



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

Τμ. Ηλεκτρονικών Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Με θέμα:

***ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ & ΒΕΛΤΙΣΤΗ
ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟΤΕΛΟΥΜΕΝΟ ΑΠΟ
ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ ΚΑΙ ΑΝΑΣΤΡΕΨΙΜΟ ΥΗΕ-
ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ***

Της φοιτήτριας

Ευαγγελίας Σκάρλου

Επιβλέπων:

Καθηγητής Γεώργιος Σταυρακάκης

Χανιά, 2008

Στην Οικογένεια μου,

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΩΝ

kWh: κιλοβατώρα

kW: κιλοβάτ

MW: μεγαβάτ

MWh: μεγαβατώρα

A/Γ: Ανεμογεννήτριες

ΑΠΕ: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

ΔΕΗ: Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού

Ε.Ε.: Ευρωπαϊκή Ένωση

Κ.Π.Α.: Καθαρή Παρούσα Αξία

ΚΑΠΕ: Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

ΚΥΑ: Κοινή Υπουργική Απόφαση

ΜΥΗΕ: Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα

ΟΤΑ: Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης

Π.Π.Ε.Α: Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση

Π.Π.Ε: Προμελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων

ΡΑΕ: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

ΥΗΕ: Υδροηλεκτρικά Έργα

Φ/Β: Φωτοβολταϊκό Σύστημα

Ε.Μ.Π.: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

ΣΗΕ: Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΗΜΜΥ: Ηλεκτρονικοί Μηχανικοί και Μηχανικοί Υπολογιστών

ΚΤΡ: Καθαρές Ταμειακές Ροές

ΚΠΑ: Καθαρή Παρούσα Αξία

ΑΛΚ: Ακαθάριστο Λειτουργικό Κέρδος

ΚΛΚ: Καθαρό Λειτουργικό Κέρδος

ΚΚΠΦ: Καθαρό Κέρδος Προ Φόρων

ΚΚΜΦ: Καθαρό Κέρδος Μετά Φόρων

ΘΗΣ: Θερμοηλεκτρικός Σταθμός

ΥΒΣ: Υβριδικός Σταθμός

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στο Τμήμα Ηλεκτρονικών Μηχανικών και Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών του Πολυτεχνείου Κρήτης, στα πλαίσια του μαθήματος Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας- ΗΡΥ 416, υπό την επίβλεψη του Καθηγητή Γεωργίου Σταυρακάκη. Η εκκίνηση της διπλωματικής εργασίας τοποθετείται χρονικά τον Νοέμβριο του 2007.

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον καθηγητή μου Γ. Σταυρακάκη για τις γνώσεις και την στήριξη που μου προσέφερε κατά την εκπόνηση της εργασίας. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω την Κα Τριανταφυλλιά Νικολάου, Υπ. Διδάκτορα του Πολυτεχνείου Κρήτης για τις πολύτιμες συμβουλές και την βοήθεια της, καθώς και τον Κο Ιωάννη Σκιά Διπλ. Μηχανολόγο Μηχ/κο για την συμβολή του στο υπολογιστικό τμήμα της διπλωματικής.

Ιούλιος 2008

Ευαγγελία Σκάρλου

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΩΝ	3
ΠΡΟΛΟΓΟΣ	4
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ.....	5
ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ	9
ΛΙΣΤΑ ΣΧΗΜΑΤΩΝ	10
ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	12
1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	14
1.1. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας –Ορισμός.....	14
1.2. Η συνεισφορά των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο.....	15
1.3. Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ	16
1.4. Ορισμός Υβριδικών Σταθμών	18
1.5. Η ανάγκη για αποθήκευση της ενέργειας	19
1.5.1. Μπαταρίες.....	19
1.5.2. Στοιχεία καυσίμου (fuel cell).....	20
1.5.3. Υδραυλικοί Πνευματικοί Συσσωρευτές	20
1.5.4. Σφόνδυλοι.....	21
1.6. Αναστρέψιμα ΥΗΕ -βιβλιογραφική ανασκόπηση.....	21
1.7. Εφαρμογή των Αναστρέψιμων ΥΗΕ	23
1.7.1. Αναστρέψιμα ΥΗΕ σε παγκόσμιο και ευρωπαϊκό επίπεδο.....	23
1.7.2. Αναστρέψιμα ΥΗΕ στην Ελλάδα-η περίπτωση της Ικαρίας.....	23
2. ΘΕΣΜΙΚΟ ΚΑΙ ΑΔΕΙΟΔΟΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ.....	28
2.1. Η Ευρωπαϊκή Οδηγία 2001/77/ΕΚ.....	28
2.2. Η Ελληνική Νομοθεσία.....	29
2.2.1. Ιστορική αναδρομή της νομοθεσίας για τις ΑΠΕ	29
2.2.2. Ο Νόμος 3468/2006	33
2.2.3. Χωροταξικός σχεδιασμός για τις ΑΠΕ	34
2.3. Η νέα αδειοδοτική διαδικασία.....	34
2.4. Πορεία υλοποίησης έργων ΑΠΕ.....	39
2.5. Προοπτικές	44

3.	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....	47
3.1.	Τα μέρη του υβριδικού σταθμού	47
3.2.	Γενικές αρχές λειτουργίας.....	48
3.2.1.	Εκμετάλλευση της απορριπτόμενης ισχύος από τα Α/Π.....	49
3.2.2.	Εκμετάλλευση όλης της παραγόμενης από τα Α/Π ισχύος.....	50
4.	ΤΟ ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ	51
4.1.	Χρονοσειρές ισχύος φορτίου.....	51
4.2.	Προβλέψεις για την εξέλιξη της ζήτησης	56
4.3.	Υφιστάμενες συμβατικές μονάδες και τυπική σειρά ένταξης.....	58
4.4.	Είδος καυσίμου και ειδική κατανάλωση των συμβατικών μονάδων	59
4.5.	Ωρες αιχμής φορτίου.....	60
4.6.	Μέγιστη επιτρεπόμενη ωριαία διείσδυση μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ	61
4.7.	Ρύθμιση συχνότητας από τις συμβατικές μονάδες του Υβριδικού.....	61
4.8.	Κόστος μονάδων βάσης	62
4.8.1.	Μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των μονάδων βάσης	62
4.8.2.	Κόστος κατασκευής και θέσης σε λειτουργία νέου συμβατικού σταθμού.....	62
4.8.3.	Σταθερό κόστος λειτουργίας του συμβατικού σταθμού.....	62
5.	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ.....	64
5.1.	Επενδυτικό Σχέδιο-Ορισμός.....	64
5.2.	Χαρακτηριστικά επένδυσης	65
5.2.1.	Υπολογισμός των Καθαρών Ταμειακών Ροών.....	65
5.2.2.	Περίπτωση επένδυσης μόνο με ίδια κεφάλαια	67
5.2.3.	Περίπτωση επένδυσης με ίδια και δανειακά κεφάλαια.....	67
5.3.	Κριτήρια αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων	68
5.3.1.	Κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ)	68
5.3.2.	Κριτήριο του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (ΕΒΑ)	70
5.3.3.	Κριτήριο της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής (ΕΠΑ)	71
6.	ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΕ MATLAB	72
6.1.	Κύρια τμήματα του Υβριδικού Σταθμού	72
6.2.	Μαθηματικό υπόβαθρο	73
6.2.1.	Αντλητική εγκατάσταση.....	73

6.2.2.	Προσομοίωση της λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης	81
6.2.3.	Παραγωγή εγγυημένης ισχύος	86
6.2.4.	Σύγχρονοι τύποι υδροστροβίλων	88
6.2.5.	Προσομοίωση της παραγωγής εγγυημένης ισχύος	90
6.3.	Δεδομένα-παράμετροι.....	91
6.3.1.	Ανεμολογικά δεδομένα	91
6.3.2.	Χαρακτηριστικές καμπύλες Α/Γ	91
6.4.	Οικονομικά στοιχεία του έργου.....	91
6.5.	Πρόγραμμα προσομοίωσης.....	93
7.	ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ	95
7.1.	Εισαγωγή.....	95
7.2.	Βασικά δεδομένα	95
7.2.1.	Η χρονοσειρά της ταχύτητας του ανέμου.....	95
7.2.2.	Η αιολική παραγωγή	96
7.2.3.	Η υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής.....	96
7.2.4.	Το μήκος των αγωγών μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής.....	96
7.2.5.	Το χρονικό διάστημα παραγωγής της εγγυημένης ενέργειας.....	97
7.3.	Περιορισμοί.....	97
7.3.1.	Περιορισμοί αντλητικού συστήματος	97
7.3.2.	Περιορισμοί της ισχύουσας νομοθεσίας	97
7.4.	Άλλοι παράμετροι.....	99
7.4.1.	Ο λόγος τιμής πώλησης προς τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας (Sell-to-purchase electricity price ratio) R_p	99
7.4.2.	Ο λόγος της απορροφούμενης από το δίκτυο προς την παραγόμενη από τον Υβριδικό Σταθμό ενέργεια (Supplementary to produced energy) R_s	101
7.5.	Κριτήρια βελτιστοποίησης	101
7.5.1.	Ο λόγος αποθηκευμένη προς παραγόμενη από το Α/Π ενέργεια	101
7.5.2.	Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία	101
8.	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	104
8.1.	Μεθοδολογία και διαδικασία βελτιστοποίησης.....	104
8.2.	Γενικά αποτελέσματα βελτιστοποίησης.....	105

8.3.	Αναλυτικά αποτελέσματα βελτιστοποίησης	107
8.3.1.	Για τον ΥΒΣ 1	107
8.3.2.	Για τον ΥΒΣ 2	117
8.4.	Μελλοντικά σενάρια	126
8.4.1.	Για τον ΥΒΣ 1	126
8.4.2.	Για τον ΥΒΣ 2	127
9.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	129
10.	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	133
11.	ΔΙΚΤΥΑΚΟΙ ΤΟΠΟΙ	137
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ	138

ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1-1: Ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ 2001 – 2006 (MW)[Πηγή ΡΑΕ].....	17
Πίνακας 1-2: Τα τμήματα του υβριδικού σταθμού στην Ικαρία.	25
Πίνακας 2-1: Απαιτήσεις εγκατάστασης ΑΠΕ για επίτευξη στόχου 2010	29
Πίνακας 2-2: Πορεία Υλοποίησης Έργων ΑΠΕ (Στοιχεία ΡΑΕ, 31-08-07).....	42
Πίνακας 2-3: Στάδιο αδειοδοτικής διαδικασίας έργων ΑΠΕ ανά τεχνολογία και ανά Περιφέρεια	43
Πίνακας 2-4: Εκτιμήσεις χρονικής εξέλιξης μεγεθών των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.....	46
Πίνακας 4-1: Θερμικοί Σταθμοί Κρήτης-Μέγιστη δυναμικότητα και τεχνικό ελάχιστο μονάδων.....	52
Πίνακας 4-2: Θερμικοί Σταθμοί Κρήτης- Ειδική κατανάλωση θερμοηλεκτρικών μονάδων.....	53
Πίνακας 4-3: Θερμικοί Σταθμοί Κρήτης- Υπό ένταξη νέες μονάδες	54
Πίνακας 4-4: Υφιστάμενοι Σταθμοί ΑΠΕ στην Κρήτη	55
Πίνακας 4-5: Προβλέψεις της εξέλιξης της ζήτησης του ΣΗΕ Κρήτης.....	56
Πίνακας 5-1: Κριτήριο της ΚΠΑ	69
Πίνακας 5-2: Κριτήριο του ΕΒΑ	70
Πίνακας 6-1: Χαρακτηριστικές καμπύλες αντλιών σε αδιάστατη μορφή	82
Πίνακας 6-2: Ανάλυση αρχικού κόστους του αντλησιοταμιευτικού συστήματος	92
Πίνακας 6-3: Λειτουργικά κόστη και κόστη συντήρησης της επένδυσης	92
Πίνακας 8-1: Όρια και βήματα των παραμέτρων βελτιστοποίησης	104
Πίνακας 8-2: Βέλτιστη διαστασιολόγηση του Υβριδικού Σταθμού με κριτήριο την ανηγμένη Κ.Π.Α.....	105
Πίνακας 8-3: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης για αντλίες σταθερών στροφών	108
Πίνακας 8-4: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης για αντλίες μεταβλητών στροφών.....	109

ΛΙΣΤΑ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

Σχήμα 1-1: ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα (3x 105 MW/1985-86/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ)	24
Σχήμα 1-2: Θησαυρού στο Νέστο (3x127 MW/1998/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ).....	24
Σχήμα 1-3: Οι αναστρέψιμες μονάδες στο ΥΗΕ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα.....	25
Σχήμα 1-4: Τομή της τοποθεσίας εγκατάστασης του υβριδικού σταθμού, θέσεις ταμιευτήρων και σταθμών.	26
Σχήμα 1-5: Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας του Αναστρέψιμου ΥΗΣ στην Ικαρία	27
Σχήμα 1-6: Άντληση με χρήση της περίσσειας ενέργειας από τα Α/Π (100% ΑΠΕ)	27
Σχήμα 2-1: Η αδειοδοτική διαδικασία έργων ΑΠΕ	39
Σχήμα 3-1: Σύστημα αντλησιοταμίευσης με δύο ταμιευτήρες.	47
Σχήμα 4-1: Η ημερήσια διακύμανση μέγιστου και ελάχιστου φορτίου του ΣΗΕ Κρήτης για το 2006.....	56
Σχήμα 4-2: Προβλέψεις αιχμής ζήτησης για το ΣΗΕ Κρήτης.....	57
Σχήμα 4-3: Προβλέψεις συνολικής ζήτησης για το ΣΗΕ Κρήτης	57
Σχήμα 4-4: Ημερήσια κατανομή φορτίου τους χειμερινούς μήνες.....	60
Σχήμα 4-5: Ημερήσια κατανομή φορτίου κατά τους θερινούς μήνες.....	61
Σχήμα 6-1: Κύρια τμήματα του Υβριδικού Σταθμού.....	72
Σχήμα 6-2: Σχηματική διάταξη απλής αντλητικής εγκατάστασης	74
Σχήμα 6-3: Εύρεση του σημείου λειτουργίας αντλητικής εγκατάστασης.....	77
Σχήμα 6-4: Σχηματική διάταξη παράλληλα συνδεδεμένων αντλιών. Καθορισμός του σημείου λειτουργίας της εγκατάστασης.	81
Σχήμα 6-5: Αδιάστατο ύψος της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.	83
Σχήμα 6-6: Βαθμός απόδοσης της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.	83
Σχήμα 6-7: Αξιοποίηση της υδραυλικής πτώσης σε εγκατάσταση υδροστροβίλου (α) αντιδράσεως και (β) δράσεως.....	87
Σχήμα 6-8: Υδροστροβίλος Pelton, Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών Ε.Μ.Π.....	89
Σχήμα 6-9: Σχηματική διάταξη υδ/λων α) Pelton β) Turgo και γ) Cross Flow	90
Σχήμα 6-10: Χαρακτηριστική καμπύλη τυπικής Α/Γ 600 kW	91
Σχήμα 7-1: Η χρονοσειρά της αιολικής παραγωγής για ένα έτος.....	96

Σχήμα 8-1: Ανηγμένη Κ.Π.Α. συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=23$	111
Σχήμα 8-2: Ανηγμένη Κ.Π.Α. συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=23$, $NP=17$	111
Σχήμα 8-3: Λόγος αποθηκευμένης προς παραγόμενης ενέργειας από Α/Π (Re) συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=23$	113
Σχήμα 8-4: Λόγος αποθηκευμένης προς παραγόμενης ενέργειας από Α/Π (Re) συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=23$, $NP=17$	113
Σχήμα 8-5: Ετήσια χρονική μεταβολή όγκου νερού ταμιευτήρα για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=23$	115
Σχήμα 8-6: Ετήσια χρονική μεταβολή όγκου νερού ταμιευτήρα για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=23$, $NP=17$	115
Σχήμα 8-7: Ανηγμένη Κ.Π.Α. συναρτήσει του R_S και του R_E για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=23$, κατόπιν γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των σημείων.	116
Σχήμα 8-8: Ανηγμένη Κ.Π.Α. συναρτήσει του R_S και του R_E για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=23$, $NP=17$, κατόπιν γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των σημείων.	116
Σχήμα 8-9: Μεταβολή της ανηγμένης Κ.Π.Α. συναρτήσει του λόγου τιμής πώλησης προς τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, R_p	127

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μοντελοποίηση σε MATLAB YBΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που συνδυάζει την αιολική και υδροηλεκτρική ενέργεια με στόχο την παροχή εγγυημένης ισχύος στο αυτόνομο ΣΗΕ Κρήτης, καθώς και η οικονομική ανάλυση του έργου.

