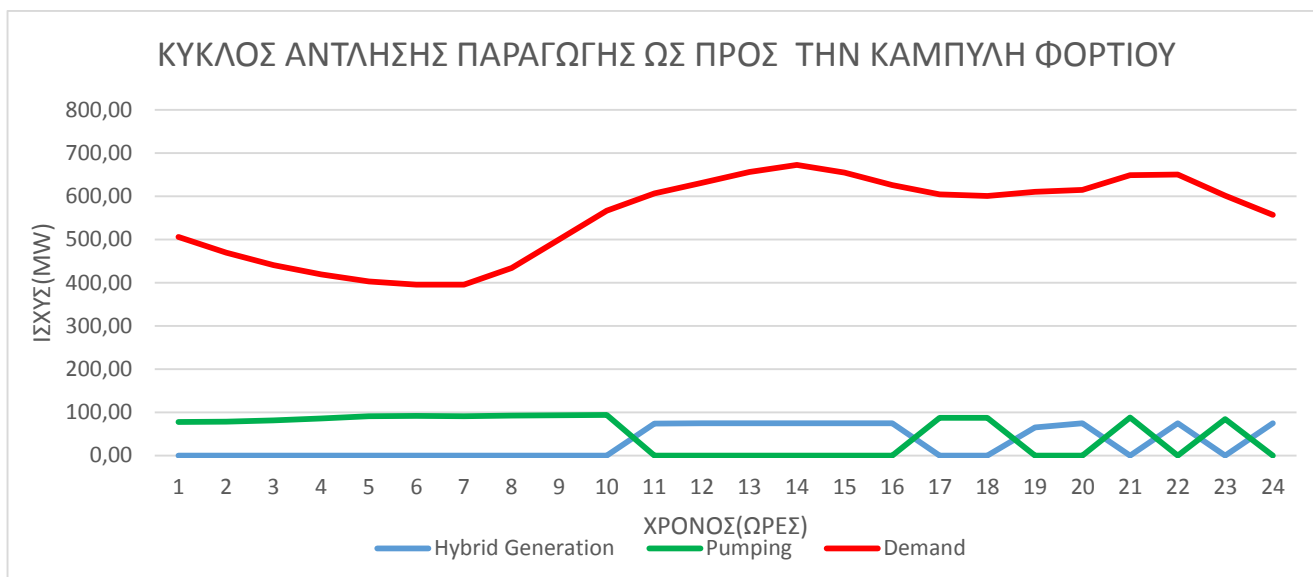
Παρατηρείται επίσης ότι κατά τις ώρες 1-9 η αποθηκευτική λειτουργία γίνεται στο μέγιστο δηλαδή και οι 8 μονάδες του σταθμού αντλούν ενέργεια και την αποθηκεύουν καθώς είναι σταθερό το ποσό άντλησης ανά ώρα στα 100MW πράγμα που σημαίνει ότι και τα 8 αντλιοστάσια ζητούν το μέγιστο της αποθηκευτικής τους ικανότητας. Σημειώνεται ότι κάθε μια αποθήκη μπορεί να αντλεί ανά ώρα 12,5 MW άρα συνολικά όλος ο σταθμός μπορεί να αντλεί 100MW. Ύστερα φαίνεται ότι η παραγωγή από τις τρεις γεννήτριες που διαθέτει γίνεται και αυτή στο μέγιστο της κάθε μιας δηλαδή 25 MW και συνολικά στα 75 MW για όλο τον ΥΒΣ. Η ενεργειακή στάθμη του ΥΒΣ και τα ποσά ενέργειας που απορροφά και παράγει φαίνονται ευδιάκριτα στο παρακάτω διάγραμμα:



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.2: Ενεργειακή Στάθμη ΥΒΣ

Σημειώνεται ότι έχει εφαρμοστεί ένα κατώτατο όριο ενεργειακής στάθμης το οποίο δεν επιτρέπεται να χρησιμοποιήσει για επιπλέον παραγωγή ισχύος από τους ΥΗΣ και έχει οριστεί ως τεχνικό ελάχιστο. Πρακτικά του επιβάλλεται να κρατάει ένα ποσό νερού στους ταμιευτήρες του που συνολικά μεταφράζεται σε ένα ποσό ενέργειας 15% επι του μεγίστου. Σε αυτό οφείλεται και η εναλλαγή άντλησης και παραγωγής που παρατηρείται μετά την ώρα 15.

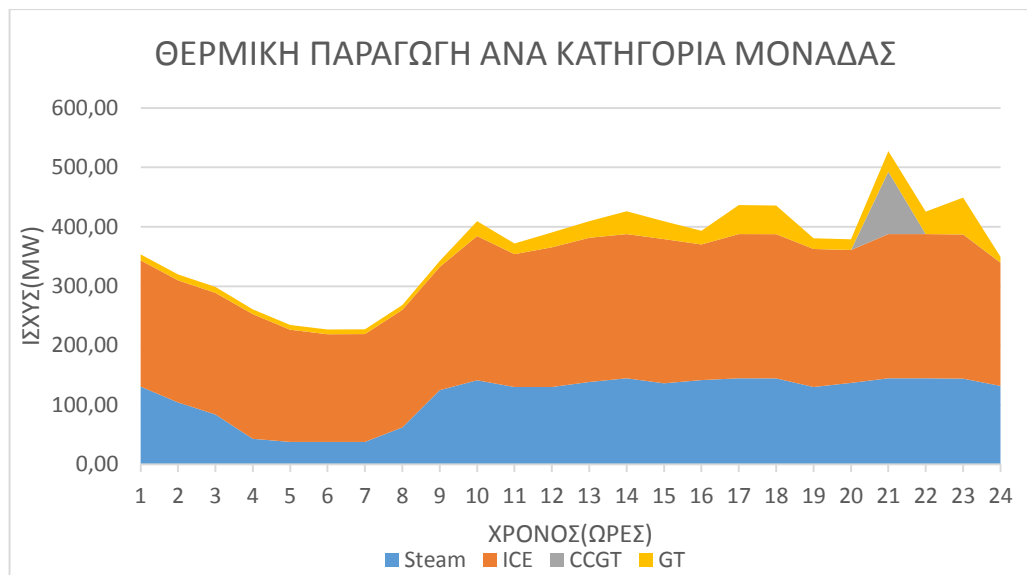
Όσον αφορά το προφίλ άντλησης και παραγωγής αυτής της συγκεκριμένης πολιτικής καθώς και τη σειρά ένταξης των θερμικών μονάδων έχουμε τα εξής :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.3: Προφίλ Άντλησης και Παραγωγής ΥΒΣ

Από το Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3 συμπαίρενεται ότι η άντληση γίνεται τις ώρες χαμηλού φορτίου και στην αρχή της ημέρας ως επί το πλείστον. Πιο συγκεκριμένα η κύριως άντληση του ΥΒΣ γίνεται τις ώρες από 1-10 όπου και καμπύλη ζήτησης βρίσκεται στο ελάχιστο της. Τις ώρες εκείνες ουσιαστικά είναι η ευκαιρία για τον ΥΒΣ να αποθηκεύσει ενέργεια ώστε να την χρησιμοποιήσει τις ώρες αιχμής. Όπως φαίνεται τις ώρες όπου υπάρχει αιχμή μιας έτσι και αλλιώς πολύ απαιτητικής ημέρας ο ΥΒΣ θέτει σε λειτουργία της μονάδες παραγωγής του ΥΗΣ και συμμετέχει στη κάλυψη του φορτίου την στιγμή που υπάρχει ανάγκη λόγω υψηλού φορτίου έχει προτεραιότητα ως προς τις μονάδες αιχμής του συστήματος οι οποίες συμμετέχουν μόνο για τυχόν υπολειπόμενο ποσό φορτίου που πρέπει να καλυφθεί. Έτσι εξοικονομείται ένα ποσό ενεργείας που θα χρησιμοποιούνταν από τις μονάδες αιχμής που είναι κατά γενική ομολογία και βάση των υπολογισμών ακριβές ως προς τη λειτουργία τους.

Συμπερασματικά η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής κατά τη διάρκεια της ημέρας έχει ως εξής :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.4 : Θερμική Παραγωγή ανά Κατηγορία μονάδας

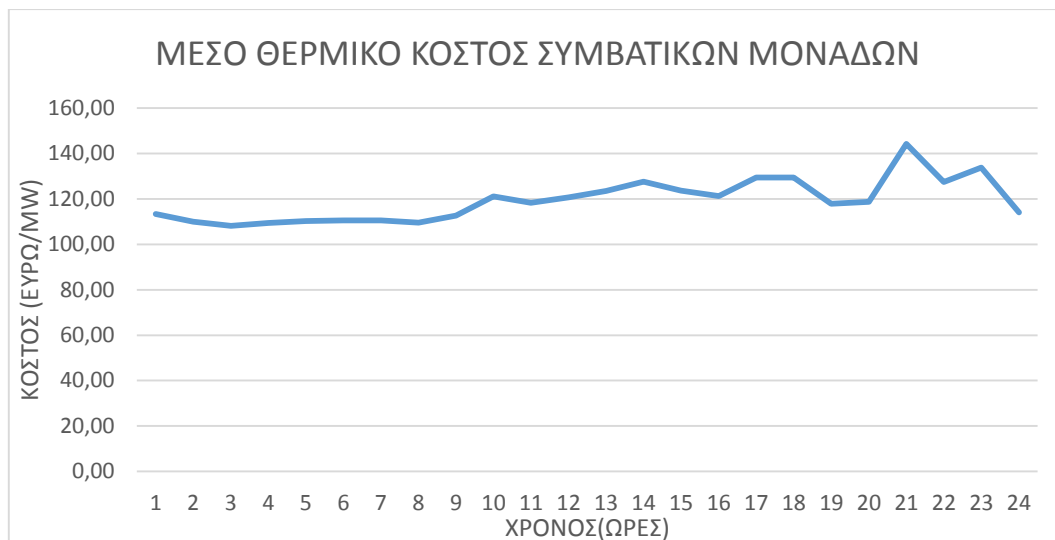
Βλέπουμε ότι στο διάγραμμα αποτυπώνεται η σειρά ένταξης των μονάδων ανάλογα με το τι φορτίο αναλαμβάνουν. Οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί και οι συμβατικές μονάδες ΜΕΚ που χρησιμοποιούν ως καύσιμο Μαζούτ που είναι φθηνότερο καύσιμο είναι οι μονάδες βάσης του συστήματος και αναλαμβάνουν το μεγαλύτερο μέρος του φορτίου. Κατά τις ώρες υψηλού φορτίου από την ώρα 10 και μετά εντάσσονται οι ΑΣ ως μονάδες αιχμής παράλληλα με τη λειτουργία των ΥΗΣ ώστε να ελαχιστοποιείται συμμετοχή των μονάδων αυτών που χρησιμοποιούν Diesel και είναι πιο ακριβές.

Πιθανόν ένας μεγαλύτερος ΥΒΣ που θα είχε μεγαλύτερη ικανότητα ενεργού ισχύος θα ήταν μια περίπτωση όπου δεν θα χρειαζόταν καθόλου οι μονάδες ΑΣ.

Στη συνέχεια παρατηρείται ότι η μονάδα ΣΚ συμμετέχει μόνο στην μεγαλύτερη αιχμή του φορτίου.

Παρατηρώντας την ομαλή ένταξη των μονάδων παρατηρούμε ότι το σύνολο των μονάδων ανά τύπο λειτουργίας λειτουργεί σε σταθερά σημεία λειτουργίας έχοντας έτσι σταθερό συνολικό κόστος παραγωγής.

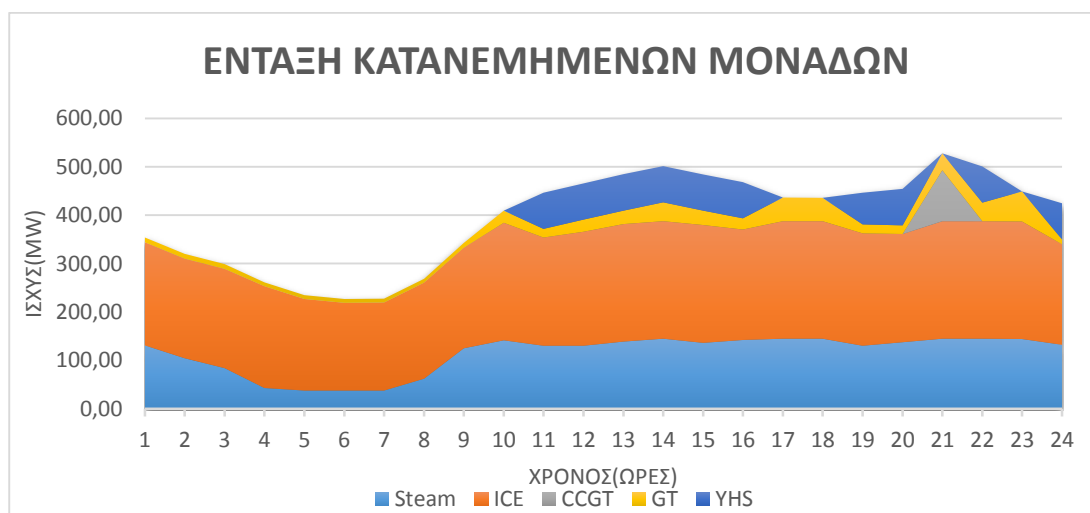
Το παραπάνω συμπέρασμα αποτυπώνεται στο ακόλουθο διάγραμμα :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.5: Μέσο θερμικό κόστος day 228

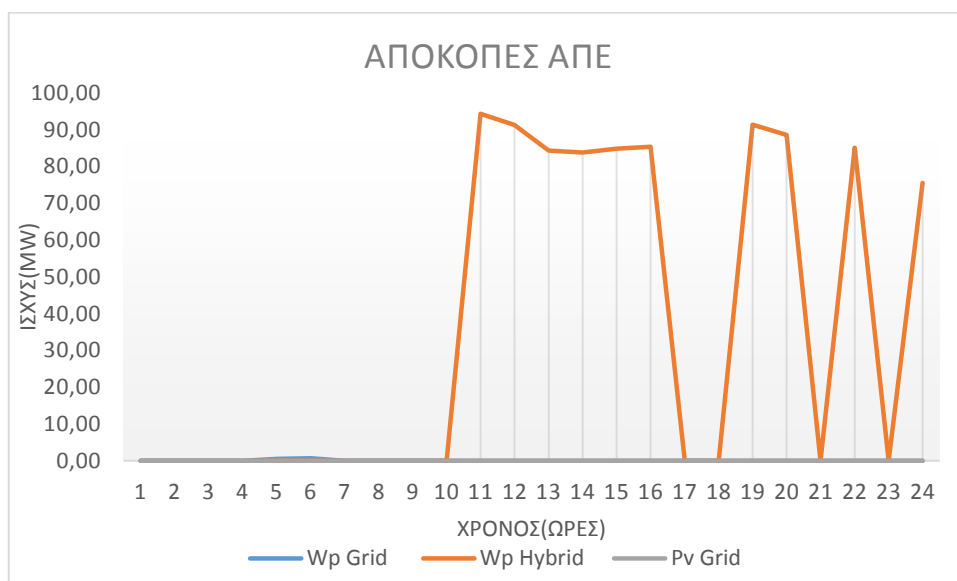
Το Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5 αποδεικνύει αυτό που λέγαμε και παραπάνω καθώς το συνολικό μέσο κόστος παραγωγής ανά ώρα που προκύπτει είναι σταθερό. Αυτό μας δείχνει ουσιαστικά την τάση που θέλει το σύστημα να διατηρήσει έχοντας σταθερό το κόστος στο βέλτιστο σημείο και με βάση αυτή τη λογική χρησιμοποιεί τον ΥΒΣ. Η μόνη περίπτωση που ξεφεύγει το κόστος είναι την ώρα 21-22 όπου παρατηρείται ένα από τα υψηλότερα μέγιστα της χρονιάς και σε εκείνο το σημείο εντάσσεται η μονάδα CCGT ΧΑΝΙΩΝ που είναι μία από τις ακριβές μονάδες ανεξαρτήτως σημείου λειτουργίας της.

Ως απόδειξη των όσων ισχύουν κατά την ένταξη μονάδων στη παραγωγική διαδικασία και σύμφωνα με όλα τα παραπάνω παρατίθεται το παρακάτω διάγραμμα που αποδεικνύει ξεκάθαρα το πώς αναλαμβάνουν το φορτίο οι κατανεμημένες μονάδες που διαθέτει το σύστημα.



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.6: Ένταξη όλων των κατανεμημένων μονάδων

Τέλος στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζονται οι Αποκοπές ΑΠΕ που προκύπτουν βάση της πολιτική διαχείρισης που εφαρμόσαμε :



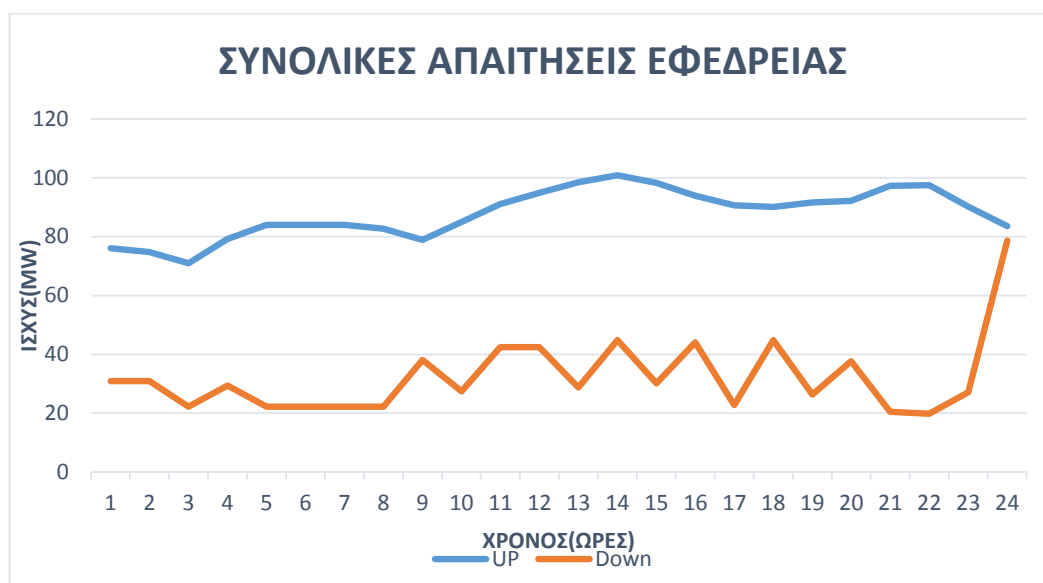
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.7: Αποκοπές ΑΠΕ ανά τεχνολογία

Αρχικά από το Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.7 διαπιστώνεται η προτεραιότητα που έχουν τα Αιολικά του Δικτύου τα οποία απορροφούνται από το σύστημα χωρίς να υπάρχουν περικοπές. Όσον αφορά τα αιολικά του ΥΒΣ παρατηρούνται υψηλές περικοπές που σημειώνονται τις ώρες όπου ο ΥΒΣ βρίσκεται στη διαδικασία παραγωγής από τους ΥΗΣ.

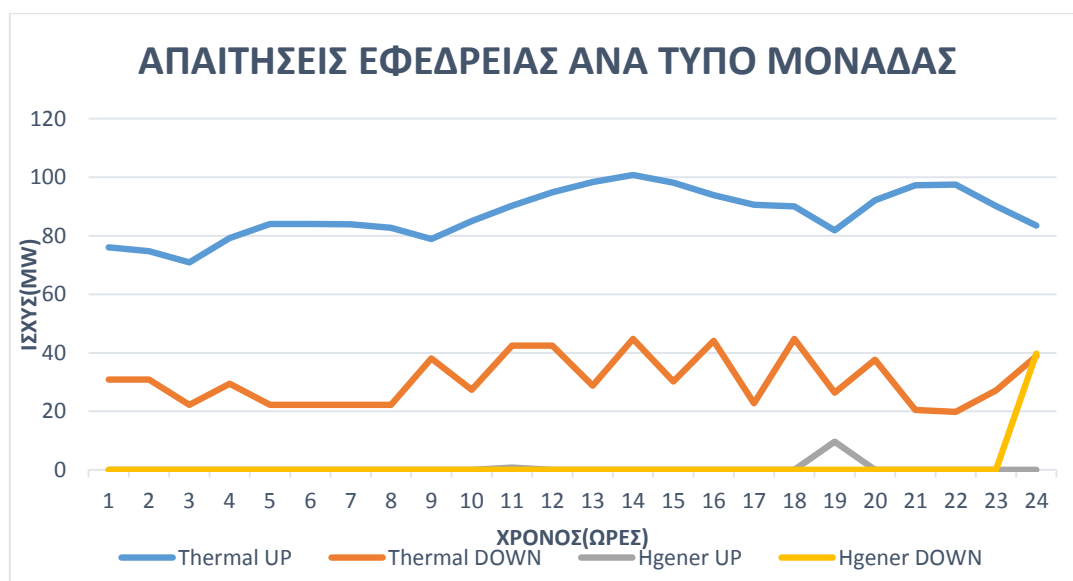
Οι αποκοπές είναι θέμα απόφασης του μοντέλου τις συγκεκριμένες ώρες. Με άλλα λόγια αν για να μην έχει περικοπές αποφάσιζε των ώρα 11 και μετά να αντλεί ο ΥΒΣ (έχοντας και το ανάλογο περιθώριο όπως φαίνεται στο Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2) αξιοποιώντας έτσι το αιολικό δυναμικό τότε θα ανάγκαζε το σύστημα να εντάξει ακριβές θερμικές μονάδες παραγωγής για να καλύψει το ωριαίο φορτίο και έτσι θα αύξανε το κόστος παραγωγής πράγμα που ο χρήστης ήθελε να ελαχιστοποιήσει σύμφωνα με τη διαμορφωμένη αντικειμενική συνάρτηση.

Λόγω του ότι ο ΥΒΣ είναι μονού αγωγού δεν μπορεί να βρίσκεται σε παράλληλα και σε κατάσταση αποθήκευσης με αποτέλεσμα το διαθέσιμο αιολικό να μην χρησιμοποιείται και να υπάρχουν περικοπές αιολικής ισχύος σε αυτήν τη περίπτωση. Έτσι υπάρχει μια σαφή προτεραιότητα των αιολικών του δικτύου στο ενεργειακό ισοζύγιο σε σχέση με αυτά του ΥΒΣ. Βέβαια η έλλειψη περικοπών ΑΠΕ του δικτύου οφείλεται στη διάθεση μας να απορροφήσουμε όλο το διαθέσιμο δυναμικό.

Τέλος παρουσιάζονται οι άνω και κάτω εφεδρείες κατά τη διάρκεια της ημέρας σύμφωνα με τους κανόνες ασφαλείας που πρέπει να τηρούνται. Αναλυτικά :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.8: Συνολική Άνω και Κάτω Εφεδρεία



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.9: Εφεδρεία ανά τύπο κατανεμημένης μονάδας

Όπως είναι φανερό από τα δύο παραπάνω διαγράμματα και οι ΥΗΣ λειτουργούν σαν τις συμβατικές μονάδες παραγωγής παρέχοντας εφεδρεία ενεργού ισχύος στο σύστημα και μαζί με την εφεδρεία που παρέχουν οι θερμικές μονάδες τηρούν τους συντελεστές εφεδρείας που έχουμε θέσει ως ποσοστά επι της ωριαίας ζήτησης αλλά και της ωριαίας αιολικής ισχύος που εγχέεται στο δίκτυο. Με άλλα λόγια αν αυξηθούν το φορτίο ή τα ΑΠΕ που συμμετέχουν στο ενεργειακό ισοζύγιο τότε θα αυξηθούν και τα ανάλογα ποσά

εφεδρείας που απαιτούνται να είναι σε περιθώριο ισχύος για να διασφαλιστεί η ομαλή και ασφαλή λειτουργία όλου του συστήματος.

2. Πολιτική Διαχείρισης 2(Mode 2): ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΣΤΟΝ ΥΒΣ.

Σε αυτήν την περίπτωση το μόνο που αλλάζει είναι ότι ορίζεται το εικονικό κόστος $HYcost=1000$ δίνοντας έτσι προτεραιότητα στον παρακάτω όρο της αντικειμενικής συνάρτησης :

$$HY = HYcost * \sum_t \sum_{hu} HybridBalance[hu][t]$$

Μεγιστοποιώντας έτσι τη μεταβλητή HybridBalance και κατ' επέκταση την υδροστροβλική ισχύ που παράγεται. Πιο συγκεκριμένα ισχύει :

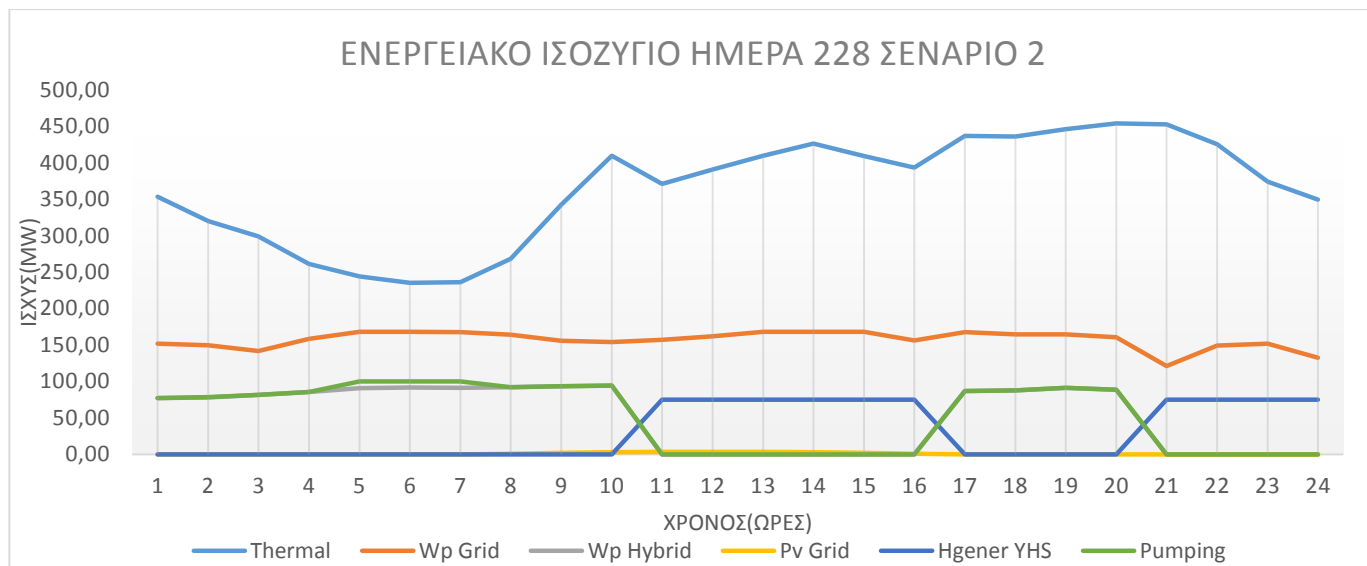
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	8743,94
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	3772,91
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	1232,19
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	750,00
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	858,42
ΑΝΤΛΗΣΗ	1258,55
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠ'Ο ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	26,36
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	1060028

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.1.2

Παρατηρούμε την μείωση της θερμικής παραγωγής σε σχέση με την Πολιτική 1(Mode 1) καθώς και την αύξηση της άντλησης σε σχέση με την προηγούμενη κατάσταση που μελετήθηκε. Ως αποτέλεσμα αυτού επέρχεται και μείωση των περικοπών ΑΠΕ του ΥΒΣ αφού αυξάνοντας την άντληση αυξάνεται και την αιολική παραγωγή δυο μεγέθη που έχουν την ίδια συμπεριφορά στις μεταβολές αφού το ένα εξαρτάται από το άλλο

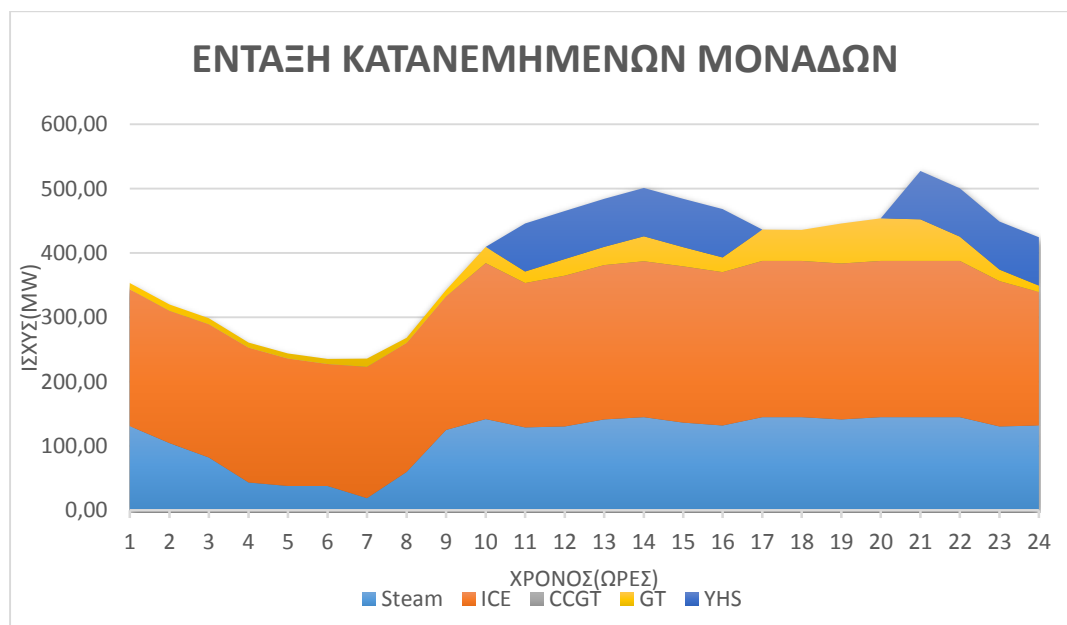
Ουσιαστικά εξαναγκάζοντας το μοντέλο να μεγιστοποιήσει τη χρήση του ΥΒΣ μεγιστοποιήθηκε η μεταβλητή HybridBalance δηλαδή η αύξηση της παραγωγής από τον ΥΗΣ. Έτσι αναλαμβάνει περισσότερο μέρος του ημερήσιου φορτίου με αποτέλεσμα και την οικονομικότερη λειτουργία των θερμικών μονάδων.

Τα παρακάτω διαγράμματα κατά την πολιτική διαχείρισης 2(Mode 2) :



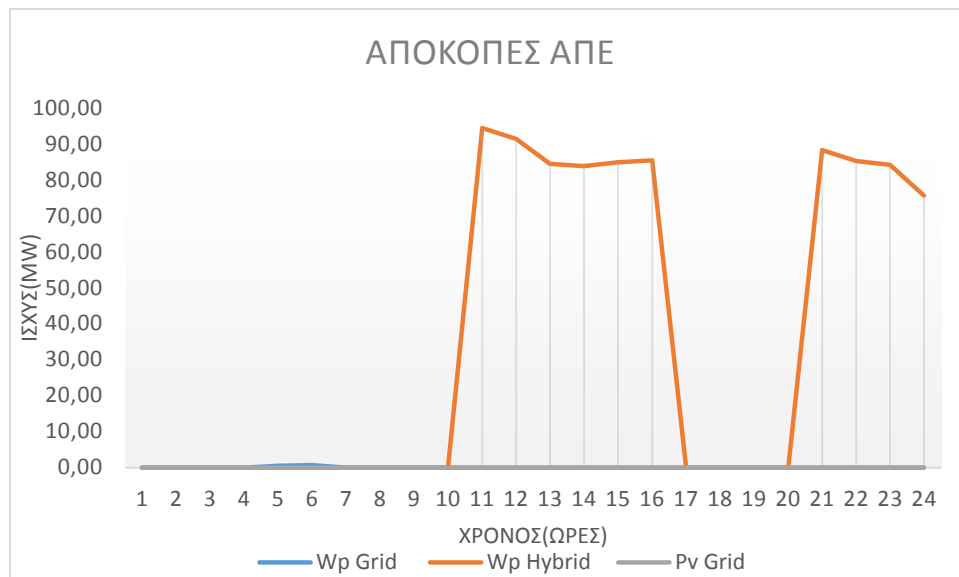
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.10

Σε σχέση με το Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1 (Mode 1) παρατηρούμε ότι εδώ έχουμε δύο ώρες παραπάνω παραγωγής του ΥΗΣ αφού μετά την ώρα 20 αναλαμβάνει το φορτίο αιχμής πλήρως ο ΥΒΣ χωρίς την βοήθεια μονάδων αιχμής ΑΣ. Για του λόγου το αληθές αυτό φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα που δείχνει την ένταξη των κατανεμημένων μονάδων :



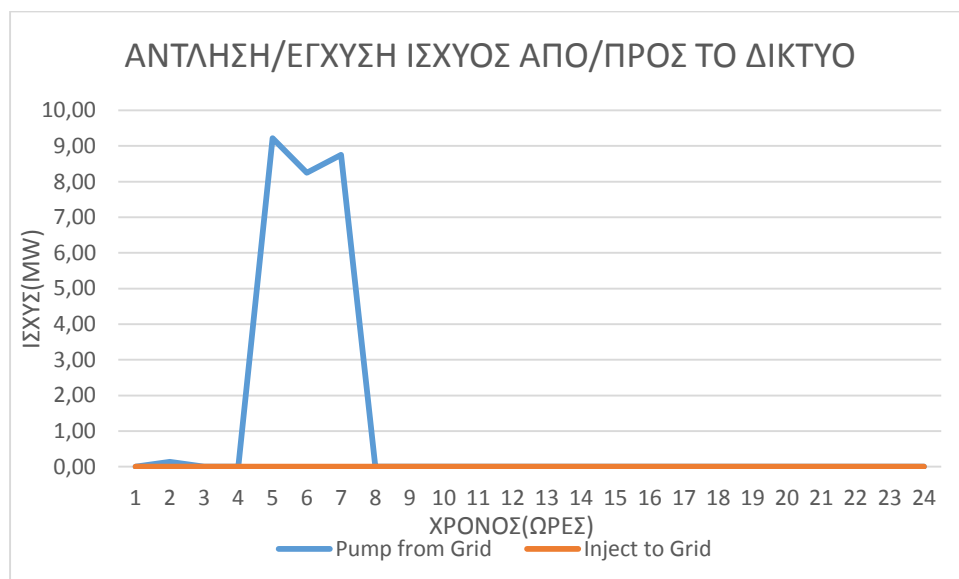
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.11

Σε αντίθεση με το αντίστοιχο διάγραμμα της Mode 1 δεν υπάρχει μεγάλη συμμετοχή των μονάδων ΑΣ λόγω της προτεραιότητας παραγωγής που έχει δοθεί στον ΥΗΣ μειώνοντας έτσι το κόστος και όπως αναφέρθηκε και παραπάνω μειώνονται και οι αποκοπές ΑΠΕ του Υβριδικού κατά 4 %.



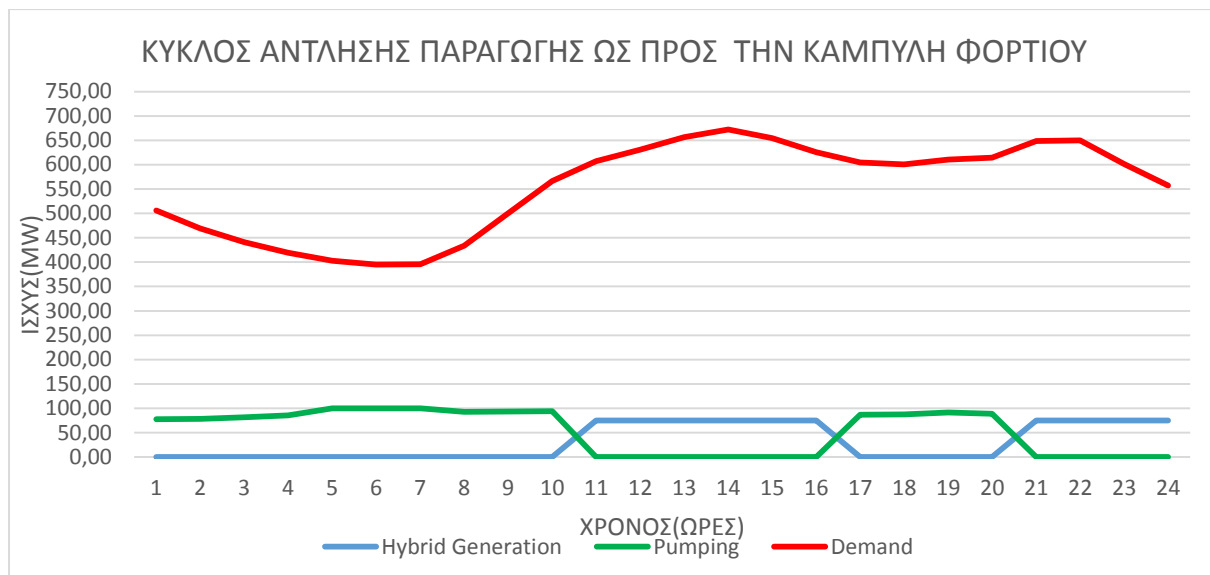
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.12

Παράλληλα έχοντας δώσει προτεραιότητα στον ΥΒΣ παρατηρούμε και την άντληση από το δίκτυο σε ώρες χαμηλού φορτίου όπου το κόστος είναι χαμηλό. Είναι μια διαδικασία που αυξάνει το συνολικό κόστος παραγωγής αφού ξοδεύεται περισσότερη συμβατική ισχύς για λόγους άντλησης.



Διάγραμμα Δεδομένων 7.1.13: Άντληση από το Δίκτυο.

Το ποσό που αντλείται είναι μικρό και δεν θα ήταν και αναγκαίο στην οικονομικότητα του συστήματος λειτουργίας εάν δεν το επέβαλλε ο χρήστης. Ωστόσο παρατηρείται ορθότερη χρήση του ΥΒΣ σε αυτή τη περίπτωση καθώς αντλεί τις ώρες χαμηλού φορτίου και παράγει στις αιχμές διατηρώντας τα σωστά εύρη και διάρκειες για κάθε διαδικασία.



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.14: Ορθότερο προφίλ Άντλησης – Παραγωγής

Παρατηρούμε ότι ο ΥΒΣ βρίσκεται σε κατάσταση άντλησης κατά τις ώρες από 1-10 και από 17-20 όπου αποτελούν της κοιλάδες ζήτησης του φορτίου. Αντίθετα βρίσκεται σε διαδικασία παραγωγής τις ώρες 11-16 και 21-24 όπου παρουσιάζεται το μέγιστο φορτίο της ημέρας. Έτσι κατά τη λειτουργία αυτή του ΥΒΣ παρατηρείται ορθότερη ιεραρχία διαδικασιών αλλά είναι ελάχιστα πιο ακριβή όσον αφορά το θερμικό κόστος παραγωγής.

3. Πολιτική Διαχείρισης : ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ

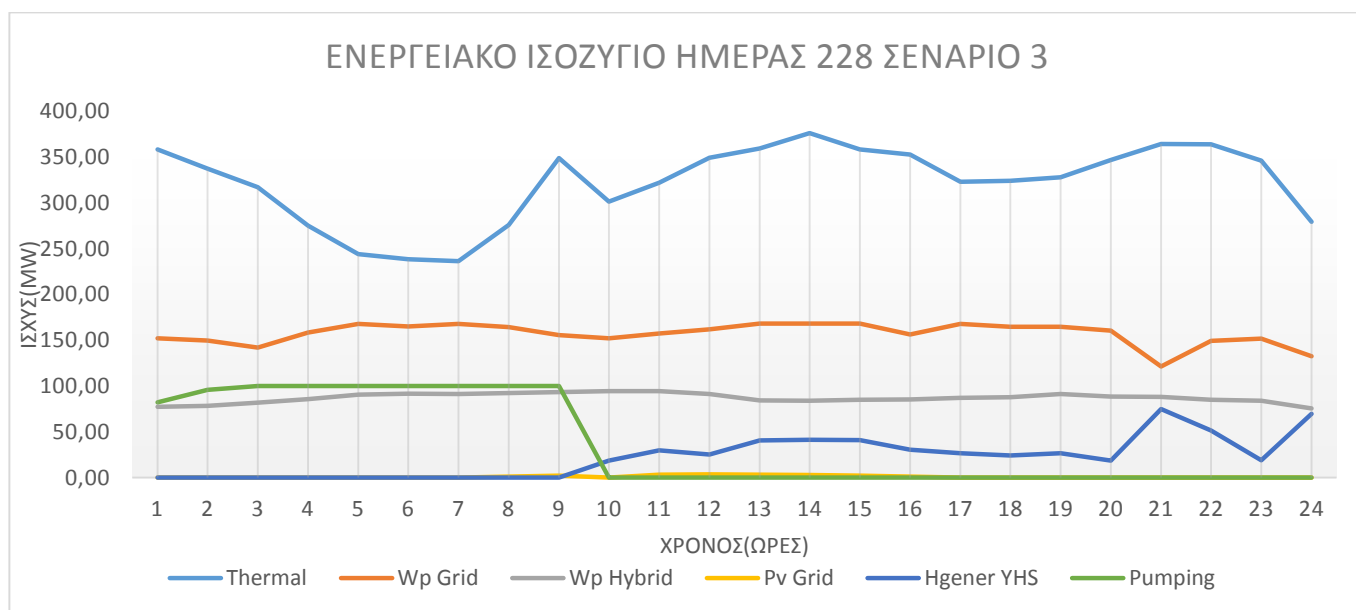
Στην περίπτωση αυτή απενεργοποιώντας το αυστηρό ως προς την έγχυση ενέργειας στο δίκτυο σετ περιορισμών 34 δίνουμε τη δυνατότητα στον ΥΒΣ αφού ικανοποιήσει τις ανάγκες άντλησης του σταθμού να χρησιμοποιήσει την επιπλέον αιολική ενέργεια και να την εισάγει στο δίκτυο και στο ενεργειακό ισοζύγιο αναλαμβάνοντας μέρος του φορτίου. Στην περίπτωση λειτουργίας αυτής παράγονται τα παρακάτω αποτελέσματα

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	7725,08
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	3767,92
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	2089,46
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	538,93
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	9,04
ΑΝΤΛΗΣΗ	877,99
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΉ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	94,94
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	1306,41
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	874630

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.1.3

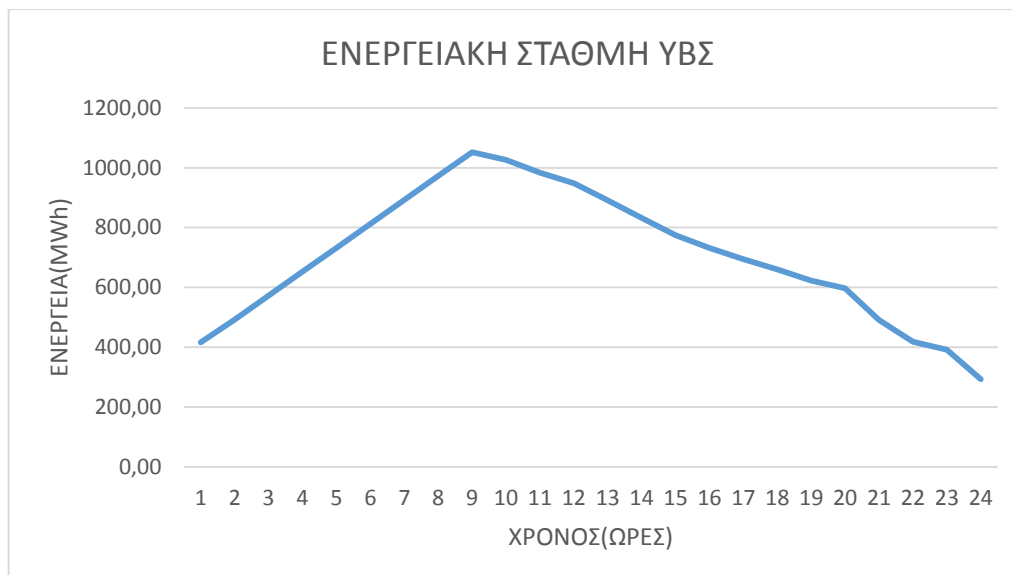
Με τη συγκεκριμένη πολιτική έχουμε πετύχει σημαντική μείωση παραγωγής του θερμικού κόστους λόγω της εισαγωγής μεγάλης ποσότητας αιολικής ισχύος στο ισοζύγιο του συστήματος . Αυτό είναι μια από τις επιλογές που έχουμε άλλα παραμένει μια επισφαλής τακτική λόγω της τυχαιότητας και της μεταβλητότητας που χαρακτηρίζει αυτές τις συγκεκριμένες τεχνολογίες.