Σε παλαιότερες εργασίες [3][4][6][11][12] μελετήθηκαν εκτενώς YBΣ, όπου το σύστημα αντλησιοταμίευσης αποθήκευε την απορριπτόμενη ενέργεια από τα Αιολικά Πάρκα, την οποία στη συνέχεια χρησιμοποιούσε για τη λειτουργία υδροστροβίλου και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στην παρούσα εργασία μοντελοποιείται YBΣ στο οποίο το αιολικό πάρκο θα παρέχει ενέργεια αποκλειστικά για το αναστρέψιμο ΥΗΕ, με στόχο την παραγωγή εγγυημένης ηλεκτρικής ενέργειας. Το αναστρέψιμο ΥΗΕ θα αποθηκεύει ενέργεια, αξιοποιώντας:

- Την παραγόμενη ενέργεια του αιολικού πάρκου.
- Τις συμβατικές μονάδες βάσης.

Η εγγυημένη ισχύς θα παρέχεται από το YBΣ παραγωγής ενέργειας στο σύστημα αποκλειστικά από τον υδροστροβίλο.

Σύμφωνα με πρόσφατες έρευνες [10] η χρήση τέτοιων YBΣ έχουν αρκετά πλεονεκτήματα:

- Οι χρονοσειρές ισχύος που εκμεταλλεύεται το αντλησιοταμιευτικό σύστημα είναι πιο «πυκνές» σε σχέση με τις αντίστοιχες της απορριπτόμενης ισχύος, γεγονός που συνεπάγεται με μεγαλύτερα ποσά παραγόμενης ενέργειας και κατά συνέπεια μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης του συστήματος.
- Η διεύθυνση τέτοιων συστημάτων σε απομονωμένα δίκτυα, όπως αυτό της Κρήτης, δεν δημιουργεί προβλήματα ευστάθειας του δικτύου, αφού το πρόβλημα της στοχαστικότητας του ανέμου, αντιμετωπίζεται με παραγωγή εγγυημένης ενέργειας από τον υδροστροβίλο.
- Το όριο διεύθυνσης τέτοιων συστημάτων σε απομονωμένα συστήματα είναι μεγαλύτερο σε σχέση με αυτό των αιολικών πάρκων.

Μελετώνται δύο ΥΒΣ (ΥΒΣ1 και ΥΒΣ 2), οι οποίοι χωροθετούνται στην Κρήτη και η μελέτη των οποίων διαφέρει:

- Στα δεδομένα της υψομετρικής διαφοράς και του μήκους του αγωγού
- Στη μέγιστη ισχύ του υδροστροβίλου
- Στα σενάρια λειτουργίας: Στη μελέτη του ΥΒΣ 1 δεν συμπεριλαμβάνεται η δυνατότητα που παρέχει ο Νόμος 3468/2006 για απευθείας έκχυση ισχύος στο δίκτυο από το Α/Π σε ώρες μη εγγυημένης ισχύος ως μονάδα ΑΠΕ, το οποίο συμπεριλαμβάνεται και μελετάται στην περίπτωση του ΥΒΣ 2.

Το μοντέλο ενός τέτοιου συστήματος στη MATLAB θα προσομοιώνει τη λειτουργία του ΥΒΣ λαμβάνοντας υπόψη:

- Τα ανεμολογικά δεδομένα της περιοχής
- Την εγκατεστημένη ισχύ του Αιολικού Πάρκου
- Την παραγόμενη ενέργεια του Αιολικού Πάρκου
- Την εγκατεστημένη ισχύ των αντλιών
- Την εγκατεστημένη ισχύ του υδροστροβίλου
- Την ενέργεια που θα αποθηκεύει το Αναστρέψιμο ΥΗΕ
- Την Ενέργεια που θα παράγει ο υδροστρόβιλος

Τελικός σκοπός της εργασίας είναι η διαστασιολόγηση ενός τέτοιου σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και η οικονομοτεχνική του μελέτη με στόχο την εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων για την εφαρμογή τους στην περιοχή της Κρήτης.

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας –Ορισμός

Με τον όρο Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) χαρακτηρίζονται οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η βιομάζα, τα αέρια που εκλύονται από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού, τα βιοαέρια, η γεωθερμική ενέργεια και η υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς.

Ειδικότερα για κάθε μία από τις μορφές ΑΠΕ σημειώνουμε τα εξής:

- Η αιολική ενέργεια αξιοποιείται μέσω των ανεμογεννητριών (Α/Γ), οι οποίες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική.
- Η ηλιακή ενέργεια αξιοποιείται είτε μέσω των φωτοβολταϊκών (Φ/Β) γεννητριών, οι οποίες μετατρέπουν απ' ευθείας την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική, είτε με τη συγκέντρωση των ηλιακών ακτίνων μέσω ηλιακών συλλεκτών, ώστε να επιτευχθούν υψηλές θερμοκρασίες και τελικά η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος εκτεταμένη χρήση της ηλιακής ενέργειας γίνεται για τη θέρμανση νερού ή χώρων.
- Με τα μικρά υδροηλεκτρικά (ΜΥΗΕ), με ονομαστική ισχύ μικρότερη των 10MW, γίνεται εκμετάλλευση υδάτινων ρευμάτων, για τα οποία δεν απαιτούνται μεγάλα έργα αποθήκευσης (π.χ. φράγματα).
- Τα στοιχεία καυσίμου μετατρέπουν απ' ευθείας την χημική ενέργεια σε ηλεκτρική με τη χρήση κατάλληλων διατάξεων και ηλεκτρολυτών.
- Η κινητική ενέργεια των θαλάσσιων κυμάτων μετατρέπεται σε ηλεκτρική μέσω κατάλληλων διατάξεων.
- Η γεωθερμική ενέργεια, δηλαδή η θερμότητα των εσωτερικών στρωμάτων της γης, γίνεται εκμεταλλεύσιμη όταν υπάρχουν κατάλληλες γεωλογικές συνθήκες.

- Η βιομάζα συνίσταται από τα πάσης φύσεως γεωργικά και δασικά υπολείμματα, από τα οποία με κατάλληλες θερμοχημικές διεργασίες μπορούν να ληφθούν καύσιμα.

Η σπουδαιότητα των ΑΠΕ συνίσταται στους ακόλουθους λόγους:

- Είναι «καθαρές» πηγές ενέργειας με ελάχιστη επίδραση στο περιβάλλον.
- Κατά κανόνα είναι ανεξάντλητες σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα που προβλέπεται να αρχίσουν να εξαντλούνται από το 2020-2060.
- Ενισχύουν την εθνική οικονομία αφού συχνά μπορούν να βασιστούν σε επενδύσεις μέσα στην ίδια την χώρα, σε αντίθεση με τις αυξημένου κόστους εισαγωγές ενέργειας.
- Ενισχύουν την ενεργειακή ασφάλεια αφού ανεξαρτητοποιούν ενεργειακά την χώρα.

Ένα από τα πιο αξιοσημείωτα χαρακτηριστικά των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας είναι η ποικιλομορφία των τεχνολογιών και των πηγών. Δεν υπάρχει αμφιβολία ότι το τελικό μέγεθος των ΑΠΕ είναι μεγάλο και θα μπορούσε θεωρητικά να συνεισφέρει σε μεγάλο ποσοστό στις παγκόσμιες απαιτήσεις ενέργειας. [1]

1.2. Η συνεισφορά των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο ήταν της τάξης του 5,5% το 2006, σε επίπεδο συνολικής διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας στη χώρα και της τάξης του 16%, σε επίπεδο εγχώριας παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας. Η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ το 2006 ήταν 1,6 Mtoe, ενώ στις αρχές της δεκαετίας του 90 ήταν 1,2 Mtoe. Εξ αυτών 700 ktoe οφείλονται στη χρήση βιομάζας στα νοικοκυριά, 239 ktoe περίπου στην χρήση βιομάζας στη βιομηχανία για ίδιες ανάγκες (συνολικό ποσοστό της βιομάζας 57%), 536 ktoe (28%) από την παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών, 149 ktoe (6%) από την παραγωγή των αιολικών, 112 ktoe (7%) από την παραγωγή των θερμικών ηλιακών συστημάτων και 36 ktoe (2%) από το βιοαέριο, κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας είναι σταθερή και κυμαίνεται σε ποσοστό της τάξεως του 5-5,5%. Ο λόγος είναι ότι η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ οφείλεται κατά 70% στη βιομάζα, που καταναλώνεται στον οικιακό τομέα και στα μεγάλα υδροηλεκτρικά, που παραμένουν σε σταθερά ποσοστά και που δεν επηρεάζονται από τα χρηματοδοτικά εργαλεία πολιτικής. Η συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ, αν αφαιρέσει κανείς τη βιομάζα στον οικιακό τομέα και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά, παρουσιάζει μια σταθερά ανοδική πορεία λόγω των μέτρων οικονομικής υποστήριξης [35].

1.3. Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ

Η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (μη συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών) παρουσιάζει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια και αντιστοιχεί στο 3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αφορά κυρίως σε αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά, σε μικρό βαθμό τη βιομάζα ενώ ήδη γίνεται πολύ αισθητή και η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών.

Λαμβάνοντας υπόψη τα μεγάλα υδροηλεκτρικά (εξαιρώντας την παραγωγή από άντληση), η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ είναι στα επίπεδα του 10% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (εξαιρουμένων των υδροηλεκτρικών σταθμών άνω των 10MW) ήταν 878 MW στο τέλος του 2006 και όπως φαίνεται στον **Πίνακα 1-1**, η συνέπεια των μέτρων οικονομικής υποστήριξης κυρίως των επιχειρησιακών προγραμμάτων «Ενέργεια» & «Ανταγωνιστικότητα» του 2ου και 3ου ΚΠΣ και του Αναπτυξιακού Νόμου είναι η σταθερά αυξανόμενη εξέλιξη που είχαν τα αιολικά, τα μικρά υδροηλεκτρικά και η βιομάζα.

Ειδικότερα, από τα 270 MW συνολικής ισχύος των αιολικών πάρκων με άδεια λειτουργίας το 2001, στο τέλος του 2006, λειτουργούσαν αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 745MW [35].

Πίνακας 1-1: Ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ 2001 – 2006 (MW)[Πηγή ΡΑΕ]

Τεχνολογία ΑΠΕ	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Υδροηλεκτρικά (<10MW)	60	62	69	79	89	108
Αιολικά	270	287	371	472	491	745
Φωτοβολταϊκά	-	-	-	0,7	0,8	0,8
Βιομάζα	22	22	22	22	25	24
Σύνολο	352	371	462	573,7	605,8	877,8

Τα μικρά υδροηλεκτρικά έφθασαν τα 108 MW στο τέλος του 2006 από τα 43 MW της ΔΕΗ το 1997. Τέλος οι εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής από βιοαέριο ΧΥΤΑ και συμπαραγωγής από βιοαέριο λυμάτων (στα Λιόσια και την Ψυτάλλεια) έχουν ηλεκτρική ισχύ 14 και 10 MW αντίστοιχα.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2006 έφθασε τις 8,5 TWh περίπου και προήλθε κατά 79% από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (6774 GWh), συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών, κατά 20% από αιολικά πάρκα (1692 GWh), 92 GWh (1.1%) παρήχθησαν από βιοαέριο, ενώ υπήρχε και μία πολύ μικρή παραγωγή από φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Η ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας την ίδια χρονιά ήταν 64,3 TWh. Για το 2006 η συνολική πρωτογενής παραγωγή θερμότητας ήταν της τάξεως των 46.000 TJ, προερχόμενη κυρίως από την βιομάζα και σε μικρότερο ποσοστό από την ηλιακή ενέργεια και το βιοαέριο αντίστοιχα.

Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, στην περίοδο 2004-2006, παρουσιάζει μια αύξηση της τάξης του 30%. Ωστόσο, τα στατιστικά στοιχεία των τελευταίων ετών παρουσιάζουν διακύμανση του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (6-12%), η οποία οφείλεται, κυρίως, στη μεταβλητότητα της λειτουργίας των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών που εξαρτάται, από το επίπεδο των υδατικών αποθεμάτων, ενώ οι συμβατικές ΑΠΕ έχουν μία σταθερά αυξανόμενη συμμετοχή που έφθασε το 3,3% το 2006.

Σημειώνεται ότι το 12,4% του 2006, δεν είναι απόλυτα αντιπροσωπευτικό για τους εξής λόγους :

- Τα μεγάλα υδροηλεκτρικά στην Ελλάδα είναι σχεδόν αποκλειστικά τύπου φράγματος, χρησιμοποιούνται κυρίως για φορτία αιχμής και η παραγωγή τους εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα υδάτων στα φράγματα.
- Το ποσοστό 12,4% αντιστοιχεί σε αυξημένη χρήση των μεγάλων υδροηλεκτρικών δεδομένου ότι το 2006 ήταν χρονιά καλής υδραυλικότητας [35].