Το ισοζύγιο ενέργειας έχει ως εξής :



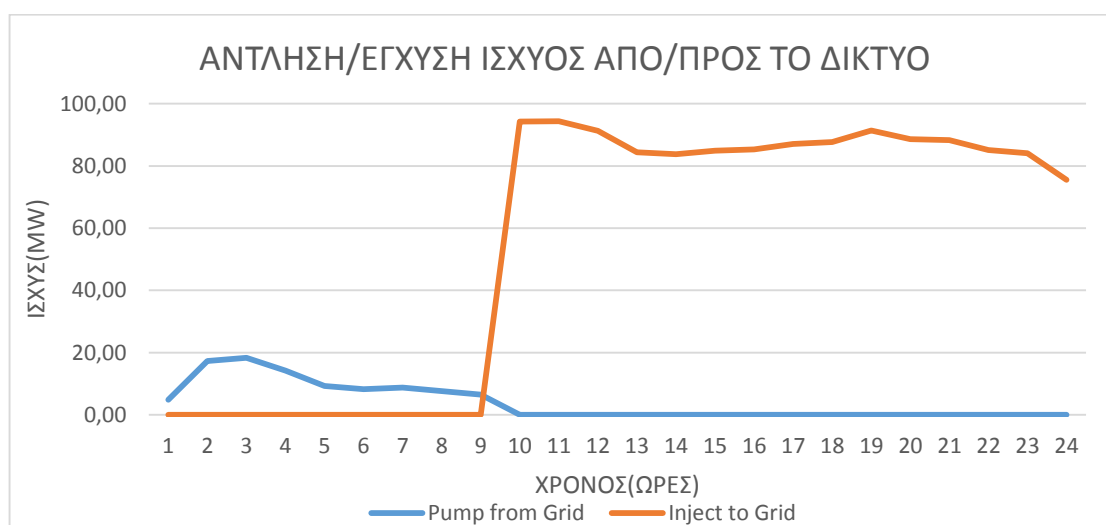
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.15

Σε αυτή το διάγραμμα φαίνεται καθαρά πως δίνοντας το δικαίωμα έγχυσης ισχύος στο δίκτυο ο ΥΒΣ αρχικά καλύπτει τις ανάγκες αποθήκευσης που έχει αυξάνοντας σημαντικά τα επίπεδα ενέργειας του σταθμού όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα για τις ώρες από 1-10 :



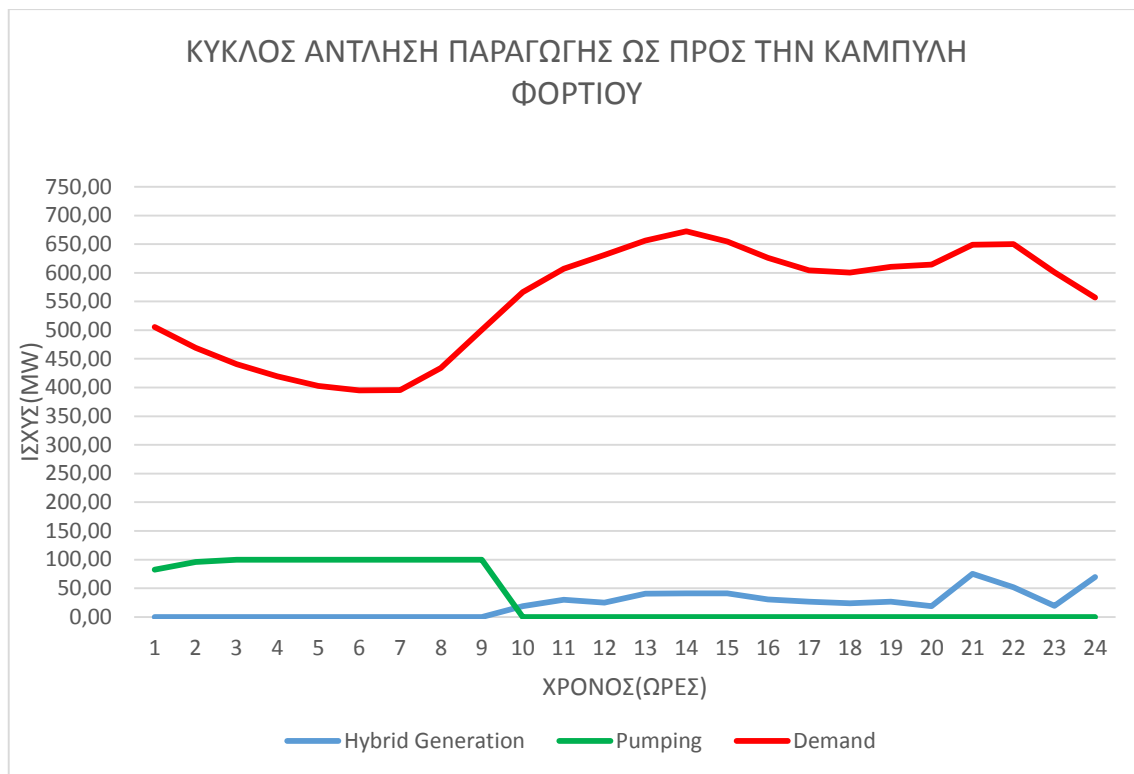
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.16

Έπειτα ο ΥΒΣ επιλέγει μια διαφορετική τακτική όσον αφορά την ενέργεια που διαθέτει. Όπως παρατηρείται από τα διαγράμματα 7.15 και 7.16 ο ΥΒΣ δεν ξαναμπάνει σε λειτουργία άντλησης προτιμώντας να κρατήσει μια σταθερή υδροστροβιλική παραγωγή ενεργού ισχύος η οποία αυξάνεται στην αιχμή του φορτίου και ταυτόχρονα εγχέει τη διαθέσιμη αιολική ισχύ στο δίκτυο. Αυτό το γεγονός αποτελεί μεγιστοποίηση της παραγωγής των διαθέσιμων ΑΠΕ και ταυτόχρονα μηδενισμός των αποκοπών ΑΠΕ.



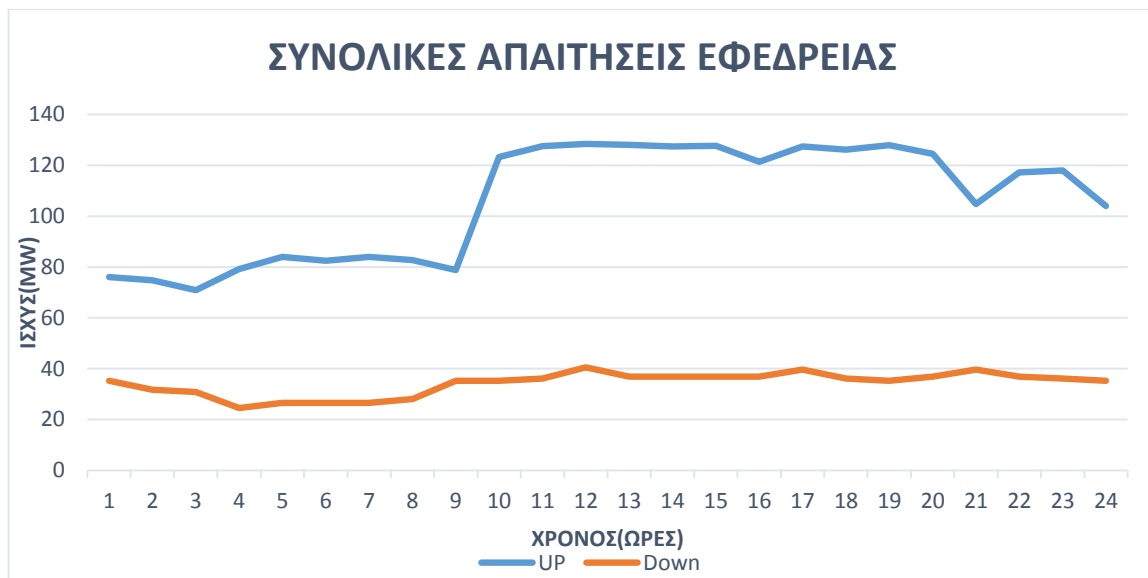
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.17

Στο παραπάνω διάγραμμα φαίνεται ξεκάθαρα πώς μετά το τέλος της κατάστασης άντλησής η διαθέσιμη αιολική ισχύς εγχέεται στο δίκτυο. Επίσης παρατηρείται και άντληση από το δίκτυο κατά τις οικονομικές ώρες χαμηλού φορτίου, κάτι που φαίνεται και από το προφίλ Άντλησης-Παραγωγής του ΥΒΣ στο παρακάτω διάγραμμα:



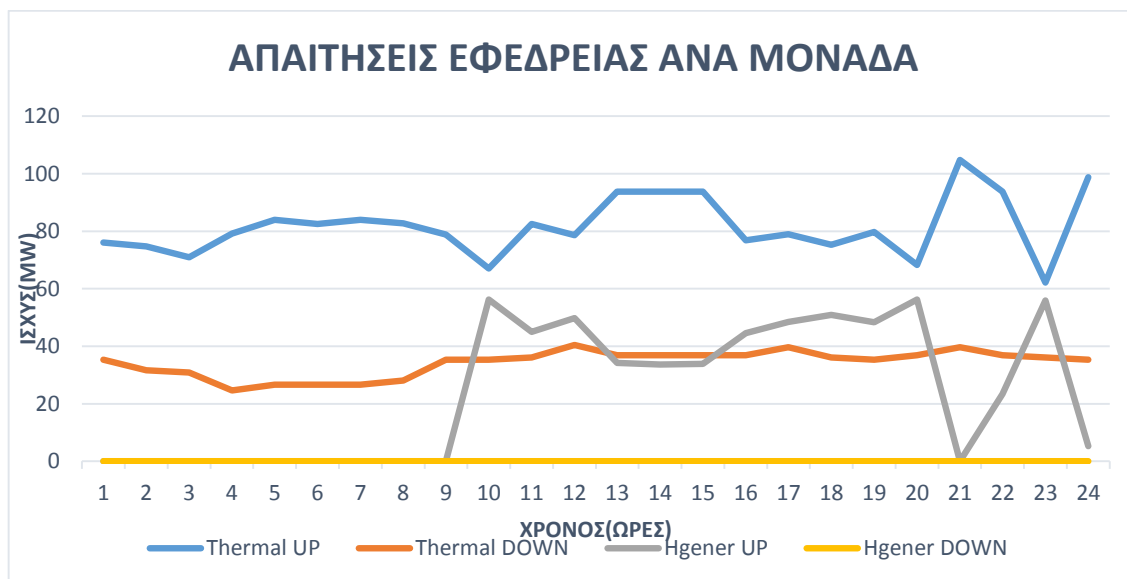
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.18

Σημειώνεται εδώ ότι λόγω της αύξησης της συνολικής αιολικής ισχύος που εγχέεται στο δίκτυο σε σύγκριση με τις προηγούμενες περιπτώσεις είναι αναγκαία και η αύξηση της συνολικής στρεφόμενης εφεδρείας που πρέπει να βρίσκεται στο ελεύθερο περιθώριο. Πράγματι όπως φαίνεται στο διάγραμμα υπάρχει αύξηση των επιπέδων εφεδρείας για λόγους ασφάλειας και ομαλής λειτουργίας του συστήματος



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.19

Είναι ξεκάθαρο ότι μετά την ώρα 10 το αναγκαίο ποσό εφεδρείας εκτοξεύεται σε ένα υψηλό αλλά σταθερό επίπεδο. Αυτό συμβαίνει λόγω της έγχυσης μεγάλης ποσότητας ισχύος από τα αιολικά του ΥΒΣ για τα οποία η αναγκαία ποσότητα εφεδρείας παρέχεται και από τους ΥΗΣ αφού λειτουργούν ισότιμα ως κατανεμημένες μονάδες του συστήματος.



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.1.20

Πράγματι ενώ η εφεδρεία από τις θερμικές μονάδες παραμένει σταθερή πριν και μετά την έγχυση της Αιολικής ισχύος από τον ΥΒΣ η αντίστοιχη εφεδρεία από τον ΥΗΣ αρχίζει να αυξάνεται κατά την ώρα 10 και μετά. Εδώ παρατηρείται μια συνηθισμένη τακτική όπου οι κατανεμημένες μονάδες του ΥΒΣ παρέχουν στρεφόμενη εφεδρεία στα πλαίσια της υδροαιολικής συνεργασίας .

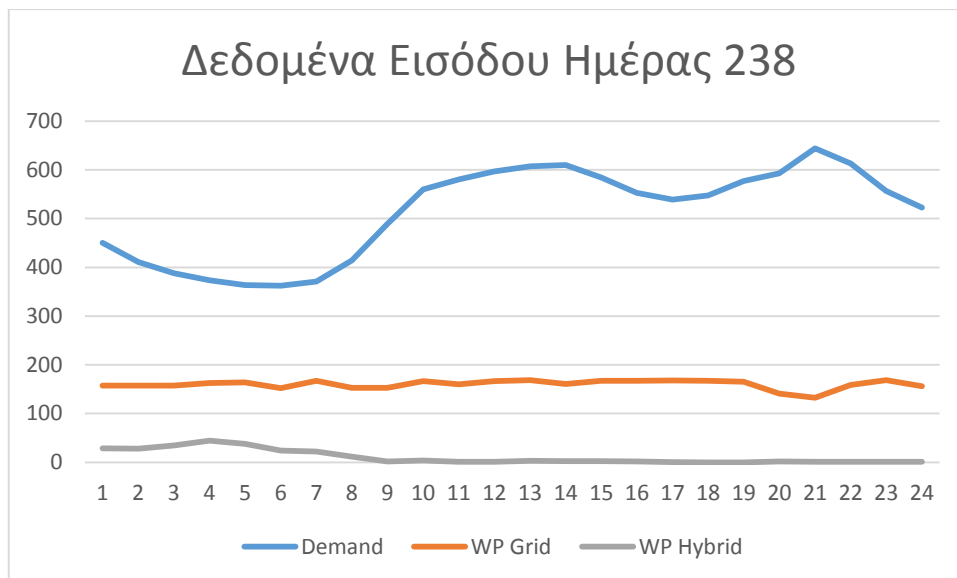
Η απευθείας διάθεση της αιολικής ισχύος στο φορτίο υποκαθιστά υδροστροβλική

ισχύ στην παροχή της προγραμματισμένης ισχύος παραγωγής του ΥΒΣ (υδροαιολική συνεργασία). Σε αυτήν την κατάσταση λειτουργίας, οι υδροστροβίλοι και το Α/Π του ΥΒΣ λειτουργούν ουσιαστικά σαν ένας συνδυασμένος σταθμός που παράγει την προγραμματισμένη ισχύ του ΥΒΣ.

Στο σημείο αυτό θα έπρεπε να τονιστεί ότι οι παραπάνω πολιτικές διαχείρισης του ΥΒΣ και γενικά διαχείρισης της ζήτησης γίνονται με ημερήσιο ορίζοντα. Αν είχε χαραχτεί μια πολιτική με βάση μεγαλύτερο διάστημα θα εισαγόntonτουσαν και άλλες τακτικές. Ωστόσο λόγω της μη ακριβής προβλεψιμότητας του φορτίου και του αιολικού δυναμικού πιο αξιόπιστο θα ήταν να προσομοιωθεί η ημερήσια κατάρτιση του προγράμματος διαχείρισης της ζήτησης και των διαθέσιμων μονάδων.

7.2.2 Ημέρα Υψηλού Φορτίου/Υψηλού Δυναμικού ΑΠΕ Δικτύου /Χαμηλού Δυναμικού Α/Π ΥΒΣ (Νούμερο 238)

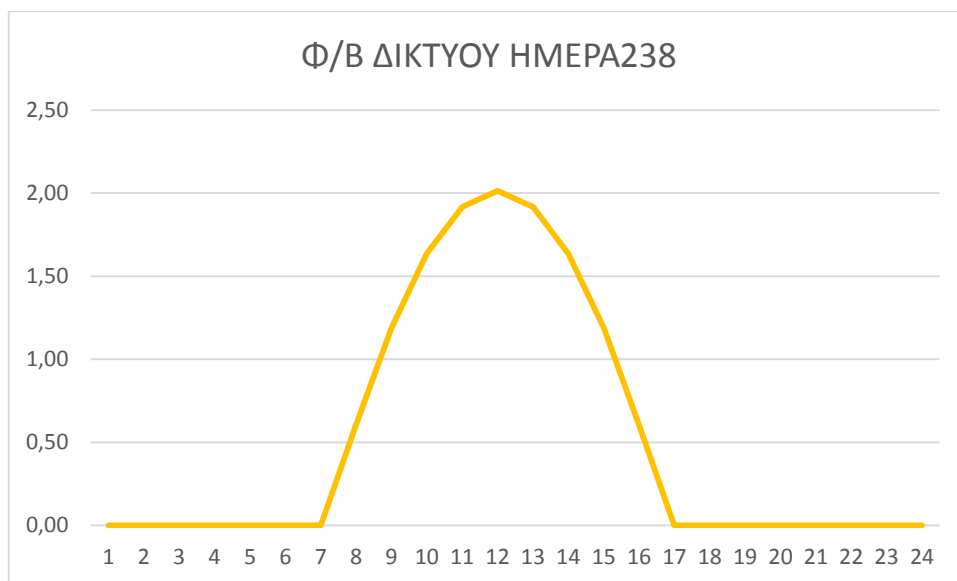
Για την ημέρα αυτή αναλύεται μια άλλη περίπτωση δεδομένων όπου παρουσιάζονται υψηλά επίπεδα του ωριαίου φορτίου καθώς βρισκόμαστε στην αιχμή της καλοκαιρινής περιόδου στο νησί με αποτέλεσμα η ημερήσια ζήτηση να χαρακτηρίζεται μια από τις υψηλότερες του χρόνου. Παράλληλα υπάρχει υψηλό αιολικό δυναμικό από τα Α/Π του Δικτύου που αναμένεται να συμβάλλουν στην κάλυψη του Φορτίου. Αντίθετα το αιολικό δυναμικό του ΥΒΣ είναι ένα από τα χαμηλότερα του έτους. Αυτό μπορεί να συμβεί καθώς δεν είναι αναγκαίο οι δύο πηγές αιολικής ενέργειας να βρίσκονται στο ίδιο γεωγραφικά μέρος. Άλλωστε ο ΥΒΣ πρέπει να βρίσκεται σε μέρος όπου εξυπηρετούνται οι υψομετρικές ανάγκες και οι προϋποθέσεις μεταξύ των αντλιοστασίων του για της ανάγκες αποθήκευσης και μετέπειτα για την ορθή λειτουργία των ΥΗΣ. Τα δεδομένα εισόδου της ημέρας 238 φαίνονται παρακάτω :



Διάγραμμα Δεδομένων 7.2.1

Όπως φαίνεται και από το παραπάνω διάγραμμα υπάρχουν δύο περίοδοι αιχμών και δύο περίοδοι χαμηλού φορτίου στην καμπύλη Ζήτησης ενώ παρατηρούμε στο σταθερό υψηλό δυναμικό των Α/Π Δικτύου και το σχεδόν μηδενικό δυναμικό των Α/Π ΥΒΣ.

Όσο για το Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς και το ηλιακό δυναμικό που παρουσιάζουν την συγκεκριμένη ημέρα έχουμε :



Διάγραμμα Δεδομένων 7.2.2

Τα ποσοτικά μεγέθη των δεδομένων εισόδου αναλύονται στον παρακάτω πίνακα όπου τελικά η ημέρα 238 χαρακτηρίζεται ως ημέρα πολύ υψηλού φορτίου με σημαντικό αιολικό δυναμικό εντός δικτύου αλλά πιθανόν χωρίς σημαντική αιολική παραγωγή από τη πλευρά του ΥΒΣ :

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΜΕΡΑΣ 238	ΤΙΜΗ(MWh)
Ημερήσια Ζήτηση	12304,80
Αιολικό Δυναμικό Α/Π Δικτύου	3838,40
Αιολικό Δυναμικό Α/Π ΥΒΣ	258,45
Δυναμικό Φ/Β Δικτύου	12,71

Πίνακας Δεδομένων 7.2.1

Συμπερασματικά και σε σύγκριση με τις άλλες μέρες η Ζήτηση είναι στο 89 % της μέγιστης του Χρόνου ενώ τα Αιολικά του Δικτύου παρουσιάζουν δυνατότητα έως και 95 % ως προς το μέγιστο , ενώ το δυναμικό των Αιολικών του ΥΒΣ είναι στο 12%.

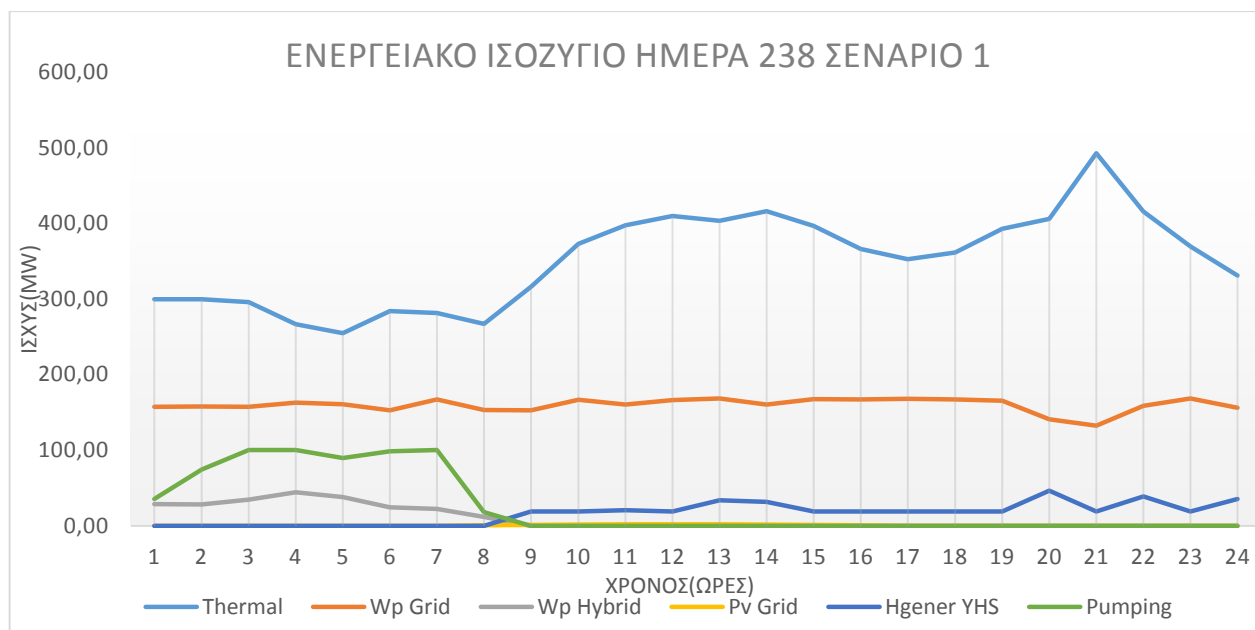
Έχει λοιπόν μεγάλο ενδιαφέρον για αυτή την ημέρα πως ο Διαχειριστής θα χρησιμοποιήσει τον ΥΒΣ που δεν έχει μεγάλες δυνατότητες παραγωγής αρχικώς. Έχοντας πάντα σαν σκοπό την μείωση του κόστους παραγωγής αλλά παράλληλα δίνοντας προτεραιότητα στον ΥΒΣ και τα ΑΠΕ.

1. **Πολιτική Διαχείρισης 1(Mode 1)** : Όπως και για την ημέρα 228 προηγουμένως θα εξεταστεί η περίπτωση όπου ο διαχειριστής θέλει να εξοικονομήσει το κόστος παραγωγής από τις θερμικές μονάδες με αντικατάσταση μονάδων από αιολική και υδροστροβιλική ισχύ προερχόμενη από τον ΥΒΣ. Θέτοντας τα εικονικά κόστη των ΑΠΕ και του ΥΒΣ μηδενικά αλλά και ενεργοποιώντας τις προτεραιότητες άντλησης του υβριδικού σταθμού από τα δικά του αιολικά μπορούν να παρατηρηθούν στο παρακάτω διάγραμμα τα πρώτα αποτελέσματα.

Θέτοντας λοιπόν $REScost=HYcost=0$ στοχεύουμε στην ελαχιστοποίηση της ποσότητας:

$$Objective Function = minimize \left(\sum_t \sum_b \sum_{th} X_{th,b,t}^{gen} * IncCost_{th,b} \right)$$

Τηρώντας ότι η χρήση των αιολικών του ΥΒΣ γίνεται πρωτίστως για άντληση και μόνο όταν πληρούνται οι κανόνες 32 ,32 ,34 και 34i γίνεται ανταλλαγή ισχύος από και προς το δίκτυο. Τα πρώτα αποτελέσματα φαίνονται παρακάτω :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.1

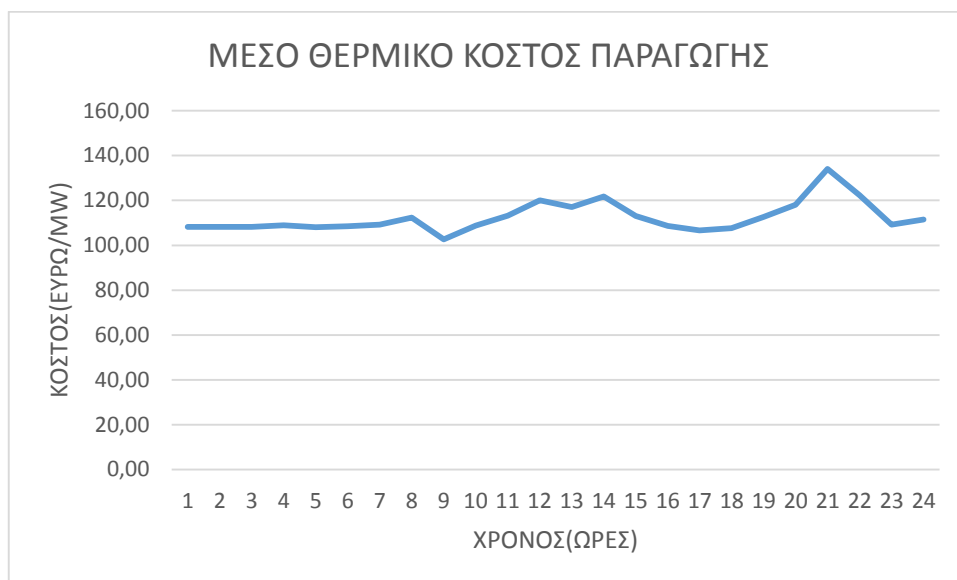
Σε μία πρώτη ανάλυση των αποτελεσμάτων για την ημέρα 238 φαίνεται από το παραπάνω διάγραμμα ότι με σκοπό την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής η βέλτιστη λύση του μοντέλου ορίζει άντληση κατά τις πρώτες ώρες 1-9 όπου όπως φαίνεται και από το Διάγραμμα Δεδομένων 7.2.1 υπάρχει η μεγαλύτερη δυνατότητα αιολικής παραγωγής από τα Α/Π του ΥΒΣ. Ταυτόχρονα όμως γίνεται και άντληση από το Δίκτυο με σκοπό τη φόρτιση του ΥΒΣ όπως φαίνεται από τη διαφορά της χρονοσειράς της άντλησης με αυτήν της αιολικής παραγωγής από τα Α/Π του ΥΒΣ που έχει ως αποτέλεσμα να φορτίσει ο ΥΒΣ σε υψηλά επίπεδα της Ενεργειακής του στάθμης. Η υδραυλική ενέργεια αυτή αρχίζει να παράγεται και να εγχέεται στο σύστημα από την ώρα 10 έως και το τέλος της ημέρας σε ένα σταθερό ποσό. Τα παραπάνω συμπεράσματα επιβεβαιώνονται και από τα παρακάτω αποτελέσματα :

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	8447,47
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	3835,18
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	231,54
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	393,84
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	30,13
ΑΝΤΛΗΣΗ	615,94
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠ'Ο ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	384,40
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	957378

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.2.1

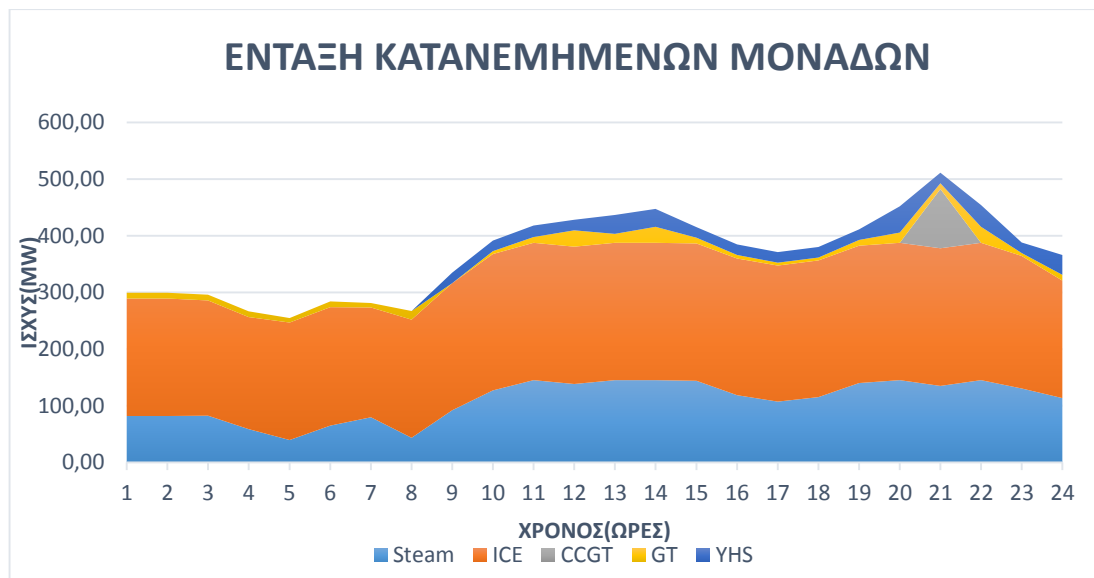
Το συνολικό κόστος που προέκυψε είναι 957.378 € και θα είναι το βέλτιστο ποσό τόσο σε αυτή την πολιτική διαχείρισης όσο και στις επόμενες που θα ακολουθήσουν καθώς εδώ η μόνη

προτεραιότητα που δίνεται είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους. Με γνώμονα αυτό το δεδομένο η χρήση του ΥΒΣ έγινε ώστε να εξυπηρετεί τη λειτουργία των θερμικών μονάδων και να προσφέρει μαζί με τα ΑΠΕ το αναγκαίο ωριαίο ποσό ισχύος που θα εξασφαλίζει ότι το μέσο ωριαίο θερμικό κόστος θα παραμένει σταθερό και οι απαιτήσεις εφεδρείας θα καλύπτονται από κοινού ώστε να μην χρειαστεί η ένταξη ακριβών συμβατικών μονάδων για τις ώρες υψηλού φορτίου. Τα παρακάτω διαγράμματα αποδεικνύουν τη λογική χρήσης του ΥΒΣ :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.2

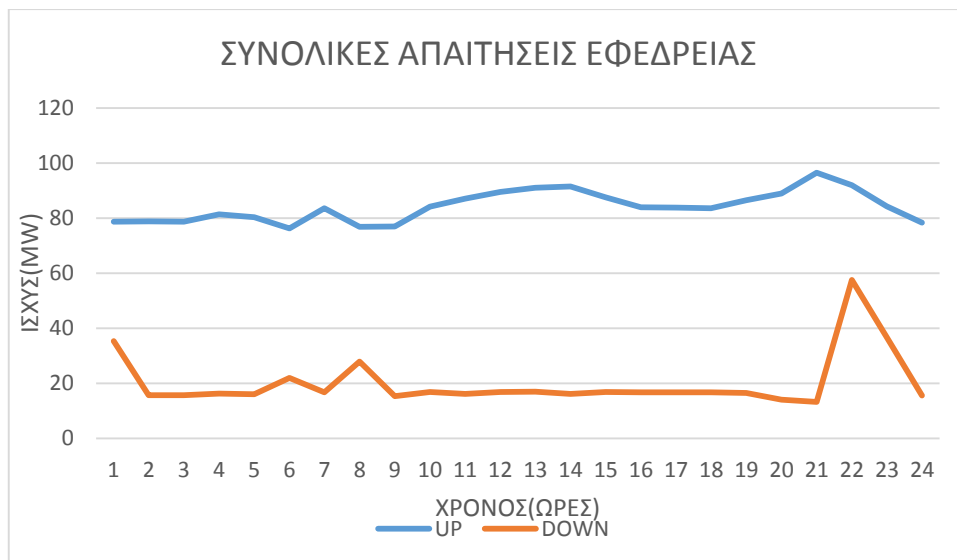
Το διάγραμμα το μέσου θερμικού κόστους (7.2.2) δείχνει ότι το συνολικό ωριαίο κόστος έχει παραμείνει σταθερό παρά της υψηλής απαιτήσεως που υπάρχουν μετά την ώρα 9 που όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα Δεδομένων 7.2.1 υπάρχει μια διαρκής αιχμή από εκεί και μέχρι το τέλος της ημέρας. Συνολικά λοιπόν δεν υπήρξε αύξηση της θερμικής παραγωγής σε επίπεδα που θα επέφεραν και αύξηση του κόστους. Το μοντέλο το όρισε αυτό εγχέοντας υδροστροβλική ισχύ στο δίκτυο από την ώρα 10 και μετά :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.3

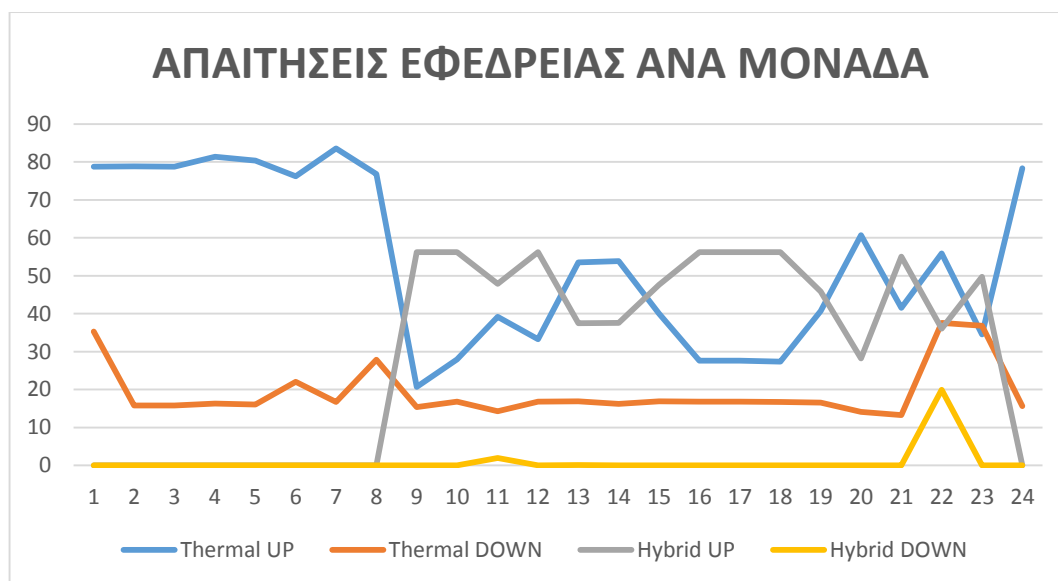
Έτσι λοιπόν από το Διάγραμμα 7.2.3 φαίνεται ότι όχι μόνο οι μονάδες βάσης παρουσιάζουν σταθερή παραγωγή όλη την ημέρα αλλά και ότι παρόλο που οι απαιτήσεις αυξάνονται κατακόρυφα από την ώρα 10 και μετά με τη χρήση των ΥΗΣ η ένταξη των ΑΣ γίνεται σε αμελητέας ποσότητα πλην του διαστήματος 20-21 όπου συμμετέχει και η CCGT ΧΑΝΙΩΝ για να καλύψει την αιχμή της ημέρας που παρουσιάζεται στα 644MW ισχύ πολύ μεγαλύτερη από τις υπόλοιπες της ημέρας που κυμαίνονται κοντά στα 550-585 MW.

Τέλος παρουσιάζονται και οι απαιτήσεις της συνολικής εφεδρείας του συστήματος που καλύπτονται συνολικά και από τις συμβατικές θερμικές μονάδες αλλά και από τους ΥΗΣ που λογίζονται ως ισότιμες κατανεμημένες μονάδες :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.4

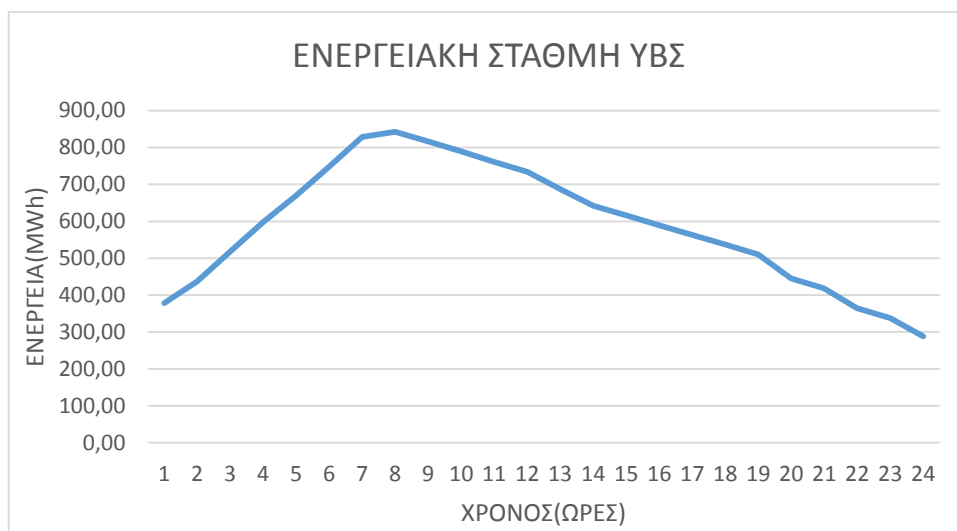
Σε ότι αφορά την επιμέρους συμβολή των μονάδων στις απαιτήσεις εφεδρείας λόγω της υψηλής αιολικής διείσδυσης ισχύει :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.5

Από το Διάγραμμα 7.2.5 ότι πέρα από την έγχυση ενός σταθερού ποσού ισχύος για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του ισοζυγίου ενέργειας ο ΥΒΣ με τις κατανεμημένες μονάδες παραγωγής συμβάλλει ισότιμα και στις ανάγκες εφεδρείας.

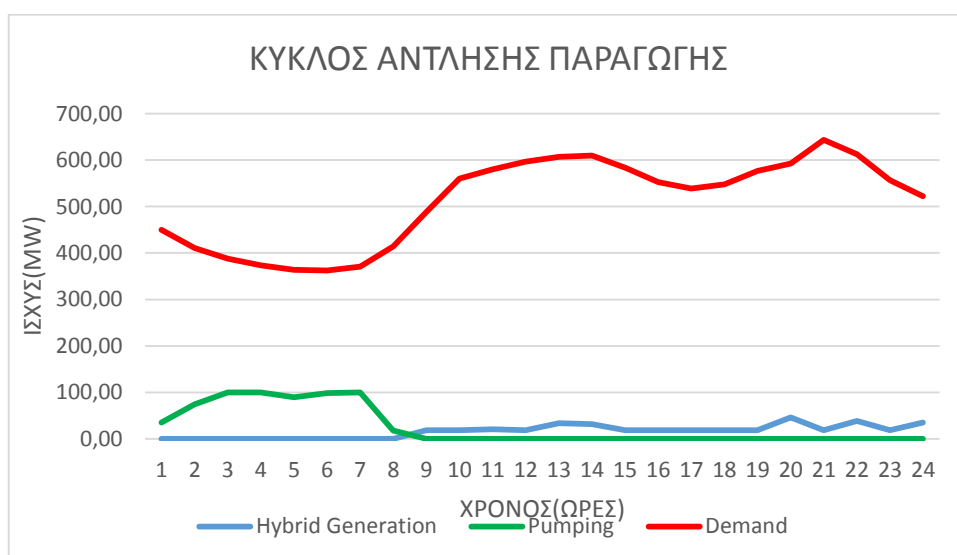
Συνολικά από τον Πίνακα 7.2.1 ο ΥΒΣ παράγει 393,94 MWh για το φορτίο του συστήματος αλλά συμμετέχει και στην εφεδρεία με ενέργεια 500 MWh. Το άθροισμα των δύο παραπάνω τιμών μας δίνει ουσιαστικά και την ενεργειακή στάθμη του ΥΒΣ που σχηματίστηκε μετά την διαδικασία άντλησης τις πρώτες πρωινές ώρες.



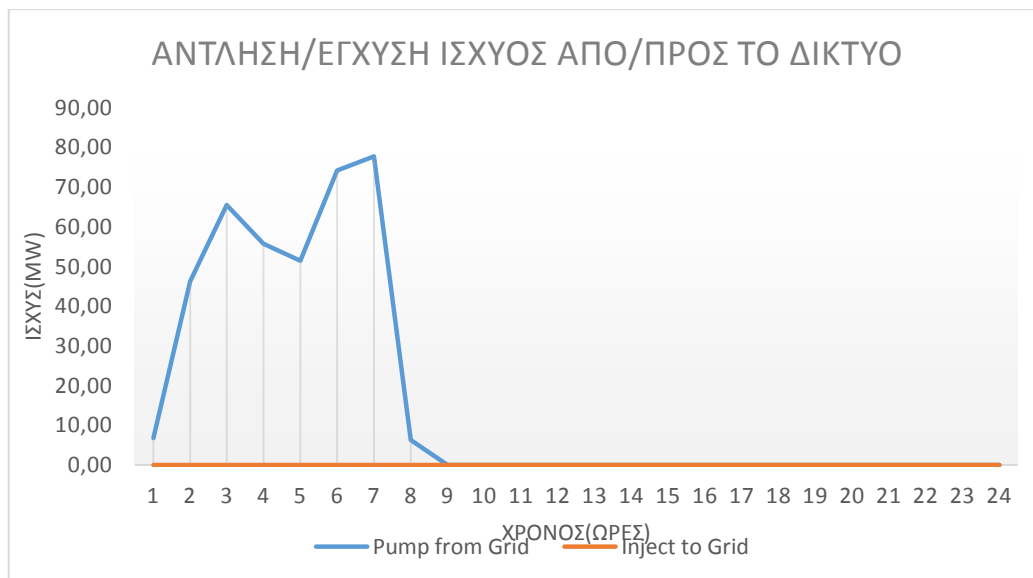
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.6

Από όσα περιεγράφηκαν μέχρι στιγμής αναδεικνύεται η φιλοσοφία του μοντέλου κατά τη χρήση του ΥΒΣ και στον προγραμματισμό χρήσης των διαθέσιμων πόρων που διαθέτει για την οικονομική λειτουργία του συστήματος

Όσον αφορά την εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ και το προφίλ άντλησης- παραγωγής που δημιουργήθηκε επιβεβαιώνεται από τον παραπάνω πίνακα(7.2.1) ότι ορίζεται το βέλτιστο ποσό άντλησης από το δίκτυο στα 615,94 MWh τις ώρες χαμηλού φορτίου όπου παρατηρείται η κοιλιά της καμπύλης φορτίου :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.7



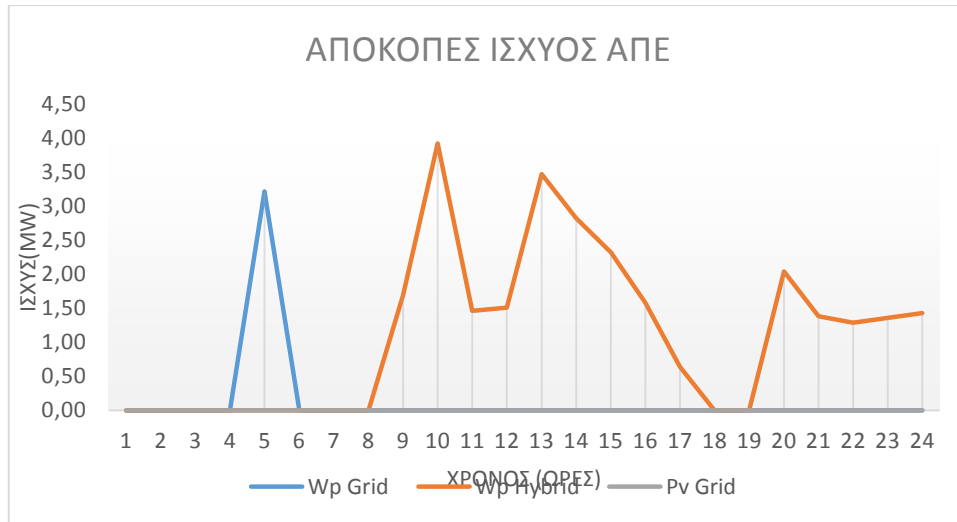
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.8

Η άντληση από το δίκτυο (διάγραμμα 7.2.8) γίνεται τις ώρες χαμηλού φορτίου από 1-9 όπου αν δεν υπήρχε η άντληση τότε οι θερμικές μονάδες θα είχαν μικρότερη παραγωγή λόγω του μικρότερου φορτίου με αποτέλεσμα να δουλεύουν σε χαμηλότερα σημεία λειτουργίας όπου πολλές φορές στο τεχνικό ελάχιστο οι μονάδες παλαιού τύπου είναι και ακριβότερες.