1.4.Ορισμός Υβριδικών Σταθμών

Σύμφωνα με τον Νόμο 3468/2006 (Φ.Ε.Κ. 129/Α'/27.6.2006) [Παράρτημα Ι], «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις» 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 ΥΒΣ 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 ΥΒΣ. 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 του σταθμού ΑΠΕ δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%.

1.5. Η ανάγκη για αποθήκευση της ενέργειας

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας συνεπάγεται με σημαντικά πλεονεκτήματα στην ενεργειακή παραγωγή, κυρίως στη χώρα μας. Ωστόσο ένα σημαντικό μειονέκτημα αποτελεί η στοχαστικότητα του ανέμου. Για να μπορούμε να αναφερόμαστε σε εγγυημένη ισχύ θα πρέπει να γίνει συνδυασμός των αιολικών πάρκων με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας.

Με αυτά τα συστήματα επιτυγχάνεται η εξομάλυνση των διακυμάνσεων που παρουσιάζονται κατά την παραγωγή ενέργειας από αιολικά συστήματα, με άμεση συνέπεια να μειώνονται σημαντικά τα προβλήματα ευστάθειας, που δημιουργούνται στην τάση και τη συχνότητα του δικτύου (αργές και ταχείες μεταβολές της τάσης, εκπομπές Flicker) [2]. Επιπρόσθετα, επιτυγχάνεται εξοικονόμηση καυσίμου, εφόσον εξασφαλίζεται εγγυημένη ισχύς με χαμηλότερο κόστος από άλλες ενεργειοβόρες μονάδες. Γενικότερα, με τη χρήση συστημάτων αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας, οι ΑΠΕ αποκτούν ένα πιο αξιόπιστο χαρακτήρα, με αποτέλεσμα να αυξάνεται η διείσδυση στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. [3]

Συνοπτικά αναφέρονται παρακάτω οι μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας, εκτός των Αναστρέψιμων ΥΗΕ:

1.5.1. Μπαταρίες

Συνήθως χρησιμοποιούνται μπαταρίες μολύβδου λόγω του μικρού κόστους σε σχέση με τις μπαταρίες νικελίου-καδμίου. Χαρακτηρίζονται από μεγάλη συγκέντρωση ενέργειας, υψηλή απόδοση ισχύος, υψηλό ρυθμό αποθήκευσης, μεγάλη διάρκεια ζωής και ικανοποιητικό κύκλο λειτουργίας.

Οι μεγάλοι σταθμοί αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες αποτελούνται από εκατοντάδες έως χιλιάδες μπαταρίες συνδεδεμένες σε σειρά ή παράλληλα και εν συνεχεία συνδεδεμένες στο δίκτυο μέσω ηλεκτρονικών διατάξεων. Τα μειονεκτήματα αυτού του συστήματος είναι η βραχυχρόνια αποθήκευση και το υψηλό κόστος λόγω του μεγάλου αριθμού μπαταριών που απαιτείται προκειμένου να διατηρηθεί η τιμή της μεταδιδόμενης ισχύος μεταξύ αυτών και των ηλεκτρονικών διατάξεων.

1.5.2. Στοιχεία καυσίμου (fuel cell)

Μέσω της ηλεκτροχημικής αυτής μεθόδου επιτυγχάνεται η άμεση μετατροπή σε ηλεκτρική της χημικής ενέργειας που εκλύεται κατά την εξέλιξη μιας χημικής αντίδρασης. Αυτή είναι πάντοτε οξείδωση, δηλαδή ένωση καυσίμου με O_2 και γενικότερα με ένα οξειδωτικό μέσο, προχωρά με τρόπο ελεγχόμενο ώστε η εκλυόμενη χημική ενέργεια να εμφανίζεται ως ηλεκτρική. Ως καταλληλότερο καύσιμο θεωρείται το H_2 , λόγω της μεγάλης δραστηριότητας και της ευνοϊκής τιμής. Ωστόσο είναι ειδικό και όχι κοινό καύσιμο. Και τα δύο χρησιμοποιούμενα Αντιδραστήρια, δηλαδή το καύσιμο και το οξειδωτικό μέσο είναι αέρια ή υγρά που βρίσκονται με τα μορφή διαλύματος.

Ένα από τα βασικά πλεονεκτήματα του συστήματος αυτού είναι η μεγάλη απόδοση σε μερικά φορτία (περίπου 40%), η οποία εξαρτάται από το καύσιμο. Αν γίνει εκμετάλλευση της παραγόμενης θερμότητας (συμπαράγωγή) τότε η απόδοση μπορεί να φθάσει το 85%.

1.5.3. Υδραυλικοί Πνευματικοί Συσσωρευτές

Στα συστήματα αυτά η αποθήκευση ενέργειας πραγματοποιείται με πεπιεσμένο αέριο (μηχανικό τρόπο). Με τη βοήθεια υδραυλικού συμπίεστή επιτυγχάνεται εκτόνωση του πεπιεσμένου αερίου και με τον τρόπο αυτό αποδίδεται ενέργεια στο σύστημα. Για την λειτουργία αυτών απαιτείται καθαρό καύσιμο, φυσικό αέριο ή αποσταγμένο προϊόν του πετρελαίου. Έχουν μικρότερη πυκνότητα ενέργειας σε σχέση με τις μπαταρίες, αλλά μικρότερο χρόνο απόκρισης.

1.5.4. Σφόνδυλοι

Ο σφόνδυλος είναι ένα ηλεκτρομαγνητικό σύστημα αποθήκευσης. Αποτελείται από ένα κινητήρα/γεννήτρια που μετατρέπει την ηλεκτρική ενέργεια σε μηχανική και αντιστρόφως. Η ενέργεια αποθηκεύεται σε μορφή κινητικής ενέργειας μιας περιστρεφόμενης μάζας. Οι σφόνδυλοι μπορεί να περιλαμβάνουν μεταλλικούς ρότορες και ρότορες κατασκευασμένους με σύνθετα υλικά όπως resin/γυαλί και resin/ίνες άνθρακα.

Στους μεταλλικούς ρότορες η ενέργεια αποθήκευσης εξαρτάται από τη μάζα αυτών, ενώ στους σύνθετους ρότορες από την ταχύτητά τους. Η αποθήκευση ενέργειας με αυτά τα συστήματα, για παραγωγή μικρών ποσών ενέργειας, χρησιμοποιείται για την κάλυψη των αιχμών και την εξομάλυνση των διαταραχών στο δίκτυο. Έτσι συνδεόμενα με μικρά αυτόνομα συστήματα με Α/Γ μπορεί να αποτελέσει αποτελεσματική λύση για βραχυχρόνια αποθήκευση ενέργειας, για απορρόφηση των διαταραχών, που προκαλούν οι αυξομειώσεις του φορτίου και επίσης σαν πηγή άεργου ισχύος. [3]

1.6. Αναστρέψιμα ΥΗΕ -βιβλιογραφική ανασκόπηση

Η χρήση αιολικών πάρκων σε συνδυασμό με αναστρέψιμα ΥΗΕ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε νησιά ή άλλα απομονωμένα δίκτυα αποτελεί την καλύτερη λύση όσον αφορά στην αποθήκευση αιολικής ενέργειας και την διείσδυση των ΑΠΕ στο ΣΗΕ [4][5][6][7][8][9]. Για τα μικρά νησιά, με μικρή εγκατεστημένη ισχύ, η μέθοδος αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση είναι η πιο υποσχόμενη μέθοδος αξιοποίησης της διαθέσιμης αιολικής ισχύος με μεγάλο βαθμό διείσδυσης στο ΣΗΕ. Στα μεγαλύτερα νησιά, όπως στην Κρήτη, η εισαγωγή τέτοιου υβριδικού συστήματος στο υφιστάμενο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνει και τον περιορισμό παραγωγής ενέργειας από τις θερμοηλεκτρικές μονάδες, καθιστώντας την επένδυση περισσότερο αποδοτική [4][5][9]. Ένα επιπλέον πλεονέκτημα των αντλησιοταμιευτικών συστημάτων είναι η δυνατότητα της χρήσης του αποθηκευμένου νερού για κατανάλωση, άρδευση, πυροπροστασία, κ.α. Επιπρόσθετα, η λειτουργία τέτοιων συστημάτων, συμβάλει στην αντιμετώπιση αναμενόμενων αλλαγών, είτε μέσω

της αύξησης της ευστάθειας του δικτύου, είτε ενσωματώνοντας έργα αφαλάτωσης για παραγωγή ποσίου νερού [10].

Με τον Ν. 3468/2006 ορίστηκε με σαφήνεια η παραγόμενη ενέργεια από τους υβριδικούς σταθμούς, με συνέπεια τα υβριδικά έργα να επωφελούνται της προνομιακής πολιτικής τιμολόγησης της παραγόμενης ενέργειας.

Η οικονομοτεχνική διαστασιολόγηση αντλησιοταμιευτικών συστημάτων έχει μελετηθεί σε αρκετές εργασίες μέχρι σήμερα, με χρήση αλγορίθμων, προκειμένου να προσομοιωθεί η λειτουργία τους σε ημερήσια και ετήσια βάση. Οι Καλδέλης, Καβαδίας [13][14] προτείνουν τη χρήση δύο ταμιευτήρων, ένα μικρό ΥΗΕ, και ένα σύστημα άντλησης νερού, με σκοπό την αποθήκευση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Οι Halldórsson και Stenzel [15] διατύπωσαν μια μέθοδο για την αντιστάθμιση της μεταβλητότητας του ανέμου στη απελευθερωμένη αγορά της ενέργειας, χρησιμοποιώντας εμπορικούς συμβιβασμούς. Οι Korpras κ.α. [16] μελέτησαν μια μέθοδο για τον χρονοπρογραμματισμό και τη λειτουργία των Α/Π χρησιμοποιώντας αποθήκευση της αιολικής ενέργειας. Οι Castronuovo και Peças Lopes [17] στην μελέτη τους χρησιμοποίησαν αλγόριθμο δυναμικού προγραμματισμού για την στρατηγική λειτουργίας του αντλησιοταμιευτικού συστήματος. Οι Κατσαπράκης, Χρηστάκης και Κονταξάκης [11] μελέτησαν την εισαγωγή συστημάτων αντλησιοταμίευσης στο ΣΗΕ Κρήτης με σκοπό την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και την κάλυψη των αιχμών ζήτησης ισχύος από τους υδροστρόβιλους. Η Τ. Νικολάου [3] μελέτησε τη βελτιστοποίηση της διαστασιολόγηση των συνιστωσών έργου αποταμίευσης και παραγωγής ενέργειας, εκμεταλλεύόμενο την απορριπτόμενη ισχύ από τα αιολικά πάρκα της Σητείας στην Κρήτη, χρησιμοποιώντας επαναληπτικές μεθόδους βελτιστοποίησης. Οι Αναγνωστόπουλος, Παπαντώνης [12] χρησιμοποίησαν «εξελικτικούς αλγορίθμους-evolutionary algorithms» για την προσομοίωση και βελτιστοποίηση αντλησιοταμιευτικού συστήματος αποθήκευσης απορριπτόμενης ισχύος από αιολικά πάρκα στην Κρήτη.

Στις παραπάνω εργασίες μελετήθηκε αναλυτικά το σύστημα αντλησιοταμίευσης για αποθήκευση της απορριπτόμενης (πλεονάζουσας) ισχύος από τα Α/Π, όταν δηλαδή η

παραγόμενη ισχύς υπερκαλύπτει την μέγιστη απορρόφηση του δικτύου. Στην παρούσα εργασία θα μελετήσουμε την περίπτωση όπου ο Υβριδικός Σταθμός είναι σχεδιασμένος να αξιοποιεί όλη την παραγόμενη από τα Α/Π ηλεκτρική ενέργεια μετατρέποντάς την σε υδραυλική. Η περίπτωση αυτή μελετήθηκε από τους Αναγνωστόπουλο και Παπαντώνη [10] για ένα υποθετικό ΥΒΣ, αποδεικνύοντας ότι το νέο αυτό σχήμα ΥΒΣ δίνει μεγαλύτερους βαθμούς απόδοσης καθιστώντας πιο αποδοτικές τις επενδύσεις.

1.7. Εφαρμογή των Αναστρέψιμων ΥΗΕ

1.7.1. Αναστρέψιμα ΥΗΕ σε παγκόσμιο και ευρωπαϊκό επίπεδο

Η πρώτη εμφάνιση αυτών των συστημάτων έγινε στο Festiniog του Wales και στο Cruachan της Σκωτίας στα μέσα της δεκαετίας του '60. Λίγο πριν το 1970 κατασκευάστηκε άλλο ένα στο Foyers στη Σκωτία (300-400 MW). Το 1983 τέθηκε σε λειτουργία το πρώτο μεγαλύτερο Αναστρέψιμο ΥΗΕ στο Dinorwig (Wales). Η υψομετρική διαφορά των δύο ταμιευτήρων ήταν 570m και η παραγόμενη ισχύς ξεπερνούσε τα 1,7 GW.

Σήμερα από άποψης τεχνογνωσίας υπάρχει σημαντική υποδομή τόσο στις Η.Π.Α. όσο και στην Ευρώπη. Συγκεκριμένα εμφανίζουν ευρεία εφαρμογή στην Αγγλία, Ιρλανδία, στη Γαλλία, στο Λουξεμβούργο, στη Σκωτία αλλά και στις ΗΠΑ, κυρίως λόγω της ταχύτατης απόκρισής τους τις ώρες αιχμής αλλά και της οικονομικότητας αυτής της λύσης [1].

1.7.2. Αναστρέψιμα ΥΗΕ στην Ελλάδα-η περίπτωση της Ικαρίας

Στην Ελλάδα μέχρι σήμερα έχουν κατασκευαστεί Αναστρέψιμοι ΥΗΣ, που αποθηκεύουν περίσσεια ενέργειας από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας. Μεταξύ αυτών αναφέρουμε τους δύο σταθμούς άντλησης-ταμίευσης της Σφηκιάς στον ποταμό Αλιάκμονα & του Θησαυρού στον ποταμό Νέστο (**Σχήμα 1-1** Σχήμα 1-2).

Η αρχή λειτουργίας τους είναι η εξής: αναστρέφεται η λειτουργία των στροβίλων, όταν αυτό κρίνεται σκόπιμο, ώστε τη νύχτα να μπορούν να αντλούν νερό από την κατάντη λίμνη, όταν υπάρχει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας από τους λιγνιτικούς σταθμούς και

να την αποδίδουν την ημέρα υπό συμφερτικότερους όρους. Οι αναστρέψιμες μονάδες στο ΥΗΕ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα φαίνονται στο **Σχήμα 1-3** [29].



Σχήμα 1-1: ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα (3x 105 MW/1985-86/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ)



Σχήμα 1-2: Θησαυρού στο Νέστο (3x127 MW/1998/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ)

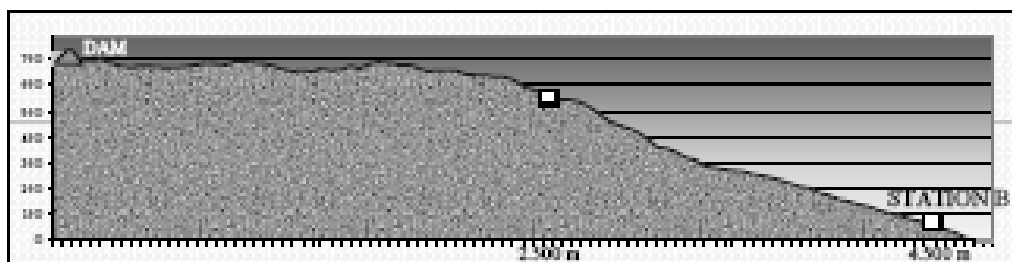


Σχήμα 1-3: Οι αναστρέψιμες μονάδες στο ΥΗΕ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα

Το πρώτο αναστρέψιμο ΥΗΕ έργο στην Ελλάδα, που θα εκμεταλλεύεται αιολική ισχύ θα κατασκευαστεί στην Ικαρία από τη ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. [18]. Ο Υβριδικός Σταθμός, που δημοπρατήθηκε πρόσφατα, αποτελείται από αιολικό πάρκο, τρεις υδροστροβίλους τύπου Pelton και ένα αντλητικό σταθμό. Τα αποτελέσματα από διάφορες οικονομοτεχνικές μελέτες του έργου ήταν πολύ ενθαρρυντικά [19] και ο σταθμός αναμένεται να παράγει 23 GWh ετησίως, με σχεδόν το 1/3 να προέρχεται από την αποθηκευμένη ενέργεια. Τα τμήματα του υβριδικού σταθμού φαίνονται στον **Πίνακα 1-2**. Στο **Σχήμα 1-4** παρουσιάζεται η τομή της τοποθεσίας εγκατάστασης του υβριδικού σταθμού, οι θέσεις ταμιευτήρων και σταθμών.

Πίνακας 1-2: Τα τμήματα του υβριδικού σταθμού στην Ικαρία.

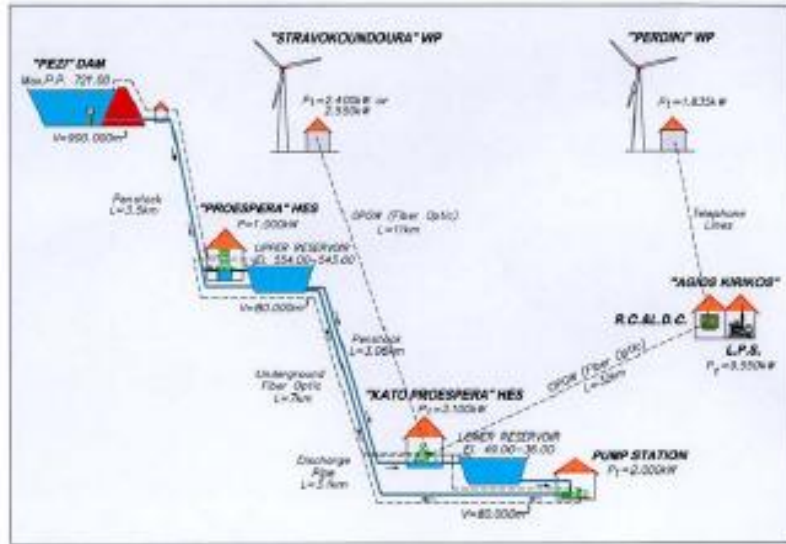
Τμήμα	Περιγραφή
Αιολικό Πάρκο	Νέο Α/Π 9 x600 kW = 5.400 kW Υφιστάμενο Α/Π 7x55kW = 385 kW
Σταθμός Α	Υψόμετρο: 560m Υδρ/λος: Pelton 900 kW
Σταθμός Β	Υψόμετρο: 65m Υδρ/λος: 2 Pelton, 2x 1.400 kW
Σταθμός άντλησης	Δίπλα στον Σταθμό Β Αντλίες σε παράλληλη σύνδεση 10x160 kW=1600kW
Ταμιευτήρες	2x 60.000 m ³
Συμβατικός Σταθμός	Υφιστάμενος 6.900 kW



Σχήμα 1-4: Τομή της τοποθεσίας εγκατάστασης του υβριδικού σταθμού, θέσεις ταμιευτήρων και σταθμών.

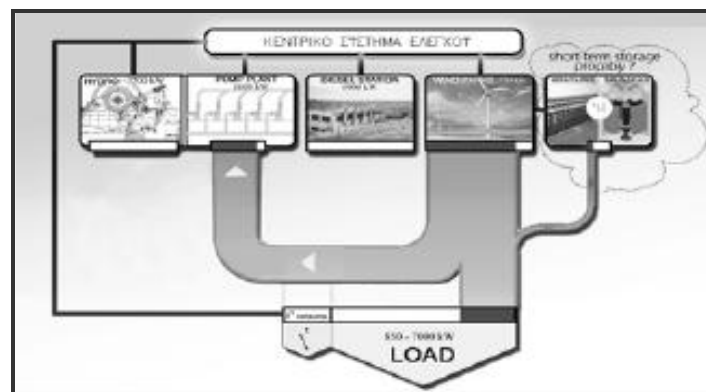
Στόχος του υβριδικού σταθμού είναι η μέγιστη εκμετάλλευση της αιολικής ισχύος, κατευθείαν για την κατανάλωση. Η αυτόνομη λειτουργία των Α/Γ γίνεται πιο αξιόπιστη με υψηλή εγγυημένη ισχύ, χάρη στη χρήση ηλεκτρονικών ισχύος. Οι αντλίες θα τροφοδοτούνται αποκλειστικά με το πλεόνασμα της αιολικής ισχύος.

Ο ΜΥΗΣ Προεσπέρας (1X 1 MW) θα τροφοδοτείται το χειμώνα από τον υπάρχοντα ταμιευτήρα Πεζίου, μέσω χαλύβδινου αγωγού πτώσης και το νερό θα οδηγείται στον άνω ταμιευτήρα, ο οποίος με τη σειρά του θα τροφοδοτεί, μέσω χαλύβδινου αγωγού πτώσης, το δεύτερο ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας (2X 1,55 MW). Από αυτόν, το νερό θα οδηγείται στον κάτω ταμιευτήρα. Το νερό με τη βοήθεια αντλιοστασίου, μέσω χαλύβδινου καταθλιπτικού αγωγού, θα οδηγείται από τον κάτω ταμιευτήρα στον άνω ταμιευτήρα (αναστρέψιμος κύκλος). Το Υβριδικό Έργο καθώς και οι λοιπές πηγές ενέργειας του νησιού (Πετρελαϊκός Σταθμός & Α/Π Ιδιωτών) θα τηλεχειρίζονται από τον Άγιο Κήρυκο. Στο **Σχήμα 1-5** απεικονίζεται η λειτουργία του Αναστρέψιμου ΥΗΣ στην Ικαρία.



Σχήμα 1-5: Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας του Αναστρέψιμου ΥΗΣ στην Ικαρία

Το υβριδικό σύστημα της Ικαρίας θα είναι σε θέση να τροφοδοτεί το δίκτυο για μεγάλες περιόδους αποκλειστικά με ΑΠΕ. Διακρίνονται δύο τρόποι λειτουργίας. Όταν οι Α/Γ δεν μπορούν να καλύψουν το φορτίο, λόγω χαμηλής ταχύτητας ανέμου ή υψηλής ζήτησης, η ισχύς θα καλύπτεται από τους υδροστροβίλους. Αντίθετα, όταν η ενέργεια που παράγεται από τα Α/Π υπερκαλύπτει τις ανάγκες της ζήτησης, η πλεονάζουσα ενέργεια θα χρησιμοποιείται για άντληση του νερού από την κάτω στην άνω δεξαμενή και αποθήκευση ενέργειας (Σχήμα 1-6)



Σχήμα 1-6: Άντληση με χρήση της περίσσειας ενέργειας από τα Α/Π (100% ΑΠΕ)

2. ΘΕΣΜΙΚΟ ΚΑΙ ΑΔΕΙΟΔΟΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ

2.1. Η Ευρωπαϊκή Οδηγία 2001/77/ΕΚ

Η Οδηγία 2001/77/ΕΚ «Για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» (ΟJ L283/27.10.2001) προβλέπει, στο παράρτημα της για την Ελλάδα, ενδεικτικό στόχο κάλυψης από ανανεώσιμες ενεργειακές πηγές, περιλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων, σε ποσοστό της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας¹ κατά το έτος 2010 ίσο με 20,1%. Ο στόχος αυτός είναι συμβατός με τις διεθνείς δεσμεύσεις της χώρας που απορρέουν από το πρωτόκολλο του Κιότο, που υπογράφηκε το Δεκέμβριο του 1997 στη σύμβαση – πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος. Το πρωτόκολλο του Κιότο προβλέπει για την Ελλάδα συγκράτηση του ποσοστού αύξησης κατά το έτος 2010 του CO₂ και άλλων αερίων που επιτείνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου κατά 25%² σε σχέση με το έτος βάση 1990.

Οι πλέον πρόσφατες εκτιμήσεις για την ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας κατά το έτος 2010, την προσδιορίζουν σε ύψος 68 δις κιλοβαττωρών. Κατά συνέπεια υφίσταται ανάγκη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών) της τάξης των 13,7 δις κιλοβαττωρών κατά τα 2010. Προκειμένου να εκτιμηθεί ένα ρεαλιστικό σενάριο απαιτήσεων σε εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για την επίτευξη του ανωτέρω στόχου, γίνονται οι ακόλουθες υποθέσεις:

- Η κατανομή του μεριδίου συνεισφοράς των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ δεν θα διαφοροποιηθεί σημαντικά μέσα στην επόμενη πενταετία. Η υπόθεση αυτή θεωρείται ως ρεαλιστική δεδομένου ότι δεν αναμένονται ραγδαίες τεχνολογικές εξελίξεις που θα οδηγούσαν σε σημαντικές ανακατατάξεις στην οικονομική βιωσιμότητα των τεχνολογιών.

¹ Νοείται ως η μέση εθνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβανομένης αυτοπαραγωγής συν εισαγωγές μείον εξαγωγές.

² Αποτελεί ενδοκοινοτική ποσόστωση στα πλαίσια burden-sharing συμφωνίας των Υπουργών Ενέργειας των χωρών της ΕΕ.

- Η μέση ενεργειακή παραγωγή ανά εγκατεστημένη μονάδα ισχύος (συντελεστής φόρτισης ή ισοδύναμες ώρες λειτουργίας) θα μειωθεί λόγω της αναγκαίας ανάπτυξης έργων σε περιοχές με υποδεέστερο δυναμικό ΑΠΕ.

Με βάση τα ανωτέρω, οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για το 2010 προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος φαίνονται στον

▪ **Πίνακας 2-1.**

Πίνακας 2-1: Απαιτήσεις εγκατάστασης ΑΠΕ για επίτευξη στόχου 2010

	<i>Απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ το 2010 σε MW</i>	<i>Παραγωγή ενέργειας το 2010 σε δις kWh</i>	<i>Ποσοστιαία % συμμετοχή ανά τύπο ΑΠΕ το 2010</i>
<i>Αιολικά Πάρκα</i>	3.372	7,09	10,42
<i>Μικρά ΥΗΕ</i>	364	1,09	1,60
<i>Μεγάλα ΥΗΕ</i>	3.352	4,58	6,74
<i>Βιομάζα</i>	103	0,81	1,19
<i>Γεωθερμία</i>	12	0,09	0,13
<i>Φωτοβολταϊκά</i>	18	0,02	0,03
<i>Σύνολα</i>	7.193	13,67	20,10

2.2. Η Ελληνική Νομοθεσία

2.2.1. Ιστορική αναδρομή της νομοθεσίας για τις ΑΠΕ

Απαρχή της εισόδου των ΑΠΕ στη χώρα αποτέλεσε ο Ν. 1559/1985 «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 135) στα πλαίσια του οποίου η ΔΕΗ πρωτοπορούσα εγκατέστησε 24 MW ενώ οι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης περιορίστηκαν στο ελάχιστο επίπεδο των 3 MW μέχρι το 1995 και ο ιδιωτικός τομέας παρέμεινε εκτός σκηνής. Παρά το μικρό αποτέλεσμα, η προσπάθεια έδειξε τις δυνατότητες και αδυναμίες του τομέα και ειδικότερα οι αρχικές αστοχίες προετοίμασαν το δρόμο για μεταγενέστερες ωριμότερες βελτιώσεις.

Ο Ν. 2244/1994 «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 168), στα ίχνη του

τότε ισχύοντος γερμανικού Νόμου (Stromeinspeisungsgesetz), αποτέλεσε την απαρχή για την ουσιαστική ανάπτυξη των ΑΠΕ. Ο νόμος καθόρισε για το διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας σταθερές τιμές πώλησης ανανεώσιμης ενέργειας σε επίπεδα ίσο με το 90% του γενικού τιμολογίου στη μέση τάση και υποχρέωση της ΔΕΗ για αγορά του. Για τη χρέωση του σκέλους ισχύος προβλέφτηκε κλιμακωτή αποζημίωση ανάλογα με το είδος του σταθμού ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής με την έννοια της χρονικής διαθεσιμότητας του στο ονομαστικό μέγεθος. Σε απολογιστική βάση φαίνεται ότι το σκέλος ισχύος προσανξάνει την τιμή ενέργειας κατά μικρό ποσοστό τάξης 6,5% με συνέπεια σήμερα η τιμή αυτή να αντιστοιχεί σε 0,07287 €/kWh. Στα νησιά που δεν ανήκουν στο διασυνδεδεμένο σύστημα η τιμολόγηση βασίζεται στο 90% του τιμολογίου γενικής χρήσης (χαμηλή τάση) και αντιστοιχεί σε 0,08458 €/kWh, ενώ δεν προβλέπεται αποζημίωση του σκέλους ισχύος.