Ουσιαστικά αυτό το επιπλέον κόστος παραγωγής για σκοπούς άντλησης επιστρέφει στο δίκτυο τις επόμενες ώρες όπου η ζήτηση είναι αυξημένη και η παραγωγή ενός τέτοιου μεγέθους ενέργειας τις ώρες αυτές θα σήμαινε αυξημένο κόστος αφού ήδη εκείνες τις ώρες υπήρχε μεταπήδηση σε υψηλότερα σημεία λειτουργίας για την πλειονότητα των συμβατικών μονάδων. Με άλλα λόγια είναι φθηνότερη η παραγωγή σε ένα μέσο σημείο λειτουργίας παρά κοντά στο τεχνικό μέγιστο ή ελάχιστο.

Το γεγονός ότι ο ΥΒΣ δεν αντλεί στην υποτιθέμενη δεύτερη περίοδο χαμηλού φορτίου από 16-20 συμβαίνει για δύο λόγους. Αρχικά δεν μπορεί να θεωρηθεί κοιλάδα φορτίου το συγκεκριμένο διάστημα ειδικά αν την συγκρίνουμε με την πρώτη περίοδο χαμηλού φορτίου από 1-9. Επιπλέον μια τυχόν άντληση από το δίκτυο (εφόσον το αιολικό δυναμικό δεν καλύπτει τις πιθανές ανάγκες αποθήκευσης) στο σημείο εκείνο θα σήμαινε και αύξηση του μέσου ωριαίου κόστους άρα και του συνολικού.

Τέλος οι Περικοπές ΑΠΕ είναι σχεδόν αμελητέες αφού από τη μία τα αιολικά του ΥΒΣ έχουν σχεδόν μηδενική παραγωγική δυνατότητα με αποτέλεσμα να περικόπτονται και αυτά τα λίγα διαθέσιμα λόγω του ότι ο ΥΒΣ βρίσκεται συνεχώς σε κατάσταση παραγωγής ενώ από την άλλη η συνολική διείσδυση των ΑΠΕ δικτύου δεν ξεπερνά τα τεχνικά όρια του 30 % το συνολικού φορτίου με αποτέλεσμα να παρέχεται όλη η διαθέσιμη ισχύς στο δίκτυο.



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.9

Συμπερασματικά από την συγκεκριμένη πολιτική επιτυγχάνεται η ελαχιστοποίηση του κόστους αλλά δεν εμφανίζεται σωστή λειτουργία του ΥΒΣ και των αιολικών του.

- 2. Πολιτική Διαχείρισης (Mode 2) :** Σε αυτήν την πολιτική διαχείρισης που θα εφαρμοστεί θα δοθεί προτεραιότητα στη χρήση του ΥΒΣ για την αντικατάσταση συμβατικής ισχύος έτσι ώστε να παρατηρηθούν οι διαφορές με την προηγούμενη πολιτική εξαναγκάζοντας την άντληση και την παραγωγή του Υβριδικού Σταθμού.

Η συγκεκριμένη τακτική υλοποιείται θέτοντας το εικονικό κόστος του ΥΒΣ $HYcost = 1000$. Μια τιμή που δεν αντικατοπτρίζει την τιμή της παραγόμενης ή της αντλούμενης ποσότητας ισχύος από τον ΥΒΣ αλλά του δίνει τη δυνατότητα στην αντικειμενική συνάρτηση να αντικαθιστά θερμική ισχύ αφού του το έχουμε επιβάλλει εμείς ως χρήστες του μοντέλου.

Συγκεκριμένα η αντικειμενική συνάρτηση γίνεται

Objective Function

$$= \text{minimize} \left(\sum_t \sum_b \sum_{th} X_{th,b,t}^{gen} * IncCost_{th,b} \right) - HYcost$$

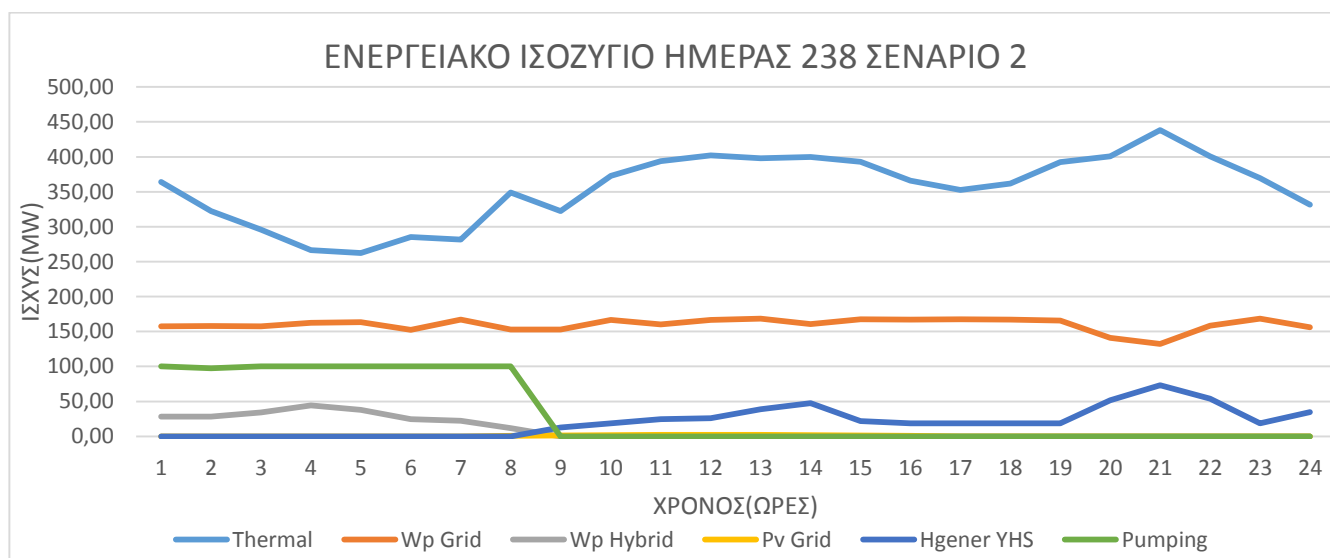
$$* \sum_t \sum_{hu} HybridBalance[hu][t]$$

Τα πρώτα ποσοτικά αποτελέσματα έχουν ως εξής :

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	8523,29
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	3837,78
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	231,54
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	496,95
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	27,53
ΑΝΤΛΗΣΗ	797,48
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	565,94
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	963107

Πίνακας Δεδομένων 7.2.2

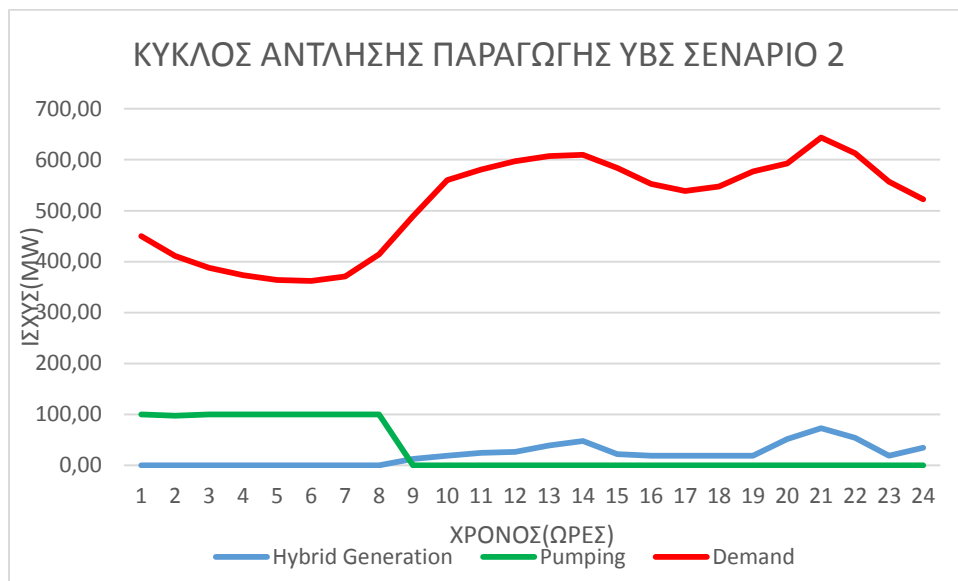
Ενώ τα αποτελέσματα του ενεργειακού ισοζυγίου του συστήματος για όλη την ημέρα φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα :



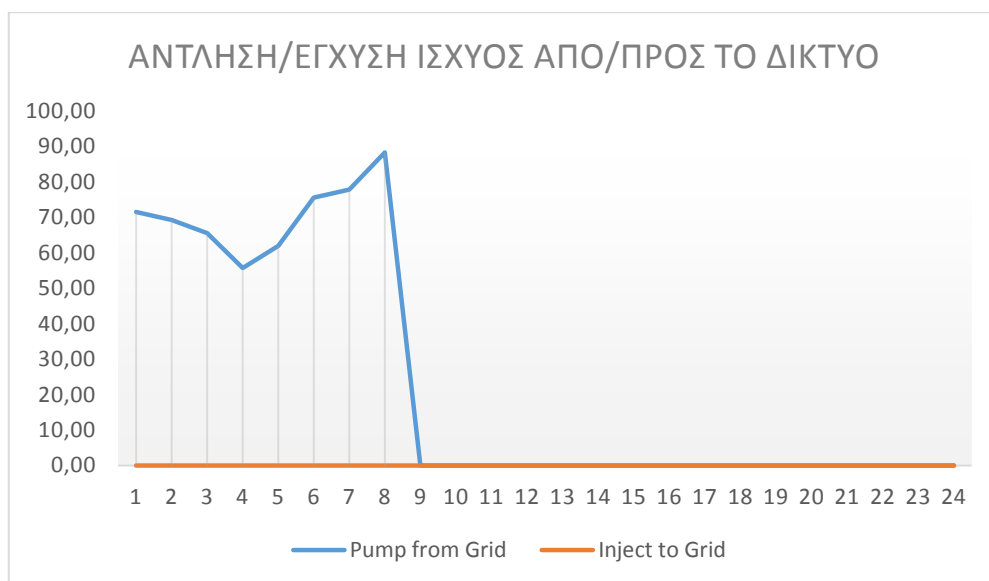
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.10

Από τα πρώτα αριθμητικά αποτελέσματα παρατηρείται ότι για τη σωστή χρήση του ΥΒΣ ώστε να συμμετέχει ενεργά και να εξομαλύνει τις αιχμές του φορτίου , απαιτείται η άντληση σε μεγαλύτερη ποσότητα από ότι ήταν στην περίπτωση 1. Έτσι από τον Πίνακα αποτελεσμάτων 7.2.2 προκύπτει ότι ή άντληση είναι 797 MWh και η άντληση από το δίκτυο είναι επίσης μεγαλύτερη επιβαρύνοντας το σύστημα με επιπλέον θερμική ισχύ.

Αυτό γίνεται καθώς η Υδροστροβλική ισχύ είναι μεγαλύτερη σε αυτή την πολιτική διαχείρισης έτσι ώστε να εξομαλύνει καλύτερα τις αιχμές του φορτίου , όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.11

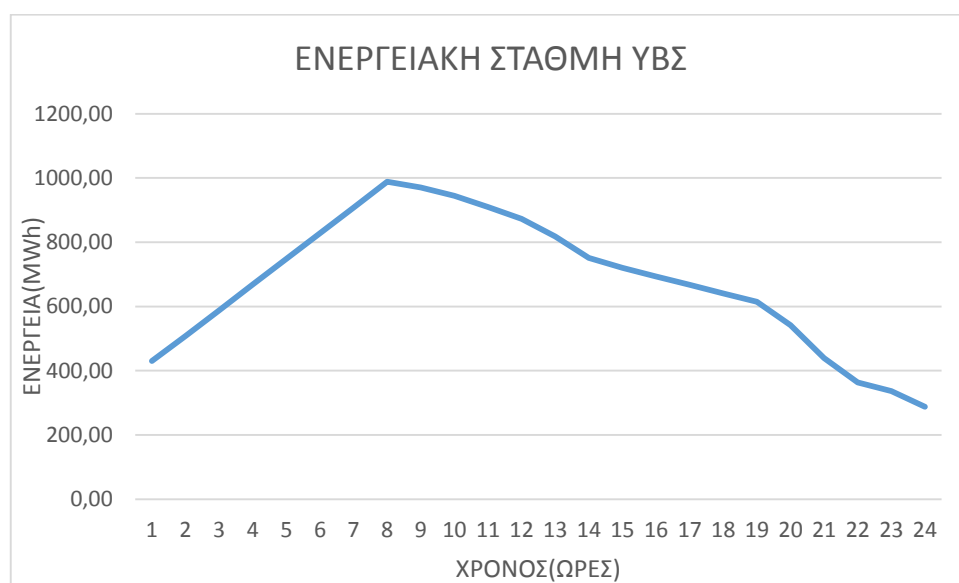


Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.12

Από το διάγραμμα 7.2.12 φαίνεται ότι αξιοποιούνται περισσότερο οι εν λειτουργία θερμικές μονάδες παραγωγής για σκοπούς άντλησης του ΥΒΣ με αποτέλεσμα να υπάρχει περισσότερη διαθέσιμη υδραυλική ενέργεια για να καλύψει τις αιχμές του φορτίου. Έτσι από το διάγραμμα 7.2.11 παρατηρείται μία αύξηση της παραγωγής του ΥΗΣ τις ώρες από 10-14 και από 21-23 όπου είναι και οι αιχμές της ζήτησης.

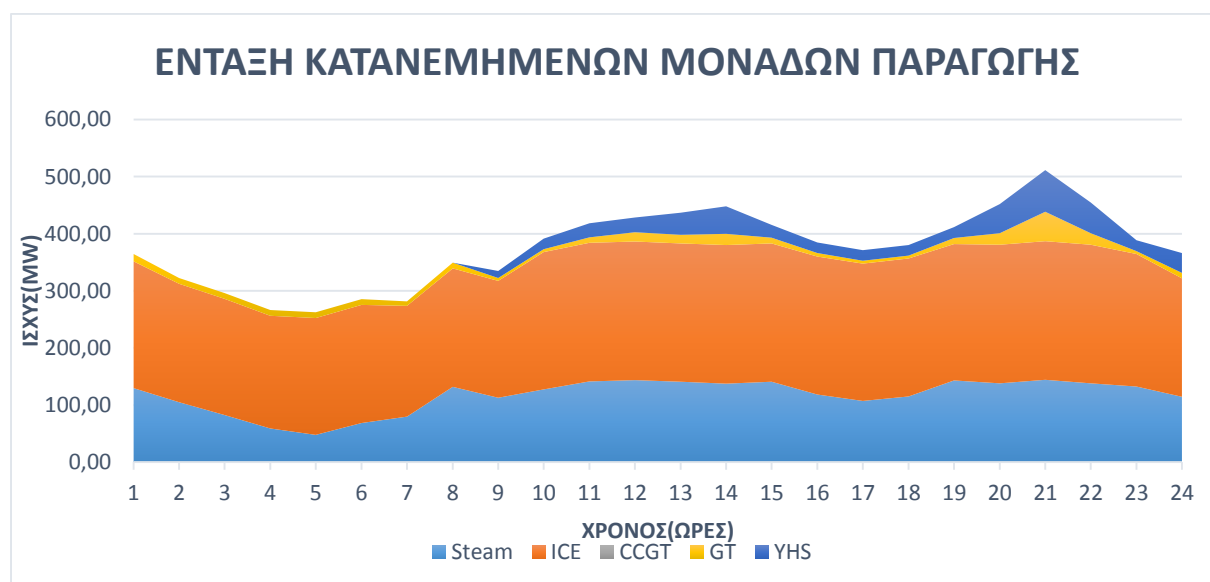
Είναι λογικό έχοντας εξαναγκάσει τον ΥΒΣ σε κατάσταση άντλησης για να προσφέρει περισσότερο στην διάρκεια της ημέρας ο σταθμός να έχει φτάσει μεγαλύτερη

ενεργειακή στάθμη όπως φαίνεται παρακάτω όπου η αποθηκευμένη μηχανική ενέργεια κυμαίνεται κοντά στα 1000 MWh :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.13

Ωστόσο βελτιώνοντας τη λειτουργία του ΥΒΣ έχει καλύτερη εφαρμογή στην καμπύλη φορτίου , έχουμε αυξήσει το συνολικό κόστος παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες αφού και αυτές αύξησαν το παραγόμενο ποσό ισχύος για λόγους αποθήκευσης του ΥΒΣ. Ενδεικτικά το διάγραμμα ένταξης μονάδων μας δίνει :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.14

Ως συμπέρασμα προκύπτει ότι ενώ βελτιώθηκε η λειτουργία του ΥΒΣ με την επιπλέον άντληση, οικονομικά δεν είναι καλύτερο το αποτέλεσμα σε σύγκριση με την προηγούμενη πολιτική

3. **Πολιτική Διαχείρισης 3 (Mode 3)** : Στην περίπτωση αυτή θα εξεταστεί η συμπεριφορά του ΥΒΣ αν απενεργοποιήσουμε τους περιορισμούς λειτουργίας του ΥΒΣ. Δηλαδή αν δώσουμε στον σταθμό τη δυνατότητα υδροαιολικής συνεργασίας και έγχυση αιολικής ισχύος στο δίκτυο. Αυτό το επιτυγχάνουμε απενεργοποιώντας τους περιορισμούς 34 και 34i οι οποίοι ουσιαστικά απαγορεύουν την έγχυση ισχύος αν δεν καλυφθούν αφενός πρώτα οι ανάγκες άντλησης και αφετέρου εάν δεν υπάρχει αρκετό αιολικό δυναμικό ώστε να υπάρχει περίσσεια έναντι της αποθηκευτικής ικανότητας.

Με αυτήν την πολιτική ουσιαστικά δίνεται η δυνατότητα ανάλογα τα δεδομένα εισόδου και την παραγωγική ικανότητα που μπορεί να αναπτύξει ο σταθμός να αποφασίσει το μοντέλο το πώς θα χρησιμοποιήσει το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό για την βέλτιστη κάλυψη του φορτίου.

Τα αποτελέσματα αυτής της πολιτικής έχουμε :

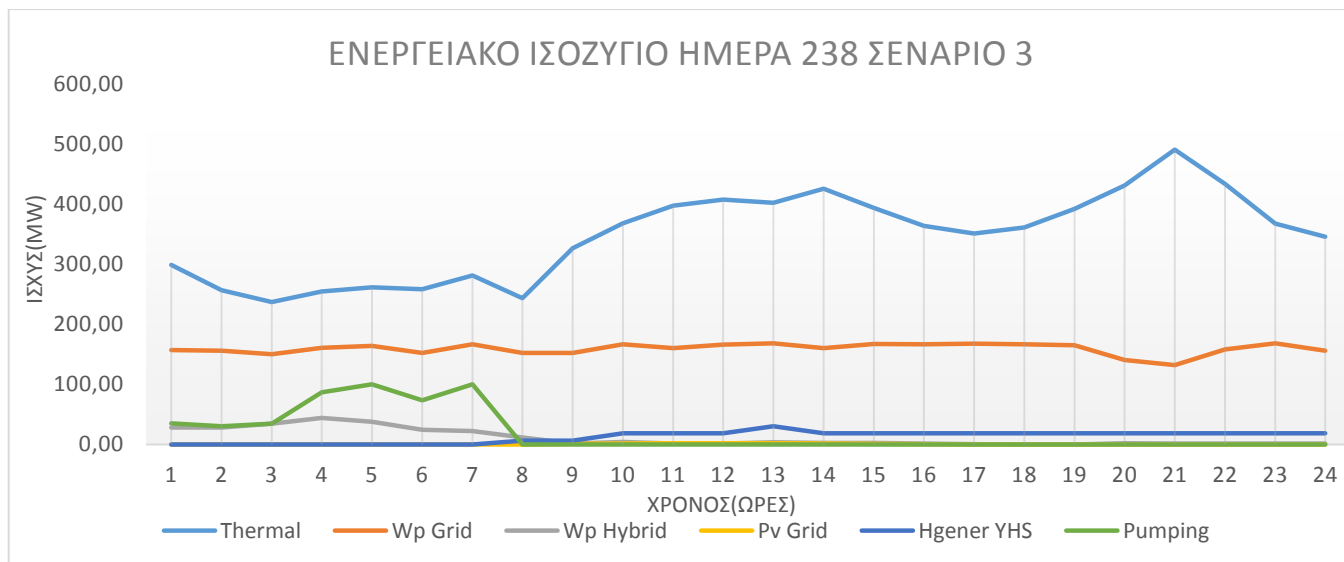
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	8361,46
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	3827,64
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	258,45
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	305,42
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	11,37
ΑΝΤΛΗΣΗ	460,28
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	240,44
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	38,61
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	955559

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.2.3

Βλέπουμε ότι υπάρχει μείωση του κόστους σε σχέση με τις προηγούμενες περιπτώσεις καθώς απενεργοποιώντας τους κανόνες λειτουργίας τότε το μοντέλο προτιμά να δώσει τη διαθέσιμη αιολική ισχύ στο δίκτυο.

Παράλληλα με την έγχυση της επιπλέον αιολικής ενέργειας στο σύστημα μειώνονται και οι περικοπές ΑΠΕ από τον ΥΒΣ αφού τώρα παρόλο που ο ΥΒΣ παράγει ένα σταθερό ποσό υδροστροβλικής ισχύος για όλη την ημέρα ταυτόχρονα χρησιμοποιεί και το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό αν και μικρό.

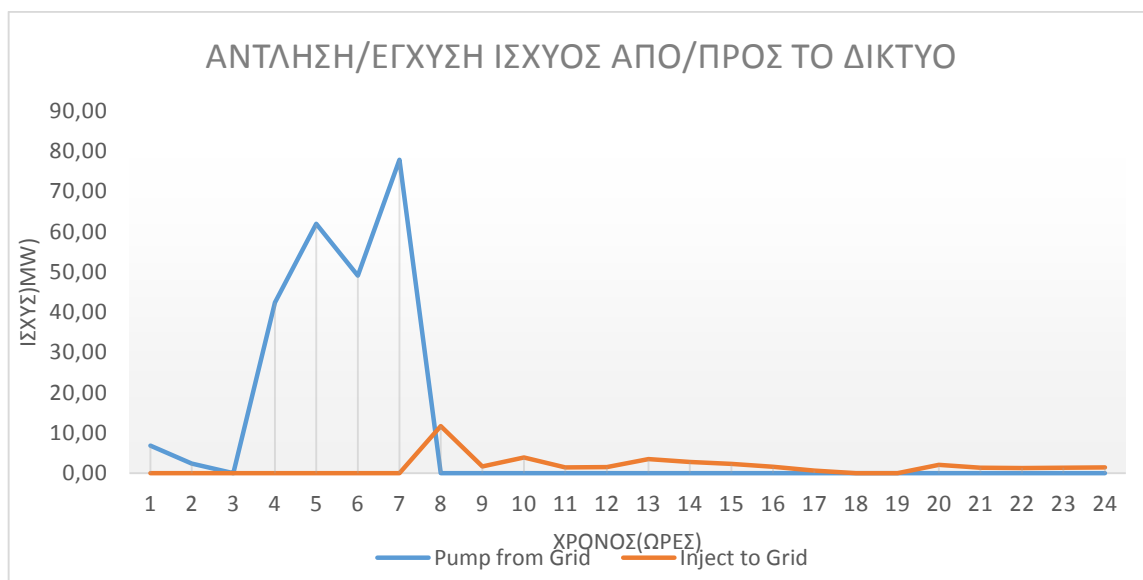
Το ενεργειακό ισοζύγιο φαίνεται παρακάτω :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.15

Παρατηρείται ότι έχει μειωθεί η απαίτηση για άντληση ενώ εφαρμόζεται μικρή και σταθερή ισχύ από τις κατανεμημένες μονάδες του ΥΒΣ.

Στο επόμενο διάγραμμα φαίνεται και η ανταλλαγή ισχύος από και προς το σύστημα

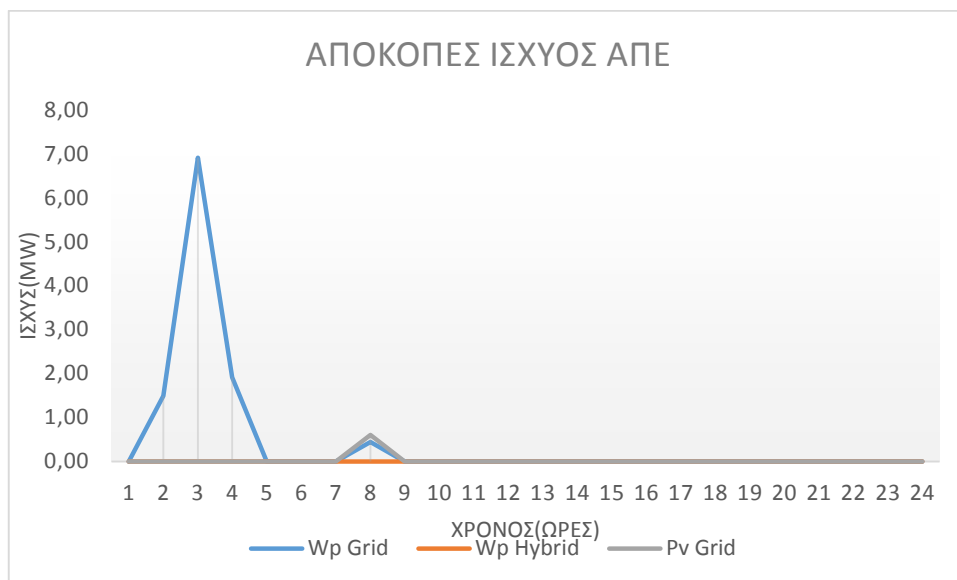


Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.16

Εδώ φαίνεται καθαρά ότι επιτρέπεται η έγχυση της επιπλέον ισχύος στο δίκτυο μειώνοντας έτσι τις περικοπές από τα αιολικά του ΥΒΣ.

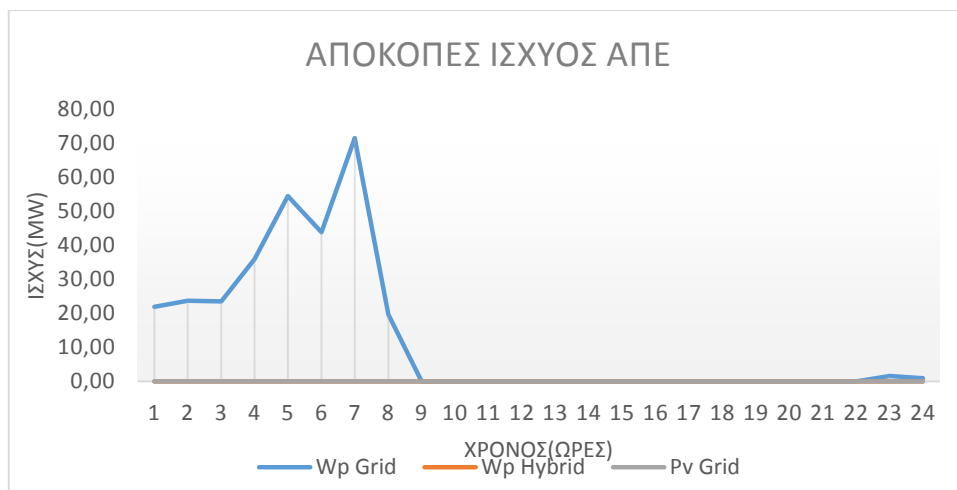
Το προφίλ και η σειρά ένταξης των μονάδων καθώς και ο τρόπος με τον οποίο καλύπτονται οι απαιτήσεις εφεδρείας δεν αλλάζουν σε σχέση με τις δύο προηγούμενες περιπτώσεις αλλά σημειώνεται καθαρά ότι συμφέρει οικονομικά η έγχυση στο δίκτυο καθώς είναι άμεση καθαρή ισχύς που ικανοποιεί άμεσα το φορτίο.

Παράλληλα όμως δίνεται προτεραιότητα στην αιολική ισχύ από τον ΥΒΣ και παρατηρούμε ένα φαινόμενο αποκοπών αλλά σε μικρή έκταση όσον αφορά τα αιολικά του δικτύου έχοντας ορίσει συντελεστή διείσδυσης περίπου 40 % του συνολικού φορτίου .



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.17

Αν από την άλλη εφαρμόζοντας πιο αυστηρά όρια διείσδυσης της αιολικής ισχύος έτσι ώστε να έχουμε και μικρότερα όρια εφεδρείας και να υπολογίσουμε την μεταβλητή και απρόβλεπτη φύση της αιολικής ισχύος έχουμε για $RESlimit=0,3$ επί του συνολικού φορτίου.



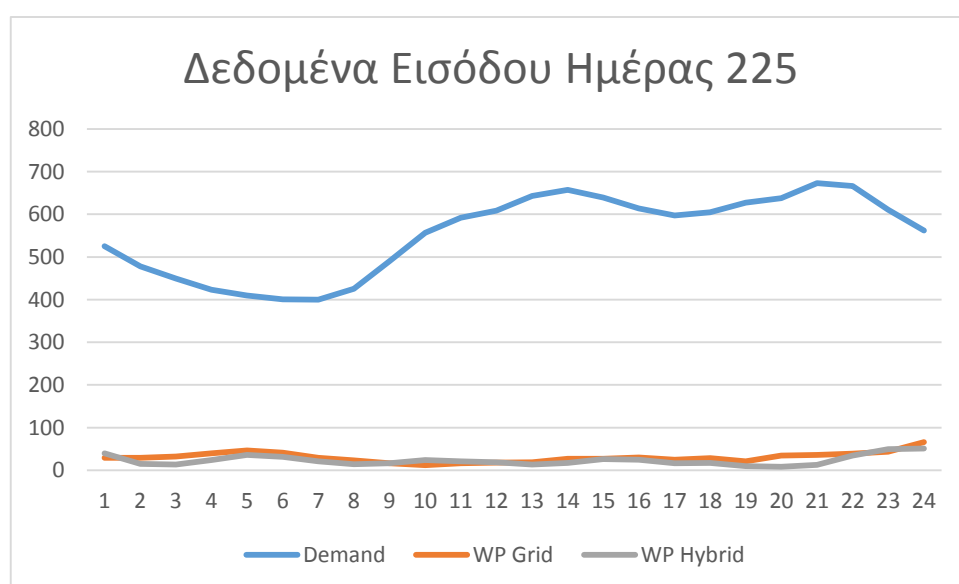
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.2.18

Στην περίπτωση αυτή υπάρχουν σημαντικές περικοπές από τα ΑΠΕ Δικτύου πράγμα που κοστίζει και οικονομικά καθώς αναγκάζει τις θερμικές μονάδες να αναλάβουν το φορτίο που είχε προγραμματιστεί για τα αιολικά του Δικτύου. Με την έγχυση όμως της αιολικής ισχύος στο σύστημα από τον ΥΒΣ ξεπερνιούνται τα όρια διείσδυσης και το πρόγραμμα

επιλέγει να αποκόψει ένα μεγάλο ποσό αιολικής ισχύος επιβαρύνοντας έτσι τις συμβατικές μονάδες ανεβάζοντας το κόστος.

7.2.3 Ημέρα Υψηλού Φορτίου /Χαμηλής Δυναμικότητας ΑΠΕ Δικτύου και ΥΒΣ (Νούμερο 225)

Σε αυτή την ενότητα θα παρουσιαστούν ημέρες κατά τις οποίες υπάρχει υψηλό ημερήσιο φορτίο και ελάχιστη παραγωγή ΑΠΕ με αποτέλεσμα να επηρεάζεται ανάλογα με το σενάριο η λειτουργία και η διαχείριση του ΥΒΣ. Τέτοιες μέρες υπάρχουν αρκετές όπως η 217-218 , 224-225 , 242-243 και ανάλογα το αιολικό δυναμικό και τη ποσοστιαία δυναμικότητα μπορούμε να παρατηρήσουμε ενδιαφέροντα φαινόμενα. Αρχικά θα παρουσιαστεί η ημέρα 225 και τα δεδομένα εισόδου της όπως φαίνονται παρακάτω :



Διάγραμμα Δεδομένων 7.3.1

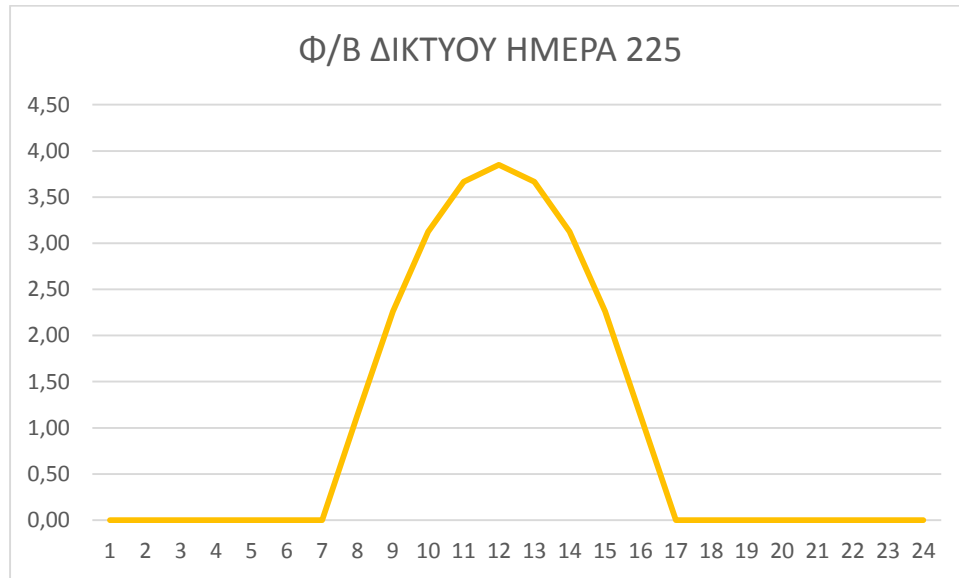
Από το παραπάνω διάγραμμα φαίνεται μια ημέρα όπου η πρόβλεψη για την αιολική παραγωγή είναι ότι θα κυμανθεί σε πολύ χαμηλά επίπεδα .Ειδικότερα η αιολική παραγωγή από τα Α/Π του ΥΒΣ αναμένεται περίπου στο 25 % της μέγιστης παραγωγικής δυνατότητας.

Ανάλογα τις ημέρες το αιολικό δυναμικό κυμαίνεται για τον ΥΒΣ από 3-8 % και από 12-16% τις μέρες 217 και 242 αντίστοιχα. Αυτά τα στοιχεία θα μας βοηθήσουν στη σύγκριση αποτελεσμάτων των παρακάτω δεδομένων της ημέρας 225 :

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΜΕΡΑΣ 225	ΤΙΜΗ(MWh)
Ημερήσια Ζήτηση	13290,70
Αιολικό Δυναμικό Α/Π Δικτύου	728,96
Αιολικό Δυναμικό Α/Π ΥΒΣ	557,19
Δυναμικό Φ/Β Δικτύου	24,22

Πίνακας Δεδομένων 7.3.1

Η προβλεπόμενη παραγωγή για τα φωτοβολταϊκά του δικτύου φαίνεται παρακάτω :



Διάγραμμα Δεδομένων 7.3.2

Από την ανάλυση των δεδομένων παρατηρείται ότι υπάρχει πολύ μεγάλο φορτίο ενώ δεν υπάρχει ούτε σταθερή αιολική ισχύς άλλα ούτε και σε σημαντική ενεργειακά ποσότητα. Επομένως αρχικώς περιμένουμε να περιοριστεί η χρήση του ΥΒΣ και η συμμετοχή του στο ενεργειακό ισοζύγιο ανεξαρτήτως της πολιτικής διαχείρισης που θα εφαρμόσουμε.

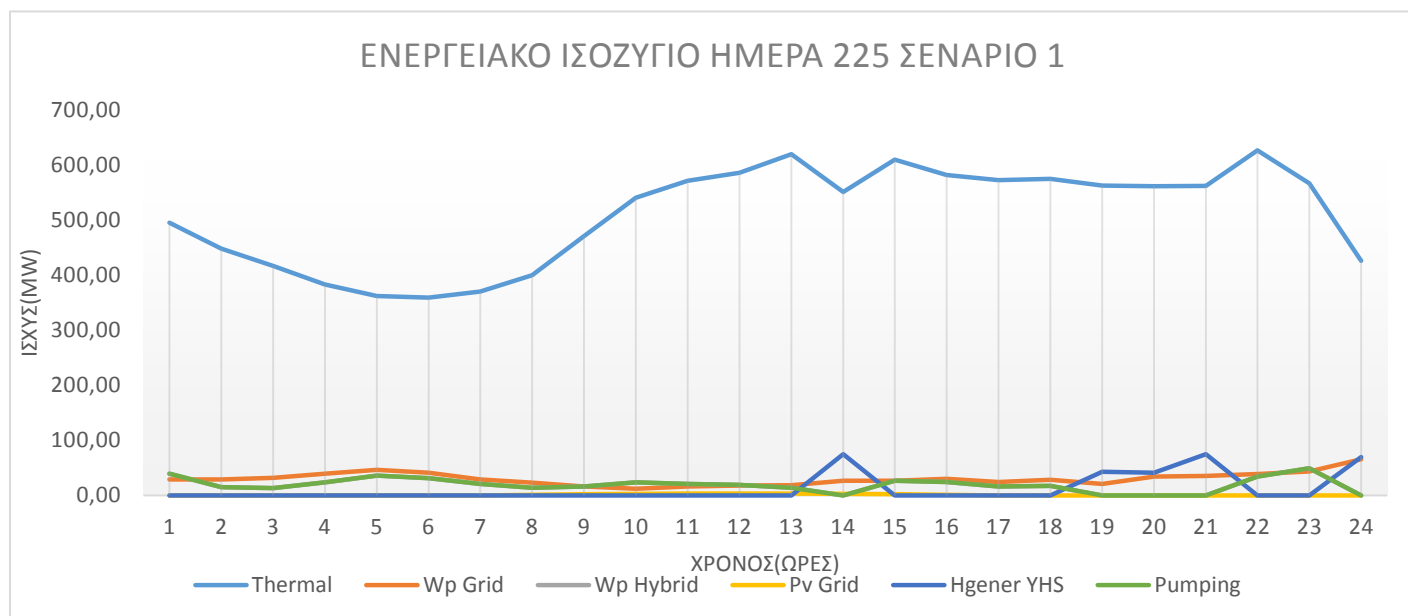
Έχοντας εισάγει τη μεταβλητή HybridBalance που αποτελεί το ισοζύγιο ισχύος του ΥΒΣ ανάμεσα σε αιολική, υδροστροβλική παραγωγή και άντληση γίνεται αντιληπτό ότι όταν δεν υπάρχουν διαθέσιμα ΑΠΕ τότε επηρεάζονται και οι άλλες άμεσα εξαρτημένες λειτουργίες του σταθμού.

Σε αυτό το σημείο θα παρουσιαστούν οι επιλεγμένες πολιτικές διαχείρισης που μπορεί να εφαρμόσει ο Διαχειριστής του Συστήματος μέσα από το μαθηματικό μοντέλο.

1. **Πολιτική Διαχείρισης 1 (Mode 1)** : Σε αυτό το σενάριο θα δοθεί ίση προτεραιότητα στην αντικατάσταση συμβατικής ισχύος από τις εναλλακτικές μορφές ενέργειας που υπάρχουν στο αυτόνομο σύστημα. Θέτοντας τα εικονικά κόστη $HYcost=REScost=0$ στοχεύεται η βελτιστοποίηση του κόστους παραγωγής χωρίς να εξαναγκαστεί η χρήση των εναλλακτικών μορφών ενέργειας που είναι διαθέσιμες. Αυτές θα αντικαθιστούν θερμική ενέργεια μόνο όταν αυτό συμφέρει

οικονομικά. Όπως και στις προηγούμενες ημέρες που έχουν εξεταστεί αυτό το σενάριο αποτελεί πάγια τακτική.

Το ενεργειακό ισοζύγιο της ημέρας 225 για τη πολιτική διαχείρισης 1 του ΥΒΣ είναι :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.1

Ενώ τα ποσοτικά αποτελέσματα από τις λειτουργίες του Συστήματος φαίνονται στον παρακάτω πίνακα :

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	12233,52
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	728,96
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	457,76
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	303,99
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	99,43
ΑΝΤΛΗΣΗ	457,76
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΌ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	1756736

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.3.1

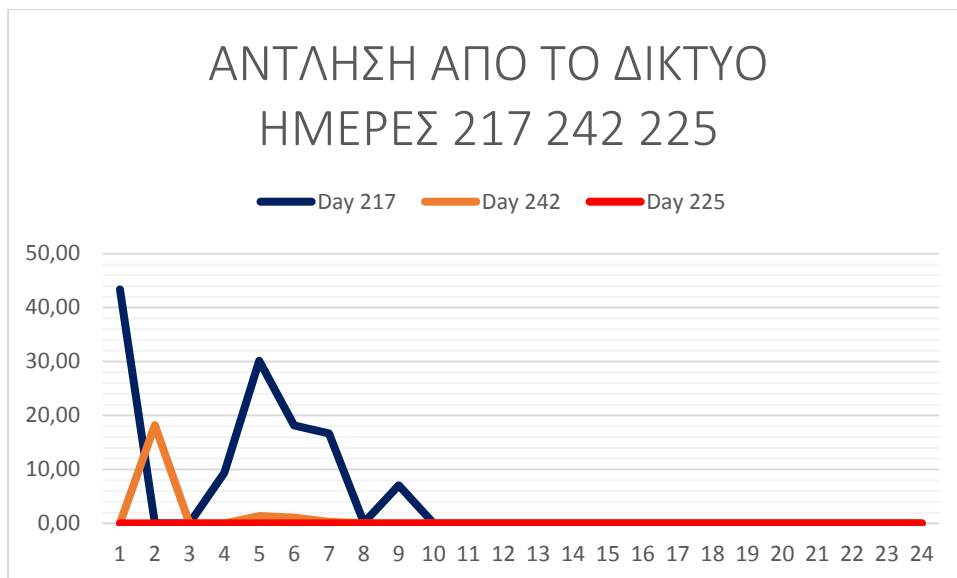
Τα αποτελέσματα του σεναρίου 1 αποδεικνύουν ότι η συμμετοχή του ΥΒΣ και των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο είναι αμελητέα συγκριτικά με το μέγεθος και τις απαιτήσεις του φορτίου. Το συνολικό κόστος θερμικής παραγωγής είναι πολύ μεγαλύτερο ακόμα και με ημέρες που έχουν υψηλότερο φορτίο και αυτό συμβαίνει όχι μόνο της υψηλής ζήτησης αλλά κυρίως λόγω της αδυναμίας των ΑΠΕ και του ΥΒΣ να υποκαταστήσουν ακριβές συμβατικές μονάδες. Όπως φαίνεται και από τον Πίνακα Αποτελεσμάτων 7.3.1 δεν υπάρχει σημαντική υδροστροβιλική παραγωγή ενέργειας και αυτό έρχεται ως αποτέλεσμα στην αδυναμία της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ που δεν επιτρέπει την άντληση σε ικανοποιητικές ποσότητες.

Παρατηρείται ότι δεν υπάρχει άντληση από το δίκτυο τις ώρες χαμηλού φορτίου από 1-8. Αυτό είναι ένα φαινόμενο που προκύπτει ως αποτέλεσμα της οικονομικής πολιτικής που έχει οριστεί.

Δηλαδή, το μοντέλο για να επιτρέψει την άντληση από το δίκτυο θα πρέπει αρχικά να μην ανεβάζει το κόστος η επιπλέον θερμική παραγωγή και αφετέρου αυτή η ισχύ να επιστρέψει στο δίκτυο σε σημεία αιχμής αντικαθιστώντας ακριβές θερμικές μονάδες παραγωγής.

Ωστόσο το δεδομένο αιολικής παραγωγικότητας του ΥΒΣ είναι 25 % δίνει τη δυνατότητα μια μικρής αποθηκευτικής ικανότητας από τα αντλιοστάσια όμως μια περαιτέρω άντληση από το δίκτυο θα είχε ως αποτέλεσμα σημαντική αύξηση του κόστους χωρίς όμως αυτή η ενέργεια να είναι ικανή αργότερα μέσα στην ημέρα να αντικαταστήσει εξ ολοκλήρου μια συμβατική μονάδα ή έστω να αναλάβει ένα ποσό φορτίου που θα επιτρέψει σε κάποια από της μονάδες αιχμής να λειτουργήσει σε οικονομικότερο μπλοκ.