Συνεχίζεται με την ίδρυση του ΚΑΠΕ (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας), με σκοπό τη προώθηση και την υποστήριξη δραστηριοτήτων ΑΠΕ και Ε.Ε. Σκοπός του Κέντρου είναι η προώθηση των ΑΠΕ, της εξοικονόμησης και της ορθολογικής χρήσης της ενέργειας, καθώς και η κάθε είδους υποστήριξη δραστηριοτήτων στους εν λόγω τομείς. Περαιτέρω, με το άρθρο 11 του Ν. 2702/1999 «Διάφορες ρυθμίσεις θεμάτων αρμοδιότητας Υπουργείου Ανάπτυξης και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 70) το ΚΑΠΕ λειτουργεί ως εθνικό συντονιστικό κέντρο των εν λόγω δραστηριοτήτων. Το ΚΑΠΕ διαθέτει εργαστήρια πιστοποίησης τεχνολογιών ΑΠΕ, εκπονεί μελέτες προσδιορισμού του φυσικού και οικονομικού δυναμικού των ΑΠΕ και συμμετέχει ενεργά στην αξιολόγηση και παρακολούθηση των επενδύσεων του χώρου περιλαμβανομένου του τομέα εξοικονόμησης ενέργειας [27].

Ο Ν.2773/99 για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας καθιερώνει την άδεια παραγωγής. Με την ΥΑ 2000/2002 η άδεια παραγωγής αποτελεί προϋπόθεση για την έναρξη της αδειοδοτικής διαδικασίας. Με το άρθρο 4 του Ν. 2773/1999 ιδρύθηκε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργεια ως ανεξάρτητη διοικητική αρχή επιφορτισμένη με την παρακολούθηση και έλεγχο της λειτουργίας της αγοράς ενέργειας και τη διατύπωση εισηγήσεων για την τήρηση των κανόνων του ανταγωνισμού και την προστασία των

καταναλωτών. Περαιτέρω η ΡΑΕ διατυπώνει γνωμοδοτήσεις προς τον Υπουργό Ανάπτυξης για την αδειοδότηση εγκαταστάσεων ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής και μετά την έκδοση αδειών παρακολουθεί την εξέλιξη της πορείας υλοποίησης έργων ΑΠΕ, μέσω τριμηνιαίων δελτίων και εισηγείται την εκκαθάριση του χώρου από επενδυτές που επιδεικνύουν αδικαιολόγητη βραδύτητα. Επίσης, εισηγείται νομοθετικές παρεμβάσεις για περαιτέρω απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα πλαίσια της οποίας μπορούν να βρουν θέση ουσιώδεις ρυθμίσεις για τις ΑΠΕ (όπως στην περίπτωση των υβριδικών σταθμών). Η αξιολόγηση του συνόλου των αιτήσεων γίνεται από τη ΡΑΕ με την τεχνική υποστήριξη του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας με βάση τα κριτήρια του άρθρου 9 του Κανονισμού Αδειών, που εκδόθηκε σύμφωνα με το άρθρο 3 του Ν. 2773/1999 [21].

Ο Ν. 2941/2001 «Απλοποίηση διαδικασιών ίδρυσης εταιρειών, αδειοδότηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ρύθμιση θεμάτων της Α.Ε. 'ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ' και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 201) αντιμετώπισε αποτελεσματικά το θέμα εγκατάστασης ΑΠΕ σε δάση και δασικές εκτάσεις, με διατάξεις που έγιναν αποδεκτές και κρίθηκαν συνταγματικές από το Συμβούλιο της Επικρατείας. Επίσης κάλυψε σημαντικά κενά του νομοθετικού ιστού και αντιμετώπισε πολλά στοιχεία παθογένειας του αδειοδοτικού καθεστώτος.

Με το Ν. 3017/2002 «Κύρωση του Πρωτοκόλλου του Κιότο στη Σύμβαση-πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος» (ΦΕΚ Α' 117) η Ελληνική Βουλή επισημοποίησε τη δέσμευση της χώρας για δράσεις αντιστρατευόμενες την τάση επιδείνωσης του φαινομένου του θερμοκηπίου.

Ο Ν. 3175/2003³ καθιέρωσε για πρώτη φορά συνεκτικό σύνολο κανόνων για την ορθολογική χρήση της γεωθερμικής ενέργειας. Το νέο πλαίσιο είναι συμβατό με το κοινοτικό δίκαιο που θεωρεί ότι η γεωθερμία αποτελεί μορφή ανανεώσιμης ενέργειας

³ Στην ουσία ο κύριος σκοπός του νόμου ήταν ανάπτυξη και ενίσχυση του ανταγωνισμού στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η προσέλκυση νέων επενδυτικών πηγών και η διασφάλιση της επάρκειας της ηλεκτρικής ενέργειας για την επίτευξη ανταγωνιστικών τιμών καταναλωτή.

που συνεισφέρει στη βιώσιμη ανάπτυξη. Ο Ν. 3175/2003 μετέβαλλε τον από μακρού εδραιωμένο χαρακτήρα της γεωθερμίας ως ορυκτού υπαγόμενου στις μάλλον αυστηρές ρυθμίσεις του Ν.Δ. 210/1973 «Περί Μεταλλευτικού Κώδικος»(ΦΕΚ Α 277). Συνοπτικά, κάθε γεωθερμικό πεδίο θα αντιμετωπίζεται ως ενιαίο κοίτασμα-πηγή ώστε να αποφεύγεται ο κατακερματισμός που προέκυπτε από τις επί μέρους μισθωτικές εκχωρήσεις. Δημιουργήθηκε συγκεκριμένη διαγωνιστική διαδικασία για όλο το φάσμα των προϊόντων, υποπροϊόντων και παραπροϊόντων. Το απολήψιμο δυναμικό των δύο πλήρως ερευνημένων γεωθερμικών πεδίων υψηλής ενθαλπίας για ηλεκτροπαραγωγικούς σκοπούς ανέρχεται σε 170 MWe ενώ το πιθανό δυναμικό ολόκληρης της χώρας υπερβαίνει τα 500 MWe. Πάντως ο κύριος σκοπός του νέου νόμου ήταν η αναθεώρηση του Ν. 2773/1999 προκειμένου να αντιμετωπιστεί η βραδύτητα που σημειώνεται στη διαδικασία απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρισμού κυρίως εξαιτίας της δεσπόζουσας θέσης της ΔΕΗ Α.Ε. Η αναθεώρηση αυτή ήταν επίσης αναγκαία για να αντικατοπτριστούν τροποποιήσεις που προμηνύονταν τότε από την Οδηγία 2003/54/ΕΚ. Στο χώρο των ΑΠΕ ο Ν. 3175/2003 επανέλαβε τον ορισμό του άρθρου 2 της Οδηγίας 2001/77/ΕΚ σχετικά με τις υβριδικές εγκαταστάσεις προκειμένου να αρθεί η υπάρχουσα ασάφεια σχετικά με την πραγματική κατάταξη της ενέργειας που παράγεται από αυτά τα συστήματα. Έτσι απολαμβάνουν το ευνοϊκό τιμολογιακό καθεστώς όπως και οι άλλες μορφές ΑΠΕ αν και στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα δεν εξαιρούνται από διαγωνιστική διαδικασία που αποτελεί προϋπόθεση για τη χορήγηση άδειας παραγωγής⁴.

Στο πρότυπο καινοτόμων επεμβάσεων που υλοποιήθηκαν για την επίσπευση των έργων των Ολυμπιακών έργων του 2004, ο Ν. 3175/2003 περιέλαβε περαιτέρω δράσεις μεταξύ των οποίων και η εισαγωγή συντομευμένων και απλουστευμένων διαδικασιών σχετικά με τις απαλλοτριώσεις που είναι αναγκαίες για την ενίσχυση και επέκταση των γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να εξυπηρετηθεί και η ανάπτυξη των ΑΠΕ.

Με την ΚΥΑ 1726/2003 καταβλήθηκε προσπάθεια αντιμετώπισης κυρίως του φαινομένου της χρονικής καθυστέρησης στην περιβαλλοντική αδειοδότηση έργων ΑΠΕ.

⁴ Η διάταξη αυτή τελεί υπό κατάργηση.

Η ΚΥΑ 1726/2003 καταργήθηκε από τις πρόσφατες Οικ. του 2006: 104247/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ (σύμφωνα με το αρ. 4 του Ν.1650/1986, όπως αντικαταστήθηκε με το αρ.2 του Ν.3010/2002) και 104248/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ, οι οποίες ρυθμίζουν θέματα που σχετίζονται με την διαδικασία προκαταρκτικής περιβαλλοντικής εκτίμησης και αξιολόγησης (Π.Π.Ε.Α.) και έγκρισης περιβαλλοντικών όρων (Ε.Π.Ο.) έργων ΑΠΕ καθώς και με το περιεχόμενο και τα δικαιολογητικά των προμελετών περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Π.Π.Ε) και των μελετών περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Μ.Π.Ε.).

2.2.2. Ο Νόμος 3468/2006

Ο Νόμος 3468/2006 «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις» (Παράρτημα Ι), ο οποίος κατήργησε κάποια άρθρα των νόμων 3175/2003, 2773/1999 και 2244/1994, αφενός αποσαφήνισε τον ορισμό των υβριδικών συστημάτων (βλ. Παράγραφο 1.4), αφετέρου καθόρισε την διαδικασία αδειοδότησης για εγκατάσταση και λειτουργία, καθώς και την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας της ισχύος Υβριδικών Σταθμών.

Σκοπός και στόχος του νόμου είναι να λειτουργήσει ως το μέσο για την εκπλήρωση των δεσμεύσεων της Ελλάδας προς την Ευρωπαϊκή Ένωση, σύμφωνα με τις οποίες η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, θα ανέρχεται σε ποσοστό 20,1%, μέχρι το 2010 και 29%, μέχρι το 2020.

Επιπλέον, με τη νέα νομοθεσία το εθνικό δίκαιο εναρμονίζεται προς την Κοινοτική Οδηγία 2001/77 (βλ. Παρ. 2.1) για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και προσαρμόζεται στις σχετικές δεσμεύσεις που προκύπτουν από το Πρωτόκολλο του Κιότο που είχε κυρωθεί με τον ν.3017/2002.

Βασικός στόχος του νέου νόμου για τις ΑΠΕ, είναι η αποσυμφόρηση και τυποποίηση της αδειοδοτικής διαδικασίας, σε συνδυασμό με τις προβλεπόμενες κανονιστικές πράξεις (κοινές υπουργικές αποφάσεις των Υπουργών Εσωτερικών, Δημόσιας Διοίκησης και

Αποκέντρωσης, Ανάπτυξης και Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων), η οποία σε επίπεδο αλλαγών συμπυκνώνεται στις ακόλουθες παρεμβάσεις:

- Έκδοση της άδειας εγκατάστασης σε διάστημα μικρότερο του ενός έτους από την υποβολή της σχετικής αίτησης για άδεια παραγωγής, ενώ σήμερα ο χρόνος αυτός έφθανε μέχρι και τα 3 χρόνια.
- Περιορισμός των περιπτώσεων τροποποιήσεως των αδειών.
- Απελευθέρωση της σχετικής αγοράς, με τις εισαγόμενες εξαιρέσεις και απαλλαγές
- Μείωση της γραφειοκρατίας, αφού πλέον καθορίζονται οι συγκεκριμένες υπηρεσίες και οι φορείς (το πολύ 11, κατά περίπτωση) που γνωμοδοτούν και λαμβάνουν γνώση, το περιεχόμενο των μελετών και φακέλων που υποβάλλονται και των γνωμοδοτήσεων που χορηγούνται στο πλαίσιο των περιβαλλοντικών αδειών για σταθμούς Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α..

2.2.3. Χωροταξικός σχεδιασμός για τις ΑΠΕ

Πρόσφατα εκδόθηκε το Σχέδιο ΚΥΑ (Ιανουάριος 2008) «Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας» Σκοπός του παρόντος Ειδικού Πλαισίου είναι:

- Η διαμόρφωση πολιτικών χωροθέτησης έργων ΑΠΕ, ανά κατηγορία δραστηριότητας και κατηγορία χώρου, βάσει των διαθέσιμων σε εθνικό επίπεδο στοιχείων.
- Η καθιέρωση κανόνων και κριτηρίων χωροθέτησης που θα επιτρέπουν αφενός την δημιουργία βιώσιμων εγκαταστάσεων ΑΠΕ και αφετέρου την αρμονική ένταξή τους στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον.
- Η δημιουργία ενός αποτελεσματικού μηχανισμού χωροθέτησης των εγκαταστάσεων ΑΠΕ, ώστε να επιτευχθεί ανταπόκριση στους στόχους των εθνικών και ευρωπαϊκών πολιτικών [25].

2.3. Η νέα αδειοδοτική διαδικασία

Στο άρθρο 3 του Νόμου 3468/2006 αντιμετωπίζεται το σοβαρό θέμα της έκδοσης των αδειών παραγωγής. Ως προς τα κριτήρια με βάση τα οποία χορηγείται η άδεια παραγωγής σημειώνεται ότι για την εφαρμογή των διατάξεων για την προστασία του περιβάλλοντος η ΡΑΕ διαβιβάζει την Προμελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων στην

αρμόδια για την περιβαλλοντική αδειοδότηση Υπηρεσία και υποβάλλει τη γνωμοδότηση της στον Υπουργό Ανάπτυξης μόνο αφού περιέλθει σ' αυτή η γνωμοδότηση της Υπηρεσίας περιβαλλοντικής αδειοδότησης. Με την έννοια αυτή στην άδεια παραγωγής ενσωματώνεται η κατ' αρχή συναίνεση της πολιτείας ως προς το επιτρεπτό της αιτούμενης δραστηριότητας και βελτιώνεται το προηγούμενο καθεστώς του άρθρου 28 παρ. 1 του Ν. 2773/1999 όπου η ΡΑΕ ασκούσε οιονεί καθήκοντα Υπηρεσίας περιβαλλοντικής αδειοδότησης αφού θα μπορούσε επ' ευκαιρία της διατύπωσης της γνωμοδότησης προς τον Υπουργό Ανάπτυξης να αποκλείσει για περιβαλλοντικούς λόγους επενδύσεις για τις οποίες δεν είχε καν υπάρξει χειρισμός σχετικών αιτημάτων από τις καθ' ύλην κεντρικές και περιφερειακές Υπηρεσίες περιβαλλοντικής αδειοδότησης.

Ουσιαστική είναι η ρύθμιση της παρ. 1 του άρθρου 3 που επιβάλλει την ύπαρξη ανεμολογικών στοιχείων που θα έχουν εκτελεστεί από πιστοποιημένους φορείς κατά DIN-EN ISO/IEC 17025. Με τον τρόπο αυτό περιορίζεται ο υπαρκτός κίνδυνος ματαιώσεως σοβαρών κατά τα άλλα επενδυτικών προσπαθειών μετά τη διαπίστωση κατά τη φάση έναρξης υλοποίησης των έργων ότι το πραγματικό αιολικό δυναμικό της συγκεκριμένης θέσης υπολείπεται του εκτιμηθέντος σε βαθμό που καθιστά την επένδυση μη βιώσιμη.

Επίσης σημαντική είναι και η ρύθμιση της πρώτης περιόδου της παρ. 2 του άρθρου 3 με την οποία επιβάλλεται συνεργασία της ΡΑΕ με τον οικείο Διαχειριστή για τον καταρχάς καθορισμό του τρόπου και σημείου σύνδεσης του προς αδειοδότηση σταθμού με το Σύστημα ή το Δίκτυο ώστε να μη δημιουργείται προσδοκία ικανοποίησης αιτημάτων για λήψη άδειας παραγωγής σε περιοχές με κορεσμένο ηλεκτρικό χώρο και έλλειψη προοπτικών κατασκευής έργων ενίσχυσης και επέκτασης των έργων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο ορατό μέλλον.

Στην παρ. 4 του άρθρου 3 ορίζεται σε 25 έτη η κατ' αρχή διάρκεια της άδειας παραγωγής και η δυνατότητα ισόχρονης παράτασης της. Με τις εν λόγω διατάξεις επίσης προβλέπεται ότι εάν σε 24 μήνες (ή 36 μήνες σε περιπτώσεις εταιριών λαϊκής βάσης) δεν έχει εκδοθεί και η άδεια εγκατάστασης θα ανακαλείται η άδεια παραγωγής. Στους λόγους

παράτασης του χρονικού διαστήματος των 24 μηνών δεν θα συνυπολογίζεται ο χρόνος δικαστικής αναστολής της εκτέλεσης οποιασδήποτε πράξης ή έγκρισης αναγκαίας για τη χορήγηση της άδειας εγκατάστασης ή καθυστέρησης μη οφειλόμενης σε υπαιτιότητα του κατόχου της άδειας παραγωγής. Ρητή μνεία γίνεται στο ότι δεν συνιστούν λόγο παράτασης η τροποποίηση της άδειας παραγωγής λόγω μεταβολής μετοχικής σύνθεσης του κατόχου της, ή του τόπου εγκατάστασης ή της εγκατεστημένης ή της μέγιστης ισχύος, καθώς και η μεταβίβαση της άδειας σε άλλο πρόσωπο.

Η διαδικασία αδειοδότησης για την εγκατάσταση και λειτουργία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας γενικά, αλλά και με την χρήση ΑΠΕ, όπως αυτή προκύπτει από το ισχύον θεσμικό και κανονιστικό πλαίσιο, απαρτίζεται από τα ακόλουθα 7 διακριτά βήματα και σχηματικά στο **Σχήμα 2-1**[28]:

Βήμα 1ο . Άδεια Παραγωγής

Σχετική Νομοθεσία :

- άρθρο 3 του Ν. 3468 / 2006 (ΦΕΚ 129/Α/27-6-2006)
- άρθρο 9 του Ν. 2773 / 1999

Αρμόδια Αρχή :

- Υπουργείο Ανάπτυξης
- Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Κατάθεση : Αίτηση στη ΡΑΕ και 2 αντίγραφα της Π.Π.Ε.

Βήμα 2ο . Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση & Αξιολόγηση (Π.Π.Ε.Α)

Σχετική Νομοθεσία :

- 1650 / 85 για την προστασία του περιβάλλοντος,
- 3010 / 02 περί κατάταξης των δημοσίων και ιδιωτικών έργων και δραστηριοτήτων για την εκτίμηση των περιβαλλοντικών τους επιπτώσεων,
- ΚΥΑ 104247/2006 (ΦΕΚ 663/Β/26-5-2006) περί «Διαδικασία Προκαταρκτικής
- Περιβαλλοντικής Εκτίμησης και Αξιολόγησης και Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων έργων ΑΠΕ»
- ΚΥΑ 104248/2006 (ΦΕΚ 663/Β/26-5-2006) περί «Περιεχομένου, δικαιολογητικών

και λοιπών στοιχείων των Προμελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων, των Μελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων, καθώς και συναφών μελετών περιβάλλοντος, έργων ΑΠΕ»

- ΚΥΑ 1726 / 2003 περί έγκρισης περιβαλλοντικών όρων για έργα ΑΠΕ

Αρμόδια Αρχή :

- Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε. (ή ΔΙ.ΠΕ.ΧΩ οικείας περιφέρειας, ή Υπηρεσία Περιβάλλοντος της οικείας Νομαρχιακής Αυτοδιοίκησης, ανάλογα με την κατάταξη του έργου).

Κατάθεση : Προμελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (συμπεριλαμβάνονται διάφορες εγκρίσεις / βεβαιώσεις).

Βήμα 3ο . Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο)

Σχετική Νομοθεσία :

- 1650 / 85 για την προστασία του περιβάλλοντος,
- 3010 / 02 περί κατάταξης των δημοσίων και ιδιωτικών έργων και δραστηριοτήτων για την εκτίμηση των περιβαλλοντικών τους επιπτώσεων,
- ΚΥΑ 104247/2006 (ΦΕΚ 663/Β/26-5-2006) περί «Διαδικασία Προκαταρκτικής Περιβαλλοντικής Εκτίμησης και Αξιολόγησης και Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων έργων Α.Π.Ε»
- ΚΥΑ 104248/2006 (ΦΕΚ 663/Β/26-5-2006) περί «Περιεχομένου, δικαιολογητικών και λοιπών στοιχείων των Προμελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων, των Μελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων, καθώς και συναφών μελετών περιβάλλοντος, έργων Α.Π.Ε»
- ΚΥΑ 1726 / 2003 περί έγκρισης περιβαλλοντικών όρων για έργα ΑΠΕ

Αρμόδια Αρχή :

- Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε. (ή ΔΙ.ΠΕ.ΧΩ οικείας περιφέρειας, ή Υπηρεσία Περιβάλλοντος της οικείας Νομαρχιακής Αυτοδιοίκησης, ανάλογα με την κατάταξη του έργου)

Κατάθεση : Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (συμπεριλαμβάνονται διάφορες εγκρίσεις /βεβαιώσεις).

Βήμα 4ο . Βεβαίωση Χρήσης Γης

Σχετική Νομοθεσία :

- άρθρο 58, § 2 του Ν. 998/79 περί προστασίας των δασών και τροποποίηση του από άρθρο 2 του Ν. 2941 / 01 εφόσον η εγκατάσταση ΑΠΕ γίνεται σε δημόσια δασική έκταση.

Αρμόδια Αρχή : Η αρμοδιότητα για την έκδοση απόφασης έγκρισης επέμβασης μεταφέρθηκε από τον Υπουργό Γεωργίας στο Γενικό Γραμματέα της οικείας Περιφέρειας.

Βήμα 5ο . Άδεια Εγκατάστασης

Σχετική Νομοθεσία :

- άρθρο 8 του Ν. 3468 / 2006 (ΦΕΚ 129/Α/27-6-2006)
- Απόφαση Υπουργού Ανάπτυξης Δ6/Φ1/2000/6.2.2002 «Διαδικασία έκδοσης αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ΑΠΕ και μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών...» και τροποποίησή της από Δ6/Φ1/10200/5.6.2002 του Υπουργού Ανάπτυξης.

Αρμόδια Αρχή : Δ/νση Σχεδιασμού & Ανάπτυξης της οικείας Περιφέρειας (Σε περίπτωση μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών, αρμόδιο είναι το Υπουργείο Ανάπτυξης).

Εκτιμώμενος χρόνος : 15 μέρες από την στιγμή του το κατατεθειμένος φάκελος θεωρείται πλήρης.

Βήμα 6ο . Οικοδομική Άδεια

Σχετική Νομοθεσία :

- Προεδρικό Διάταγμα 8/13-7-1993,
- Σύμφωνα με τον Ν. 2941/01, για την εγκατάσταση αιολικών σταθμών και ανεμογεννητριών δεν απαιτείται έκδοση οικοδομικής άδειας.

Αρμόδια Αρχή : Υπηρεσία Πολεοδομίας της οικείας Νομαρχιακής Αυτοδιοίκησης.

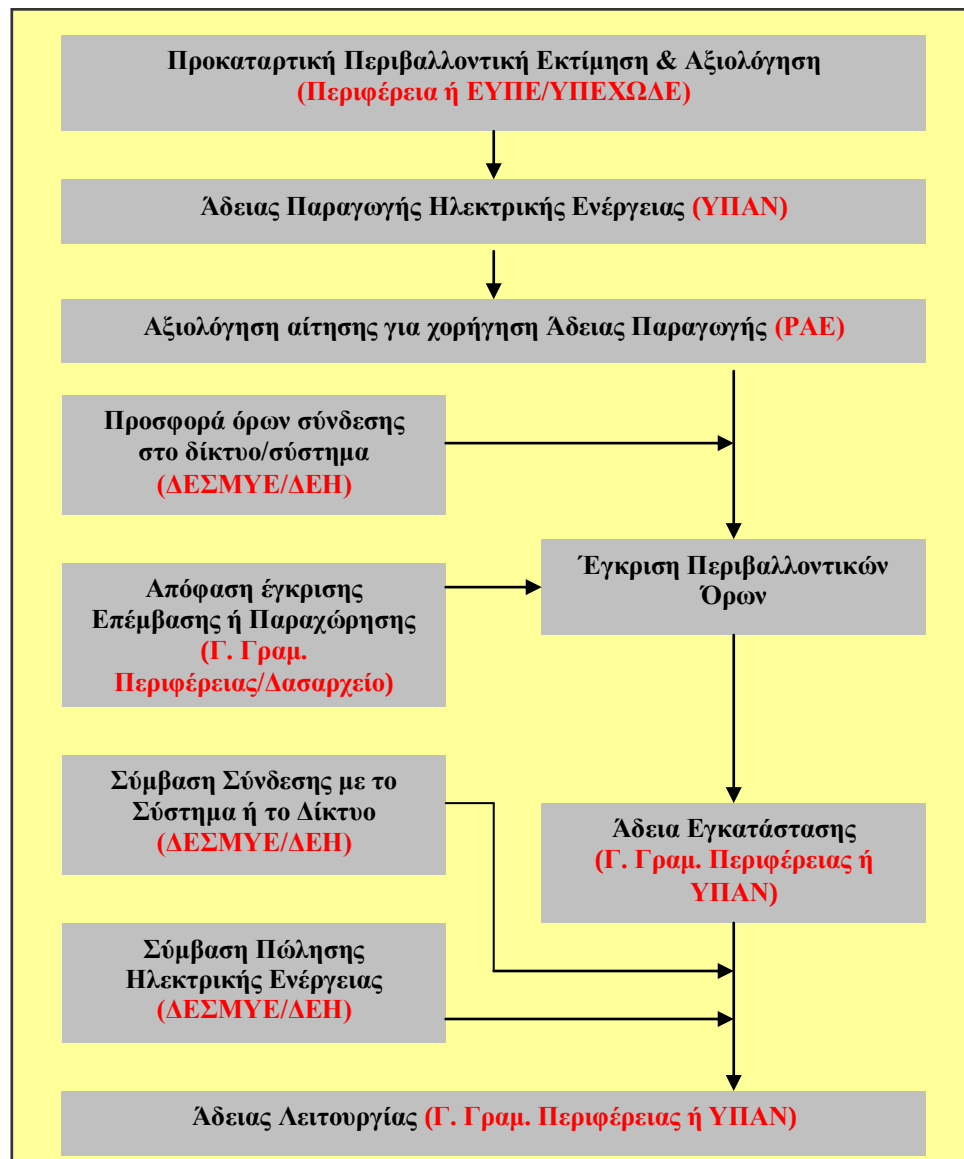
Εκτιμώμενος χρόνος : 3 -9 μήνες.

Βήμα 7ο . Άδεια Λειτουργίας

Σχετική Νομοθεσία :

- άρθρο 8 του Ν. 3468 / 2006 (ΦΕΚ 129/Α/27-6-2006)
- άρθρα 14, 15 της Υ.Α 2000/2002, ΦΕΚ Β 158/13-2-02.

Αρμόδια Αρχή : Δ/νση Σχεδιασμού & Ανάπτυξης της οικείας Περιφέρειας.
Εκτιμώμενος χρόνος : 2 μήνες.



Σχήμα 2-1: Η αδειοδοτική διαδικασία έργων ΑΠΕ

2.4. Πορεία υλοποίησης έργων ΑΠΕ

Η γεωγραφική κατανομή των έργων ΑΠΕ ανά τεχνολογία και ανά στάδιο αδειοδοτικής διαδικασίας στο οποίο ευρίσκονται παρουσιάζεται στον Πίνακα 2-3. Το μεγαλύτερο ποσοστό έργων με άδεια παραγωγής συγκεντρώνει η Περιφέρεια Στερεάς Ελλάδας και

οφείλεται κυρίως στην υπερσυγκέντρωση αιολικών στην Εύβοια αλλά και στην Βοιωτία, τη Φωκίδα και τη Φθιώτιδα, και ακολουθεί η Πελοπόννησος, ενώ η μεγαλύτερη συγκέντρωση μικρών υδροηλεκτρικών έργων με άδεια παραγωγής εντοπίζεται στην Περιφέρεια Ηπείρου λόγω του αξιόλογου υδροδυναμικού της. Αξιοσημείωτη είναι η διείσδυση των εν λειτουργία αιολικών στις περιοχές με πλούσιο αιολικό δυναμικό δηλ. της Ν. Εύβοιας, της Θράκης και της Κρήτης, όπου η συνολική ισχύς έργων με άδεια παραγωγής εξαντλεί τις δυνατότητες απορρόφησης των υφισταμένων δικτύων.

Από τον **Πίνακα 2-3** προκύπτει επίσης και η κατανομή των έργων ανά τεχνολογία και ανά στάδιο αδειοδοτικής διαδικασίας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (Περιφέρειες Κρήτης, Βορείου και Νοτίου Αιγαίου) και στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Συγκεκριμένα, στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά στις 31.12.2006 έχουν λάβει άδεια λειτουργίας 94 έργα ισχύος 169,9MW, ήτοι 22,7% της συνολικής εν λειτουργία ισχύος έργων ΑΠΕ, ενώ τα υπόλοιπα 109 έργα ισχύος 579,5MW συνδέονται με το ηπειρωτικό Σύστημα ή Δίκτυο.

Τα αντίστοιχα νούμερα αναφορικά με τις εκδοθείσες άδειες εγκατάστασης στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά ανέρχονται σε 27 έργα ισχύος 81,8MW, δηλ. ποσοστό 7,8% της συνολικής ισχύος έργων με άδεια εγκατάστασης και τέλος τα έργα με εκδοθείσες άδειες παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά ανέρχονται σε 174 με ισχύ 445,6MW που αντιστοιχούν σε ποσοστό περίπου 6,6% της συνολικής αδειοδοτημένης ισχύος.