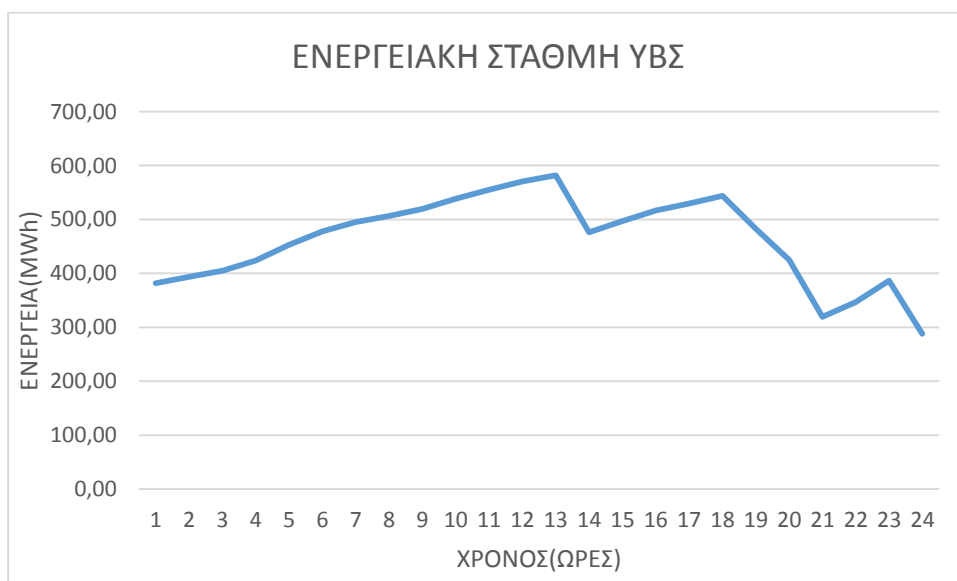
Ακολουθεί ένα διάγραμμα συγκριτικό ανάμεσα σε ημέρες ώστε να καταλάβουμε πότε αντλείται ενέργεια από το δίκτυο και σε τη διάρκεια γίνεται αυτό .



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.2

Το διάγραμμα 7.3.2 δείχνει ότι όταν για παράδειγμα την ημέρα 217 παρουσιάζεται αιολικό δυναμικό εντός ΥΒΣ 3-6 % τότε είναι επιτακτική ανάγκη η άντληση από το δίκτυο για να ελαφρυνθεί η παραγωγική διαδικασία μέσα στην ημέρα. Ανάλογα την ημέρα 242 όπου έχω 12-16% έχω μικρότερο ποσό άντλησης ενώ στην εξεταζόμενη ημέρα βλέπουμε ότι οικονομικά δεν συμφέρει η άντληση δεδομένου ότι είναι ενεργοποιημένοι οι περιορισμοί λειτουργίας του σταθμού.

Έτσι προέκυψε η ελαχιστοποιημένη χρήση του ΥΒΣ όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.1 κάτι που δείχνει και η ενεργειακή στάθμη του ΥΒΣ :

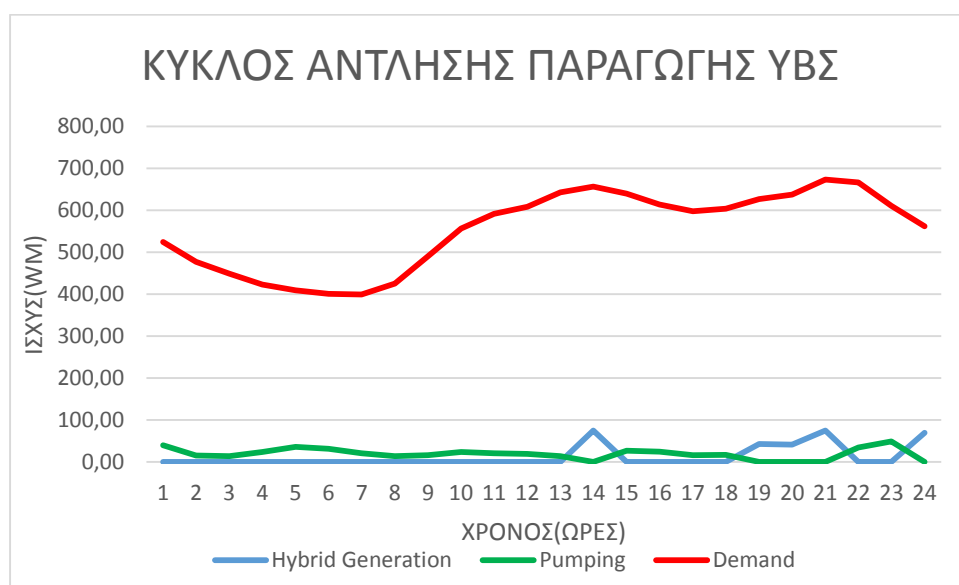


Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.3

Παρατηρείται μια εναλλαγή άντλησης παραγωγής του ΥΒΣ που προσπαθεί με το δεδομένο αιολικό να αντλήσει ποσό ενέργειας για να το προσφέρει στην αιχμή φορτίου.

Από το παραπάνω διάγραμμα συμπεραίνεται ότι αρχικά φορτίζει ο σταθμός για μεγάλο χρονικό διάστημα και έπειτα έρχεται η εναλλάξ εφαρμογή των διαδικασιών.

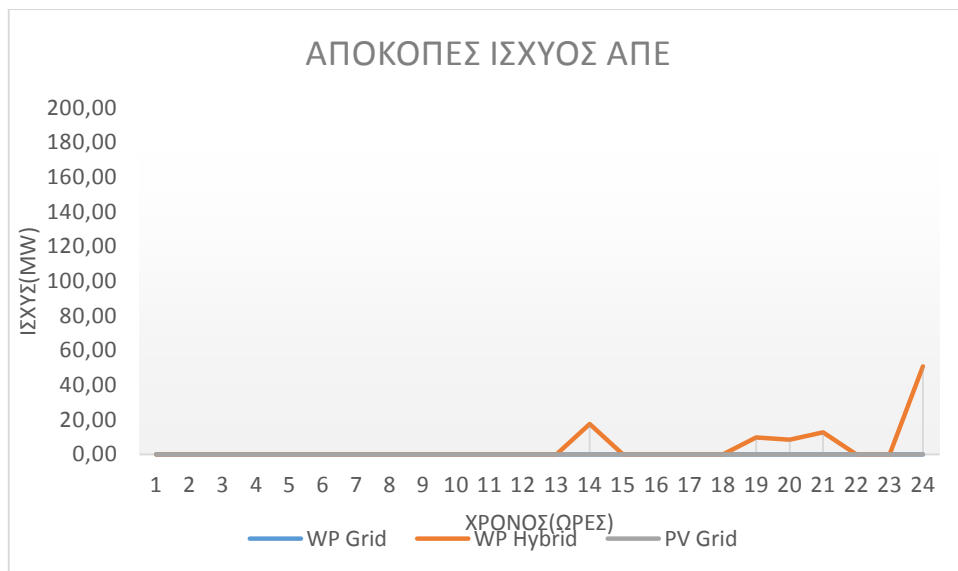
Περισσότερα συμπεράσματα για τον τρόπο λειτουργίας του ΥΒΣ μπορούν να βγουν αν εξεταστεί το προφίλ άντλησης παραγωγής στο παρακάτω διάγραμμα.



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.4

Στο διάγραμμα 7.3.4 φαίνεται ότι ο ΥΒΣ βρίσκεται σε κατάσταση άντλησης περίπου για 12-13 ώρες και όχι μόνο στις ώρες χαμηλού φορτίου από 1-8. Αυτό συμβαίνει καθώς λόγω του χαμηλού δυναμικού ο σταθμός χρειάζεται περισσότερες ώρες βασιζόμενος αποκλειστικά στις δικές του ικανότητες ώστε να προσφέρει τη μέγιστη δυνατή ενέργεια τις ώρες αιχμής δηλαδή τις ώρες 14 και 19-21. Προφανώς η διάρκεια που μπορεί να προσφέρει ενέργεια ο ΥΒΣ στο δίκτυο είναι περιορισμένη αφού το επίπεδο της ενέργειας του όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 7.3.3 δεν ξεπερνά τις 600 MWh και τη στιγμή που πέφτει η στάθμη παράγοντας πλησιάζει στο τεχνικό ελάχιστο με αποτέλεσμα να μπαίνει ξανά σε λειτουργία αποθήκευσης.

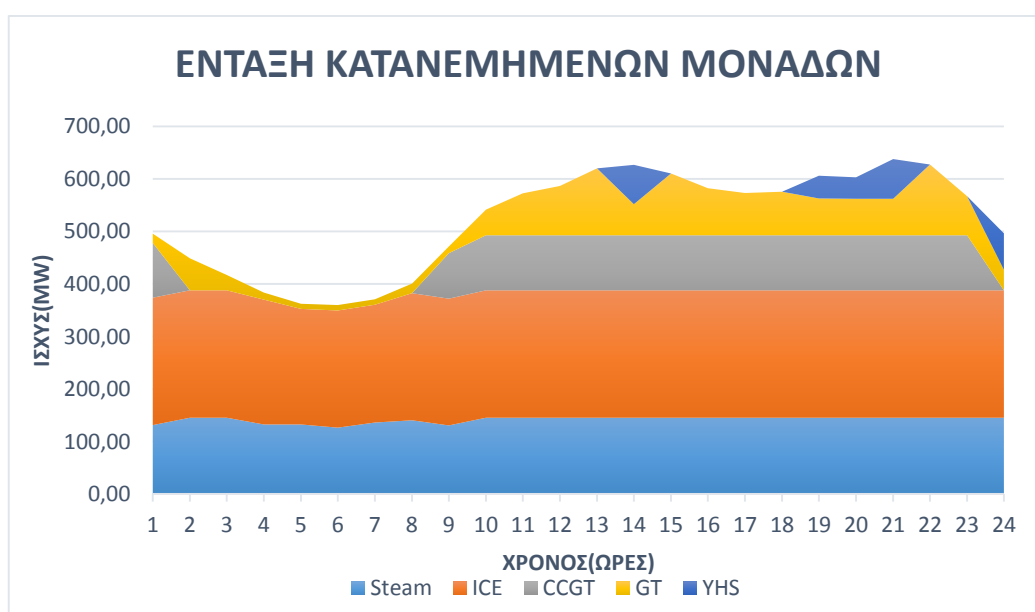
Με αυτόν τον τρόπο ελαχιστοποιούνται και οι όποιες περικοπές ΑΠΕ μπορεί να υπάρχουν βασισμένοι στους κανόνες λειτουργίας και διαχείρισης του ΥΒΣ .



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.5

Οι μικρές αυτές περικοπές έχουν να κάνουν καθαρά με τα χαρακτηριστικά του ΥΒΣ καθώς όσο βρίσκεται σε κατάσταση παράγωγής δεν μπορεί να γίνεται άντληση και με ενεργοποιημένους τους περιορισμούς 32 ,33 ,34 ,34i προκύπτουν αυτές οι μικρές περικοπές.

Από την ανάλυση της συμπεριφοράς του ΥΒΣ σε συνδυασμό και με την μηδαμινή συμμετοχή των ΑΠΕ δικτύου στο ισοζύγιο διαφαίνεται ότι ως επι το πλείστον το φορτίο καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής που ανήκουν στο σύστημα . Η συνολική θερμική παραγωγή είναι 12233,52 MWh τη στιγμή που το φορτίο είναι 13290,7 MWh δηλαδή οι θερμικές μονάδες αναλαμβάνουν το 92% του φορτίου πράγμα που σίγουρα υπερφορτώνει τις γεννήτριες και θέτει σε συνεχή λειτουργία τις μονάδες αιχμής ΑΣ και ΣΚ ΧΑΝΙΩΝ.



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.6

Παρατηρείται ότι σε σύγκριση με άλλες ημέρες του χρόνου τα χαρακτηριστικά μιας τέτοιας μέρας όπως αυτή που εξετάζεται μπορεί να οδηγήσουν πολύ ακριβές μονάδες να λειτουργούν για μεγάλα χρονικά διαστήματα όπως διακρίνεται στο διάγραμμα 7.3.6 όπου ο ΣΚ ΧΑΝΙΩΝ βρίσκεται σε παραγωγική διαδικασία από την ώρα 9 έως το τέλος της ημέρας.

Παράλληλα λόγω του συνεχούς υψηλού φορτίου εξαναγκάζονται και οι ΑΤΜ να δουλεύουν στο τελευταίο σημείο λειτουργίας του ώστε να ενεργοποιηθούν μετά οι ΣΚ και ΑΣ ως μονάδες αιχμής που θα αναλαμβάνουν το υψηλό φορτίο. Είναι φυσικό επόμενο αυτή η συγκεκριμένη τακτική ένταξης μονάδων να επιφέρει και υψηλό κόστος.



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.7

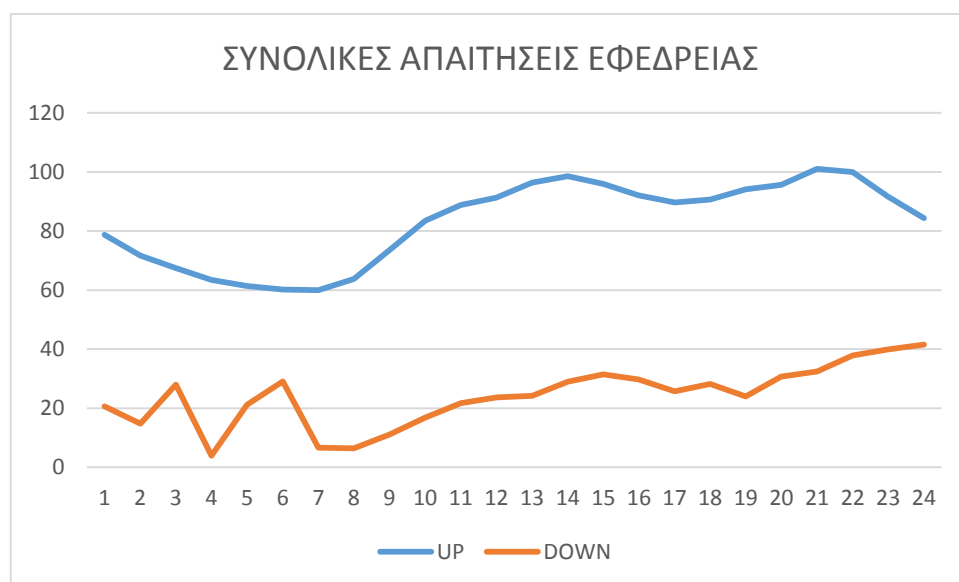
Πράγματι σύμφωνα με το διάγραμμα 7.3.7 το μέσο κόστος των μονάδων είναι υψηλό σημειώνοντας ένα εύρος από 140-150 Ευρώ/ MWh που αποτελεί ένα υψηλότατο κόστος. Ειδικά μετά την ώρα 9 όπου εντάσσεται ο ΣΚ ΧΑΝΙΩΝ και αυξάνεται η συμμετοχή των ΑΣ στην κάλυψη του φορτίου παρατηρείται ότι το μέσος κόστος κυμαίνεται στα 160 Ευρώ / MWh ξεφεύγοντας έτσι πολύ από τον μέσο όρο.

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως αυτό δεν είναι μόνο αποτέλεσμα της υψηλής ζήτησης αλλά κυρίως τη μη συμμετοχής εναλλακτικών πηγών ενέργειας στο ωριαίο ισοζύγιο ισχύος.

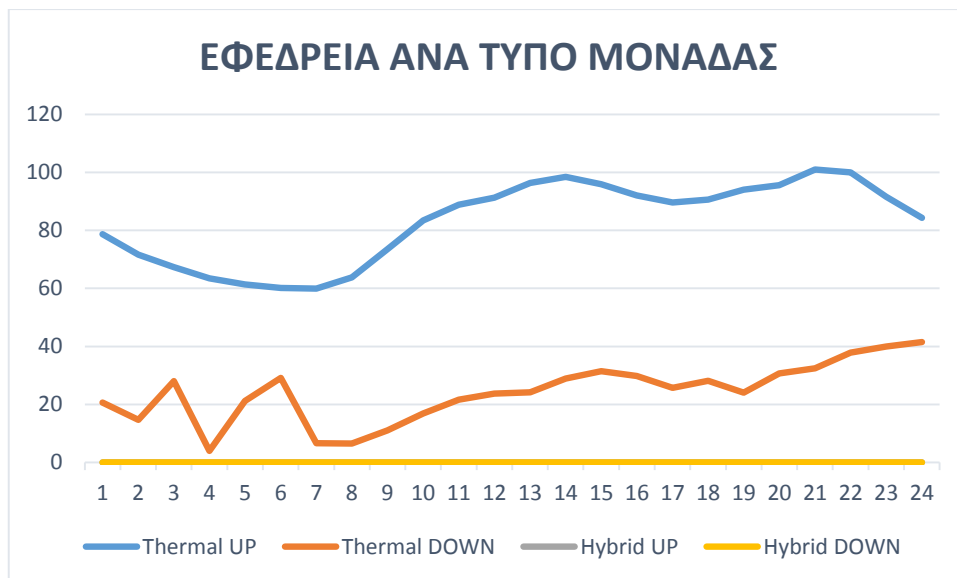
Συγκριτικά με την ημέρα 228 που εξετάσαμε νωρίτερα η οποία είχε σχεδόν ίδια επίπεδα φορτίου αλλά πολύ μεγαλύτερη αιολική και υδροστροβιλική παραγωγή το μέσο κόστος κυμαινόταν από 100-125 Ευρώ ανά Μεγαβατόρα.

Τέλος οι απαιτήσεις εφεδρείας είναι κυρίως λόγω του φορτίου έχοντας θέσει τον συντελεστή θετικής εφεδρείας στο 40 % και τον συντελεστή αρνητικής στο 10 %. Είναι λογικό ότι ο ΥΒΣ δεν συμμετέχει εξίσου ανάλογα με τις θερμικές μονάδες στην κάλυψη των αναγκών εφεδρείας αφού δεν παράγει σταθερό ποσό ισχύος για ένα εύλογο χρονικό διάστημα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα με τις συνολικές απαιτήσεις εφεδρείας :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.8



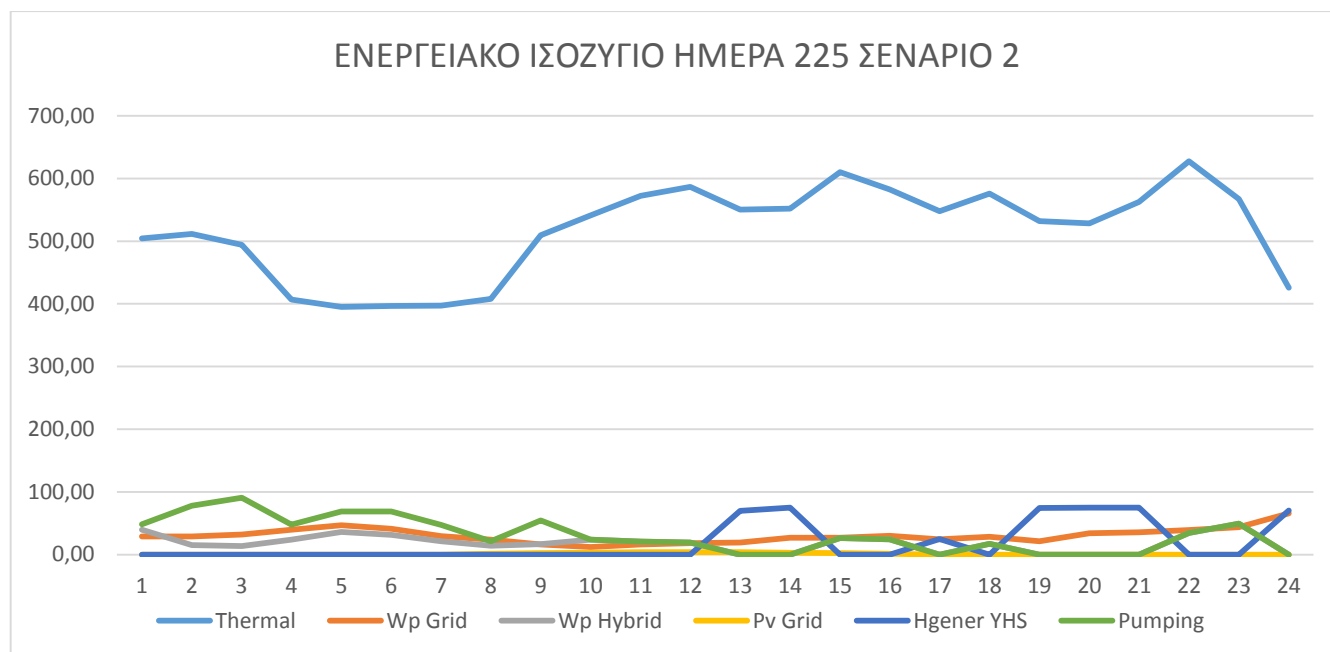
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.9

Από τα διαγράμματα 7.3.8 και 7.3.9 βγαίνει ως συμπέρασμα ότι λόγω της μειωμένης έγχυσης αιολικής ισχύος στο δίκτυο μειώνονται και οι απαιτήσεις εφεδρείας καθώς το απαιτούμενο ποσό εφεδρείας δημιουργείται λόγω ασφάλειας ως προς τις διακυμάνσεις και τη φύση του υψηλού αυτού φορτίου.

Συμπερασματικά αυτή η πολιτική διαχείρισης προσφέρει το χαμηλότερο δυνατό κόστος τηρώντας του κανόνες προτεραιότητας και λειτουργίας του ΥΒΣ. Παρατηρείται ελάχιστη χρήση του ΥΒΣ και μικρές αποκοπές ΑΠΕ αλλά υψηλό μέσο κόστος λόγω των μονάδων αιχμής που συμμετέχουν διαρκώς για την κάλυψη του φορτίου.

- 2. Πολιτική Διαχείρισης 2 του ΥΒΣ (Mode 2) :** Κατά τα γνωστά σε αυτή το σενάριο θα δοθεί προτεραιότητα στη λειτουργία του ΥΒΣ ώστε να λειτουργεί με βάση τους κανόνες λειτουργίας του και δευτερευόντως θα γίνει προσπάθεια για ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής. Θέτοντας το $HYCost=1000$ θα προσπαθήσουμε να δώσουμε προτεραιότητα σε διαδικασίες όπως η άντληση και τα μεγαλύτερα διαστήματα παραγωγής από τον ΥΗΣ. Η αντικειμενική συνάρτηση έχοντας αλλάξει σε σχέση με το σενάριο 1 θα δώσει και διαφορετικά αποτελέσματα όσον αφορά τα ποσοτικά μεγέθη των λειτουργιών του συστήματος.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του σεναρίου 2 φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.10

Σύμφωνα με το Διάγραμμα 7.3.10 παρατηρείται ότι εξαναγκάζοντας τη λειτουργία του ΥΒΣ ήδη φαίνεται από το διάγραμμα μεγαλύτερη Υδροστροβιλική Παραγωγή και για μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα που συμπίπτουν με το εύρος των ημερήσιων αιχμών το φορτίου.

Παραθέτοντας και τα ποσοτικά αποτελέσματα στον παρακάτω πίνακα έχουμε :

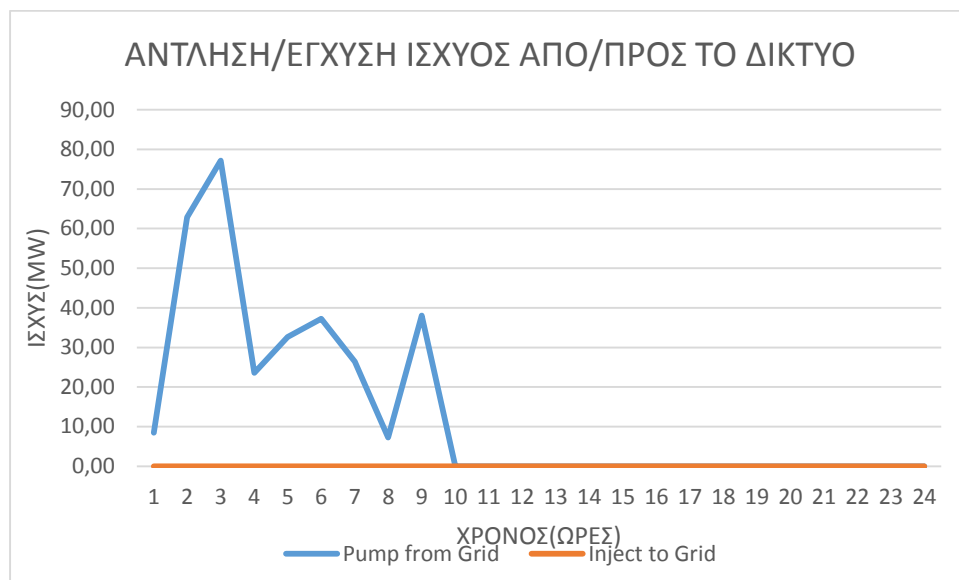
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	12386,09
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	728,96
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	427,62
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	464,97
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	129,57
ΑΝΤΛΗΣΗ	741,17
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	313,55
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	1773075

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.3.2

Σε σύγκριση με το σενάριο 1 υπάρχουν μεγαλύτερες απαιτήσεις αποθήκευσης από τον ΥΒΣ οι οποίες εν μέρει καλύπτονται από το δίκτυο με απευθείας άντληση κάτι που δεν συνέβαινε προηγουμένως. Ως φυσικό επακόλουθο της αυξημένης αποθήκευσης υπάρχει και αύξηση της παραγωγής των ΥΗΣ 35 % συγκριτικά με το προηγούμενο σενάριο. Έτσι

λόγω της αυξημένης ενέργειας που παρέχει ο ΥΗΣ του ΥΒΣ υπάρχει μείωση της συμβατικής ενέργειας.

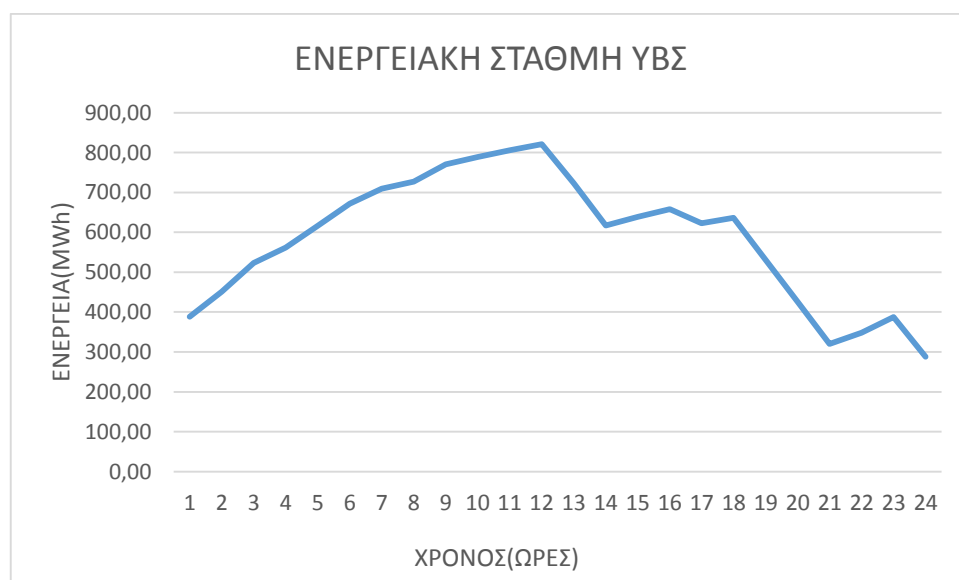
Πιο συγκεκριμένα ο ΥΒΣ αντλεί 313,55 MWh από το δίκτυο για τις ανάγκες αποθήκευσης που έχει ενώ δεν εγχέει αιολική ισχύ στο δίκτυο αφού λόγω προτεραιοτήτων που έχουμε θέσει δεν έχει αυτή την ικανότητα δεδομένου των συνθηκών της ημέρας .



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.11

Από το διάγραμμα 7.3.11 φαίνεται ότι ο ΥΒΣ αντλεί από το δίκτυο τις ώρες χαμηλού φορτίου από 1-10 .

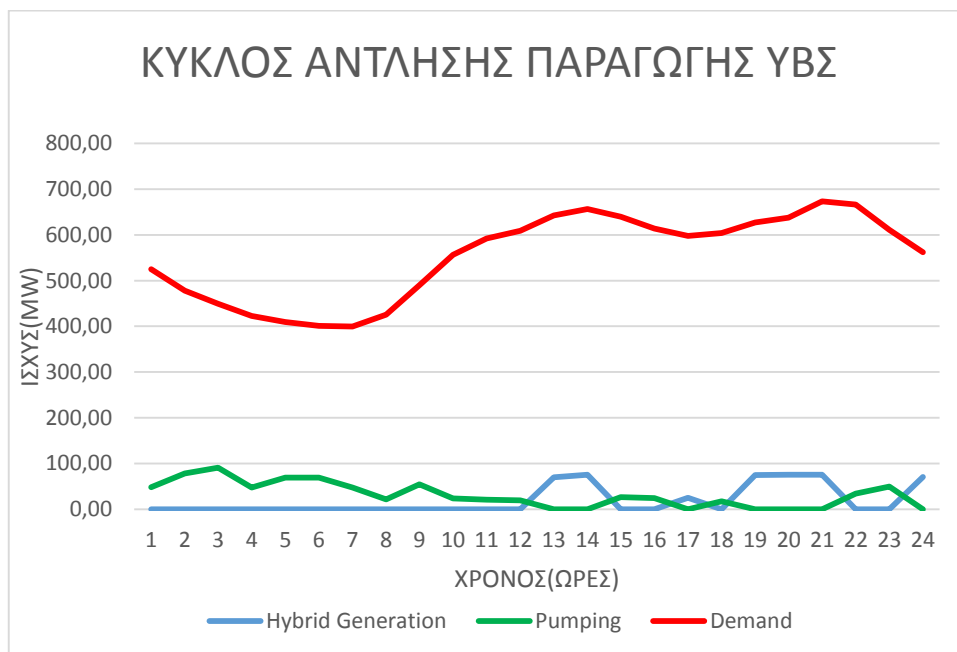
Αναγκάζοντας τον ΥΒΣ να αντλήσει από το Δίκτυο ακόμα και αν δεν είναι συμφέρον οικονομικά για το σύστημα εξασφαλίζει την απαιτούμενη στάθμη ενέργειας ώστε κάθε λειτουργία και δραστηριότητα που έχει ο ΥΒΣ να ακολουθεί τους κανόνες που έχει αυτή η τεχνολογία. Πιο συγκεκριμένα η στάθμη ενέργειας του ΥΒΣ φαίνεται παρακάτω :



Διαγράμματα Αποτελεσμάτων 7.3.12

Από το διάγραμμα 7.3.12 φαίνεται ότι η στάθμη του ΥΒΣ έχει ανέβει συγκριτικά με το σενάριο 1 κατά 25 % αγγίζοντας μέγιστο τις 800 MWh . Με αυτό τον τρόπο βελτιώνεται σημαντικά και το προφίλ άντλησης παραγωγής δεδομένου πάντα των δυσμενών συνθηκών που επικρατούν όσον αφορά τα επίπεδα ζήτησης και αιολικής παραγωγής συνολικά.

Έτσι παρατίθεται το διάγραμμα που δείχνει τα διαστήματα άντλησης και παραγωγής σε σχέση πάντα με την καμπύλη φορτίου και τις διακυμάνσεις των τιμών της.



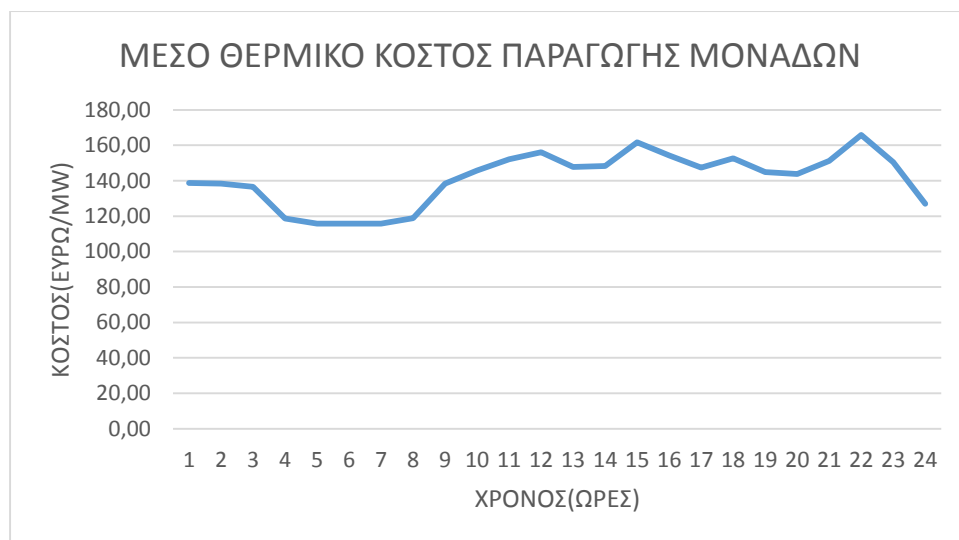
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.12

Αναλύοντας το Διάγραμμα 7.3.12 παρατηρείται ότι αυξάνεται η διάρκεια παραγωγής ισχύος από τον ΥΗΣ καθώς ο ΥΒΣ βρίσκεται σε κατάσταση παραγωγής τις ώρες από 12-14 , 17 , 18-22 , 24.

Έτσι προσπαθεί να συμμετέχει στην εξομάλυνση των αιχμών του φορτίου η οποία βάσει των χαρακτηριστικών της ημέρας είναι διαρκής από την ώρα 11και μετά. Παρόλα αυτά τις ώρες 13-14 και 20-21 όπου είναι οι μέγιστες ημερήσιες τιμές φορτίου βλέπουμε ότι ο ΥΒΣ λειτουργεί στο μέγιστο δίνοντας 75 MW/h.

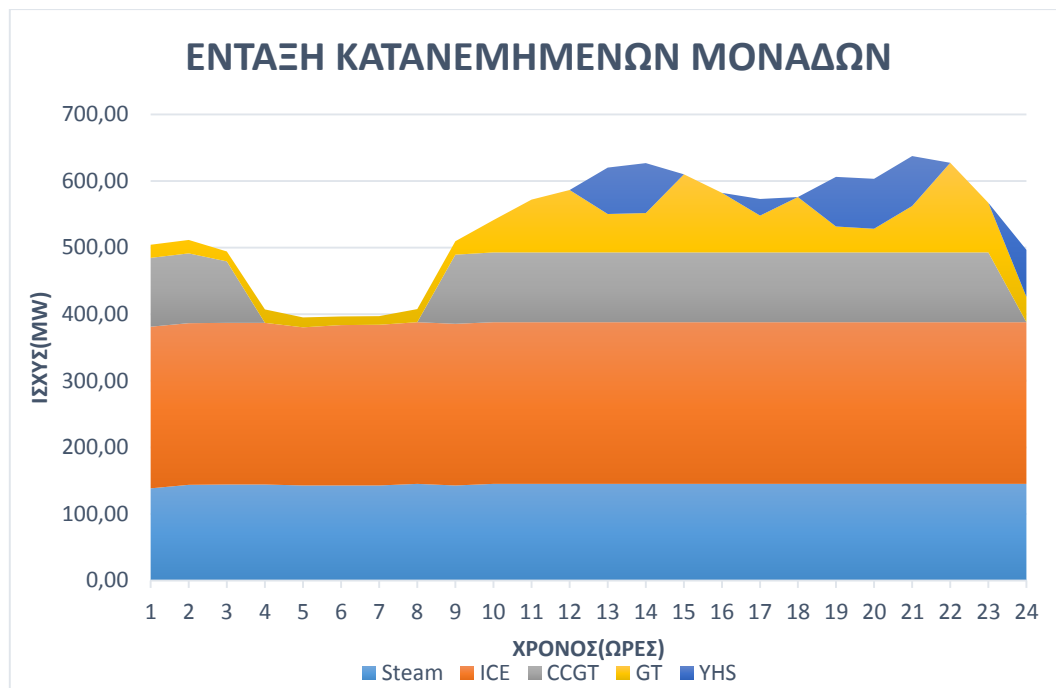
Θέτοντας ως προτεραιότητα τη χρήση του ΥΒΣ έχουμε ως αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους και της θερμικής παραγωγής. Το συνολικό κόστος αυξάνεται κατά 3 % καθώς η άντληση από το δίκτυο δεν συμβάλλει στην οικονομική λειτουργία του συστήματος όπως δείξαμε στο σενάριο 1 στο διάγραμμα αποτελεσμάτων 7.3.2.

Έτσι διαμορφώνεται το μέσο ωριαίο κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων ως εξής:



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.13

Ενώ η μεγαλύτερη συμμετοχή των ΥΗΣ του ΥΒΣ στην ένταξη μονάδων φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα :



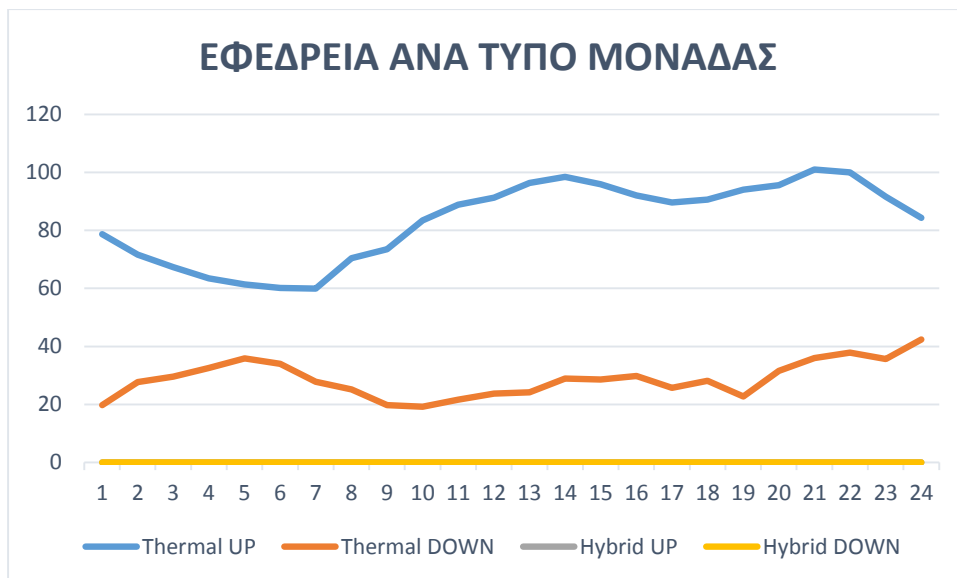
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.14

Από το διάγραμμα 7.3.14 μπορούμε να βγάλουμε δύο συμπεράσματα. Αφενός έχει αυξηθεί χρονικά και ποσοτικά η παραγωγική συμμετοχή του ΥΗΣ στο ισοζύγιο ενέργειας και αφετέρου λόγω του χαμηλού δυναμικού των ΑΠΕ οι ΑΤΜ και οι ΜΕΚ δουλεύουν σχεδόν όλες στο τεχνικό μέγιστο τους για όλη την ημέρα λόγω των υψηλών απαιτήσεων.

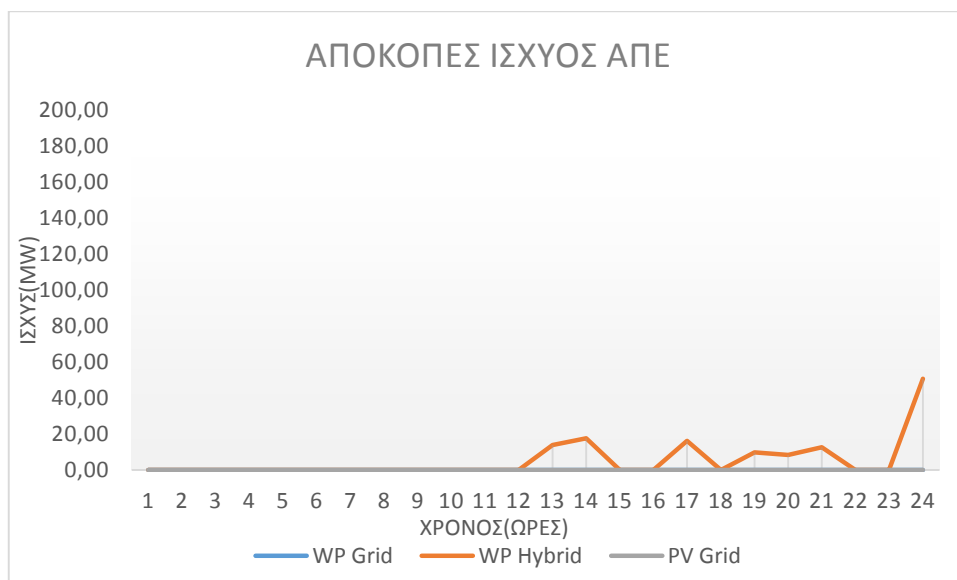
Είναι εμφανές ότι οι ΥΗΣ αντικαθιστούν μονάδες ΑΣ που είναι ακριβές και έχουν γρηγορότερη απόκριση από τις άλλες όσον αφορά το πόσο εύκολα μπορούν να μεταβάλλουν το σημείο λειτουργίας τους. Με αυτό σαν δεδομένο παρατηρούμε ότι μειώνουν την ισχύ τους τις ώρες που ο ΥΒΣ διαθέτει ενέργεια προς το δίκτυο.

Οι αποκοπές ΑΠΕ και τα Επίπεδα Εφεδρείας δεν παρουσιάζουν κάποια μεταβλητότητα σε αυτό το σενάριο σε σύγκριση με την προηγούμενη πολιτική διαχείρισης.

Ενδεικτικά παρουσιάζονται οι απαιτήσεις εφεδρείας ανά τύπο και είδος κατανεμημένης μονάδας καθώς και οι αποκοπές ΑΠΕ :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.15



Διαγράμματα Αποτελεσμάτων 7.3.16

Συμπερασματικά αυτή η πολιτική διαχείρισης εξασφαλίζει την σωστή λειτουργία του ΥΒΣ αλλά λόγω του χαμηλού αιολικού δυναμικού αυτό το σενάριο δεν είναι βέλτιστο ως προς την οικονομικότητα του συστήματος. Στα σενάρια 1 και 2 πέρα από τις προτεραιότητες που θέσαμε κρατήσαμε αναλλοίωτους τους περιορισμούς 32 ,33 ,34 που ορίζουν πότε και αν θα υπάρχει ανταλλαγή ισχύος με το δίκτυο.

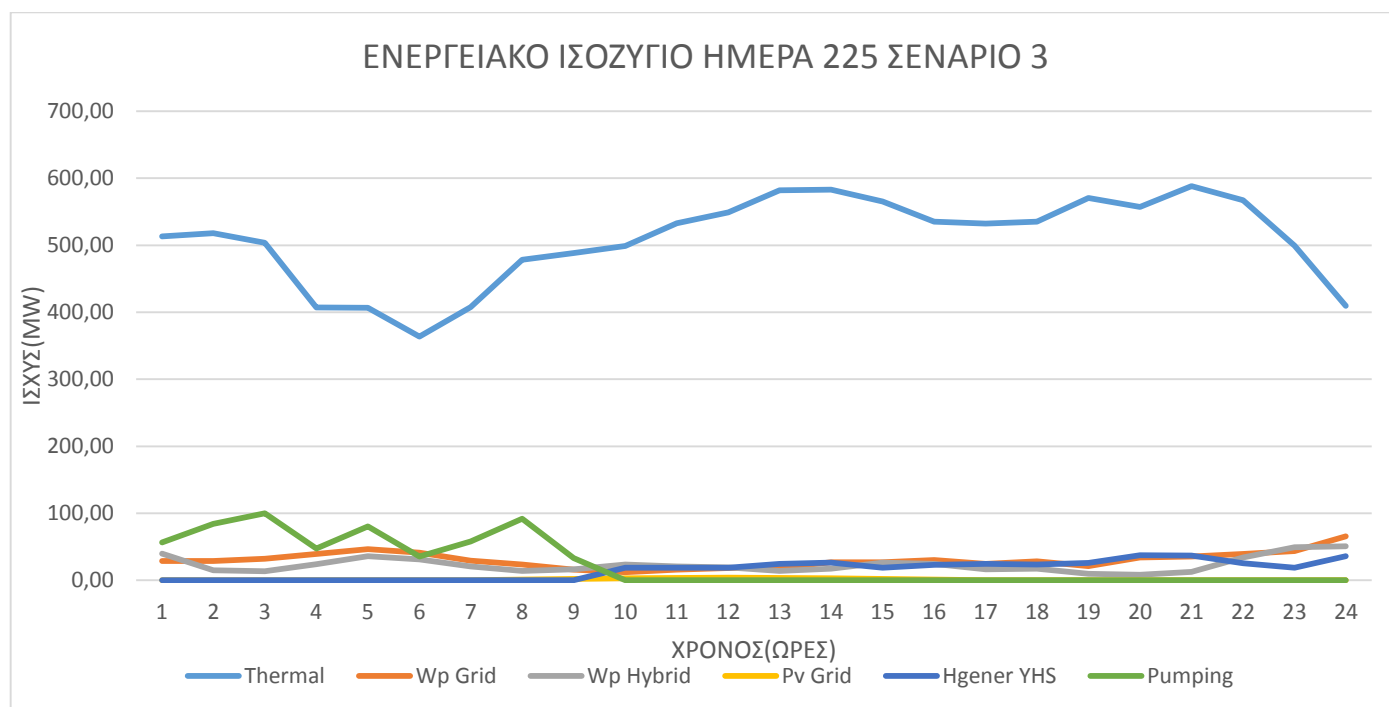
Είναι προφανές ότι συγκρίνοντας το αιολικό δυναμικό με την αποθηκευτική χωρητικότητα του σταθμού δεν υπάρχει περίπτωση ο περιορισμός 34 να αφήσει την έγχυση ισχύος στο δίκτυο ακόμα και αν οι αντλητικές ανάγκες έχουν ικανοποιηθεί. Από αυτό το γεγονός προκύπτει και το μικρό ποσό ισχύος που περικόπτεται από τα Α/Π του ΥΒΣ.

3. **Πολιτική Διαχείρισης 3 (Mode3)** : Στο σενάριο αυτό θα απενεργοποιηθούν τον αυστηρό περιορισμό 34 και 34i που εμποδίζει την έγχυση αιολικής ενέργειας στο δίκτυο. Με αυτό τον τρόπο εξετάζεται πως το μοντέλο διαχειρίζεται τα διαθέσιμα ΑΠΕ του ΥΒΣ αφού του έχουμε δώσει μια επιπλέον δυνατότητα εκτός της χρήσης τους για αποθήκευση. Του δίνεται η δυνατότητα να αποφασίσει αν θα κάνει άντληση ή αν θα τα δώσει στο δίκτυο χωρίς να χρησιμοποιήσει καθόλου τον ΥΒΣ .

Στα πλαίσια αυτής της λογικής θα εξεταστεί η περίπτωση της ίσης προτεραιότητας ($HYcost=REScost=0$) και της προτεραιότητας του ΥΒΣ στην αντικατάσταση συμβατικής ισχύος στη προσπάθειά μας να εξοικονομήσουμε χρήματα από τη παραγωγική διαδικασία

- Αρχικά για $HYcost=0$ και 34-34i OFF έχουμε :

Το ισοζύγιο ενέργειας της ημέρας 225 :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.17

Από το διάγραμμα αυτό (7.3.17) παρατηρούμε ξεκάθαρα ότι υπάρχει αλλαγή της διαχείρισης του ΥΒΣ , καθώς ενώ κάνει άντληση τις ώρες χαμηλού φορτίου όπως και αναμενόταν στη συνέχεια εγχέει στο δίκτυο τη διαθέσιμη παραγόμενη αιολική ισχύ από τα Α/Π του ΥΒΣ ενώ παράλληλα τίθεται σε κατάσταση παραγωγής και οι ΥΗΣ μονάδες παράγουν σταθερό ποσό ισχύος και συμμετέχουν στη κάλυψη φορτίου.

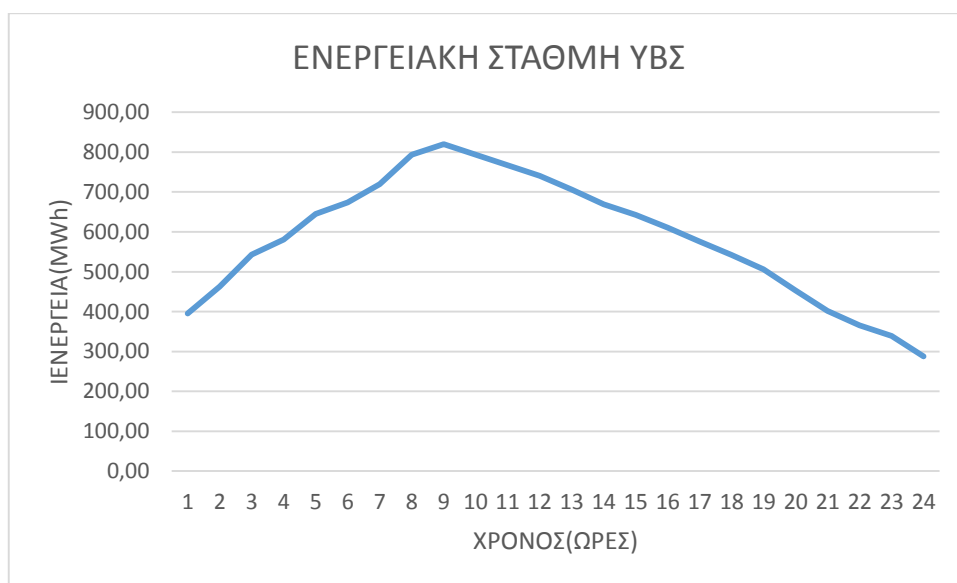
Αναλυτικά τα αποτελέσματα της προσομοίωσης είναι :

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	12190,06
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	728,96
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	557,19
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	377,59
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	0,00
ΑΝΤΛΗΣΗ	587,33
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠ'Ο ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	375,44
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	345,30
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	1698651

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.3.3

Η πολιτική που εφαρμόστηκε δίνει οικονομικότερη λειτουργία καθώς έχουμε μείωση του κόστους και μείωση της παραγόμενης θερμικής ενέργειας ενώ παρουσιάζεται σημαντικό ποσό ενέργειας από τα αιολικά του ΥΒΣ που εγχέεται στο δίκτυο. Η αλλαγή της πολιτικής αυτής έχει επιφέρει και ανάλογες αλλαγές στο προφίλ άντλησης-παραγωγής του ΥΒΣ και στο τρόπο με τον οποίο διαχειρίζεται ο σταθμός την δεξαμενή ενέργειας του.

Το διάγραμμα ενεργειακής στάθμης του ΥΒΣ έχει ως εξής :

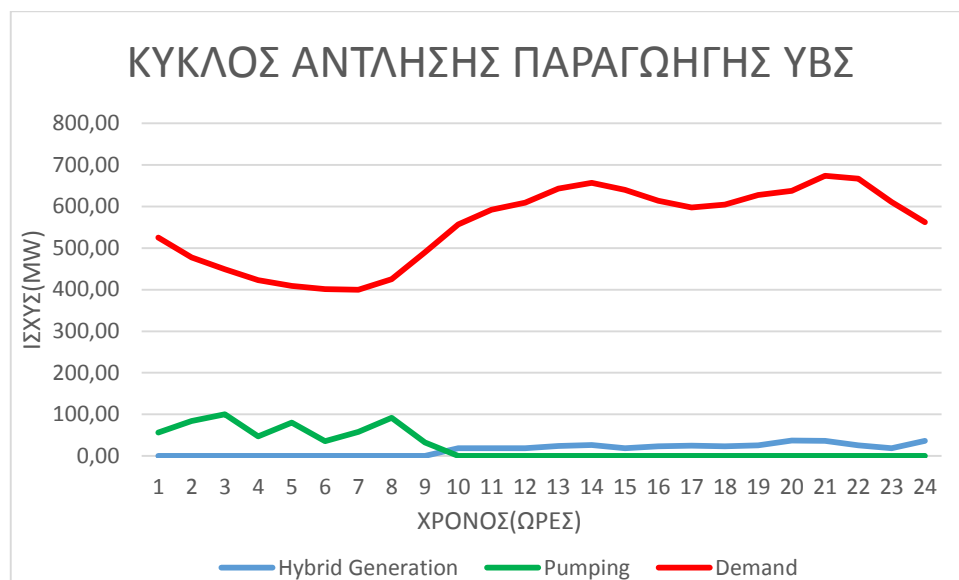


Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.18

Στο διάγραμμα αυτό σε αντίθεση με την προηγούμενη πολιτική διαχείρισης στα σενάρια 1 και 2 βλέπουμε ότι αρχικά φορτίζει ο ΥΒΣ και στη συνέχεια μετατρέπει την διαθέσιμη υδραυλική ενέργεια σε ηλεκτρική και την μεταβιβάζει στο δίκτυο. Αντίθετα προηγουμένως είχε παρατηρηθεί μια εναλλαγή άντλησης και παραγωγής λόγω του περιορισμού 34 ο οποίος συγκρίνοντας την αποθηκευτική ικανότητα του σταθμού με τα διαθέσιμα αιολικά απέτρεπε την έγχυση αιολικής ισχύος στο δίκτυο εξαναγκάζοντας τα διαθέσιμα ΑΠΕ να υπηρετούν αποκλειστικά σκοπούς άντλησης. Τώρα όμως

επιτρέποντας αυτή τη διαδικασία δεν υπάρχουν ανάγκες άντλησης με αποτέλεσμα τη διαθέσιμη ενέργεια από τα αντλιοστάσια ο ΥΒΣ αποφασίζει να την παρέχει σταθερά μέσω των ΥΗΣ.

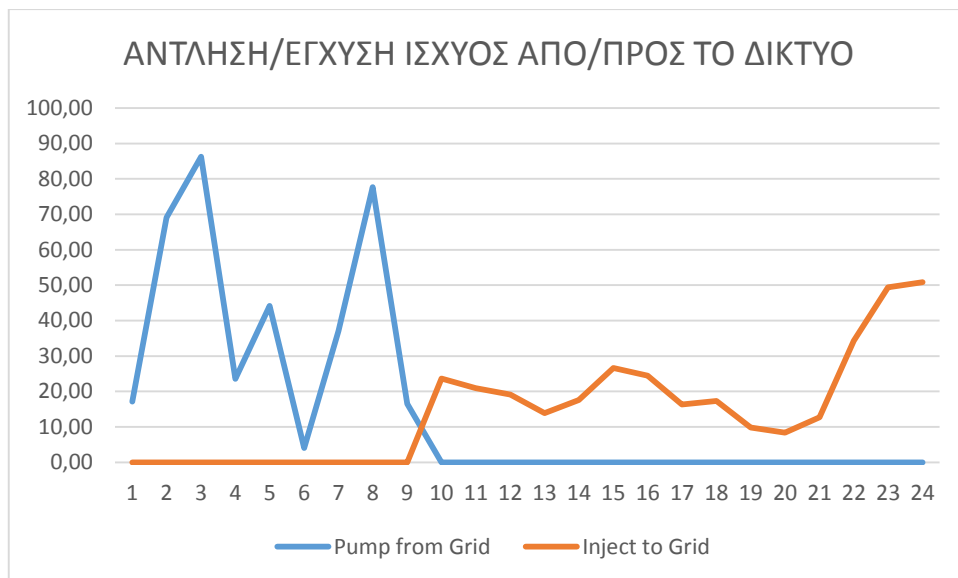
Το προφίλ άντλησης παραγωγής έχει ως εξής :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.19

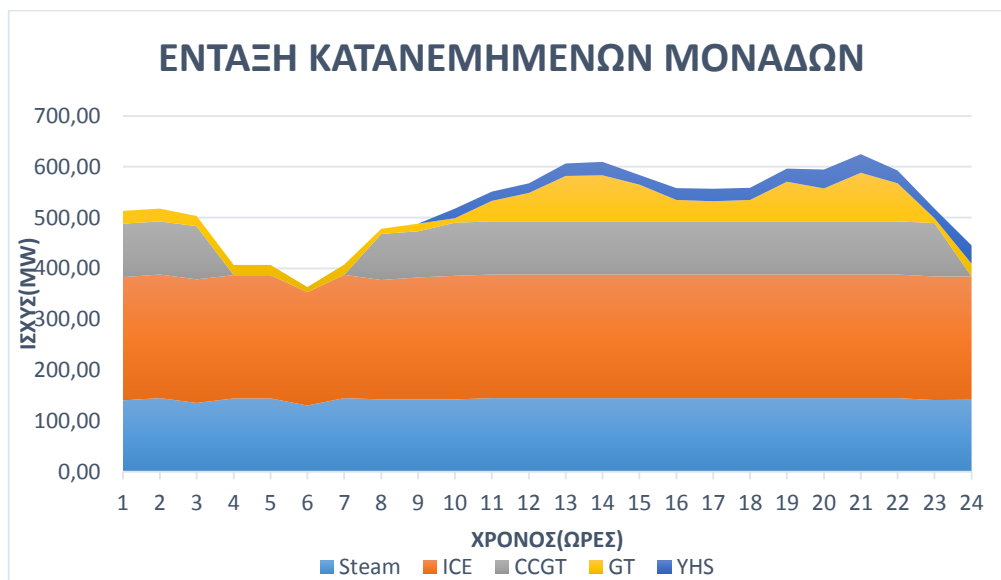
Για του λόγου το αληθές το διάγραμμα 7.3.19 μας δείχνει την διαχείριση του υβριδικού σε σχέση με το φορτίο. Η άντληση πραγματοποιείται από 1-9 όπου είναι η κοιλάδα του φορτίου και στη συνέχεια υπάρχει σταθερή παραγωγή ισχύος από κατανεμημένες μονάδες του ΥΒΣ. Βλέπουμε ότι υπάρχει άντληση περίπου 100 MW ανά ώρα κάτι που και με τα δεδομένα του Πίνακα Αποτελεσμάτων 7.3.3 μας προϊδεάζει για άντληση σημαντικού ποσού ισχύος από το Δίκτυο.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα ανταλλαγής ισχύος από και προς το δίκτυο:



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.20

Στο παραπάνω διάγραμμα φαίνεται το φαινόμενο που περιεγράφηκε και προηγουμένως. Ελευθερώνοντας ουσιαστικά τον ΥΒΣ και δίνοντας του την επιλογή για το πώς θα λειτουργήσει επιλέγει καθαρά να δώσει την ισχύ αυτή απευθείας στο δίκτυο και σε συνδυασμό με τη παραγωγή των ΥΗΣ επιτυγχάνεται αθροιστικά μεγαλύτερο ποσό ενέργειας το οποίο χρησιμοποιείται. Έτσι επιτυγχάνεται και η οικονομικότερη λειτουργία των θερμικών μονάδων καθώς αυτό φαίνεται και στο διάγραμμα ένταξης μονάδων παρακάτω :



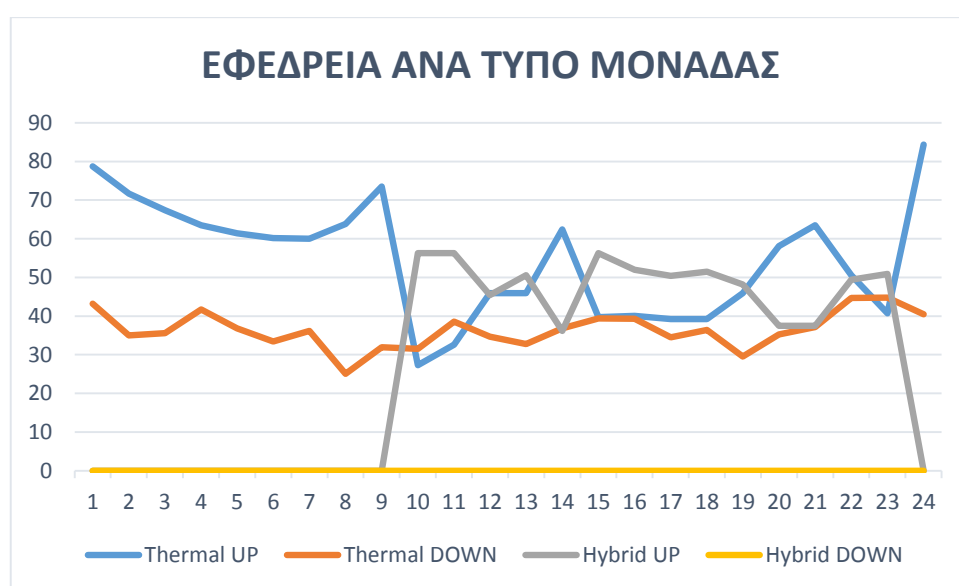
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.21

Στο διάγραμμα παρατηρείται η μείωση της συμμετοχής των ΑΣ στο ενεργειακό ισοζύγιο λόγω της αυξημένης χρονικά παραγωγής από τους ΥΗΣ με αποτέλεσμα να υπάρχει

μείωση και στο συνολικό κόστος αφού απ' εντάξαμε ακριβές μονάδες από υψηλά σημεία λειτουργίας τους που ήταν οικονομικά ασύμφορα.

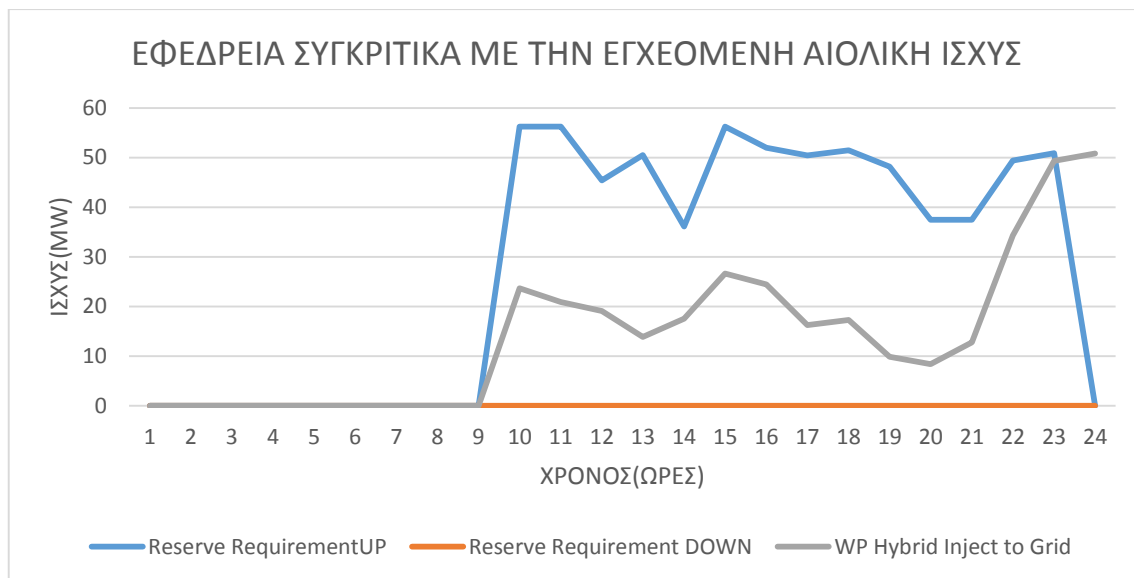
Τέλος φαίνεται άλλη μία διαφορά σε σχέση με τα προηγούμενα σενάρια καθώς λόγω της έγχυσης αιολικής ισχύος στο δίκτυο παρατηρείται και η συμμετοχή των κατανεμημένων μονάδων του ΥΒΣ στις απαιτήσεις εφεδρείας.

Παρακάτω η εφεδρεία ανά τύπο κατανεμημένης μονάδας :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.22

Διαπιστώνεται ότι με την αύξηση της συνολικής αιολικής ισχύος έχουμε και αύξηση των απαιτήσεων εφεδρείας κάτι που είναι λογικό βάσει των περιορισμών που έχουμε θέσει. Ιδιαίτερα βλέπουμε ότι μετά την ώρα 9 όπου αρχίζει η έγχυση αιολικής ισχύος στο δίκτυο ο ΥΒΣ συμμετέχει ανάλογα στην κάλυψη των αναγκών εφεδρείας “ακολουθώντας” ουσιαστικά τις διακυμάνσεις της εγγερόμενης αιολικής ισχύος στο δίκτυο. Με αυτόν τον τρόπο τηρούνται οι κανόνες ασφαλείας και η ευστάθεια τάσης και συχνότητας καθώς παρέχεται το απαιτούμενο ποσό θετικής και αρνητικής στρεφόμενης εφεδρείας μέσω του ελέγχου του περιθωρίου ενεργού ισχύος που υποδεικνύουν οι κατανεμημένες μονάδες του ΥΒΣ .

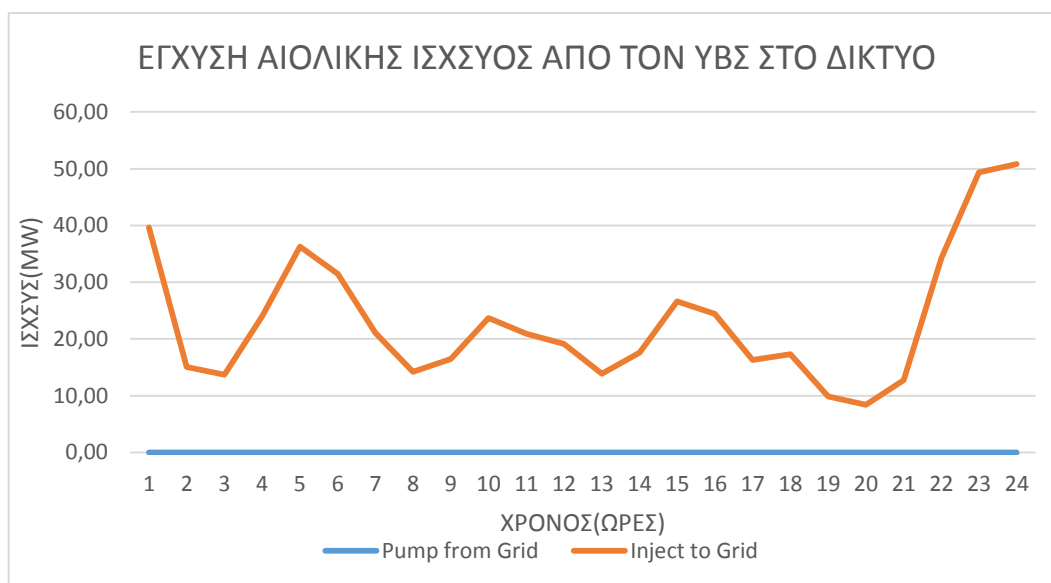


Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.23

Το παραπάνω διάγραμμα δείχνει ότι ουσιαστικά ο ΥΒΣ είναι υπεύθυνος για την αιολική ενέργεια και παρέχει την απαραίτητα εφεδρεία ανάλογα με τις διακυμάνσεις της αιολικής ισχύος.

- Στο σημείο αυτό θα εξετάσουμε και την περίπτωση που ενώ έχουμε απενεργοποιήσει τον περιορισμό 34 ταυτόχρονα έχουμε δώσει προτεραιότητα στον ΥΒΣ μέσω της μεταβλητής HybridBalance και θέτοντας το εικονικό κόστος HYcost=10000.

Τα αποτελέσματα αυτής της επιλογής φαίνονται παρακάτω :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.3.24

Το διάγραμμα 7.3.24 δείχνει ότι ο ΥΒΣ δίνει όλη την ενέργεια του στο δίκτυο χωρίς να χρησιμοποιείται καθόλου άντληση άρα και παραγωγή. Δίνοντας απευθείας όλη την αιολική ισχύ στο Δίκτυο ουσιαστικά απενεργοποιείται ο ΥΒΣ και δεν χρησιμοποιείται. Εκτός του γεγονότος ότι αυτό αντιβαίνει στους κανόνες λειτουργίας δεν είναι και αποτελεσματική τακτική όπως φαίνεται και παρακάτω :

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	11936,34
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	728,96
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	557,19
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	43,99
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	0,00
ΑΝΤΛΗΣΗ	0,00
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΌ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	557,19
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	1721024

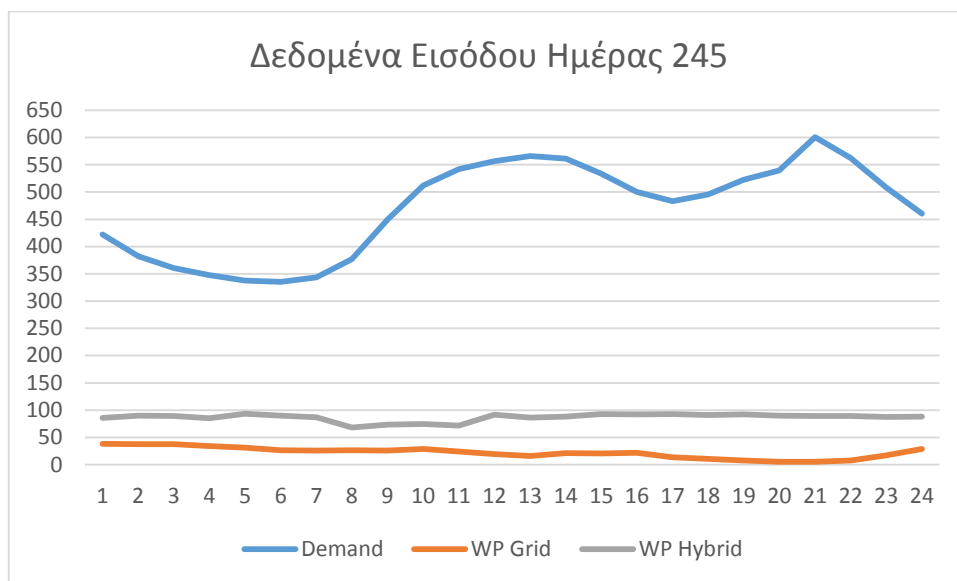
Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.3.4

Από τον πίνακα 7.3.4 φαίνεται ότι σε σύγκριση με την πολιτική 3ί το κόστος είναι μεγαλύτερο και αυτό συμβαίνει λόγω του ότι μηδενική χρήση του ΥΒΣ οδηγεί σε μικρότερο ποσό προσφερόμενης ενέργειας συγκριτικά με την προηγούμενη περίπτωση. Έτσι αντικαθίσταται συμβατική ισχύς (περισσότερη συνολικά αφού δεν υπάρχει άντληση) μεταβιβάζοντας το σημείο λειτουργίας των μονάδων σε διαφορετικό μπλοκ λιγότερο οικονομικό αφού έχουμε δώσει προτεραιότητα στην έγχυση αιολικής ισχύος στο δίκτυο.

Τελικά διαμορφώθηκαν δύο βασικές πολιτικές με ή χωρίς τους αυστηρούς κανόνες λειτουργίας του ΥΒΣ και είτε κρατώντας ίση προτεραιότητα ανάμεσα σε ΑΠΕ και ΥΒΣ είτε δίνοντας προτεραιότητα στον ΥΒΣ. Τα αποτελέσματα βασίζονται σε πραγματικές παρατηρήσεις και ο χρήστης του μοντέλου έχει τη δυνατότητα να επιλέξει την καλύτερη δυνατή τακτική σύμφωνα πάντα με τα χαρακτηριστικά της κάθε ημέρας.

7.2.4 Ημέρα Υψηλής Ζήτησης/Χαμηλού Αιολικού Δυναμικού ΑΠΕ Δικτύου / Υψηλή Δυναμικότητα Α/Π ΥΒΣ (Νούμερο 245)

Η ημέρα κατανομής 245 εμπίπτει στην κατηγορία όπου υψηλής ζήτησης φορτίου χαμηλού αιολικού δυναμικού των ΑΠΕ Δικτύου και υψηλό δυναμικό των Α/Π του ΥΒΣ. Τα δεδομένα εισόδου της ημέρας αυτής παρουσιάζονται παρακάτω :



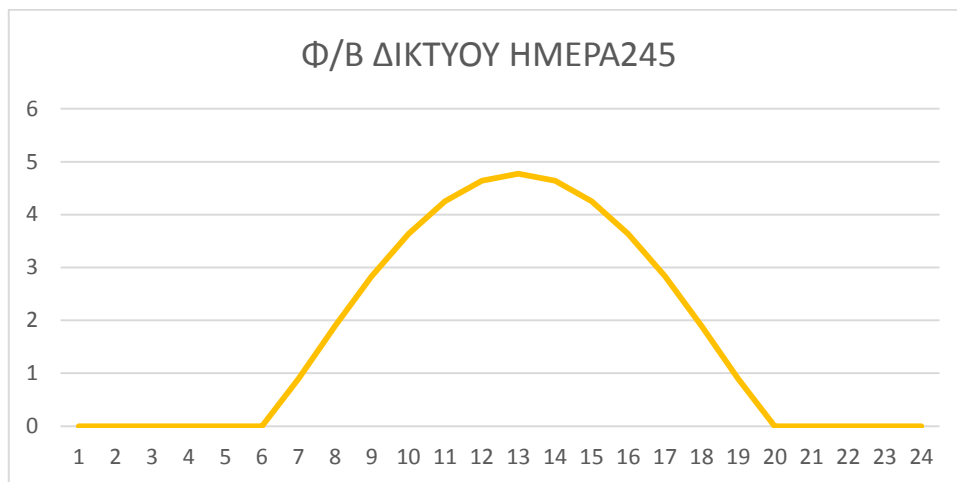
Διάγραμμα Δεδομένων 7.4.1

Το διάγραμμα δεδομένων 7.4.1 δείχνει ότι υπάρχει σημαντικό αιολικό δυναμικό κοντά στο τεχνικό μέγιστο για τα αιολικά του ΥΒΣ. Αντίθετα τα αιολικά δικτύου κυμαίνονται σε χαμηλή επίπεδο δυνατότητας παραγωγής ισχύος όπως φαίνεται και στον παρακάτω πίνακα :

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΜΕΡΑΣ 245	ΤΙΜΗ(MWh)
Ημερήσια Ζήτηση	11298,20
Αιολικό Δυναμικό Α/Π Δικτύου	529,41
Αιολικό Δυναμικό Α/Π ΥΒΣ	2078,27
Δυναμικό Φ/Β Δικτύου	41,10

Πίνακας Δεδομένων 7.4.1

Όπως παρατηρείται από τον πίνακα υπάρχει σημαντικό φορτίο με μόνη εναλλακτική πηγή ενέργειας να είναι ο ΥΒΣ ενώ σημειώνεται και σημαντικό δυναμικό των Φ/Β όπως φαίνεται και στο παρακάτω διάγραμμα :

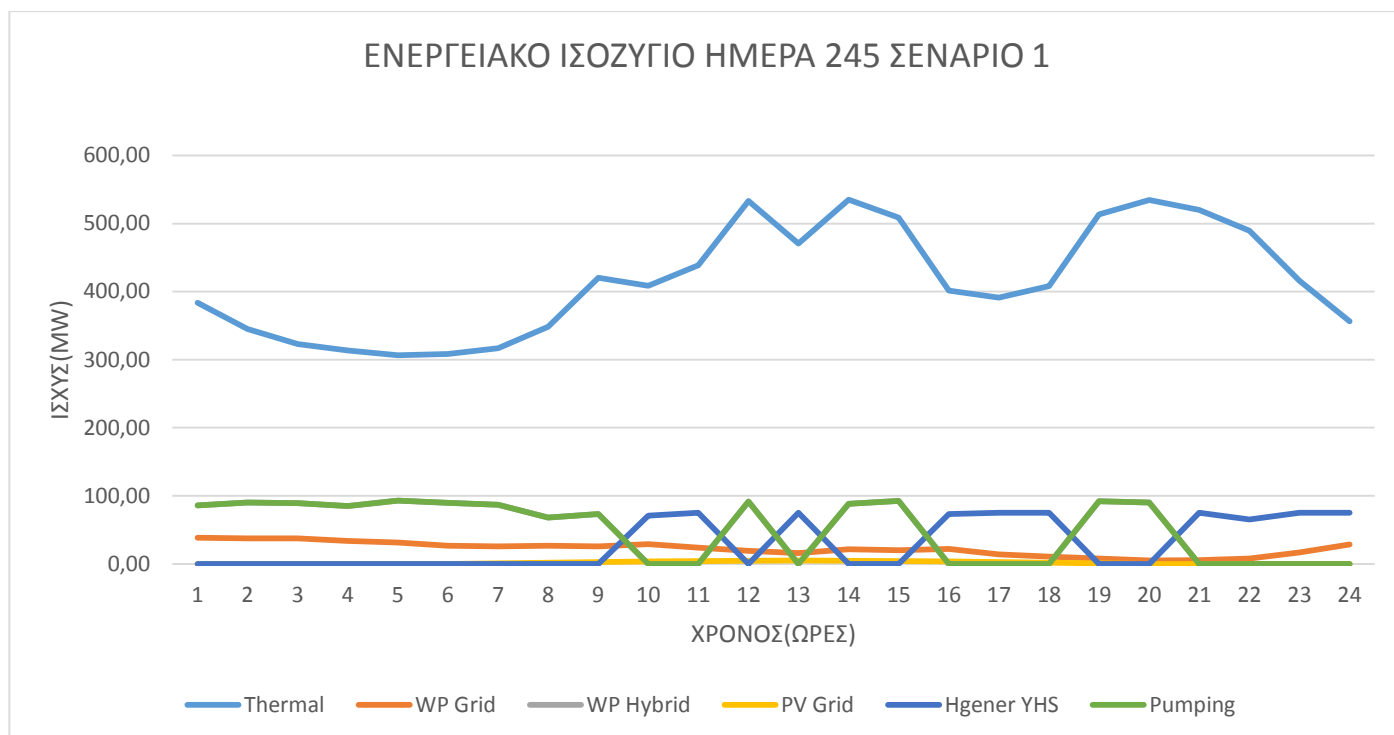


Διάγραμμα Δεδομένων 7.4.2

- 1. Πολιτική Διαχείρισης 1 (Mode 1) :** Κατά τα γνωστά θα εφαρμοστεί η αντικειμενική συνάρτηση

$$Objective Function = minimize \left(\sum_t \sum_b \sum_{th} X_{th,b,t}^{gen} * IncCost_{th,b} \right)$$

που αποσκοπεί στην ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής διατηρώντας τους κανόνες λειτουργίας του ΥΒΣ ως προς την άντληση και την έγχυση ισχύος στο δίκτυο. Θέτοντας τα εικονικά κόστη μηδενικά λοιπόν σχηματίζεται το ισοζύγιο ενέργειας για την ημέρα 245 :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.1

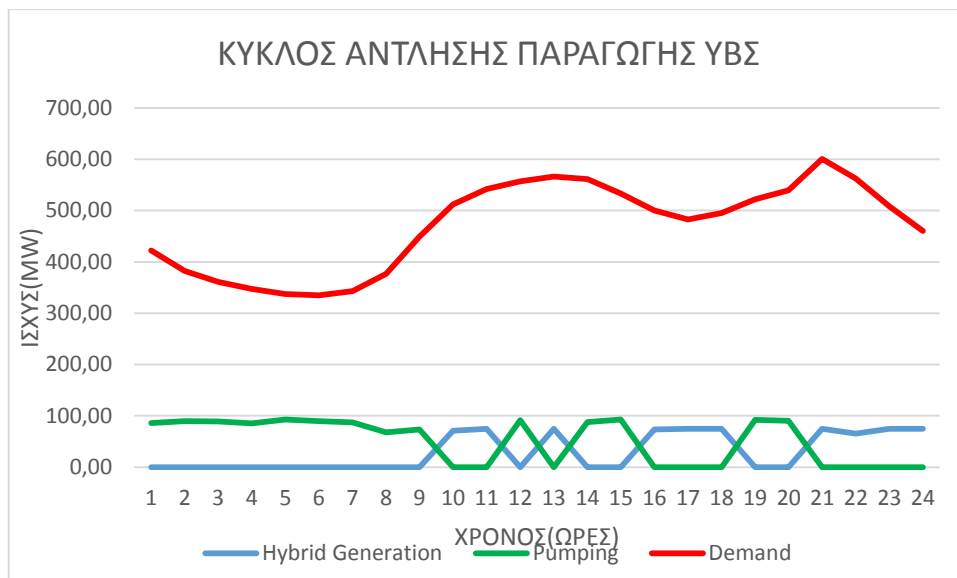
Ενώ τα ποσοτικά αποτελέσματα φαίνονται στον παρακάτω πίνακα :

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	9993,31
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	529,41
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	1215,48
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	734,38
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	862,79
ΑΝΤΛΗΣΗ	1215,48
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	1261228

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.4.1

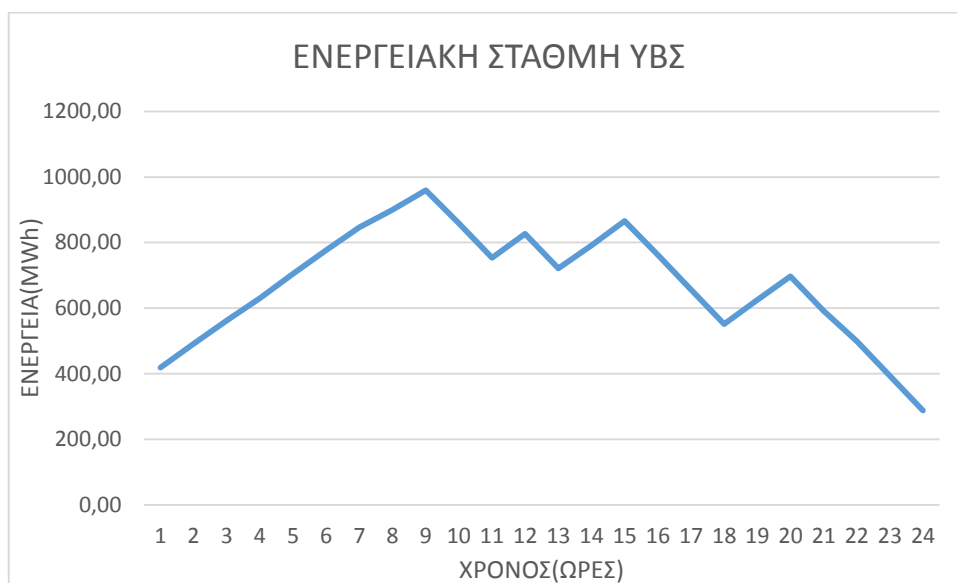
Από το διάγραμμα 7.4.1 και τον πίνακα 7.4.1 φαίνεται ότι δεν υπάρχει ανταλλαγή ενέργειας από και προς το δίκτυο καθώς τηρούνται οι προτεραιότητες άντλησης του ΥΒΣ από τα δικά του αιολικά.

Από το διάγραμμα 7.4.1 επίσης φαίνεται ότι ο ΥΒΣ δεν χρησιμοποιείται σωστά καθώς εναλλάσσει τις λειτουργίες άντλησης και παραγωγής χωρίς να τηρούνται οι κανόνες που τον διέπουν. Αυτό θα φανεί καλύτερα στο παρακάτω διάγραμμα για το προφίλ άντλησης παραγωγής του ΥΒΣ



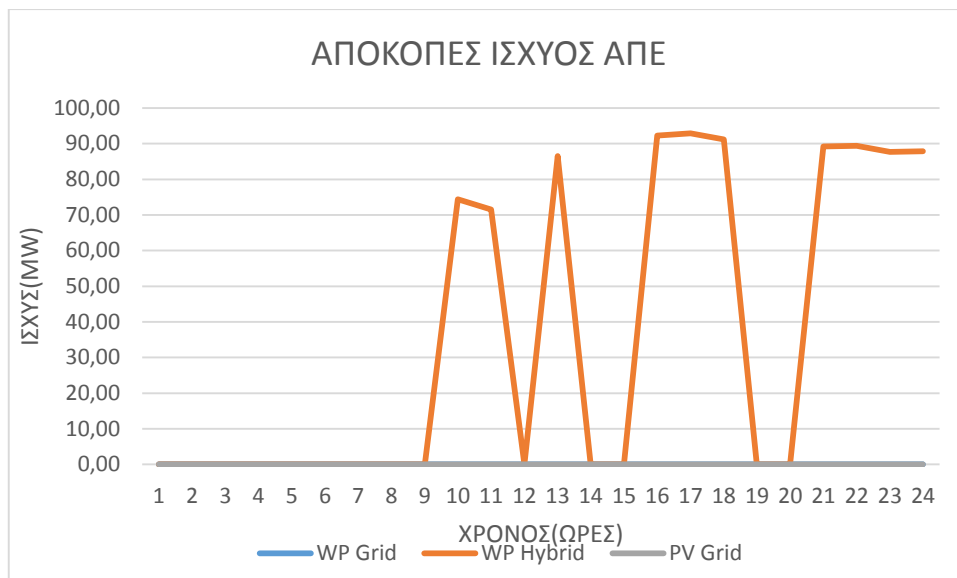
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.2

Εκτός από τις πρώτες εννέα ώρες τις ημέρας όπου σωστά γίνεται άντληση στην κοιλάδα της καμπύλης φορτίου από και πέρα παρατηρούμε ένα ακανόνιστο προφίλ που είναι αποτέλεσμα της οικονομικής λειτουργίας των θερμικών μονάδων που έχουμε θέσει ως στόχο βελτιστοποίησης. Έτσι η ενεργειακή στάθμη αυξομειώνεται μετά από την ώρα 10 όπου φτάνει το μέγιστο σημείο αποθηκευμένης ενέργειας :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.3

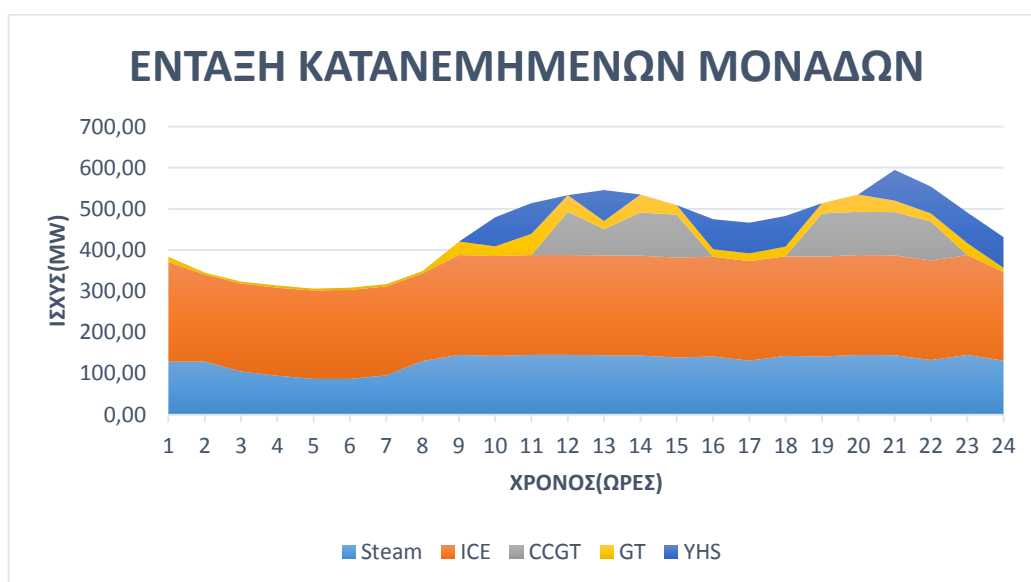
Έχοντας θέσει ως στόχο την οικονομική λειτουργία που είναι και η βέλτιστη τηρώντας πλήρως του κανόνες παρατηρούνται υψηλές αποκοπές ΑΠΕ από τα αιολικά του ΥΒΣ όπως δείχνει και το παρακάτω διάγραμμα :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.4

Όπως φαίνεται στο διάγραμμα 7.4.4 το μοντέλο προτιμάει να περικόψει σημαντική ισχύς από το αιολικό δυναμικό του ΥΒΣ καθώς δεν συμφέρει οικονομικά η ένταξη και η απένταξη μονάδων. Συγκεκριμένα αξιοποιώντας την αιολική ισχύ για άντληση και μετά για παραγωγή σε μεγαλύτερες ποσότητες από τις κατανεμημένες μονάδες του ΥΒΣ θα είχε ως αποτέλεσμα το να κλείνουν μονάδες και μετά να ανοίγουν ξανά λόγω της γενικότερης υψηλής ζήτησης που υπάρχει.

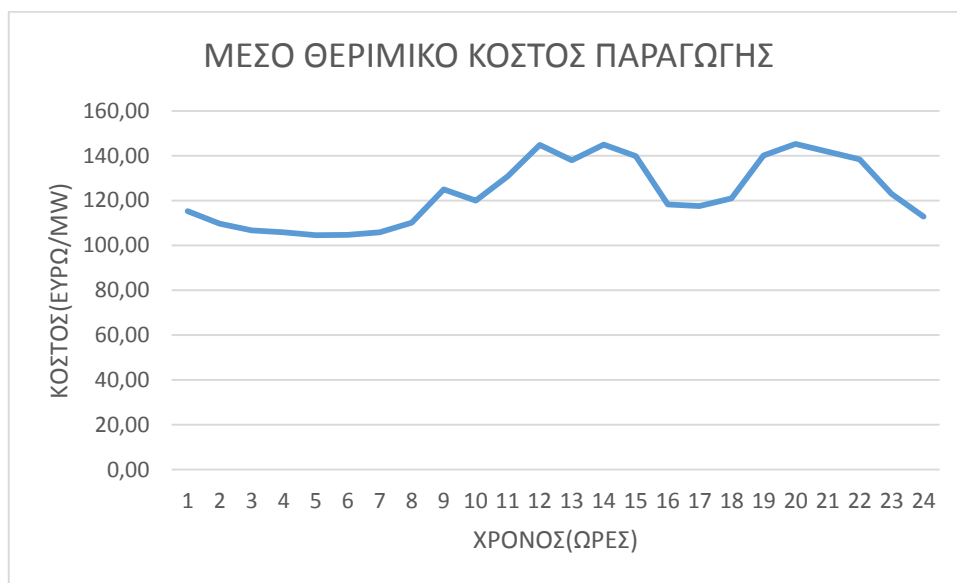
Αυτό κοστίζει συγκριτικά με τη τακτική να έχουμε σταθερές μονάδες που συμμετέχουν στο ενεργειακό ισοζύγιο. Από την σειρά ένταξης των κατανεμημένων μονάδων φαίνονται τα παραπάνω :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.5

Βλέπουμε ότι υπάρχει σταθερή παραγωγή και συμμετοχή των θερμικών μονάδων στην ικανοποίηση του ωριαίου φορτίου με τη βοήθεια των μονάδων αιχμής (ΣΚ ΧΑΝΙΩΝ) αλλά μόνο κατά το διάστημα 16-18 παρατηρείται έγχυση υδροστροβλικής ισχύος και αντικαθιστά την παραπάνω μονάδα καθώς αντικαθιστά όλη την ισχύ και όχι κομμάτι αυτής.