Η παραγόμενη ενέργεια από τους εν λειτουργία σταθμούς ΑΠΕ ανήλθε το 2006 σε 2,015 TWh ενώ η αντίστοιχη παραγωγή για το έτος 2005 καταγράφηκε 1,59TWh, δηλ. σημειώθηκε αύξηση της παραγόμενης ενέργειας κατά 26,7% με αντίστοιχη αύξηση 30% της ισχύος των εν λειτουργία έργων όπως αναφέρθηκε ανωτέρω. Η παραγόμενη ενέργεια σταθμών ΑΠΕ του Διασυνδεδεμένου Συστήματος αντιστοιχεί σε 1,5 TWh για το 2006, και 1,21 TWh για το 2005, ενώ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά η παραγόμενη ενέργεια ανήλθε σε 0,5 TWh το 2006, ήτοι 24,8% της συνολικά παραχθείσας και 0,38 TWh το 2005, που αντιστοιχεί σε 23,9% της συνολικά παραχθείσας.

Αντίστοιχα για τους μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, η καθαρή παραγόμενη ενέργεια (μη συμπεριλαμβανόμενης της άντλησης) στο τέλος του 2006 καταγράφηκε 5.621 GWh και στο τέλος του 2005 4.580 GWh, με αντίστοιχη εν λειτουργία ισχύ ανερχόμενη σε 3.098 MW (όλα τα σχετικά έργα συμπεριλαμβάνονται στην ενιαία άδεια της ΔΕΗ (ΦΕΚ Β' 92/31.01.2002) [34].

Πίνακας 2-2: Πορεία Υλοποίησης Έργων ΑΠΕ (Στοιχεία ΡΑΕ, 31-08-07)

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ		Με άδεια λειτουργίας (1)		Με άδεια εγκατάστασης		Ανακληθείσες		Με άδεια παραγωγής (3)	Αιτήσεις για άδεια παραγωγής	
			% επί Συνολ. Αδειών Παρ/ Ισχύος (2)		% επί Συνολ. Αδειών Παρ/ Ισχύος (2)		% επί Συνολ. Αδειών Παρ/ Ισχύος (2)			% επί Συνολ. Αδειών Παρ/ Ισχύος
Αιολικά	Πλήθος	115	23,8	72	14,9	42	8,7	484	1693	47,8
	Ισχύς (MW)	709,6	11,1	899,8	14,1	544,6	8,5	6402,3	3159,6	87,1
Βιομάζα	Πλήθος	7	36,8	6	31,6	7	36,8	19	47	1,3
	Ισχύς (MW)	32,1	34,8	22,3	24,1	24,5	26,6	92,3	410,7	1,1
Γεωθερμία	Πλήθος	0	0	0	0	0	0	1	6	0,2
	Ισχύς (MW)	0	0	0	0	0	0	8	335,5	0,9
Μικρά ΥΗΕ	Πλήθος	58	22,7	58	22,7	36	14,1	256	681	19,2
	Ισχύς (MW)	95,5	19	103,2	20,5	96	19,1	503,2	1787,4	4,9
Φωτοβολταϊκά	Πλήθος	33	60	4	7,3	1	1,8	55	1112	31,4
	Ισχύς (MW)	0,8	5,3	0,9	5,5	0,1	0,6	16	2160,5	6
	Σύνολο	213	26,1	140	17,2	86	10,6	815	3539	100
	Ισχύς (MW)	838	11,9	1026,2	14,6	655,3	9,4	7021,9	36285,7	100

(1) Στις Άδειες Λειτουργίας συμπεριλαμβάνονται και τα έργα ΑΠΕ της ενιαίας Άδειας Παραγωγής της ΔΕΗ ΑΕ

(2) Ποσοστά ως προς το σύνολο των έργων (ανά τεχνολογία) με Άδεια Παραγωγής

(3) Συμπεριλαμβάνουν τα έργα με Άδεια Εγκατάστασης και Άδεια Λειτουργίας

Πίνακας 2-3: Στάδιο αδειοδοτικής διαδικασίας έργων ΑΠΕ ανά τεχνολογία και ανά Περιφέρεια

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	Με Άδεια ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ¹		Με Άδεια ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ		Με Άδεια ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ²		Αιτήσεις για Άδεια Παραγωγής	
		Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)
Ανατολική Μακεδονία και Θράκη	Αιολικά	10	163,3	3	84,0	29	430,5	197	4350,7
	ΜΥΗΕ	1	0,9	2	2,0	8	9,8	29	73,6
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	0	0,0	102	189,2
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		11	164,2	5	86,0	37	440,2	328	4613,5
Αττική	Αιολικά	1	0,1	2	31,5	17	251,4	77	1567,6
	ΜΥΗΕ	0	0,0	1	0,6	1	0,6	2	0,9
	Φ/Β	2	0,0	0	0,0	3	0,2	43	85,1
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		3	0,1	3	32,1	21	252,2	122	1653,6
Βόρειο Αιγαίο	Αιολικά	24	28,4	3	5,1	36	42,4	95	1972,3
	ΜΥΗΕ	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
	Φ/Β	6	0,0	0	0,0	6	0,0	8	2,8
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		30	28,4	3	5,1	42	42,4	103	1975,1
Δυτική Ελλάδα	Αιολικά	2	36,1	4	78,6	22	502,7	83	1841,0
	ΜΥΗΕ	7	18,4	7	14,0	45	88,8	103	282,1
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	1	1,1	119	253,4
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		9	54,4	11	92,6	68	592,5	305	2376,5
Δυτική Μακεδονία	Αιολικά	0	0,0	1	28,8	14	459,8	44	1639,6
	ΜΥΗΕ	0	0,0	5	10,8	18	58,4	68	182,5
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	0	0,0	31	92,1
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		0	0,0	6	39,6	32	518,2	143	1914,2
Ηπειρος	Αιολικά	0	0,0	0	0,0	7	114,6	39	761,1
	ΜΥΗΕ	12	26,9	7	17,2	37	109,6	115	441,7
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	0	0,0	54	76,7
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		12	26,9	7	17,2	44	224,2	208	1279,4
Θεσσαλία	Αιολικά	1	17,0	2	33,0	7	117,8	24	414,8
	ΜΥΗΕ	5	4,9	10	18,9	31	52,0	100	225,7
	Φ/Β	3	0,0	0	0,0	4	1,96	160	297,9
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		9	22,0	12	51,9	42	171,7	284	938,3

Πίνακας 2-3: Στάδιο αδειοδοτικής διαδικασίας έργων ΑΠΕ ανά τεχνολογία και ανά Περιφέρεια

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	Με Άδεια ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ¹		Με Άδεια ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ		Με Άδεια ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ²		Αιτήσεις για Άδεια Παραγωγής	
		Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)
Ιονίων Νήσων	Αιολικά	1	13,6	3	67,4	10	182,3	52	845,3
	ΜΥΗΕ	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	0	0,0	5	6,4
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		1	13,6	3	67,4	10	182,3	57	851,7
Κεντρική Μακεδονία	Αιολικά	1	17,0	1	10,0	21	405,8	84	1882,8
	ΜΥΗΕ	21	21,5	12	20,9	55	65,6	100	139,7
	Φ/Β	0	0,0	1	0,4	6	3,1	154	263,9
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		22	38,5	14	31,3	82	474,4	338	2286,4
Κρήτη	Αιολικά	22	129,5	12	47,5	45	221,7	95	705,7
	ΜΥΗΕ	2	0,6	0	0,0	2	0,6	1	0,7
	Φ/Β	6	0,6	3	0,5	10	1,1	59	47,6
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		30	130,7	15	47,9	57	223,4	155	753,9
Νότιο Αιγαίο	Αιολικά	20	34,2	11	26,2	57	186,2	160	2069,4
	ΜΥΗΕ	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
	Φ/Β	16	0,2	0	0,0	16	0,2	10	2,8
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		36	34,4	11	26,2	73	186,4	170	2072,2
Πελοπόννησος	Αιολικά	2	66,0	14	215,5	66	1198,0	325	6429,3
	ΜΥΗΕ	1	1,0	2	3,0	10	20,9	29	110,5
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	7	6,2	212	528,7
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		3	67,0	16	218,4	83	1225,0	566	7068,4
Στερεά Ελλάδα	Αιολικά	31	204,4	16	272,4	153	2289,4	418	7112,3
	ΜΥΗΕ	9	21,2	12	15,9	49	97,0	134	330,0
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	2	2,2	155	313,9
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		40	225,7	28	288,3	204	2388,6	707	7756,2

2.5. Προοπτικές

Στον Πίνακα 2-4 παρατίθενται στοιχεία προβλέψεων για την εν λειτουργία ισχύ (με άδεια λειτουργίας) έργων ΑΠΕ καθώς και την παραγόμενη, από αυτά, ενέργεια για τα έτη από 2007 έως 2010 και τα αντίστοιχα ποσοστά διείσδυσης στην ηλεκτροπαραγωγή της Χώρας. Στο σημείο αυτό επισημαίνεται ότι στο τέλος κάθε έτους η ισχύς έργων που έχουν εξασφαλίσει άδεια λειτουργίας υπολείπεται της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στην οποία προσμετρώνται και έργα που βρίσκονται σε φάση δοκιμαστικής λειτουργίας και τροφοδοτούν με ενέργεια το Σύστημα ή το Δίκτυο. Για λόγους ενιαίας παρουσίασης

των δεδομένων τα στοιχεία του **Πίνακας 4-5** αναφέρονται σε προβλέψεις για την εν λειτουργία ισχύ ωστόσο αναφέρεται χαρακτηριστικά ότι στο τέλος του 2006 η εγκατεστημένη ισχύς έργων ήταν περίπου 870 MW έναντι 749,4 MW με άδεια λειτουργίας και για το τέλος του 2007 εκτιμάται ότι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς έργων ΑΠΕ μπορεί να ξεπεράσει τα 1.100 MW ενώ η αντίστοιχη πρόβλεψη για την ισχύ έργων με άδεια λειτουργίας είναι 950MW.

Οι προβλέψεις λαμβάνουν υπόψη:

- Τη μέχρι σήμερα εξέλιξη των ανωτέρω μεγεθών
- Την αναμενόμενη ένταξη σημαντικής ισχύος από φωτοβολταϊκούς σταθμούς έως το 2010 (με βάση το πρόγραμμα ανάπτυξης φ/β που προβλέπεται στο ν.3468/2006 τίθεται στόχος ένταξης συνολικά 700MW έως το 2020)
- Τα χρονοδιαγράμματα υλοποίησης των έργων ενίσχυσης του Συστήματος και συγκεκριμένα την ολοκλήρωση των έργων στη γραμμή Άστρος Μολάοι εντός του 2007 και την ολοκλήρωση των έργων ενίσχυσης του Συστήματος στην Αν. Μακεδονία και Θράκη έως τις αρχές του 2009
- Την αναμενόμενη, εντός του 2007, θεσμοθέτηση του Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου για τις ΑΠΕ η οποία αναμένεται να συμβάλλει στη θωράκιση των επενδύσεων από προσφυγές αλλά και την απεμπλοκή σημαντικού αριθμού επενδύσεων οι οποίες βρίσκονται ανενεργές έως την έκδοση της σχετικής δικαστικής απόφασης.
- Την εκτίμηση ότι τεχνολογίες ΑΠΕ όπως η γεωθερμία και η βιομάζα δεν θα μπορέσουν να συμβάλλουν ουσιαστικά στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ κατά τα αμέσως επόμενα χρόνια. Η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία εντοπίζεται κυρίως στα νησιά Μήλο, Νίσυρο και Λέσβο. Με την εφαρμογή σύγχρονης τεχνολογίας στη εξόρυξη του γεωθερμικού ρευστού, με την οποία μπορούν να αποφευχθούν δυσμενείς περιβαλλοντικές επιπτώσεις και τη διασύνδεση των πλησίων προς αυτά νησιών (ή και την Ηπειρωτική Χώρα) με υποβρύχια καλώδια, εκτιμάται ότι είναι δυνατή η αξιοποίηση της ενεργειακής αυτής πηγής στο προσεχές μέλλον. Τέλος η ανάπτυξη των σταθμών βιομάζας

αναμένεται σχετικά χαμηλή, σε επίπεδο που δεν θα ξεπεράσει το τρέχον ενδιαφέρον των επενδυτών.

***Πίνακας 2-4:** Εκτιμήσεις χρονικής εξέλιξης μεγεθών των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ*

Έτος	Ισχύς σε λειτουργία (MW)	Παραγωγή (GWh)	Διείσδυση στην ηλεκτροπαραγωγή
2006	750	2.015	3,73%
2007	950	2.500	4,50%
2008	1.200	3.080	5,40%
2009	1.500	3.610	6,15%
2010	1.850	4.230	7,05%

Η ενέργεια που θα παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ το έτος 2010 εκτιμάται σε 4.230 GWh περίπου. Το ίδιο έτος 2010 εκτιμάται ότι οι ανάγκες της Χώρας θα απαιτούν τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περίπου 60.000 GWh. Συνεπώς η παραγόμενη από ΑΠΕ ηλεκτρική ενέργεια θα αποτελεί ποσοστό ίσο με 7,05% της συνολικής. Εάν θεωρηθεί ότι το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας από τους Μεγάλους Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς παραμένει έως και το 2010 στα σημερινά επίπεδα, δηλαδή περί το 7 έως 8%, συνάγεται ότι η συνολική διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή δεν θα ξεπεράσει το 15% και συνεπώς ο στόχος του 20,1% που θέτει η «Οδηγία 2001/77» του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, δε φαίνεται εφικτός.

Ωστόσο η αναμενόμενη υλοποίηση αιολικών έργων μεγάλης ισχύος με κατασκευή των αντίστοιχων διασυνδετικών έργων από τους παραγωγούς, σε περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού εντός της διετίας 2010-2012, εκτιμάται ότι θα ενισχύσει σημαντικά το ποσοστό της διείσδυσης έως το 2012. Προς την ίδια κατεύθυνση αναμένεται να συμβάλλει και η εγκατάσταση υβριδικών σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, μετά την ολοκλήρωση του σχετικού θεσμικού πλαισίου εντός του 2007 με την έκδοση του Κανονισμού Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.