Το θερμικό κόστος παραγωγής λοιπόν διαμορφώνεται ως εξής :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.5

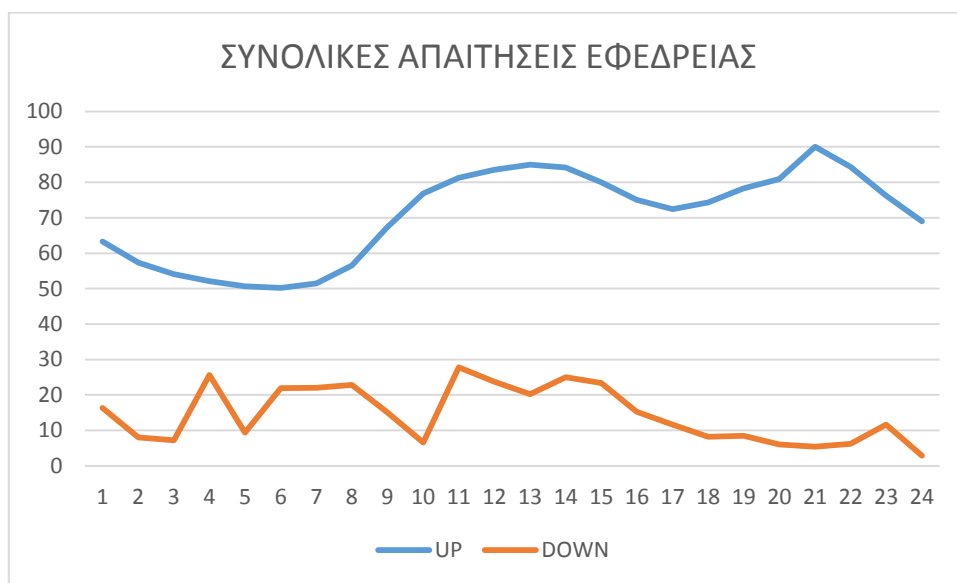
Για του λόγου το αληθές το διάγραμμα 7.4.5 δείχνει το γενικά υψηλό κόστος παραγωγής λόγω της υψηλής χρήσης συμβατικής ισχύος. Ταυτόχρονα εξηγείται και η λογική απόφασης του μοντέλου να κλείσει την ΣΚ ΧΑΝΙΩΝ.

Συγκεκριμένα φαίνεται ότι το θερμικό κόστος το διάστημα 16-18 πέφτει κάτω από τη γενικότερη τάση της χρονοσειράς καθώς υπάρχει η αναγκαία παραγόμενη ισχύ από τους Υδροστροβίλους ώστε να κλείσει τη μονάδα και όχι απλά να την αναγκάσει να λειτουργήσει σε ένα άλλο σημείο λειτουργίας όπου θα χρειαστεί και πάλι να αλλάξει μετά το τέλος της παραγωγής ισχύος από τον ΥΗΣ και έτσι και πάλι θα αυξήσει το θερμικό κόστος.

Προφανώς το να κλείσει και ανοίξει είναι φθηνότερο από το να αυξομειώνει το επίπεδο παραγωγής της. Πράγματι αυτό επιβεβαιώνεται από τα στοιχεία λειτουργίας της συγκεκριμένης.

Αν υπήρχε αρκετή διαθέσιμη ισχύ από ένα μεγαλύτερο ΥΒΣ το μοντέλο θα αντικαθιστούσε περισσότερες θερμικές μονάδες.

Τέλος παρουσιάζονται οι ανάγκες εφεδρείας του συστήματος λόγω κυρίως του υψηλού φορτίου και όχι της εισαγωγής αιολικής ισχύος στο δίκτυο αφού δεν έχει επιτραπεί στον υβριδικό να δώσει τη διαθέσιμη αιολική ενέργεια στο σύστημα με αποτέλεσμα τις υψηλές περικοπές ΑΠΕ.



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.5

Από το διάγραμμα αποδεικνύεται αυτό που ισχυρίστηκε προηγουμένως καθώς το προφίλ αναγκών εφεδρείας που φαίνεται στο 7.4.5 είναι ανάλογο της θερμικής παραγωγής.

- 2. Πολιτική Διαχείρισης 2 (Mode 2) :** Στην περίπτωση αυτή υπάρχει προτεραιότητα στην χρήση του ΥΒΣ. Θέτοντας το εικονικό κόστος $HYcost=1.000.000$ εξαναγκάζεται η χρήση του ΥΒΣ και η συμμετοχή του στην παραγωγική διαδικασία.

Το τι τιμή παίρνει αυτή η εικονική αυτή παράμετρο έχει να κάνει καθαρά με την δυναμικότητα των αιολικών καθώς όσο μεγαλύτερη είναι τόσο πιέζεται ο κύκλος άντλησης παραγωγής με αποτέλεσμα να αυξάνεται η χρονική και ποσοτική λειτουργία του ΥΒΣ μέσα στην ημέρα.

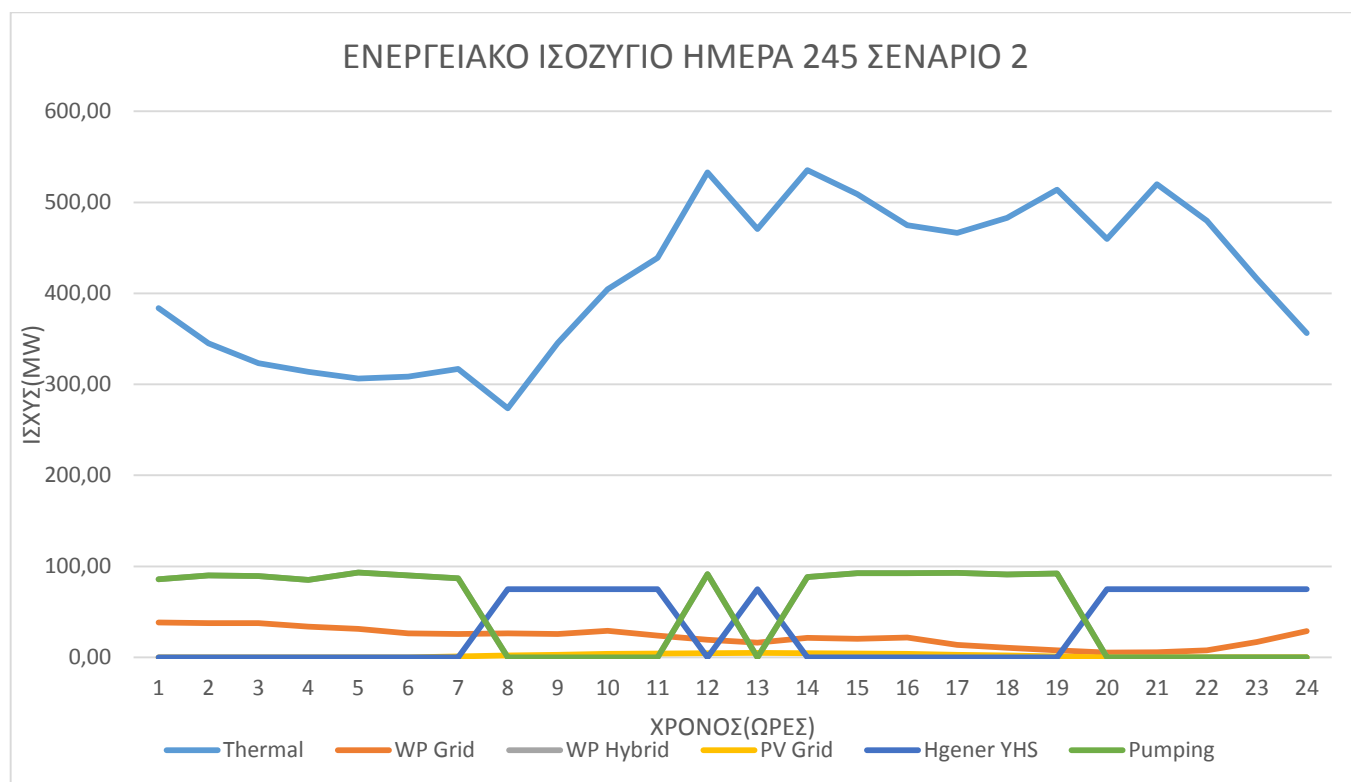
Αφού υπάρχει λοιπόν σημαντικό αιολικό δυναμικό από τον ΥΒΣ δίνεται υψηλή τιμή σε αυτή τη παράμετρο έτσι ώστε να πάρουμε και καλύτερα αποτελέσματα

Ο πίνακας αποτελεσμάτων του Δεύτερου Σεναρίου έχει ως εξής :

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	9977,69
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	529,41
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	1260,52
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	750,00
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	817,75
ΑΝΤΛΗΣΗ	1260,52
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	1275401

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.4.2

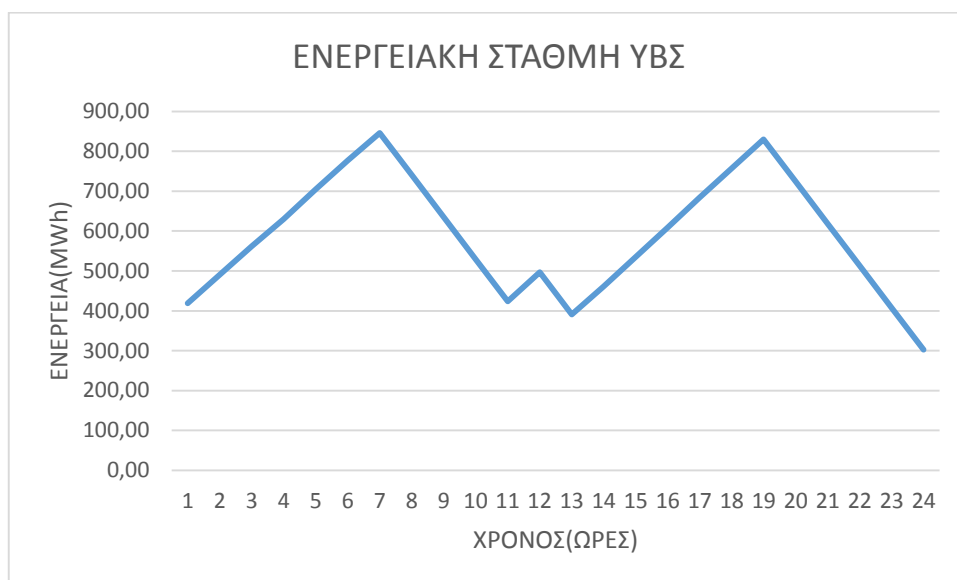
Ενώ το ισοζύγιο ισχύος ανά ώρα για το Σύστημα έχει ως εξής :



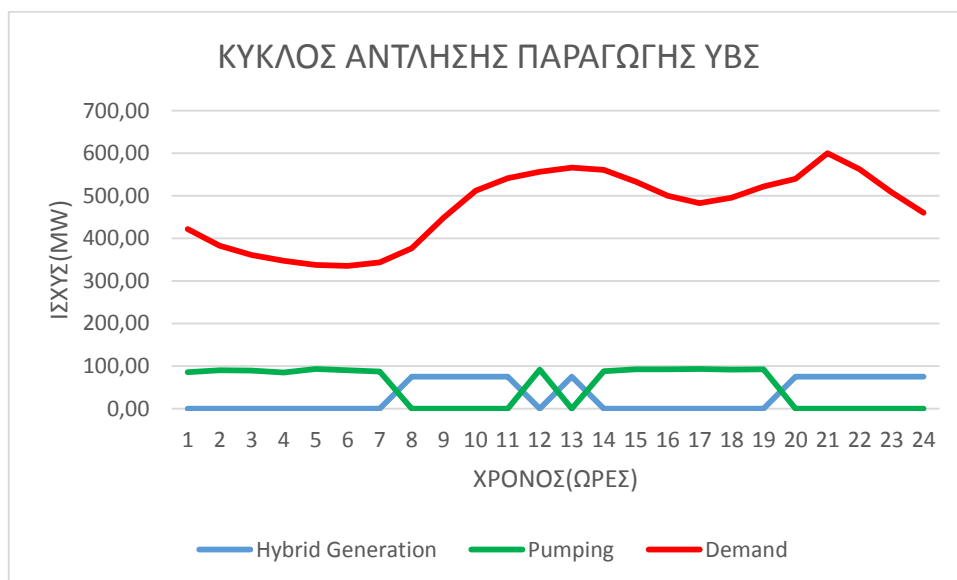
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.6

Από τον πίνακα 7.4.2 και το διάγραμμα 7.4.6 και πάλι παρατηρείται μηδενική ανταλλαγή ισχύος του ΥΒΣ με το Δίκτυο λόγω επάρκειας των αιολικών του ΥΒΣ.

Επίσης φαίνεται ότι έχει αυξηθεί η άντληση και παραγωγή ισχύος από τον ΥΒΣ φτάνοντας τα μέγιστα επίπεδα τους όπως μπορεί να φανεί και από τα διάγραμμα ενεργειακής στάθμης του ΥΒΣ και του κύκλου άντλησης παραγωγής συγκριτικά με τη διακύμανση της καμπύλης φορτίου.



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.7



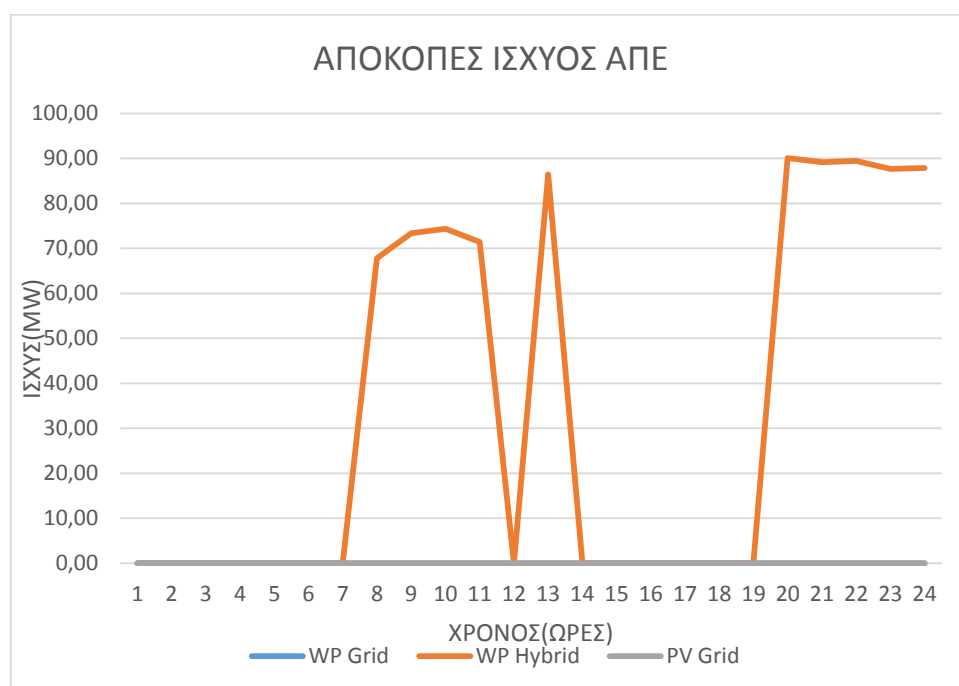
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.8

Συγκριτικά με το σενάριο 1 υπάρχει τεράστια βελτίωση στη χρήση του ΥΒΣ αφού μετά την δεδομένη και φυσιολογική άντληση ισχύος τις πρώτες πρωινές ώρες για αποθήκευση

σημαντικού ποσού ενέργειας παρατηρείται πολύ εύστοχη χρήση της παραγωγικής δυναμικότητας του αποθηκευμένου δυναμικού καθώς ο ΥΗΣ εγχέει το μέγιστο της ισχύος του τις ώρες αιχμής από 8-11 , 13 , 20-24. Ενώ συγκριτικά με την προηγούμενη κατάσταση λειτουργίας διαμορφώνονται και σωστά χρονικά διαστήματα άντλησης καθώς μετά την αρχική λειτουργία αποθήκευσης ο ΥΒΣ ξαναμπαίνει σε αυτή την κατάσταση τις ώρες 14-19 όπου παρατηρείται μια καμπή στη χρονοσειρά φορτίου.

Με τον τρόπο αυτό καταφέραμε να κάνουμε σημαντική χρήση του ΥΒΣ και λόγω του σημαντικού αιολικού δυναμικού πετύχαμε το να φορτιστεί και να αποφορτιστεί δυο φορές μέσα σε μία ημέρα όπως ξεκάθαρα απεικονίζει το Διάγραμμα 7.4.7.

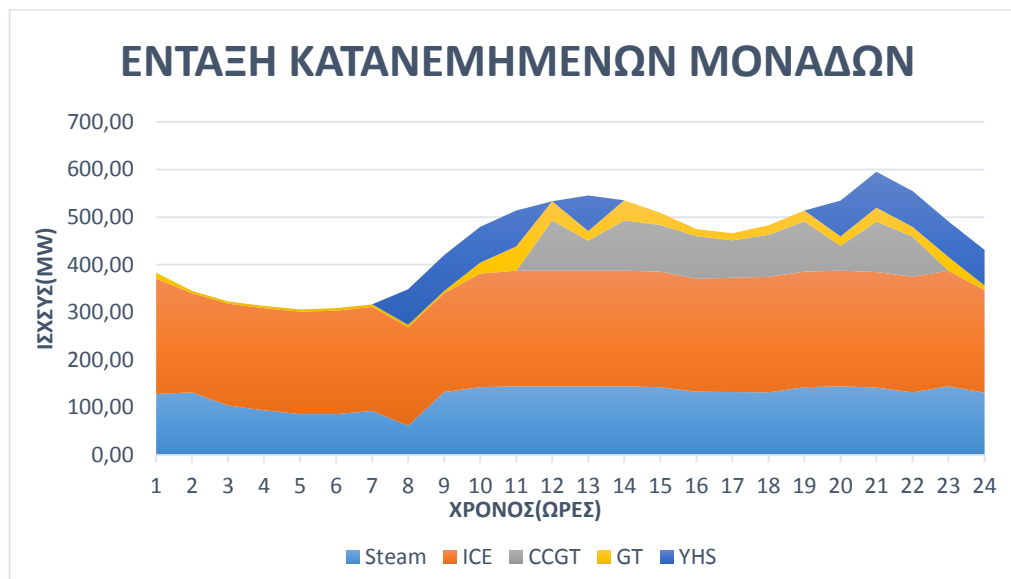
Αυξάνοντας την άντληση όπως εξηγήθηκε χρησιμοποιήθηκε και περισσότερη αιολική ισχύς γεγονός που μείωσε τις περικοπές ισχύος από τα αιολικά όπως είναι φυσιολογικό κατά 6 % :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.9

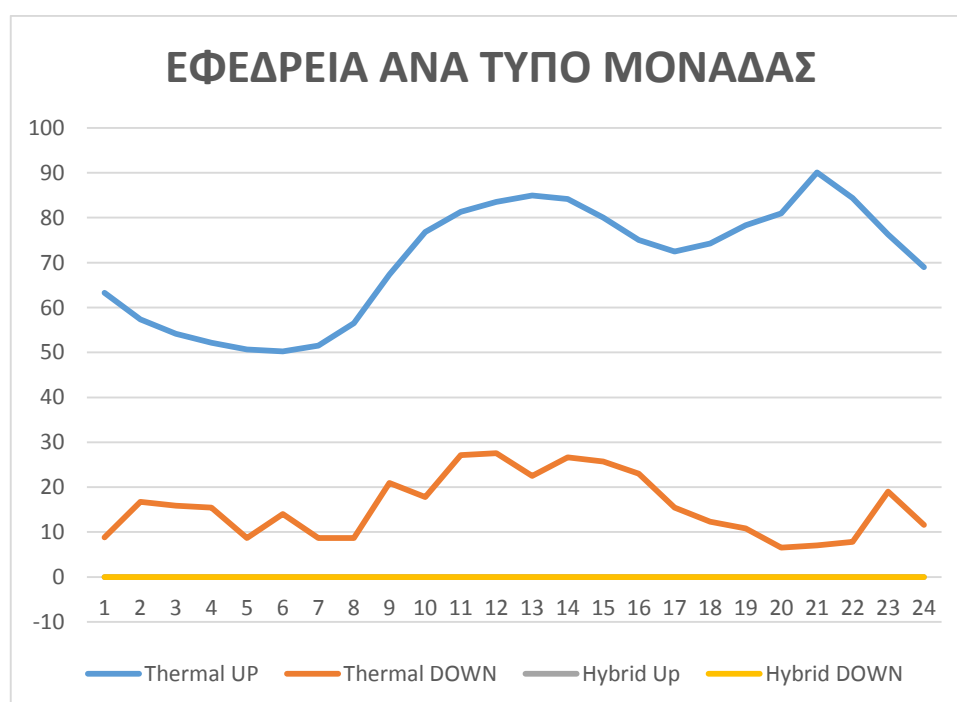
Συμπερασματικά αυτή η τεχνική έδωσε δύο μεγάλα διαστήματα όπου ο ΥΗΣ λειτουργούσε στο τεχνικό του μέγιστο δίνοντας 75 MW/h αλλά έτσι περιοριορίσαμε σημαντικά τις θερμικές μονάδες και αυξήσαμε το κόστος λειτουργίας τους ενώ μειώσαμε τη συνολική θερμική παραγωγή όπως δείχνει και ο πίνακας 7.4.2 .

Αναγκάζοντας ουσιαστικά τη λειτουργία σε χαμηλά σημεία της καμπύλης ισχύος και χρησιμοποιώντας περισσότερο τη μονάδα ΣΚ ΧΑΝΙΩΝ σε σχέση με το σενάριο 1 προκύπτει και το διάγραμμα ένταξης μονάδων που δείχνει τα λεγόμενα :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.10

Λόγω της απουσίας αιολικής παραγωγής από την ημέρα βλέπουμε ότι παρόλο που ο ΥΒΣ έχει αύξηση σημαντικά την παραγωγή του και τα διαστήματα λειτουργίας τους δεν συμμετέχει στις απαιτήσεις εφεδρείας της καμπύλης φορτίου όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.11

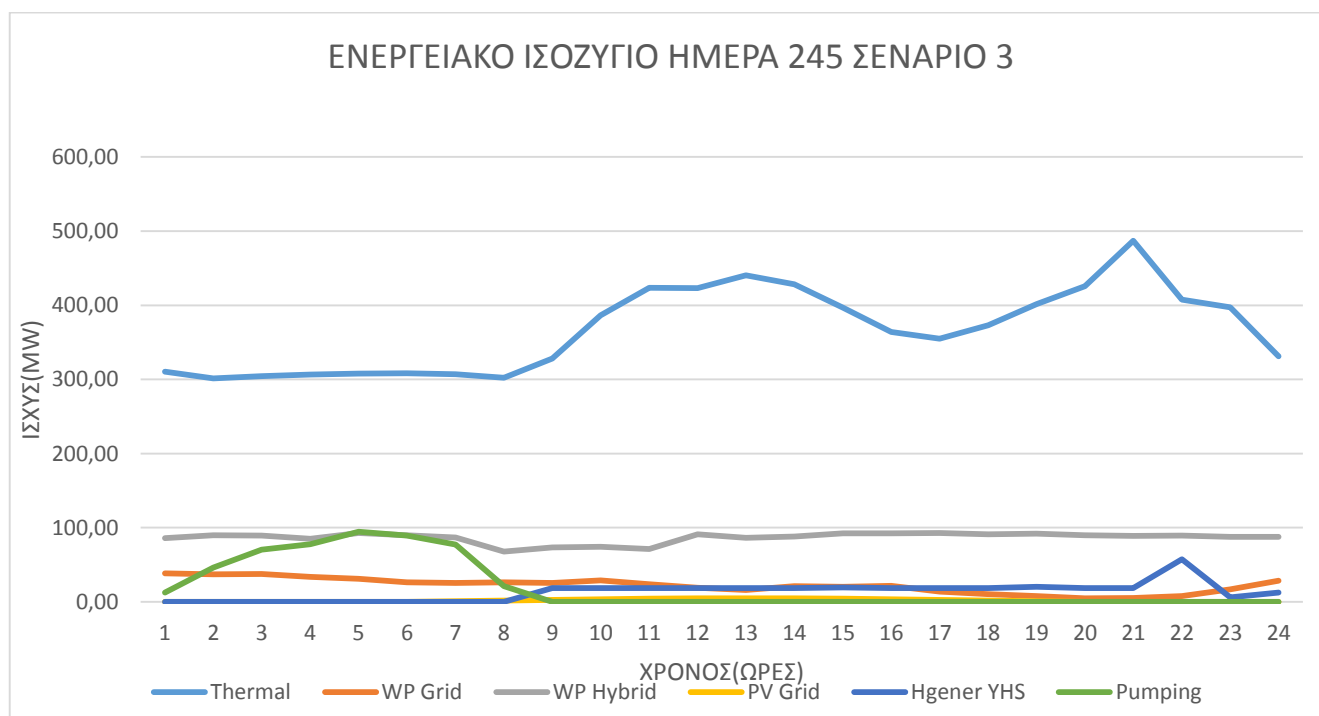
3. Πολιτική Διαχείρισης 3 (Mode 3) : Σύμφωνα με αυτή την τακτική επιτρέπεται στον ΥΒΣ να αποφασίσει πως θα αξιοποιήσει τα διαθέσιμα αιολικά του είτε δίνοντας προτεραιότητα στην οικονομική βελτιστοποίηση του θερμικού κόστους είτε στην συμμετοχή του ΥΒΣ. Αυτό επιτυγχάνεται απενεργοποιώντας το σετ περιορισμών 34 και 34i.

Έτσι έχουμε το ισοζύγιο ενέργειας της ημέρας 245 και τα ποσοτικά αποτελέσματα αυτής της πολιτικής να έχουν ως εξής :

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	8817,03
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	529,41
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	2078,27
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	322,20
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	0,00
ΑΝΤΛΗΣΗ	489,80
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠ'Ο ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	1,58
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	1590,05
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	1001655

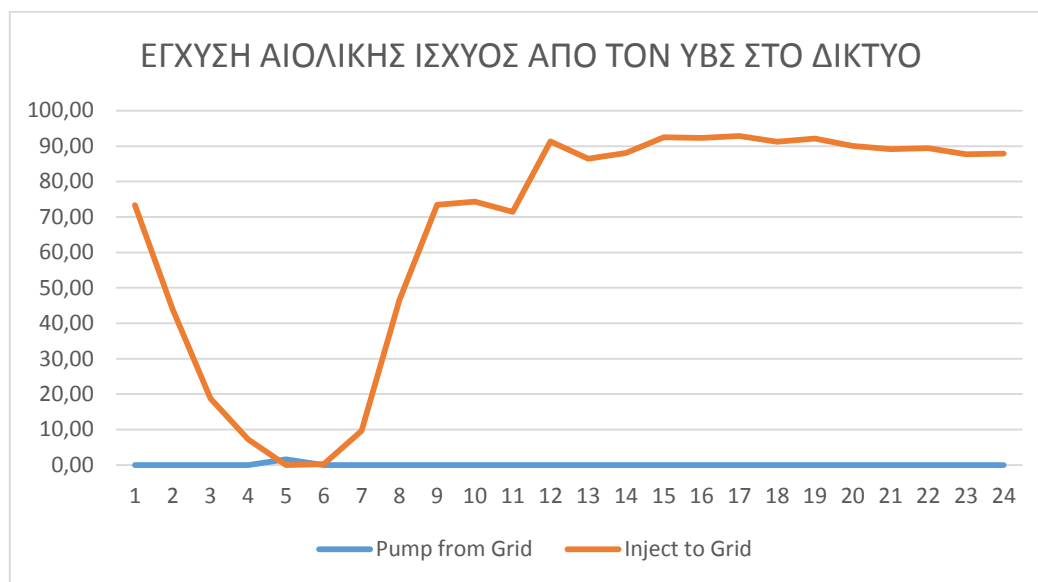
Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.4.3

Βλέπουμε ότι οικονομικά είναι συμφέρουσα η έγχυση αιολικής ισχύος στο δίκτυο και η συνεισφορά του ΥΒΣ με ένα μικρότερο ποσό ισχύος στο Ενεργειακό Ισοζύγιο



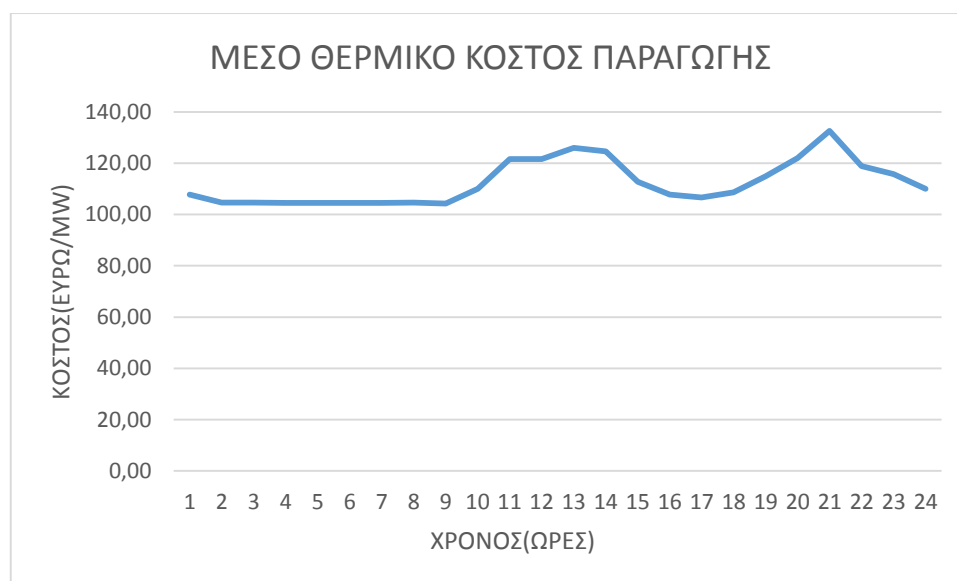
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.12

Η διαχείριση του ΥΒΣ αλλάζει πλήρως καθώς αντλεί αρχικά για να μπορέσει στη συνέχεια να μπει σε συνεχή κατάσταση λειτουργίας όπου δίνει ένα σταθερό ποσό ισχύος ανά ώρα στο σύστημα και εγχέει όλη την υπόλοιπη διαθέσιμη αιολική ενέργεια στο σύστημα αφού αντιλαμβάνεται ότι είναι σταθερή και σε σημαντική ποσότητα. Συγκεκριμένα αυτή η πολιτική συνολικά δίνει 1912 , 25 MWh όταν τα προηγούμενα σενάρια έδιναν 750 MWh.



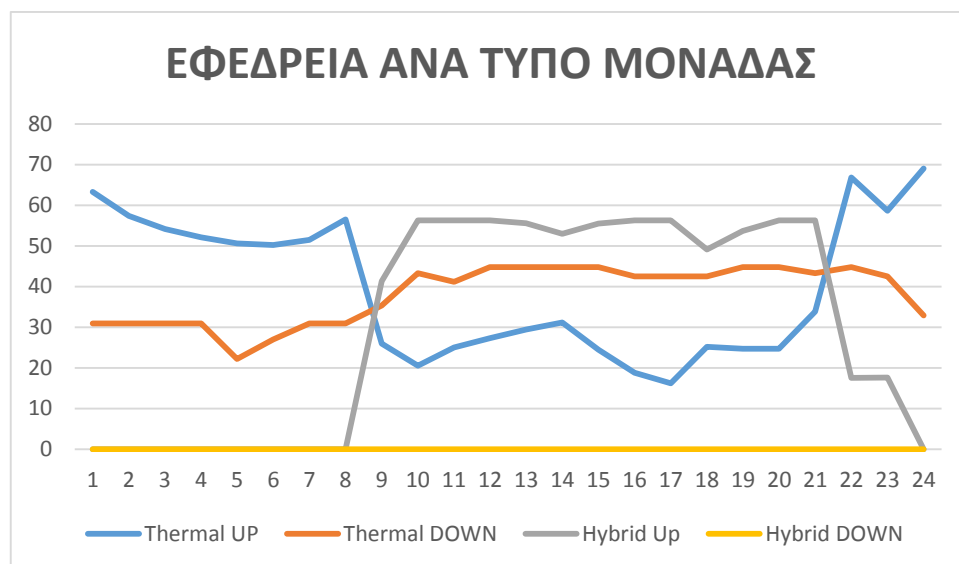
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.13

Η σταθερή παραγωγική συμμετοχή του ΥΒΣ σε όλη της διάρκειας της ημέρας δίνει αντίστοιχα και σταθερά σημεία λειτουργίας των θερμικών μονάδων που συμμετέχουν όπως δείχνει και το μέσο ωριαίο κόστος παραγωγής συμβατικής ισχύος



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.14

Επίσης ο ΥΗΣ συμμετέχει κανονικά στους κανόνες εφεδρείας από τη στιγμή που ο ΥΒΣ έχει δώσει την διαθέσιμη ενέργεια του στο σύστημα με μορφή αιολικής ισχύος απευθείας από τα Α/Π του χωρίς την τήρηση της προτεραιότητας της χρήσης του για αποθήκευση από τα αντλιοστάσια . Η συμμετοχή στις απαιτήσεις εφεδρείας φαίνεται παρακάτω :



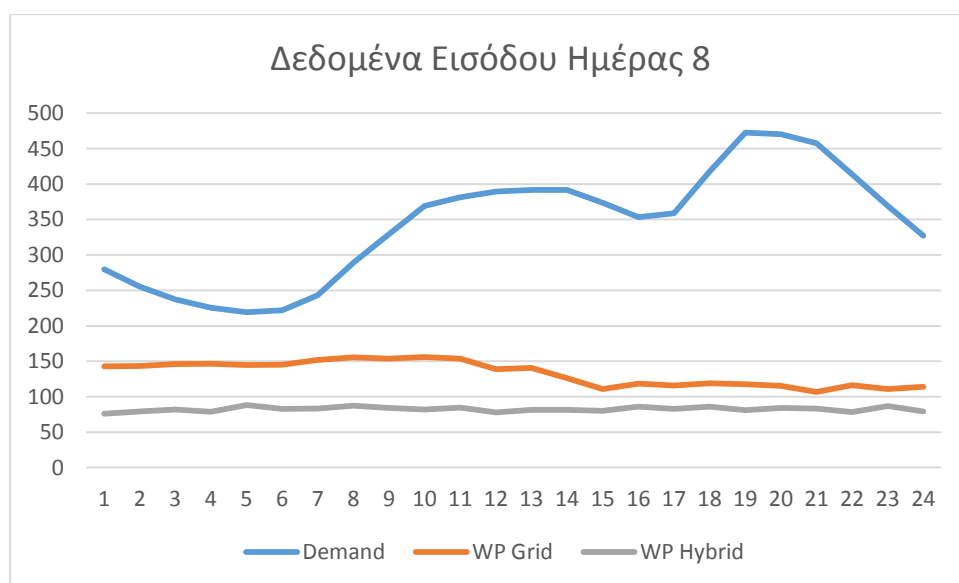
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.4.15

Αφού τελειώσαμε με την ανάλυση ημερών υψηλού φορτίου συνέχεια έχουν δύο περιπτώσεις σημαντικές ως προς τη ζήτηση και το αιολικό δυναμικό αφού εδώ έχουμε χαμηλό φορτίο και αντίστοιχα υψηλή και χαμηλή δυναμικότητα αιολικού δυναμικού.

7.2.5 Ημέρα Χαμηλής Ζήτησης/Υψηλού Αιολικού Δυναμικού ΑΠΕ Δικτύου και Α/Π ΥΒΣ (Νούμερο 8)

Με αυτήν την ημέρα εγκαινιάζεται μια νέα κατηγορία ημερών όπου υπάρχει μεγάλο ενδιαφέρον καθώς υπάρχει μικρή ζήτηση φορτίου και μεγάλη πιθανότητα προβλεπόμενης παραγωγής από τα ΑΠΕ και τον ΥΒΣ. Συγκεκριμένα η ημέρα παρουσιάζει πολύ μικρή ημερήσια ζήτηση η οποία είναι 58% της μέγιστης και πολύ υψηλά επίπεδα αιολικού δυναμικού που αγγίζουν το 82% για τα αιολικά δικτύου και το 90% για τα Α/Π του ΥΒΣ.

Τα δεδομένα εισόδου παρουσιάζονται αναλυτικά παρακάτω :



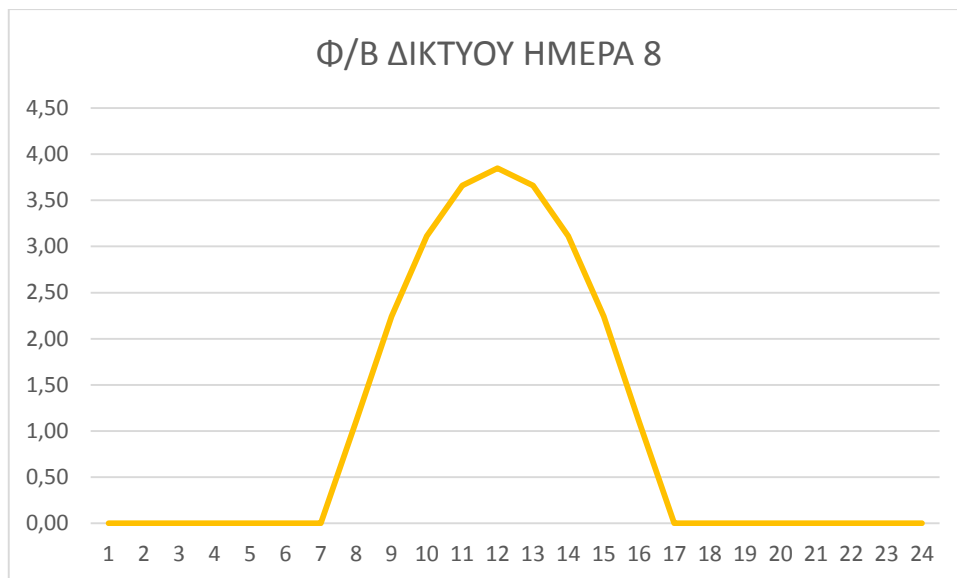
Διάγραμμα Δεδομένων 7.5.1

Παρατηρείται μεγάλη πιθανή αιολική παραγωγή η οποία κυμαίνεται κοντά στο ελάχιστο της ζήτησης. Η καμπύλη φορτίου εμφανίζει καθαρά δυο περιόδους χαμηλού φορτίου από 1-8 και από 15-17 και δύο περιόδους αιχμής από 10-14 και από 19-22.

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΜΕΡΑΣ 8	ΤΙΜΗ(MWh)
Ημερήσια Ζήτηση	8238,50
Αιολικό Δυναμικό Α/Π Δικτύου	3188,84
Αιολικό Δυναμικό Α/Π ΥΒΣ	1975,98
Δυναμικό Φ/Β Δικτύου	24,09

Πίνακας Δεδομένων 7.5.1

Τέλος το δυναμικό των Φ/Β εγκαταστάσεων που αναμένεται είναι το εξής :



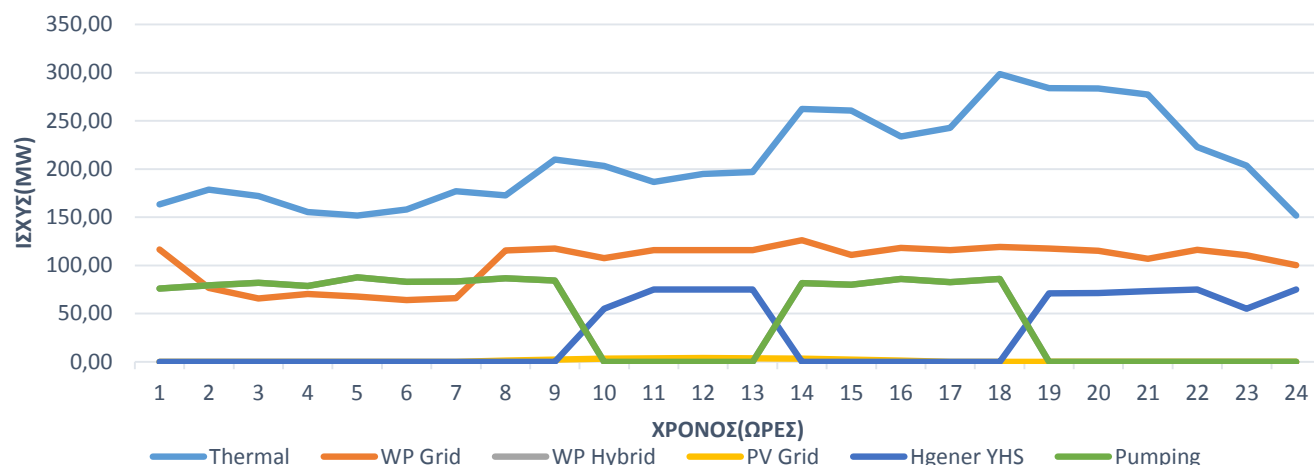
Διάγραμμα Δεδομένων 7.5.2

- 1. Πολιτική Διαχείρισης 1 και 2 (Mode 1 & 2) :** Εφαρμόζοντας την πολιτική ένα όπου βελτιστοποιείται το κόστος παραγωγής παρατηρείται αφού προσομοιώθηκε και το δεύτερο σενάριο για την προτεραιότητα του ΥΒΣ ότι ταυτίζονται ως προς τα Αποτελέσματα.

Έχουν τηρηθεί οι κανόνες λειτουργίας και βγήκαν χρήσιμα συμπεράσματα χρήσης του ΥΒΣ αντίθετα από εκείνα για τις ημέρες υψηλού φορτίου. Τα οικονομικά αποτελέσματα ήταν παρόμοια ενώ η χρήση του ΥΒΣ δεδομένης της ημέρας ήταν βέλτιστη εξ αρχής βοηθώντας να επιτευχθεί το καλύτερο δυνατό αποτέλεσμα.

Έτσι για την ημέρα 8 παρουσιάζεται το ενεργειακό ισοζύγιο της ημέρας και τα ποσοτικά αποτελέσματα των βασικών διεργασιών του μοντέλου :

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΗΜΕΡΑ 8 ΣΕΝΑΡΙΟ 1 & 2



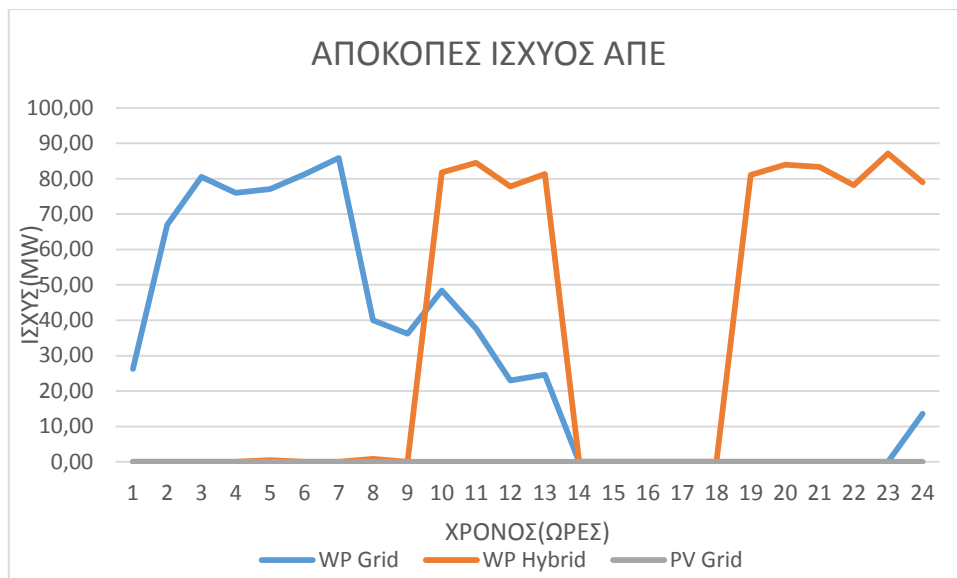
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5.1

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	5042,02
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	2471,55
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	1156,43
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	700,84
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	1536,84
ΑΝΤΛΗΣΗ	1156,43
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΌ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	514736

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.5.1

Με μία ανάλυση του διαγράμματος 7.5.1 και του αντίστοιχου πίνακα φαίνεται ότι συγκριτικά με τις προηγούμενες ημέρες το κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων είναι πολύ μικρότερο(λιγότερο από το μισό) και αυτό ουσιαστικά συμβαίνει λόγω της πολύς χαμηλής ζήτησης που παρατηρείται τις ημέρες του χειμώνα στο νησί της Κρήτης.

Βλέπουμε αρχικά ότι υπάρχει η μεγαλύτερη δυνατή απορρόφηση των αιολικών του ΥΒΣ για σκοπούς άντλησης από τις ταμιευτήρες νερού που λειτουργούν ως αντλιοστάσια για σκοπούς αποθήκευσης της υδραυλικής ενέργειας. Συγκεκριμένα υπάρχει 66% χρήση του αιολικού δυναμικού από τον ΥΒΣ τη στιγμή που δεν ξεπερνούσε το 55% σε άλλες περιπτώσεις. Έτσι μειώνεται δραματικά και ο δείκτης αποκοπών ΑΠΕ όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα όσον αφορά σε υπαιτιότητα του ΥΒΣ.



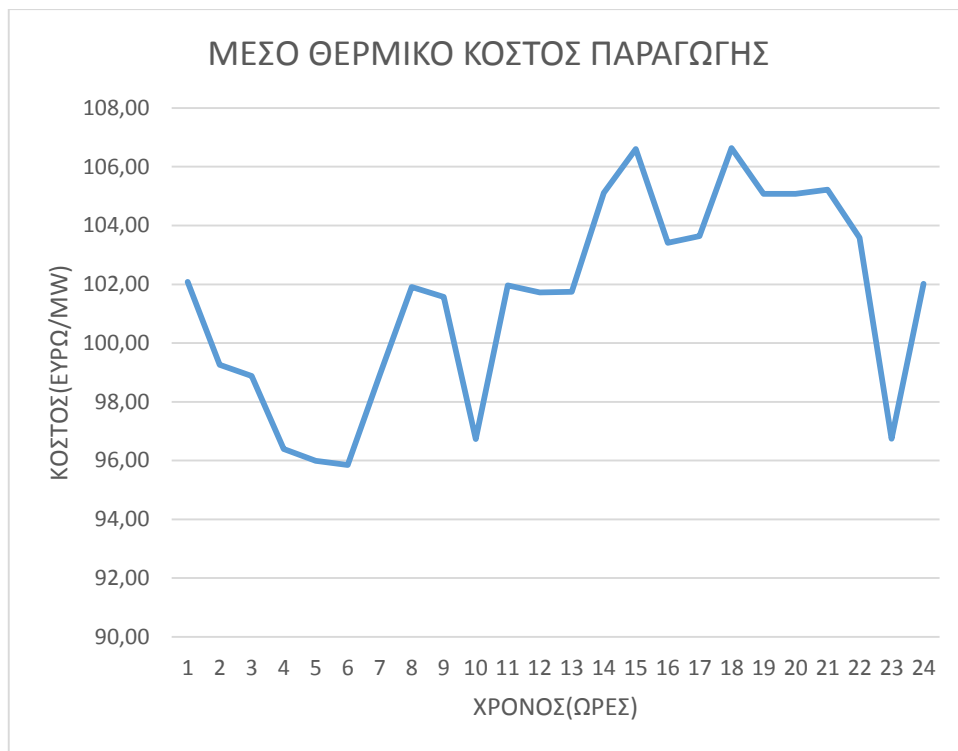
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5.2

Παρόλο αυτά υπάρχουν σημαντικές αιολικές αποκοπές ΑΠΕ από τα αιολικά του δικτύου κάτι που μέχρι στιγμής δεν είχε σημειωθεί και συμβαίνει λόγω της εξαιρετικά μικρής ωριαίας ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου.

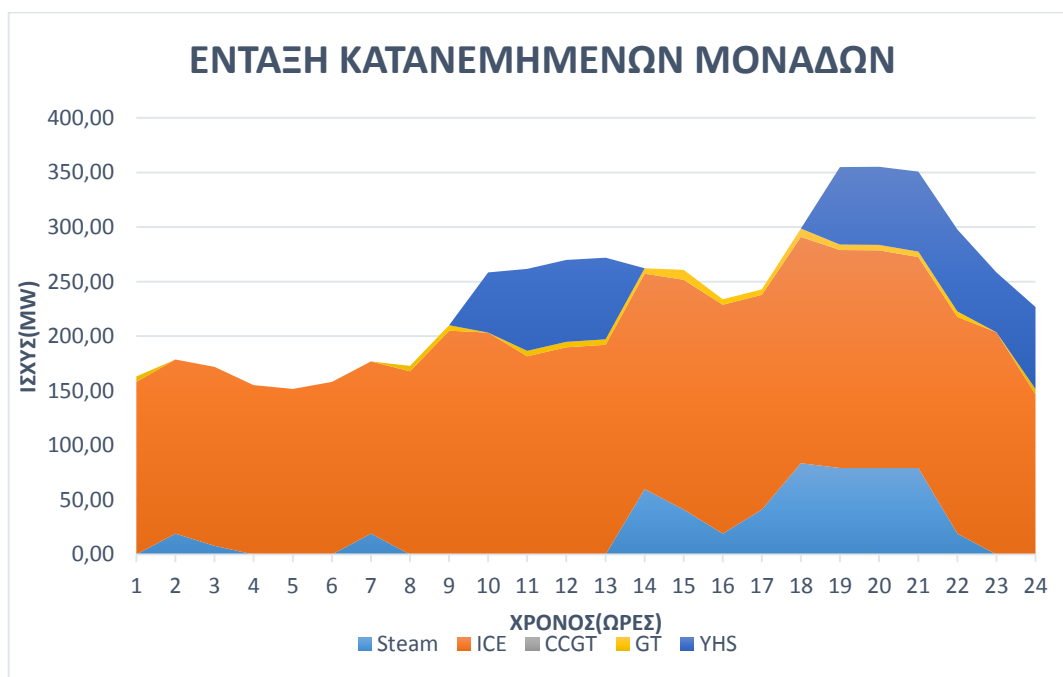
Αν δινόταν προτεραιότητα της αιολικής ισχύος για κάλυψη των αναγκών του φορτίου θα υποκαθιστούσε σημαντική συμβατική ισχύ με αποτέλεσμα να ξεπερνά τα επίπεδα θερμικής παραγωγής κάτι που θα οδηγούσε τις μονάδες βάσης του συστήματος σε επίπεδα λειτουργίας κοντά στο τεχνικό ελάχιστο όπου η λειτουργία τους είναι οικονομικά ασύμφορη. Ταυτόχρονα στη περίπτωση όπου το φορτίο έφτανε στην αιχμή του και οι ζητούμενες συμβατικές μονάδες ζητούσαν να αυξήσουν την παραγωγή τους θα είχαμε επιπλέον κόστος μετάβασης τους σε υψηλότερα σημεία λειτουργίας της καμπύλης φορτίου καθώς είναι αργές μονάδες ΑΤΜ και ΜΕΚ που απαιτούν την καύση περαιτέρω καυσίμου. Για αυτό και προτιμάται να υπάρχει σταθερή παραγωγή από τις μονάδες βάσης που αναλαμβάνουν το μέσο φορτίο ενώ από τους ΑΣ και τον ΣΚ που έχουν γρηγορότερη απόκριση ζητάται η ανάληψη του φορτίου αιχμής.

Επίσης οι απαιτήσεις εφεδρείας θα ήταν υψηλές και το περιθώριο ενεργής ισχύος για τη δεδομένη κατάσταση θα ήταν πολύ μεγάλο προσπαθώντας να ελέγξει έτσι την μεταβλητή φύση της αιολικής παραγωγής. Για αυτούς τους λόγους επέρχεται φυσιολογικά τα όρια διεύθυνσης αιολικής ισχύος που θέτουμε.

Ακολουθούν τα διαγράμματα κόστους των θερμικών μονάδων και της σειράς ένταξης των κατανεμημένων μονάδων του συστήματος :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5.3



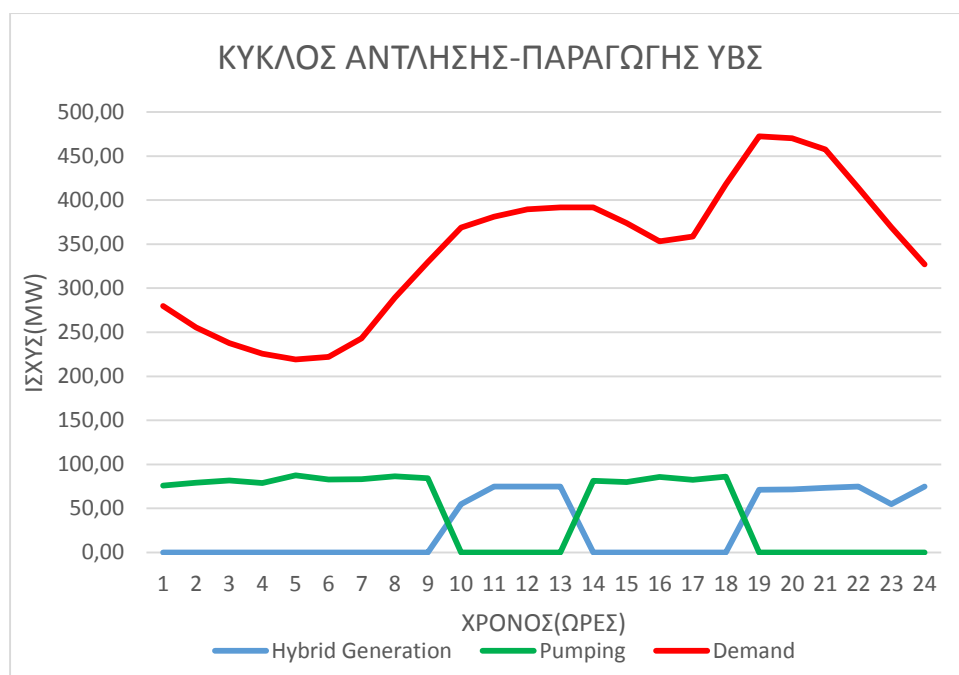
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5.4

Παρατηρείται από το διάγραμμα 7.5.3 το χαμηλό ωριαίο κόστος παραγωγής και τις μεγάλες διακυμάνσεις που έχει λόγο της ελαστικότητας που παρουσιάζει το φορτίο σε χαμηλά επίπεδα ζήτησης. Από το διάγραμμα 7.5.4 φαίνεται η ελάχιστη χρήση των ΑΤΜ καθώς προτιμώνται οι ΜΕΚ για τη κάλυψή του μεγαλύτερου ποσοστού του μέσου φορτίου.

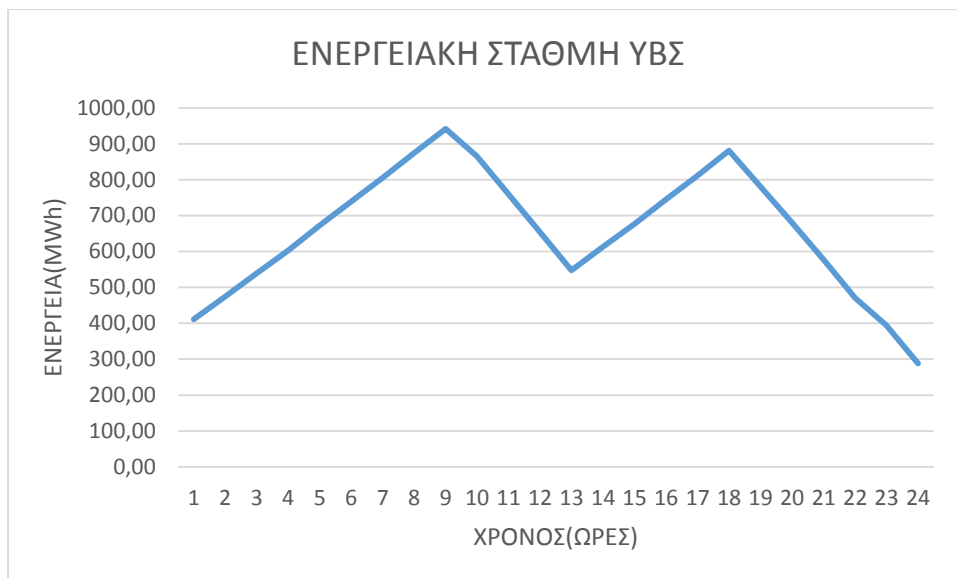
Από αυτό το διάγραμμα φαίνεται και το γεγονός ότι αν επιτρεπόταν μεγαλύτερη αιολική παραγωγή τότε ουσιαστικά θα αναγκαζόντουσαν οι μονάδες ΑΤΜ να κλείσουν και λόγω αύξησης του φορτίου στη συνέχεια θα επαναλειτουργούσαν μετά επιβαρύνοντας την οικονομική λειτουργία του συστήματος με το κόστος εκκίνησης (START cost) .

Από το διάγραμμα αυτό επίσης φαίνεται εν μέρει και η σωστή χρήση και λειτουργία του ΥΒΣ ο οποίος συμμετέχει σε σημεία όπου θα εντάσσονταν ΑΣ με αποτέλεσμα να προσφέρει “δωρεάν” ενέργεια στο ισοζύγιο χωρίς να αναγκάζεται η έναρξη των μονάδων των αεροστροβίλων.

Η βέλτιστη λειτουργία του ΥΒΣ σύμφωνα με τους κανόνες και τις προτεραιότητες που έχουν ενεργοποιηθεί στα σενάρια αυτά φαίνεται καθαρά στα παρακάτω διαγράμματα :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5.5

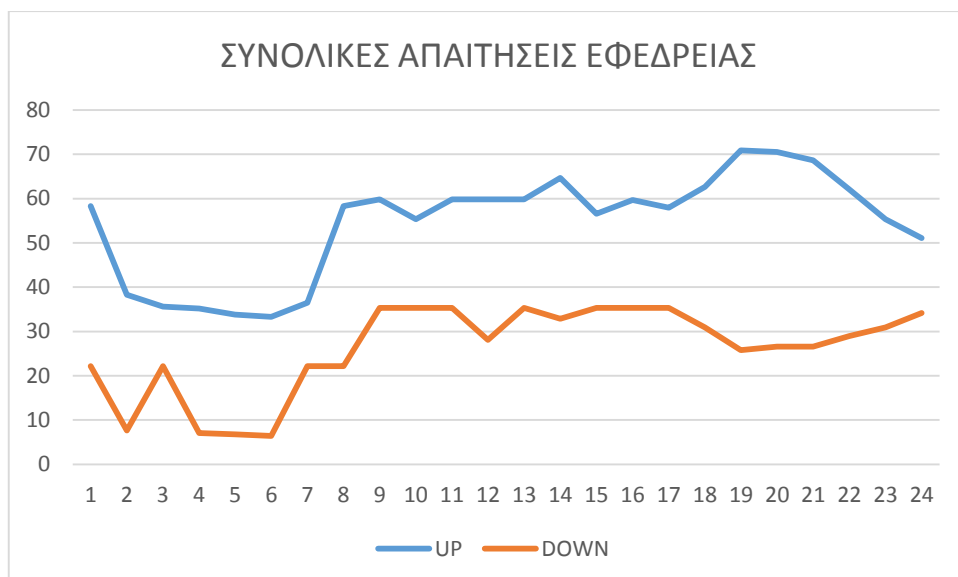


Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5.6

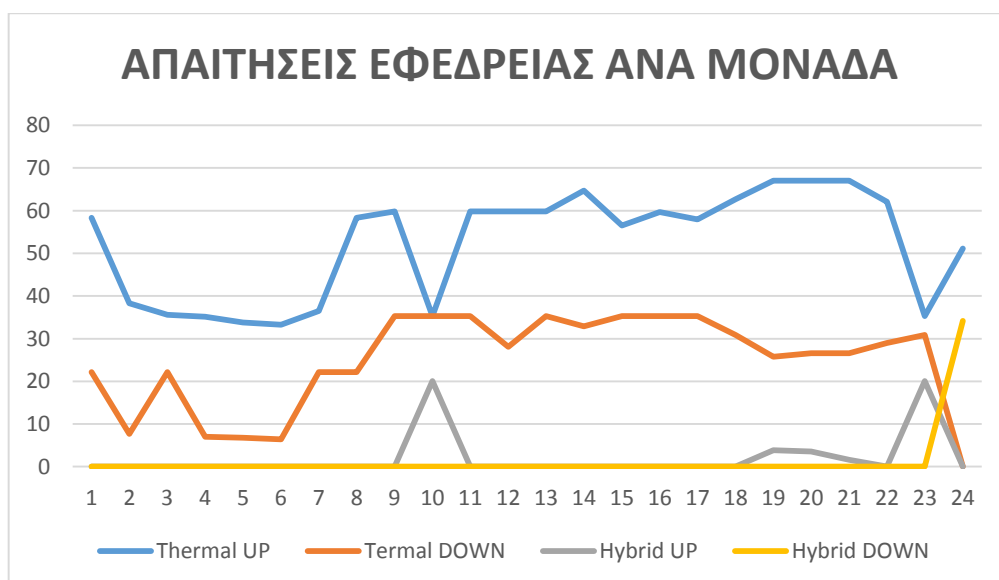
Από το διάγραμμα 7.5.5 φαίνεται ότι ο ΥΒΣ βρίσκεται σε κατάσταση τις πρώτες πρωινές ώρες τις ημέρας από 1-9 όπου το φορτίο είναι χαμηλό και δεν υπάρχει ανάγκη για ανάληψη φορτίου από τον ΥΗΣ ενώ επίσης αντλεί και κατά την διάρκεια 14-18 όπου είναι οι κοιλάδα φορτίου σύμφωνα με την καμπύλη ζήτησης. Ενώ όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 7.5.4 ο ΥΗΣ παράγει σταθερό ποσό ισχύος που αναλαμβάνει το φορτίο αιχμής της ημέρας κάτι που γλυτώνει και την ένταξη των ΑΣ στην παραγωγική διαδικασία. Τέλος από το διάγραμμα 7.5.6 παρατηρείται η σημαντική χρήση του ΥΒΣ οποίος αρχικά αποθηκεύει ενέργεια και στη συνέχεια παράγει τη διαθέσιμη υδραυλική ενέργεια. Η διεργασία αυτή γίνεται δύο φορές μέσα στην ίδια ημέρα κάτι που επιβεβαιώνει τη προτεραιότητα στη χρήση του ΥΒΣ .

Ως αποτέλεσμα λοιπόν από το σύνολο των ευρημάτων διαπιστώνεται ότι η οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος συμπίπτει με τη μέγιστη και βέλτιστη χρήση του ΥΒΣ βλέποντας ότι σε τέτοιου είδους ημέρες αποτελεί την καλύτερη επιλογή.

Τέλος θα παρουσιαστούν και τις απαιτήσεις εφεδρείας καθώς και την ανά τύπο παρεχόμενη εφεδρεία από τις κατανεμημένες μονάδες του συστήματος :



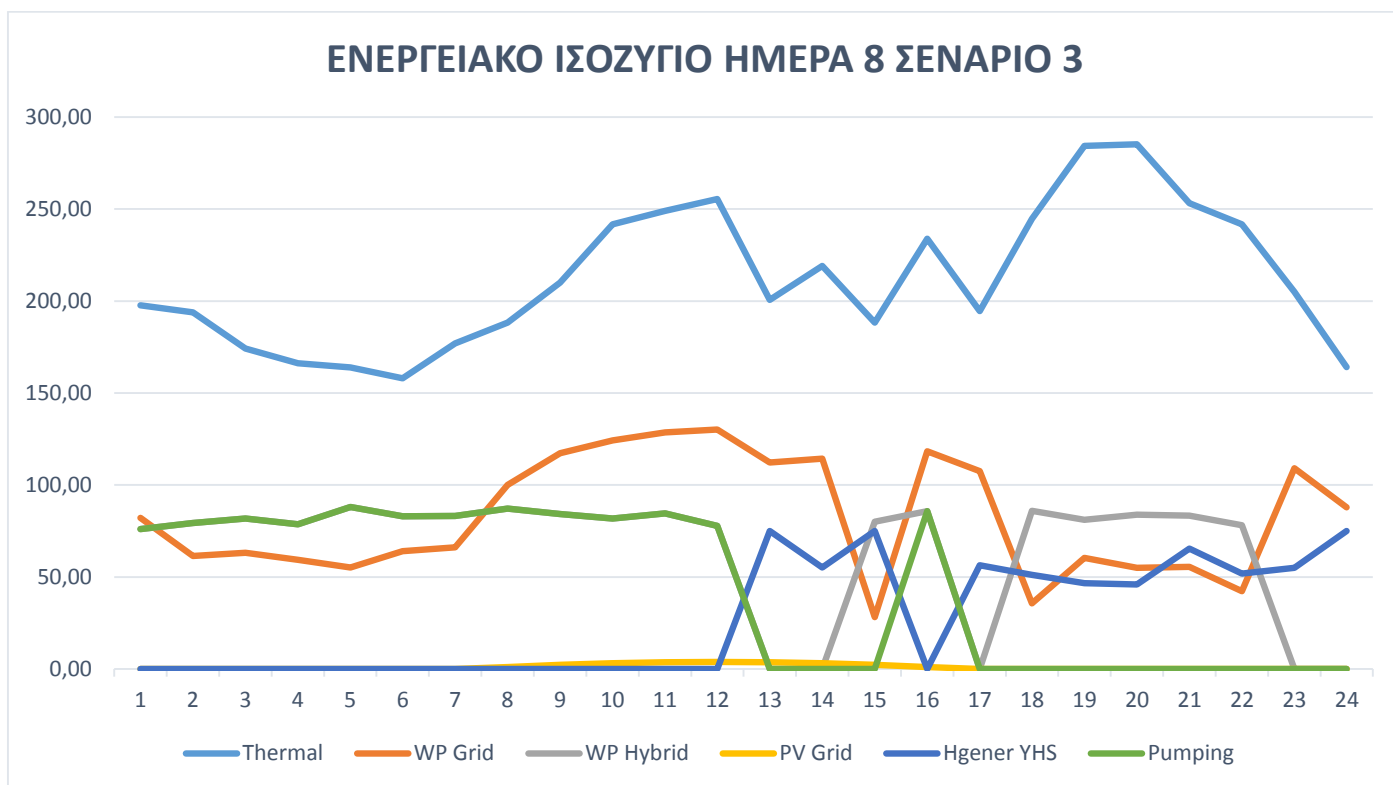
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5.7



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5.8

Από τα διαγράμματα εφεδρείας παρατηρείται ότι είναι μειωμένη σε σχέση με άλλες ημέρες λόγω του χαμηλού φορτίου ενώ απουσιάζει εφεδρεία από τους ΥΗΣ καθώς δεν υπάρχει έγχυση αιολικής ισχύος στο δίκτυο από τα Α/Π του ΥΒΣ. Αυτό που μπορεί να παρατηρηθεί ωστόσο είναι ότι λόγω του χαμηλού φορτίου που παρουσιάζεται την συγκεκριμένη είναι αναλογικά υψηλό το ποσό αρνητικής εφεδρείας που παρέχουν οι συμβατικές μονάδες καθώς περιορίζουν τη θερμική παραγωγή σε ένα σταθερό σημείο λειτουργίας και επιβλέποντας τις μονάδες να μην πλησιάζουν το τεχνικό ελάχιστο με κίνδυνο να απενεργοποιηθούν λόγω των χαμηλών απαιτήσεων .

- Πολιτική Διαχείρισης 3 (Mode 3) :** Σε αυτό το σημείο θα επιτραπεί στον ΥΒΣ να επιλέξει πως θα διαχειριστεί την διαθέσιμη δυναμικότητα των Α/Π του. Απενεργοποιώντας λοιπόν τον περιορισμό 34 ,34i και έχουμε :

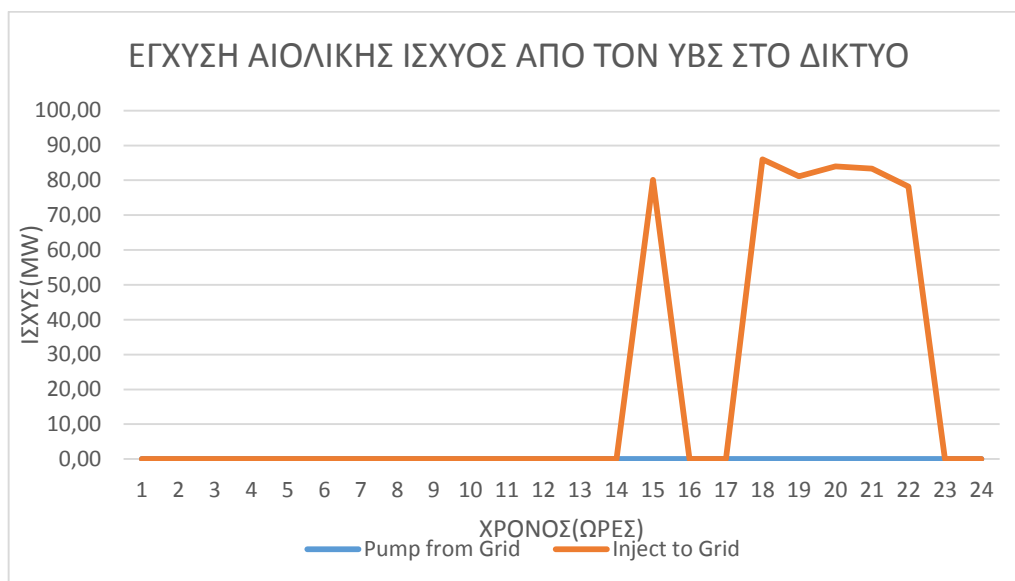


ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	5090,25
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	1978,76
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	1564,31
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	652,61
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	1621,75
ΑΝΤΛΗΣΗ	1071,52
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΌ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	492,79
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	512878

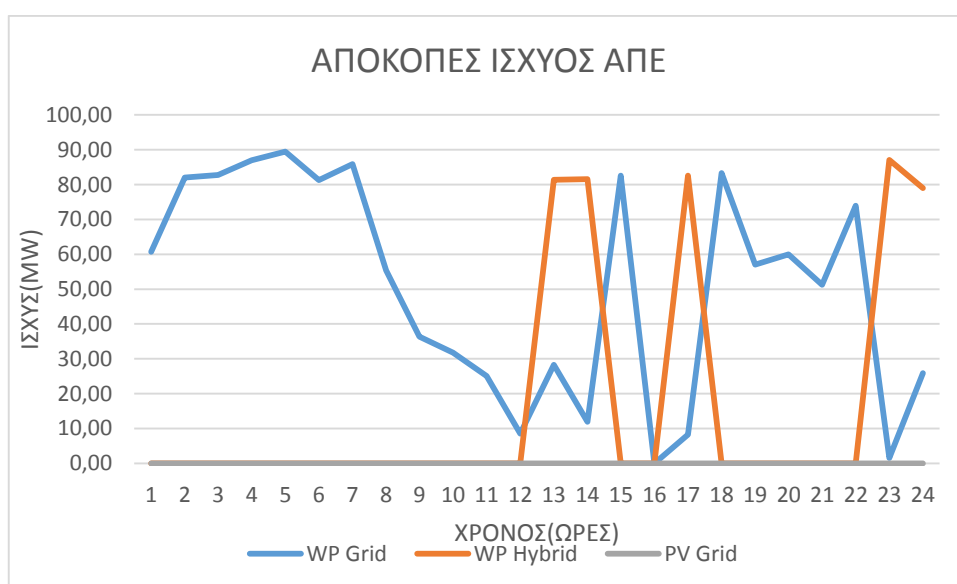
Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.5.2

Βλέπουμε μία άναρχη εικόνα στο ισοζύγιο ισχύος όπως παρουσιάζει το διάγραμμα 7.5.9 καθώς με την έγχυση αιολικής ισχύος στο δίκτυο όποτε δεν υπάρχουν ανάγκες αποθήκευσης τότε προκαλούμε περαιτέρω αύξηση των περικοπών ΑΠΕ.

Αυτό φαίνεται και στα διαγράμματα παρακάτω :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5.10



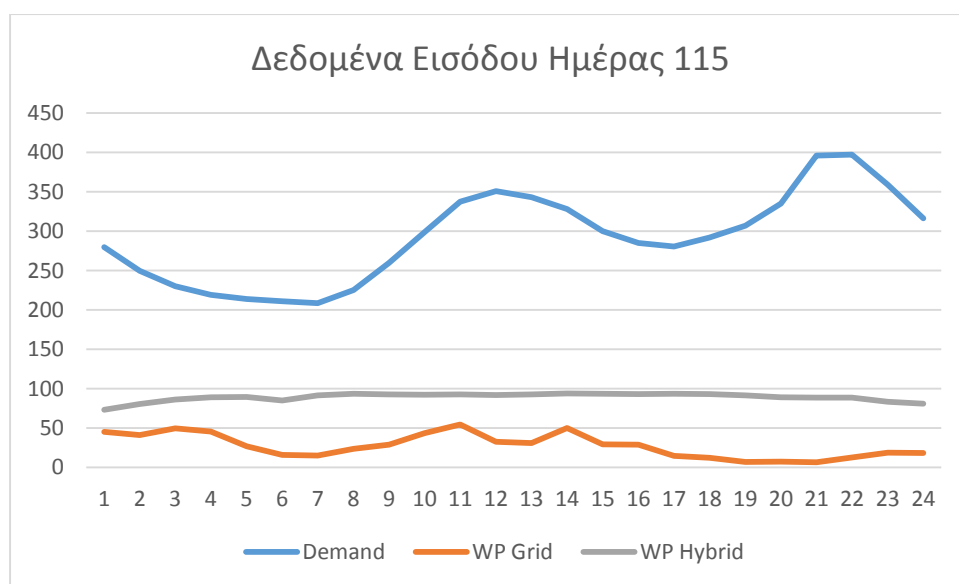
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.5.11

Συγκεκριμένα το διάγραμμα 7.5.10 δείχνει το ποσό αιολικής ισχύος που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο ενώ το 7.5.11 δείχνει τις συνολικές περικοπές ΑΠΕ ανά τύπο αιολικής ενέργειας.

Παρατηρείται ότι αποφασίζοντας να δοθεί ενέργεια απευθείας στο δίκτυο σε ημέρες χαμηλού φορτίου προκαλούνται μεγαλύτερες αποκοπές συγκριτικά με την ίδια πολιτική σε ημέρες υψηλού φορτίου. Λόγω του πολύ μικρού φορτίου φαίνεται ότι δεν είναι αναγκαία η αιολική ισχύς και έτσι περικόπτεται. Ως αποτέλεσμα συμφέρον του συστήματος και του Διαχειριστή του ΜΔΝ είναι να κρατήσει τα σενάρια λειτουργίας 1 και 2 .

7.2.6 Ημέρα Χαμηλής Ζήτησης/Χαμηλής Δυναμικότητας ΑΠΕ Δικτύου/Υψηλού Δυναμικού Α/Π ΥΒΣ (Νούμερο 115)

Η ημέρα αυτή χαρακτηρίζεται ως ημέρα χαμηλού φορτίου με χαμηλό δυναμικό των ΑΠΕ δικτύου και αλλά έχει μέγιστη δυναμικότητα των αιολικών του ΥΒΣ. Ως προς την ημέρα 8 που εξετάσαμε προηγουμένως διαφέρει ως προς την πιθανή αιολική παραγωγή εντός δικτύου. Τα δεδομένα της ημέρας παρουσιάζονται παρακάτω :



Διάγραμμα Δεδομένων 7.6.1

Η επιλεγμένη ημέρα παρουσιάζει 98% δυναμικότητα ως προς τα αιολικά του ΥΒΣ και έχουν ενδιαφέρον και άλλες τεχνικές διαχείρισης του σταθμού.

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΜΕΡΑΣ 115	ΤΙΜΗ(MWh)
Ημερήσια Ζήτηση	7025,70
Αιολικό Δυναμικό Α/Π Δικτύου	662,39
Αιολικό Δυναμικό Α/Π ΥΒΣ	2142,64
Δυναμικό Φ/Β Δικτύου	24,39

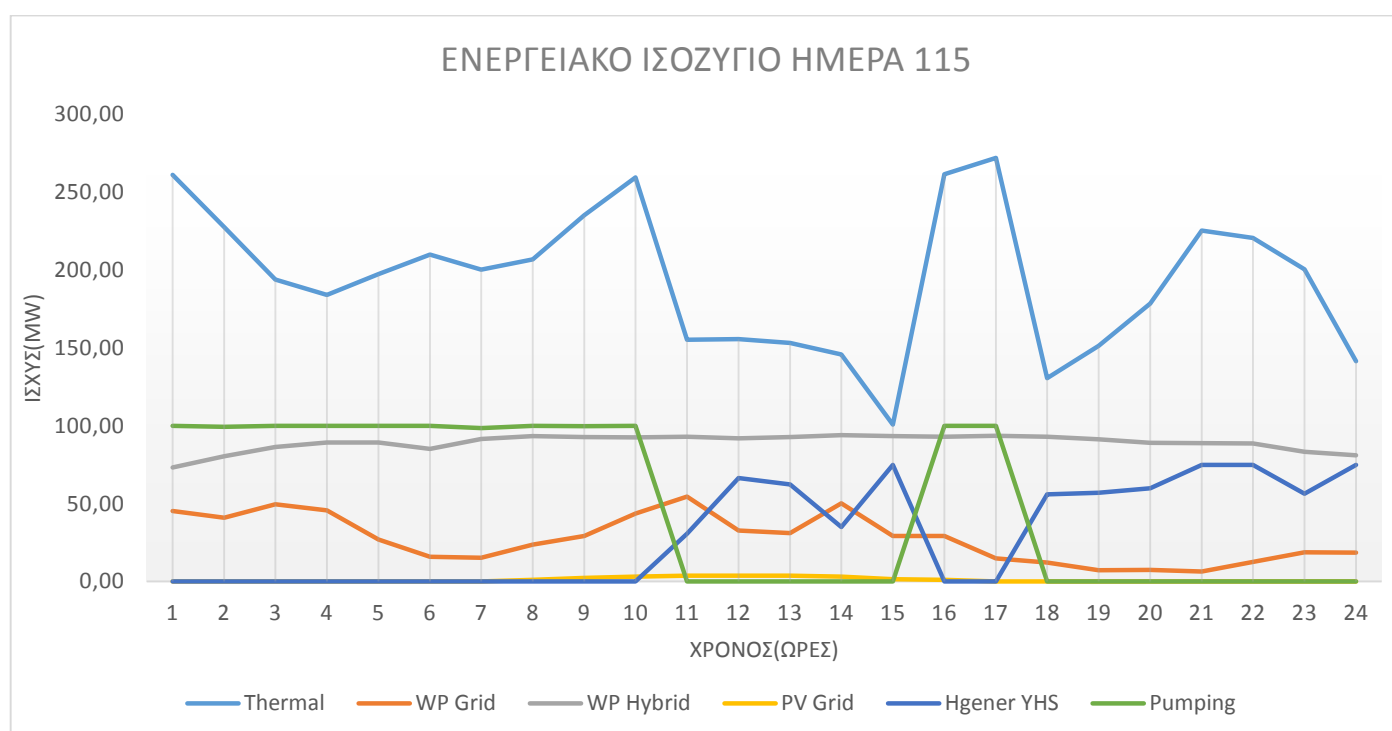
Πίνακας Δεδομένων 7.6.1

Εφαρμόζοντας τις κλασσικές πολιτικές διαχείρισης τα αποτελέσματα δεν αλλάζουν συγκριτικά με την ημέρα 8 ως προς τη διαχείριση του ΥΒΣ και την οικονομική λειτουργία

των θερμικών μονάδων. Έχοντας ουσιαστικά ελάχιστη συμμετοχή των Α/Π Δικτύου η ενεργοποίηση του ΥΒΣ για την ανάληψη ενός ποσοστού του ωριαίου φορτίου είναι επιτακτική. Ωστόσο σίγουρα θα παρουσιαστεί και αύξηση της θερμικής παραγωγής καθώς τα επίπεδα φορτίου είναι τα ίδια με την ημέρα 8 αλλά υπάρχει έλλειψη όσον αφορά τα επίπεδα παραγωγής ενέργειας εναλλακτικών μορφών.

Ωστόσο εφαρμόζοντας την πολιτική διαχείρισης 3 όπου επιτρέπεται στον ΥΒΣ πως θα αξιοποιήσει την διαθέσιμη ενέργεια του παρατηρούμε ότι κάνει μια διαφορετική διαχείριση.

Τα αποτελέσματα αυτής της τακτικής φαίνονται παρακάτω :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.6.1

Από το διάγραμμα 7.6.1 βλέπουμε ότι ο ΥΒΣ αντλεί πρωτίστως από τα διαθέσιμα του αιολικά αλλά έχοντας ορίσει μεγαλύτερες ανάγκες αποθήκευσης αντλεί ενέργεια και από το δίκτυο στις κοιλάδες της καμπύλης φορτίου παρατηρώντας έτσι την θερμική ενέργεια να ανεβαίνει σε αυτή την περίπτωση όπως συμβαίνει στο διάστημα 15-17. Η θερμική ενέργεια ανεβαίνει όχι μόνο γιατί η απένταξη του ΥΗΣ απαιτεί ένταξη θερμικών μονάδων αλλά και επειδή ένα ποσό συμβατικής ενέργειας χρησιμοποιείται για σκοπούς άντλησης. Αναλυτικά τα αποτελέσματα των βασικών διεργασιών αυτής της πολιτικής αναγράφονται στον παρακάτω πίνακα

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

ΤΙΜΗ(MWh)

ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	4670,53
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	662,39
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	2142,64
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	724,37
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	12,44
ΑΝΤΛΗΣΗ	1197,86
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΌ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	136,33
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	1081,11
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	466261

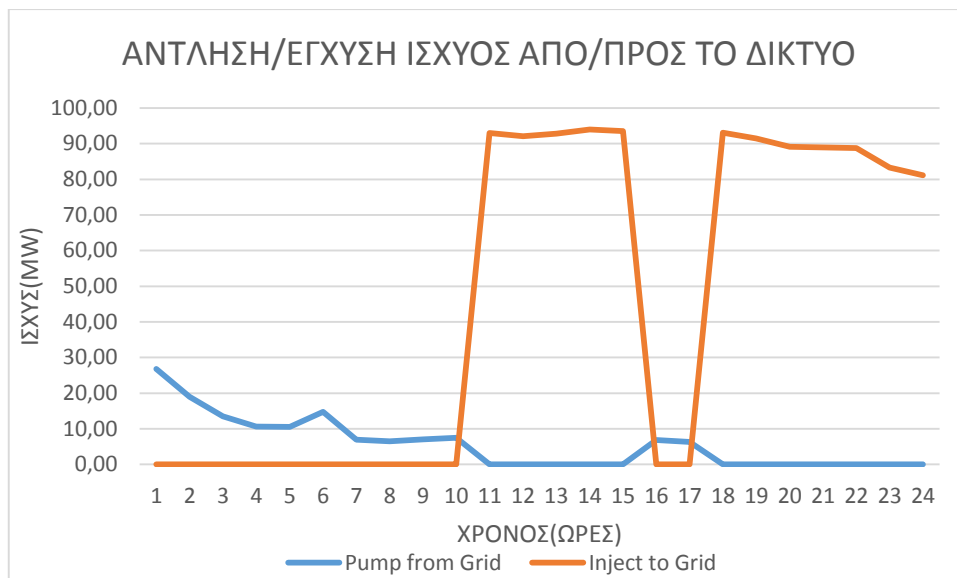
Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.6.1

Σε μία πρώτη ανάλυση των αποτελεσμάτων φαίνεται ότι ο ΥΒΣ εγχέει μεγάλο ποσοστό της διαθέσιμης του αιολικής ενέργειας (56%) ενώ την υπόλοιπη ενέργεια την χρησιμοποιεί για σκοπούς άντλησης.

Όμως παρόλο που έχει αρκετό δυναμικό την συγκεκριμένα ημέρα ο ΥΒΣ αντλεί ενέργεια και από το δίκτυο(αυτό δεν θα συνέβαινε αν είχαμε ενεργοποιήσει τον περιορισμό 34). Επίσης υπάρχει σημαντική υδροστροβιλική παραγωγή ενέργεια σε σημαντικά επίπεδα ενέργειας.

Συνήθως σε αυτή την στρατηγική ο ΥΒΣ εγχέει την αιολική ενέργεια στο δίκτυο και θέτει τους υδροστροβίλους να παράγουν ένα σταθερό ποσό ενέργειας και να συμμετέχουν στις απαιτήσεις εφεδρείας της εγχεόμενης στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

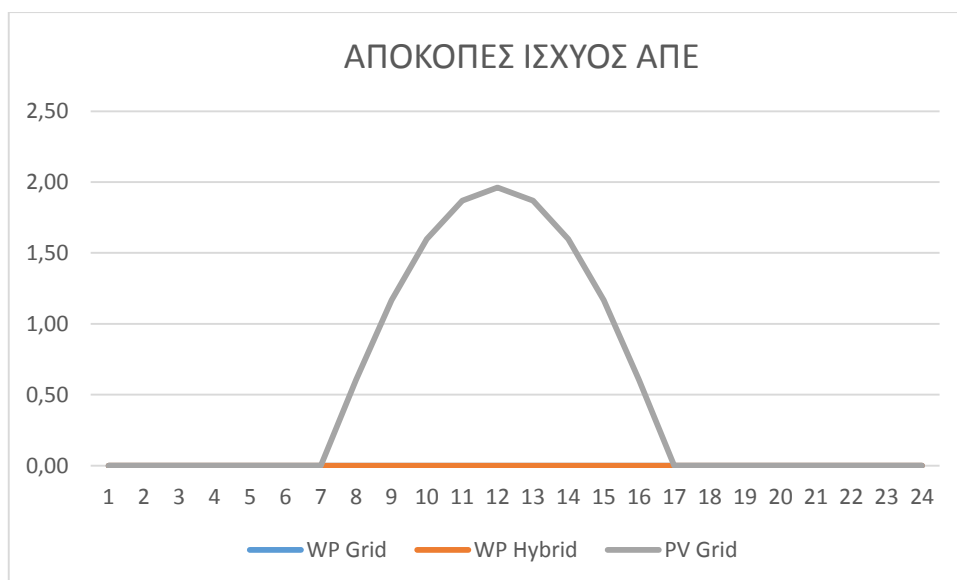
Ξεκινώντας την ανάλυση μπορεί να παρατηρηθεί ότι ο ΥΒΣ εγχέει και απορροφά ενέργεια προς και από το δίκτυο σύμφωνα με το παρακάτω διάγραμμα :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.6.2

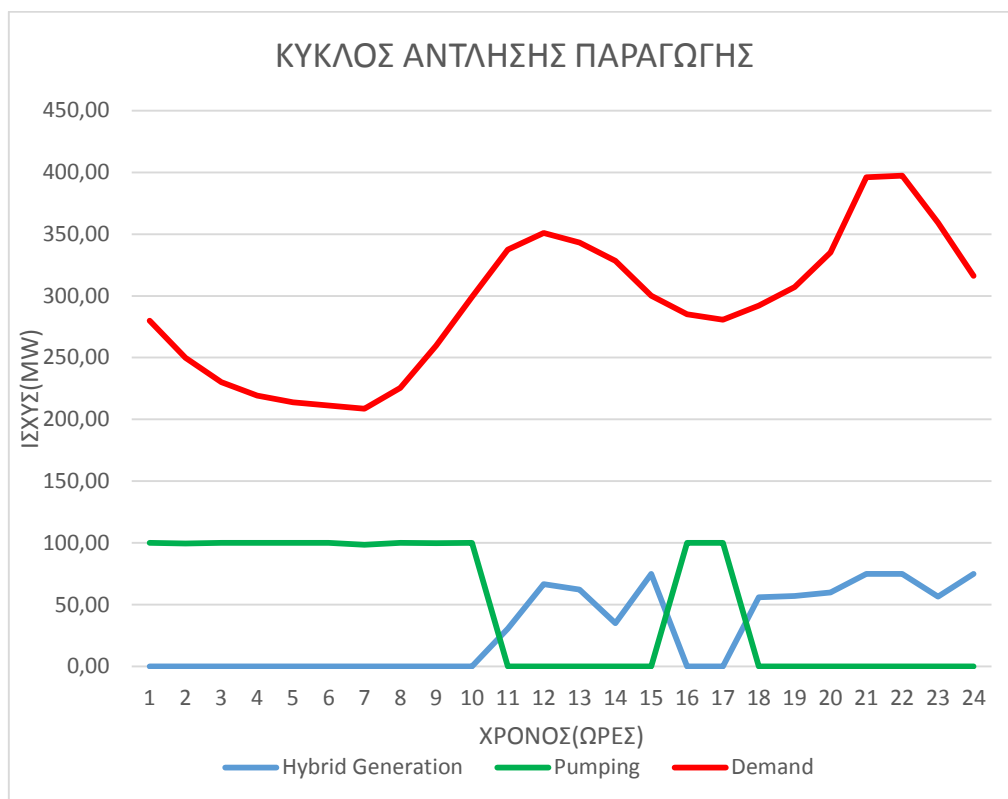
Εδώ φαίνεται ξεκάθαρα ή άντληση από το δίκτυο παρά τα υψηλά επίπεδα αιολικής ενέργειας του ΥΒΣ ενώ φαίνεται επίσης και ότι τα διαστήματα 10-15 και 17-24 έχουμε έγχυση ενέργειας στο δίκτυο για την ανάληψη σημαντικού μέρους του φορτίου.

Με αυτό τον τρόπο και την απουσία βεβαία δυναμικής παραγωγής από τα ΑΠΕ Δικτύου σημειώνεται μηδενισμός των Αποκοπών ΑΠΕ όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.6.3

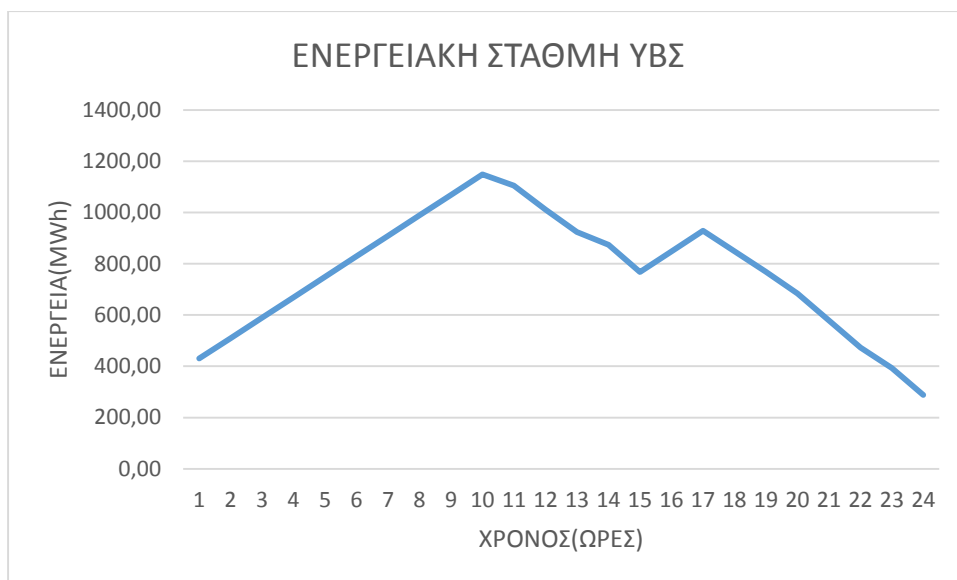
Παρατηρείται μόνο ένα ελάχιστο ποσό ενέργειας που αποκόπτεται και αυτό είναι από τα Φ/Β. Έχοντας μειώσει τις αποκοπές με αυτή την πολιτική (όπως άλλωστε έχει παρατηρηθεί και σε άλλες ημέρες) , ταυτόχρονα πετυχαίνεται και κάτι ακόμα πολύ σημαντικό το οποίο φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα που προβάλλει τη λειτουργία του ΥΒΣ συναρτήσει της καμπύλης φορτίου .



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.6.4

Αντιθέτως με τη συμπεριφορά των ΥΒΣ σε άλλες ημέρες εδώ παρόλο που εγχέει σημαντικό ποσό ενέργειας στο σύστημα παράλληλα διατηρεί και την ορθή λειτουργία του καθώς αντλεί τις ώρες χαμηλού φορτίου από 1-10 και από 16-17 ενώ σημειώνει σημαντική παραγωγή μέσω των υδροστροβίλων του τις ώρες 11-15 και 18-24. Ταυτόχρονα χρησιμοποιεί και την αιολική του ενέργεια η οποία αναλαμβάνει ένα σημαντικό ποσοστό του ωριαίου φορτίου.

Τα μεγάλα διαστήματα παραγωγής από τον ΥΗΣ οφείλονται σε μεγάλο βαθμό στο γεγονός ότι η άντληση γίνεται για μεγάλο χρονικό διάστημα γεμίζοντας ενέργεια έτσι τον ΥΒΣ κάτι που φαίνεται και από το διάγραμμα ενεργειακής στάθμης του σταθμού:



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.6.5

Παρατηρείται ότι ο σταθμός φτάνει να έχει αποθηκευμένη ενέργεια κοντά στα 1200MWh μέγεθος που υπερβαίνει μέρες που αναλύσαμε προηγουμένως. Έτσι διαθέτει περισσότερη ενέργεια και για αυτό παρατηρούνται μεγαλύτερα διαστήματα όπου ο ΥΒΣ βρίσκεται σε κατάσταση παραγωγής μέσω των ΥΗΣ. Η ενδιάμεση άντληση που παρατηρείται γίνεται για λόγους κόστους ώστε να μην απενταχθούν θερμικές μονάδες οι οποίες θα πρέπει να εκκινήσουν και πάλι για να αναλάβουν ποσοστό του φορτίου κατά τις ώρες αιχμής από 19-24. Αυτό το συμπέρασμα εξάγεται από το γεγονός ότι το διάστημα αυτό παρά την επάρκεια αιολικών για την διαδικασία αποθήκευσης υπάρχει και άντληση από το δίκτυο.

Αυτό συμβαίνει καθώς λόγω του χαμηλού φορτίου της ημέρας σε πολλά σημεία της καμπύλης οι μονάδες βάσης δουλεύουν κοντά στο τεχνικό ελάχιστο ή σε ενδιάμεσα σημεία λειτουργίας πράγμα που και είναι ακριβό σαν σημείο λειτουργίας αλλά και ελλοχεύει τον κίνδυνο να απενταχθεί η μονάδα λόγω έλλειψης ζήτησης και με μία πιθανή επανένταξη αργότερα να προστεθεί και επιπλέον κόστος για τον Διαχειριστή του Συστήματος.

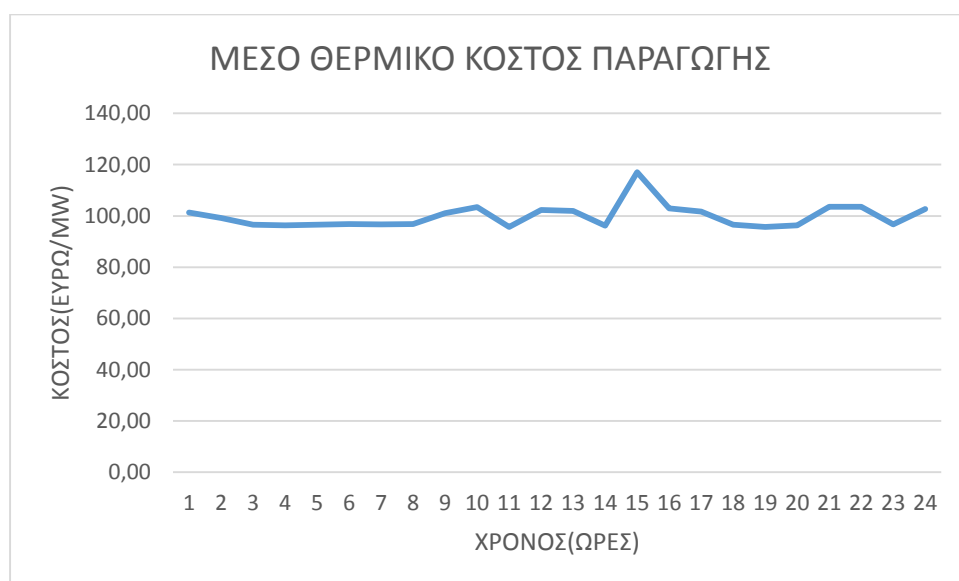
Έτσι πραγματοποιείται άντληση από τον ΥΒΣ γιατί βοηθά στην οικονομική λειτουργία των συμβατικών μονάδων. Το επιπλέον θερμικό κόστος για λόγους άντλησης είναι επιθυμητό καθώς αυτή η ενέργεια θα επιστρέψει στο δίκτυο με την διαδικασία της παραγωγής από του ΥΗΣ σε σημεία αιχμής. Αν δεν υπήρχε αυτή η εναλλακτική επιλογή για το φορτίο τις ώρες αιχμής ο διαχειριστής θα αναγκαζόταν να εντάξει κάποιες άλλες μονάδες που οικονομικά σε αυτά τα επίπεδα φορτίου θα ήταν ασύμφωρες λειτουργικά και χρηματικά.

Ένα λοιπόν πολύ σημαντικό στοιχείο στο σύστημα μας για την διαδικασία άντλησης του ΥΒΣ από το δίκτυο είναι αν το κόστος με το οποίο επιβαρύνονται οι μονάδες παραγωγής

είναι τέτοιο που όταν επιστρέψει η ενέργεια αυτή αφού πρώτα μετατραπεί από υδραυλική σε ηλεκτρική εξοικονομούνται περισσότερα χρήματα συγκριτικά με μία πιθανή συμβατική παραγωγή ισχύος στα σημεία αιχμής.

Σε αυτό συνυπολογίζονται και οι απώλειες του κύκλου άντλησης – παραγωγής που υπάρχουν. Με άλλα λόγια αν αντληθεί από το δίκτυο ένα ποσό ενέργεια για παράδειγμα 100 MWh αυτό θα αποθηκευτεί με τη μορφή υδραυλικής ενέργειας στους ταμιευτήρες νερού που έχουν απόδοση σαν συστήματα. Λογικά λοιπόν θα υπάρχουν απώλειες. Απώλειες θα υπάρξουν και κατά τη διάρκεια παραγωγής από τους υδροστροβίλους. Άρα πέρα από την οικονομικότητα λειτουργίας ελέγχεται και αν το ποσό ενέργειας που θα επιστρέψει στο δίκτυο είναι επαρκές και ικανό να καλύψει το προγραμματισμένο από το μοντέλο ποσοστό φορτίου που του αναλογεί.

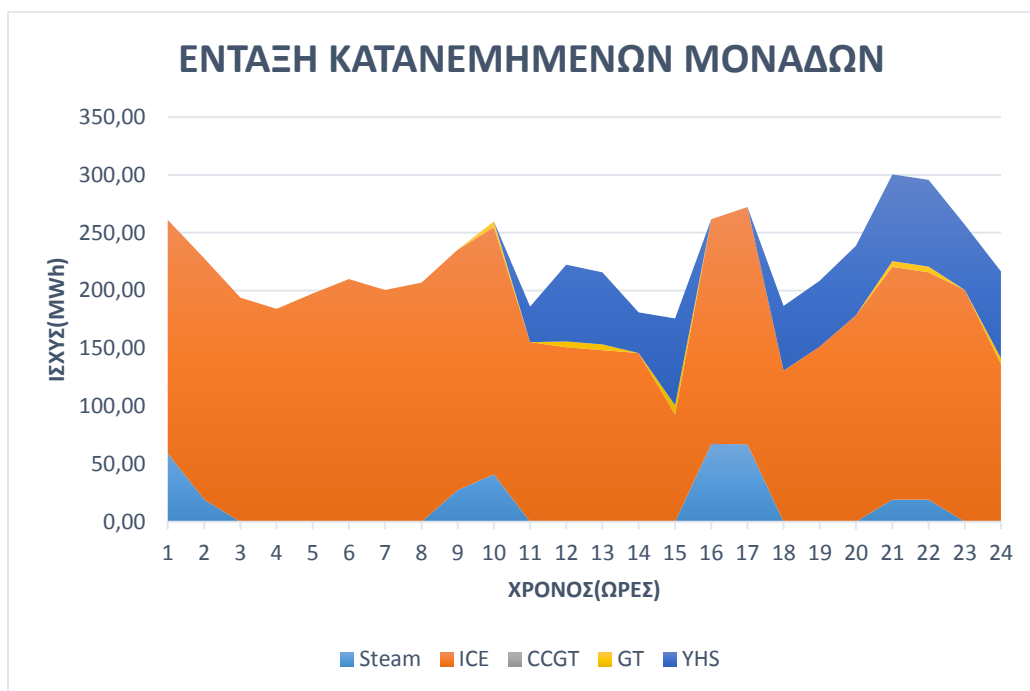
Έτσι παρατηρώντας αυτή τη διαδικασία βλέπουμε ότι είναι εκτός των άλλων πλεονεκτημάτων της και συμφέρουσα οικονομικά καθώς το θερμικό κόστος ανέρχεται στα 466.261€ ποσό αρκετά μικρότερο από τη λειτουργία του ΥΒΣ τηρώντας τους αυστηρούς κανόνες προτεραιότητας. Ως αποτέλεσμα του μικρού κόστους παρουσιάζεται το μέσο κόστος των θερμικών μονάδων



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.6.6

Παρατηρούμε ότι ακόμα και τις ώρες άντλησης από το δίκτυο το κόστος κυμαίνεται σε σταθερά επίπεδα πράγμα που δείχνει ότι αν δεν υπήρχε η αναφερόμενη αυτή διαδικασία το θερμικό κόστος δεν θα ήταν σταθερό και πιθανές μεταβολές του να επέτρεπαν και απόκλιση ως προς την παραγόμενη θερμική ενέργεια αλλά και το λειτουργικό κόστος αυτής.

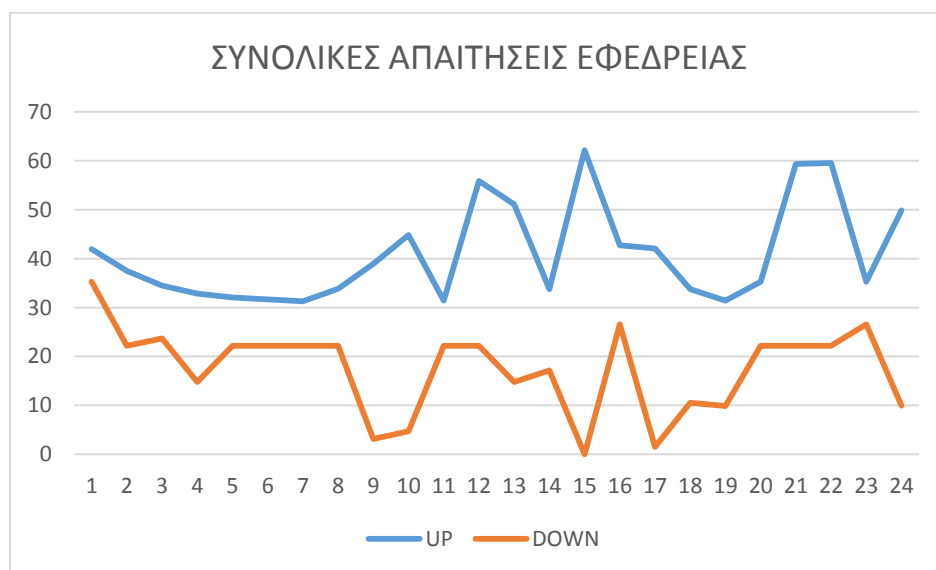
Τέλος παρουσιάζεται και η σειρά ένταξης μονάδων και των απαιτήσεων εφεδρείας του συστήματος λόγω αιολικής ενέργειας και διακύμανσης του φορτίου :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.6.7

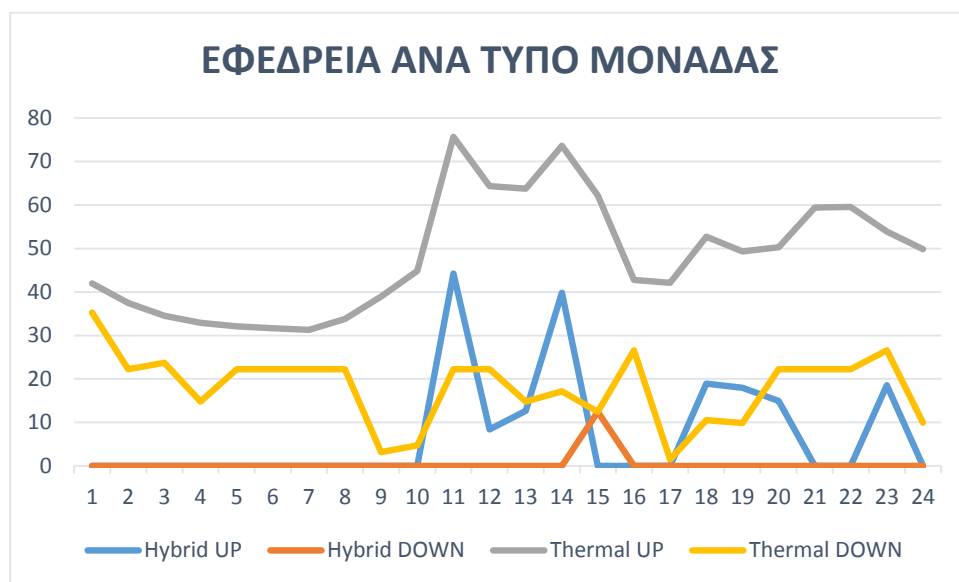
Όπως απεικονίζεται στο διάγραμμα 7.6.7 το φορτίο αναλαμβάνου κυρίως μονάδες βάσης εκτός από τις ώρες αιχμής που σημειώνεται η ένταξη των υδροστροβίλων ώστε να αποφευχθεί η είσοδος των ΑΣ.

Οι απαιτήσεις εφεδρείας είναι :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.6.8

Από το διάγραμμα 7.6.8 φαίνεται ότι υπάρχουν γενικά χαμηλές απαιτήσεις εφεδρεία αλλά μετά την έγχυση αιολικής στο δίκτυο βλέπουμε ότι υπάρχει και αύξηση των απαιτήσεων όπως αυτό είναι φυσιολογικό. Οι ανάγκες εφεδρείας μοιράζονται ως ορίζει το παρακάτω διάγραμμα :



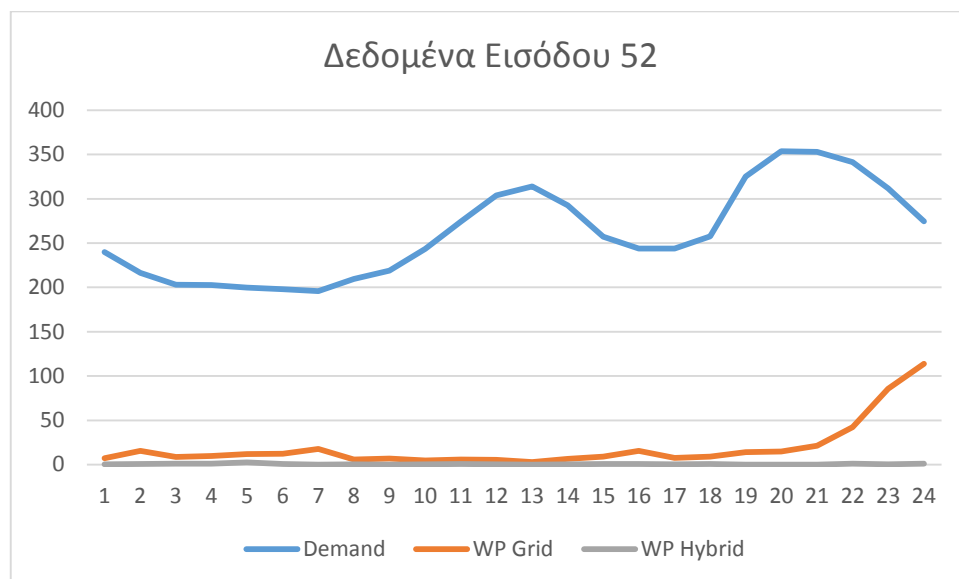
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.6.9

Βλέπουμε ότι και οι ΥΗΣ συμμετέχουν στην εφεδρεία αλλά όχι σε τόσο σημαντικά επίπεδα όπως σε αντίστοιχες πολιτικές διαχείρισης σε ημέρες υψηλού φορτίου.

Αυτό συμβαίνει καθώς η παραγωγή των θερμικών μονάδων μαζί με την στρεφόμενη εφεδρεία δεν πρέπει να υπερβαίνουν το τεχνικό μέγιστο της μονάδας. Σε ημέρες υψηλές φορτίου αυτό είναι πιθανό να συμβεί με αποτέλεσμα μεγάλο μέρος της εφεδρείας να αναλαμβάνεται από τους ΥΗΣ. Αντίθετα σε ημέρες χαμηλού φορτίου οι ανάγκες εφεδρείας λόγω εισόδου αιολικής ισχύος στο δίκτυο μπορούν να καλυφθούν και από τις θερμικές μονάδες οι οποίες δουλεύουν σε χαμηλότερα σημεία λειτουργίας.

7.2.7 Ημέρα Χαμηλής Ζήτησης /Χαμηλού Αιολικού Δυναμικού Α/Π Δικτύου και ΥΒΣ (Νούμερο 52)

Τέλος θα εξεταστεί μία ημέρα στην οποία αναμένεται ελάχιστο φορτίο και ελάχιστο αιολικό δυναμικό από πλευράς Δικτύου και ΥΒΣ. Μία τέτοια μέρα είναι και αυτή που επιλέχθηκε κατά την οποία ισχύει :



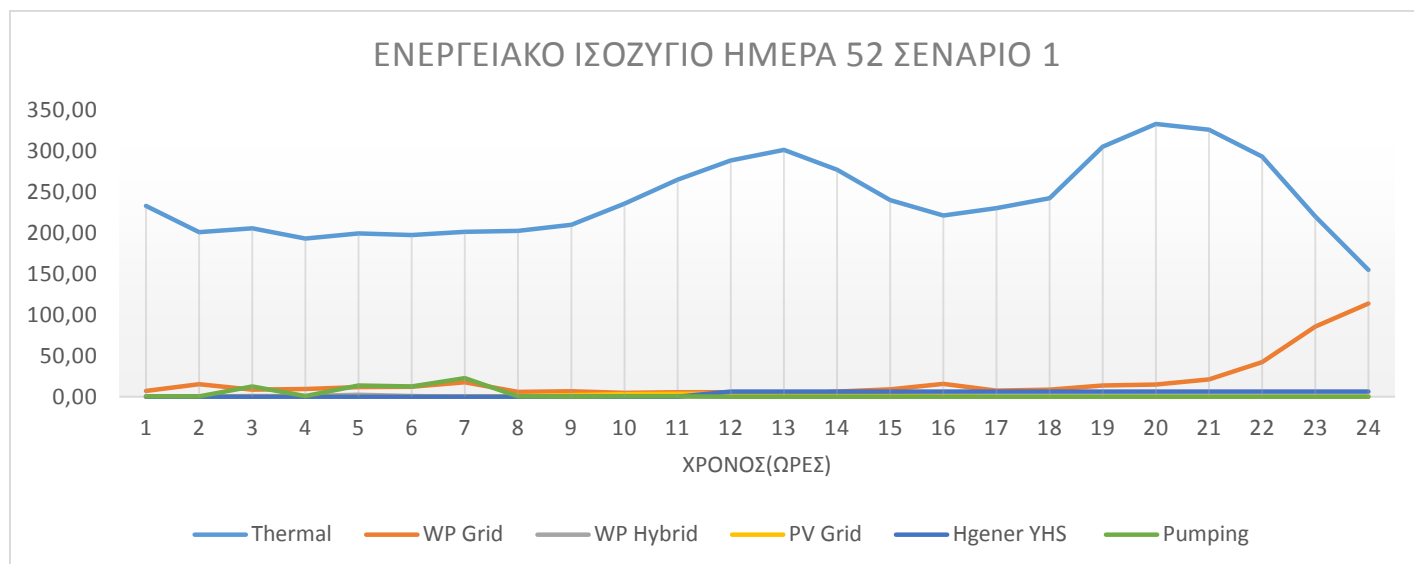
Διάγραμμα Δεδομένων 7.7.1

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΜΕΡΑΣ 52	ΤΙΜΗ(MWh)
Ημερήσια Ζήτηση	6275,60
Αιολικό Δυναμικό Α/Π Δικτύου	454,49
Αιολικό Δυναμικό Α/Π ΥΒΣ	13,77
Δυναμικό Φ/Β Δικτύου	24,16

Πίνακας Δεδομένων 7.7.1

Παρατηρείται ότι την ημέρα αυτή υπάρχει ελάχιστο φορτίο καθώς και αδυναμία παραγωγής από τα Α/Π

Εφαρμόζοντας το Σενάριο 1 για το οποίο ο σκοπός είναι να χρησιμοποιηθεί ο ΥΒΣ για βελτιστοποίηση του κόστους θερμικής παραγωγής καταγράφηκαν τα εξής :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.7.1

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	5773,25
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	454,49
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	8,06
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	81,25
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	5,71
ΑΝΤΛΗΣΗ	0,00
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠΌ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	57,54
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	579.895

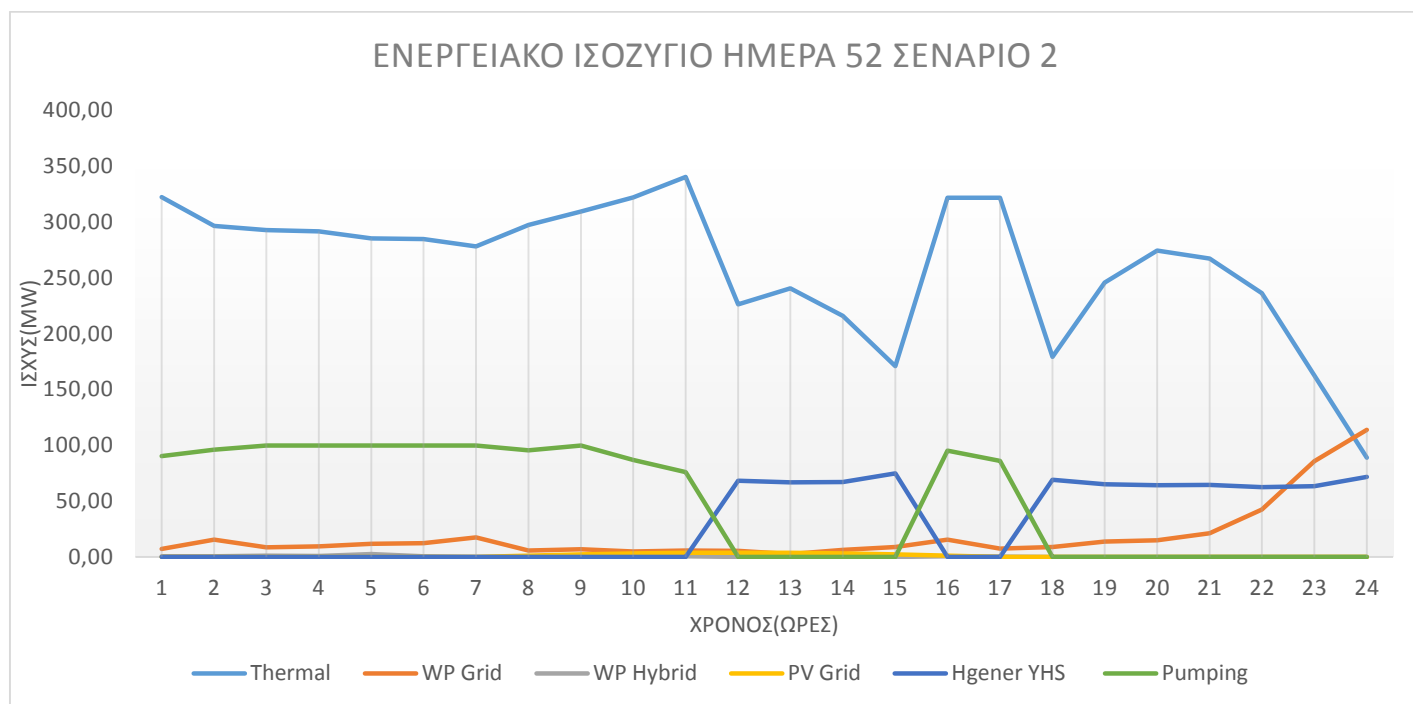
Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.7.1

Από τα παραπάνω φαίνεται ότι δεν υπάρχει καθόλου χρήση του ΥΒΣ ή άλλων πηγών ενέργειας καθώς δεν υπάρχει πιθανή παραγωγή από Α/Π η Φ/Β ενώ το δυναμικό των αιολικών του ΥΒΣ είναι πολύ μικρό με αποτέλεσμα να μην μπορεί να γίνεται άντληση ώστε να έχουμε παραγωγή.

Το μόνο σημείο όπου γίνεται άντληση είναι τις πρώτες ώρες της ημέρας όπου από το δίκτυο αντλούνται 57,54 MWh και επιστρέφουν με συνεχή παραγωγή την υπόλοιπη ημέρα μέσω του ΥΗΣ.

Συγκριτικά με το οικονομικότερο σενάριο παρουσιάζεται και η προτεραιότητα του ΥΒΣ εφαρμόζοντας το σενάριο 2

Σύμφωνα με αυτό ισχύει :



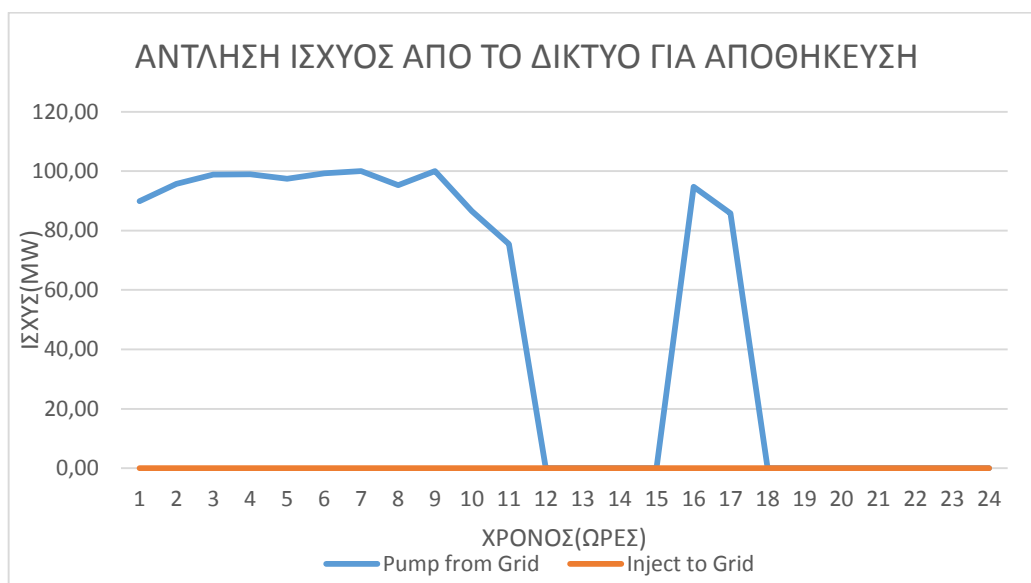
Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.7.2

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΤΙΜΗ(MWh)
ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	6275,91
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	454,49
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Α/Π ΥΒΣ	9,20
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΗΣ	738,71
ΠΕΡΙΚΟΠΕΣ ΑΠΕ	4,57
ΑΝΤΛΗΣΗ	0,00
ΑΝΤΛΗΣΗ ΑΠ'Ο ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	1217,66
ΕΓΧΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	0,00
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)	639190

Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.7.2

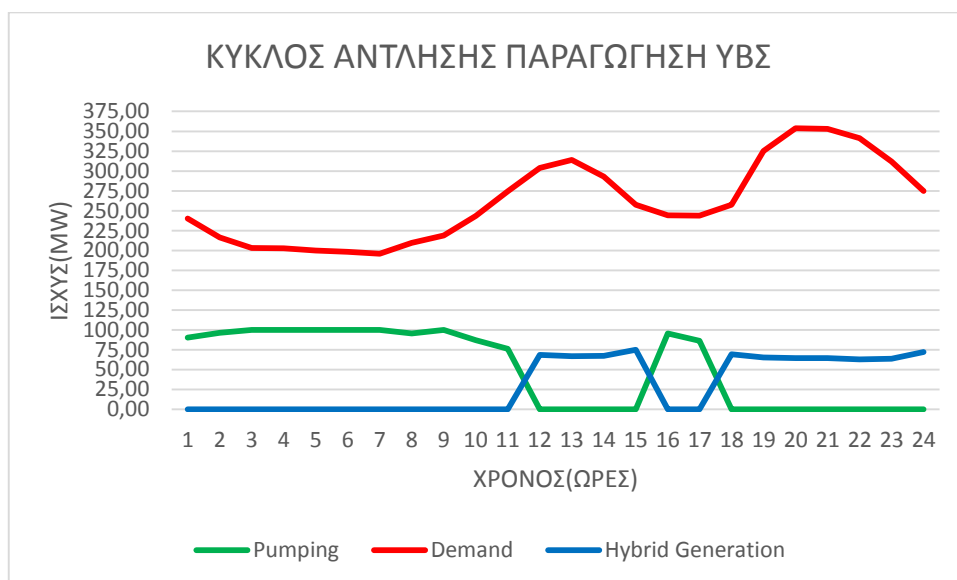
Από τα παραπάνω ευρήματα φαίνεται ότι αναγκάζοντας την χρήση του ΥΒΣ υπάρχει αύξηση του θερμικού κόστους παραγωγής και της συνολικής παραγόμενης συμβατικής ισχύος καθώς υπάρχει σημαντική άντληση ισχύος από το δίκτυο ώστε ο ΥΒΣ να

λειτουργήσει κατάλληλα σύμφωνα με τους κανόνες που έχουν οριστεί κάτι που φαίνεται και από το παρακάτω διάγραμμα .



Πίνακας Αποτελεσμάτων 7.7.3

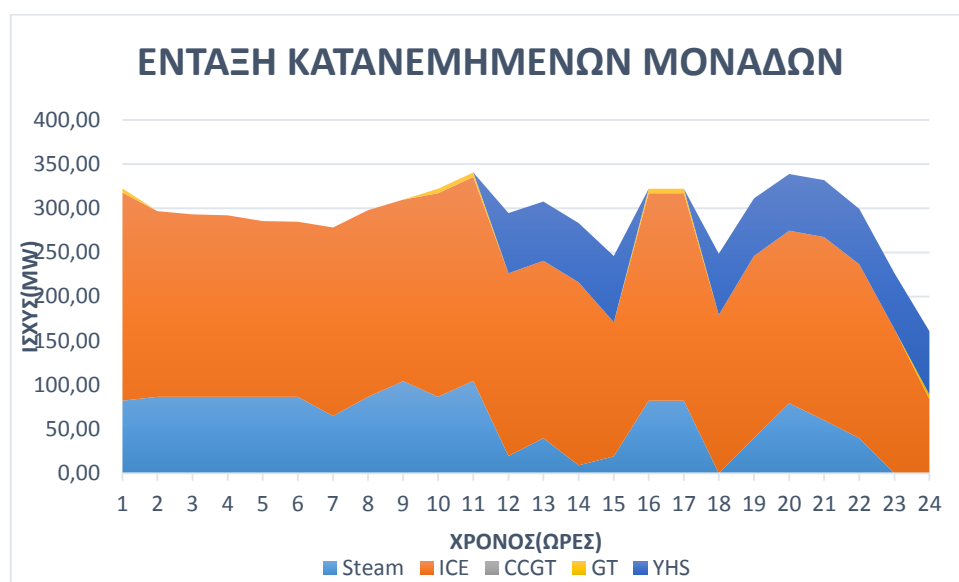
Σύμφωνα με το παραπάνω διάγραμμα(7.7.3) βλέπουμε ότι αναγκάζουμε τον ΥΒΣ να αντλήσει για να παράγει στις αιχμές του φορτίου. Αναλύοντας το παρακάτω διάγραμμα του προφίλ άντλησης – παραγωγής έχουμε :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.7.4

Από το διάγραμμα 7.7.4 βλέπουμε την σωστή ώρα άντλησης από το δίκτυο κατά τα διαστήματα χαμηλού φορτίου της καμπύλης τις ώρες 1-10 και 15-17 ενώ βλέπουμε και την παραγωγή των ΥΗΣ τις ώρες υψηλού φορτίου τα διαστήματα από 11-15 και 18-24 .

Για του λόγου το αληθές παρατίθεται και η σειρά ένταξης των κατανεμημένων μονάδων του συστήματος που βοηθάει στην κατανόηση της λειτουργίας του ΥΗΣ όσον αφορά την ανάληψή φορτίου τις ώρες αιχμής :



Διάγραμμα Αποτελεσμάτων 7.7.5

Από το παραπάνω διάγραμμα γίνεται αντιληπτό ότι το συνολικό φορτίο εξυπηρετούν οι ATM οι ΜΕΚ και ο ΥΗΣ.

Φυσικά δεν υπάρχει λόγος να αναφερθούν περικοπές ισχύος ΑΠΕ καθώς δεν υπάρχει και σημαντικό δυναμικό για να σχολιαστεί.

Τέλος θα παραλειφθεί η πολιτική διαχείρισης 3 καθώς δεν υπάρχει λόγος να την παρουσιαστεί λόγω της μη ύπαρξης διαθεσιμότητας αιολικής παραγωγής με αποτέλεσμα ο ΥΒΣ να μην διαθέτει ενέργεια για να διαχειριστεί. Άλλωστε κάτι τέτοιο φάνηκε και στο σενάριο 1 όπου η χρήση του ΥΒΣ κρίθηκε ασύμφορη ως προς την ολική παραγωγή.

Τέλος λόγω απουσίας αιολικής ισχύος και αιολικής παραγωγής και οι απαιτήσεις εφεδρείας κρίνονται αμελητέες.

7.3 Συμπεράσματα

- ❖ Η εγκατάσταση ΥΒΣ σε ένα αυτόνομο νησιωτικό σύστημα μπορεί να συνεισφέρει σημαντικά στην αύξηση της διείσδυσης ενέργειας ΑΠΕ και συνεπώς στη μείωση της συμβατικής παραγωγής και των εκπομπών CO₂. Συνεπώς, η αποθήκευση ενέργειας μεγάλης κλίμακας μέσω αντλησιοταμιευτικών συστημάτων, φαίνεται να αποτελεί σημαντικό εργαλείο για την αύξηση της διείσδυσης ενέργειας ΑΠΕ στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα, σε επίπεδα πολύ υψηλότερα από αυτά που μπορεί να επιτευχθούν αυτή τη στιγμή με την εγκατάσταση μόνον ανεμογεννητριών.
- ❖ Συγκρίνοντας τις δύο προτεραιότητες στην αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ (άντληση ή απ' ευθείας έγχυση), προέκυψε ότι όταν δίνεται προτεραιότητα στην απ' ευθείας έγχυση (κάτι που θα επιλέγεται από τον υβριδικό παραγωγό σε περίπτωση χαμηλών τιμολογήσεων για τις ενέργειές του) προκύπτουν ελαφρώς μεγαλύτερες μειώσεις της συμβατικής ενέργειας
- ❖ Πολλές ημέρες που εξετάσαμε θα ήταν αναγκαίος ένα μεγαλύτερης χωρητικότητας ΥΒΣ όπου θα είχε περιθώριο να λειτουργήσει μεγαλύτερο χρονικό διάστημα και να αντικαταστήσει ολόκληρες θερμικές μονάδες και όχι τμήμα αυτών. Έτσι και καλύτερη χρήση του ΥΒΣ θα γινόταν αλλά και οικονομικότερο αποτέλεσμα θα είχαμε καθώς πολλές μονάδες δεν θα ενεργοποιούνταν μέσα στην ημέρα. Άλλες μέρες πάλι υπήρχε πλεόνασμα ισχύος από μεριά ΥΒΣ.
- ❖ Η άντληση σε όλες τις περιπτώσεις γίνεται σε ώρες χαμηλού φορτίου ώστε να υπάρχει διαθέσιμη ενέργεια κατά τις ώρες αιχμής. Αυτή είναι και η βασική λειτουργία του ΥΒΣ όσον αφορά τη σειρά ένταξης μονάδων στη παραγωγική διαδικασία.
- ❖ Πολλές φορές είναι οικονομικότερο το σενάριο της υδροαιολικής συνεργασίας καθώς και τις περικοπές μειώνει και εφεδρεία παρέχεται από τον ΥΗΣ αλλά και το κόστος είναι μικρότερο. Αυτό συμβαίνει κυρίως τις ημέρες υψηλού φορτίου. Τις ημέρες χαμηλού φορτίου υπάρχει κίνδυνος απόρριψης αιολικής ενέργειας λόγω των χαμηλών αναγκών ενώ και η προτεραιότητα του ΥΒΣ μειώνει τη συμμετοχή των θερμικών μονάδων σε ακριβά επίπεδα λειτουργίας.
- ❖ Η άντληση από το δίκτυο κατά το σενάριο 1 ή σε όποια άλλη περίπτωση γίνεται χωρίς να την επιβάλλουμε μέσω αυστηρής προτεραιότητας του ΥΒΣ έχει ένα σκεπτικό. Οι Συμβατικές μονάδες παράγουν επιπλέον ποσό ενέργειας σε μία συγκεκριμένη τιμή και αυτό το ποσό επιστρέφει σε ώρες αιχμής όπου αν υπήρχε ανάγκη παραγωγής θερμικής ενέργειας θα ήταν ακριβότερη. Με αυτό τον τρόπο είναι δυνατό να εξοικονομήσουμε μεγάλα ποσά χρημάτων και καυσίμου.

- ❖ Σημειώνεται ωστόσο ότι το ποσό που αντλείται από το δίκτυο δεν είναι το ίδιο με αυτό που επιστρέφει καθώς κατά τον κύκλο αποθήκευση–παραγωγή υπάρχουν απώλειες μετατροπής από μορφή υδραυλικής ενέργειας σε ηλεκτρική και αντίθετα.
- ❖ Μέρες υψηλού φορτίου και υψηλού αιολικού δυναμικού μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε τον ΥΒΣ σε μεγάλο βαθμό εξυπηρετώντας έτσι κυρίως τους ΑΣ που αναλαμβάνουν το φορτίο αιχμής.
- ❖ 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 αεροστροβίλων, 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.
- ❖ Σημειώνεται ότι ο μοναδικός υπεύθυνος ήταν ο Διαχειριστής του ΜΔΝ καθώς δεν υπήρχε ανεξάρτητος παραγωγός. Με αυτό τον τρόπο υπάρχει η δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί ο ΥΒΣ προς όφελος του συστήματος και όχι να υπάρχει κάποια δεσμευτική σύμβαση ανάμεσα σε διαφορετικά εμπλεκόμενα μέρη.
- ❖ Οικονομικά επικερδέστερο σενάριο λειτουργίας αναδείχθηκε το σενάριο όπου το ποσοστό της υδροαιολικής συνεργασίας ήταν αυξημένο και η αντλούμενη ενέργεια από το Δίκτυο περιορισμένη.
- ❖ Σε κάθε περίπτωση, η ένταξη ΥΒΣ αξιόλογου μεγέθους σε αυτόνομα νησιωτικά συστήματα αυξάνει σημαντικά την πολυπλοκότητα διαχείρισής τους. Προϋπόθεση για τον σκοπό αυτόν αποτελεί αφενός η θεσμοθέτηση κατάλληλων διαδικασιών και αφετέρου η ύπαρξη Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας για την αυτοματοποίηση της παρακολούθησης και διαχείρισης των τοπικών συστημάτων παραγωγής, συμβατικών και ανανεώσιμων. Τα σχετικά ζητήματα οφείλουν να αντιμετωπιστούν με συστηματικό τρόπο στο πλαίσιο του Κώδικα Διαχείρισης των ΜΔΝ, σε συνεργασία με τον αρμόδιο.
- ❖ Η διαμόρφωση ΥΒΣ με δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης (με διπλό αγωγό ή με έναν αγωγό και διακλάδωση, δηλαδή δυνατότητα τοπικής

διακίνησης νερού μεταξύ αντλιών και στροβίλων) είναι σαφώς προτιμητέα, αφού θα επιτυγχάνεται σε κάθε περίπτωση ικανοποιητικός βαθμός αξιοποίησης της παραγωγής των Α/Π του ΥΒΣ.

- ❖ Η ένταξη ΥΒΣ σημαντικού μεγέθους στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα θα οδηγήσει σε καταστάσεις λειτουργίας με εξαιρετικά αυξημένη στιγμιαία διείσδυση αιολικής ισχύος, πολύ πάνω από τα σημερινά αποδεκτά επίπεδα. Για το σκοπό αυτό απαιτείται η υιοθέτηση τεχνικών λύσεων ελέγχου και προστασίας των επιμέρους συνιστωσών (Α/Γ, αντλιών, στροβίλων), οι οποίες πρέπει να αποτελέσουν αντικείμενο ιδιαίτερης διερεύνησης.

Βιβλιογραφία

1. Nikos Hatziargyriou, 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 μαγνητικά 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 λοιπές διατάξεις," *Εφημερίς της κυβερνήσεως 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. Hatziargyriou, 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 κα 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 Closedloop 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 Ikaria, 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, Αθينا: 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 Εργού 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.