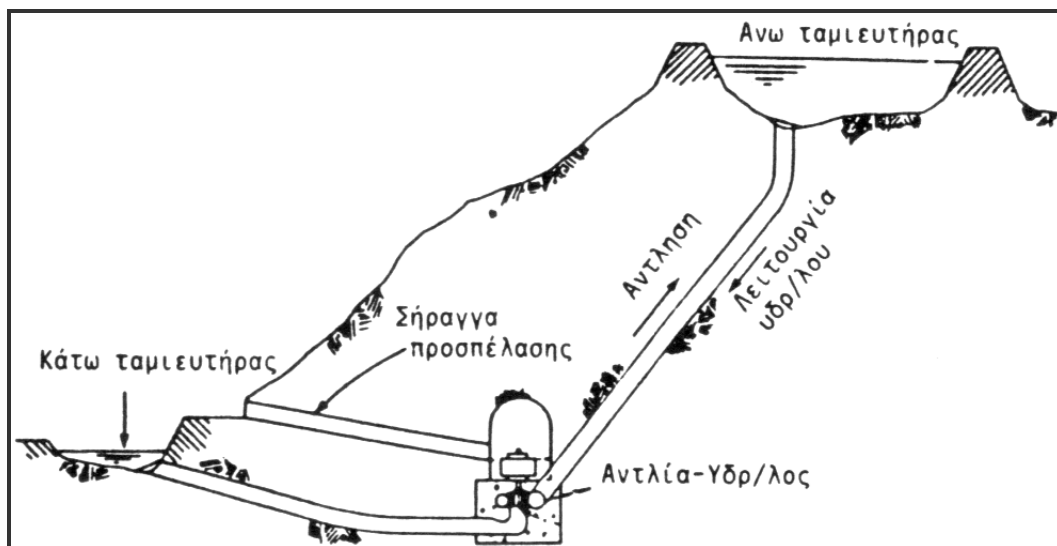
3. ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

3.1. Τα μέρη του ΥΒΣ

Με τον όρο αναστρέψιμα ΥΗΕ ή ΥΗΕ αποταμίευσης (Pumped Storage Systems) εννοούνται τα ΥΗΕ που έχουν τόσο τη δυνατότητα λειτουργίας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (λειτουργία υδροστροβίλου) όσο και τη δυνατότητα άντλησης (ή αποταμίευσης) του νερού. Το σύστημα αντλησιοταμίευσης αποτελείται (

Σχήμα 3-1):

- Από δύο ταμιευτήρες (αντλησιοταμιευτήρες) με υψομετρική διαφορά, που συνδέονται με ένα ή περισσότερους αγωγούς.
- Από αντλίες, σταθερών ή μεταβλητών στροφών, συνδεδεμένες παράλληλα.
- Από υδροστροβίλους.



Σχήμα 3-1: Σύστημα αντλησιοταμίευσης με δύο ταμιευτήρες.

Όσον αφορά τον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό (υδροδυναμικές και ηλεκτρικές μηχανές) τα αναστρέψιμα ΥΗΕ διακρίνονται σε δύο κατηγορίες ανάλογα με τη σύνθεση των μονάδων τους:

- Τις σύνθετες, αυτές δηλαδή που είναι εξοπλισμένες με υδροστρόβιλο, φυγόκεντρη αντλία και ηλεκτρική μηχανή που λειτουργεί ως κινητήρας ή ως γεννήτρια. Και οι

τρεις μηχανές έχουν κοινή άτρακτο. Ο υδροστροβίλος , ανάλογα με τη υδραυλική πτώση μπορεί να είναι δράσεως (Pelton) ή αντιδράσεως (Francis), ενώ η αντλία μπορεί να είναι μονοβάθμια, μονής ή διπλής αναρρόφησης ανάλογα με την υψομετρική διαφορά και την παροχή.

- Αυτές που είναι εξοπλισμένες με αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή (στροβιλοαντλία) και ηλεκτρική μηχανή που λειτουργεί ως γεννήτρια ή κινητήρας. Η αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή έχει τη δυνατότητα λειτουργίας ως αντλίας και ως υδροστροβίλου με την αντιστροφή της φοράς περιστροφής της πτερωτής.

Το βασικό πλεονέκτημα της πρώτης λύσης είναι ότι κάθε μηχανή (υδροστροβίλος και αντλία) υπολογίζεται χωρίς να λειτουργεί στο αντίστοιχο κανονικό σημείο λειτουργίας. Παρουσιάζει όμως το μειονέκτημα του σημαντικού κόστους του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού (δύο υδροδυναμικές μηχανές αντί μιας αναστρέψιμης) ενώ κάθε μονάδα καταλαμβάνει σημαντικά μεγαλύτερο χώρο σε σύγκριση με τη λύση της αναστρέψιμης υδροδυναμικής μηχανής.

Και τα δύο είδη όμως αποτελούν ένα αποτελεσματικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, αφού συντελούν στη σταθεροποίηση του δικτύου και στη βελτίωση της ποιότητας της παρεχόμενης ισχύος. Επιπρόσθετα τα αναστρέψιμα ΥΗΕ έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής, καθώς και μεγάλη χωρητικότητα, η οποία αυξάνει ανάλογα με το μέγεθος του ταμιευτήρα [20].

3.2.Γενικές αρχές λειτουργίας

Η άντληση του νερού γίνεται κατά τη διάρκεια των ωρών ή ημερών χαμηλής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από:

- Την απορριπτόμενη ενέργειας των Α/Π.
- Την περίσσεια ενέργειας των συμβατικών μονάδων
- Αποκλειστικά την παραγόμενη ενέργεια από τα Α/Π. (Την περίπτωση που μελετά η παρούσα διπλωματική εργασία)

Τα αναστρέψιμα ΥΗΕ διακρίνονται κύρια από τον ρυθμό εναλλαγής της λειτουργίας τους, από άντληση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η εναλλαγή αυτή μπορεί να συμβαίνει μία ή περισσότερες φορές την ημέρα, μία φορά την εβδομάδα ή μία φορά το χρόνο: αποθήκευση νερού κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης (π.χ. το Σαββατοκύριακο για εβδομαδιαία εναλλαγή). Οι δύο τελευταίες περιπτώσεις εναλλαγής της λειτουργίας απαιτούν την ύπαρξη δεξαμενής αποθήκευσης (άνω ταμιευτήρα) πολύ μεγάλου όγκου.

Ένα αναστρέψιμο ΥΗΕ είναι τόσο περισσότερο οικονομικά συμφέρον όσο μεγαλύτερη είναι η υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω ταμιευτήρα. Η ενέργεια ανά μονάδα μάζας του νερού είναι μεγαλύτερη, οπότε η ίδια ισχύς επιτυγχάνεται με μικρότερες παροχές, άρα υδροηλεκτρικές μηχανές μικρότερου όγκου και μικρότερου κόστους.

3.2.1. Εκμετάλλευση της απορριπτόμενης ισχύος από τα Α/Π

Στην περίπτωση που το Αναστρέψιμο ΥΗΕ αποθηκεύει και εκμεταλλεύεται την απορριπτόμενη ισχύ από τα Α/Π η λειτουργία του είναι η ακόλουθη: Κατά τη διάρκεια μιας ημέρας θα υπάρχουν ώρες κατά τις οποίες η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες βάσεως θα είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση (για παράδειγμα κατά τις μεταμεσονύκτιες ώρες ή τις αργίες), οπότε με την περίσσεια αυτή του δικτύου πραγματοποιείται η άντληση στα αναστρέψιμα ΥΗΕ. Επίσης θα υπάρχουν διαστήματα που συμβαίνει το αντίθετο, δηλαδή η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή, ιδιαίτερα τις ώρες αιχμής.

Τα αναστρέψιμα ΥΗΕ λοιπόν απορροφούν την περίσσεια ενέργεια κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης μετατρέποντάς την σε υδραυλική ενέργεια, η οποία αποθηκεύεται στον άνω ταμιευτήρα, για να την αποδώσουν στο δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής.

Η διαδικασία αυτή μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδραυλική (άντληση) και στη συνέχεια η εκ νέου μετατροπής της σε ηλεκτρική (λειτουργία υδροστροβίλων) συνοδεύεται με απώλειες. Οι συνολικές απώλειες ενέργειας σε ένα κύκλο άντλησης – λειτουργίας υδροστροβίλων φθάνει το 23% περίπου. Όπως αναμένεται οι συνολικές απώλειες είναι μεγαλύτερες όσο το μέγεθος των μηχανών γίνεται μικρότερο.

3.2.2. Εκμετάλλευση όλης της παραγόμενης από τα Α/Π ισχύος

Στην περίπτωση που μελετά η παρούσα διπλωματική εργασία, το Αναστρέψιμο ΥΗΕ δεν εκμεταλλεύεται την απορριπτόμενη από τα Α/Π ηλεκτρική ισχύ. Το αιολικό πάρκο παρέχει ηλεκτρική ενέργεια αποκλειστικά για το Αναστρέψιμο ΥΗΕ, με στόχο την παραγωγή εγγυημένης ηλεκτρικής ενέργειας. Το αναστρέψιμο ΥΗΕ αποθηκεύει ενέργεια, αξιοποιώντας:

- Την παραγόμενη ενέργεια του αιολικού πάρκου.
- Τις συμβατικές μονάδες βάσης, στην περίπτωση που δεν έχουμε διαθέσιμη αιολική ισχύ (ασθενείς άνεμοι).

Η εγγυημένη ισχύς θα παρέχεται από το ΥΒΣ παραγωγής ενέργειας στο σύστημα από τον υδροστρόβιλο.

Σύμφωνα με πρόσφατες έρευνες [10] η χρήση τέτοιων υβριδικών συστημάτων έχουν αρκετά πλεονεκτήματα:

- Οι χρονοσειρές ισχύος που εκμεταλλεύεται το αντλησιοταμιευτικό σύστημα είναι πιο «πυκνές» σε σχέση με τις αντίστοιχες της απορριπτόμενης ισχύος, γεγονός που συνεπάγεται με μεγαλύτερα ποσά παραγόμενης ενέργειας και κατά συνέπεια μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης του συστήματος.
- Η διείσδυση τέτοιων συστημάτων σε απομονωμένα δίκτυα, όπως αυτό της Κρήτης, δεν δημιουργεί προβλήματα ευστάθειας του δικτύου, αφού το πρόβλημα της στοχαστικότητας του ανέμου, αντιμετωπίζεται με παραγωγή εγγυημένης ενέργειας από τον υδροστρόβιλο.
- Το όριο διείσδυσης τέτοιων συστημάτων σε απομονωμένα συστήματα είναι μεγαλύτερο σε σχέση με αυτό των αιολικών πάρκων.

4. ΤΟ ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ

Το ενεργειακό πρόβλημα της Κρήτης συνίσταται, κυρίως, στην κάλυψη των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια αδιάλειπτα, αξιόπιστα και με τις μικρότερες δυνατές επιπτώσεις στους κατοίκους και στο περιβάλλον. Το πρόβλημα αυτό παρουσιάζεται ως σύνθετο τεχνολογικό, αλλά είναι έντονα κοινωνικό, πολιτικό και οικονομικό. Επίσης, σχετίζεται με το ευρύτερο ενεργειακό πρόβλημα. Δηλαδή, με την περιβαλλοντική και αειφορική διάσταση των ενεργειακών πόρων. Το τελευταίο αποκτά ιδιαίτερη σημασία, προπαντός μετά την πρόσφατη (Δεκ. 2005) ενεργοποίηση του πρωτοκόλλου του Κιότο.

Η παρούσα κατάσταση του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος περίπου 700 MW (μεγαβάτ), καλύπτει τις ανάγκες της Κρήτης για τα επόμενα λίγα χρόνια. Ιδιαίτερα ανησυχητικός είναι ο ταχύς ρυθμός αύξησης του ηλεκτρικού φορτίου, ο οποίος ανατρέπει κάθε λογικό σχεδιασμό λαμβάνοντας υπόψη την ελληνική πραγματικότητα. Ο ρυθμός αυτός αύξησης του φορτίου, της τάξης του 5,5%, είναι περίπου διπλάσιος του εθνικού μέσου όρου, έχει ληφθεί υπόψη για την υλοποίηση των σεναρίων κάλυψης των αναγκών της Κρήτης σε ηλεκτρική ενέργεια, με συμβατικά καύσιμα, για τα επόμενα δεκαπέντε περίπου χρόνια. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η συνεισφορά των αιολικών πάρκων στο ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων είναι περίπου 100 MW, άνισα κατανεμημένα στο νησί (δώδεκα αιολικά πάρκα στο Λασιθί, δύο στο Ηράκλειο και ένα στα Χανιά), και συνεισφέρουν περίπου το 10% της ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού.

4.1. Χρονοσειρές ισχύος φορτίου

Στο αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης συνδέονται τρεις συμβατικοί θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής που είναι οι: ΑΗΣ Λινοπεραμάτων, ΑΗΣ Χανίων, ΑΗΣ Αθρινόλακκου καθώς και 27 (σε λειτουργία) σταθμοί ΑΠΕ εκ των οποίων 21 Αιολικοί και 6 Φ/Β με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 135.281 kW. (Πίνακας 4-1,

Πίνακας 4-2, Πίνακας 4-3 και
Πίνακας 4-4) [30].

Πίνακας 4-1: Θερμικοί Σταθμοί Κρήτης-Μέγιστη δυναμικότητα και τεχνικό ελάχιστο μονάδων

ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΚΡΗΤΗΣ						
ΠΙΝΑΚΑΣ 1						
ΜΕΓΙΣΤΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΚΑΙ ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΜΟΝΑΔΩΝ [MW]						
- ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΣΗΣ						
	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΣΗΣ	ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ	ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΟΥΣ	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ	ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ						
ATM 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	24	6	6	6	4	Σε ψυχρή εφεύρεία με υπουργική απόφαση.
ATM 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	1	14	14	13	8	
ATM 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	2	14	14	13	8	
ATM 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	3	24	24	23	18	
ATM 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	4	24	24	23	18	
ATM 6 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	5	24	24	23	18	
DIESEL 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	8	11	11	11	3	Λόγω λειτουργίας λέβητα ατμού.
DIESEL 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	9	11	11	11	3	
DIESEL 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	10	11	11	11	6	
DIESEL 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	11	11	11	11	3	
ΑΕΡ 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	23	15	15	13	3	Σε ψυχρή εφεύρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΕΡ 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	20	15	15	13	3	
ΑΕΡ 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	13	43	43	41	5	
ΑΕΡ 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	18	14	14	13	3	
ΑΕΡ 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	15	28	28	25	5	
ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ						
ΑΕΡ 1 ΧΑΝΙΩΝ	21	16	14	11	3	Σε ψυχρή εφεύρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΕΡ 2(13) ΧΑΝΙΩΝ	14	28	28	25	5	
ΑΕΡ 4 ΧΑΝΙΩΝ	22	24	20	19	3	
ΑΕΡ 5 ΧΑΝΙΩΝ	19	30	28	27	5	
ΑΕΡ 11 ΧΑΝΙΩΝ	16	59	58	54	10	
ΑΕΡ 12 ΧΑΝΙΩΝ	17	59	58	54	10	
ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΣ ΚΥΚΛΟΣ ΧΑΝΙΩΝ	12	132	126	112	35	
ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ						
DIESEL 1 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	6	51	50	50	35	Λόγω βοηθητικών.
DIESEL 2 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	7	51	50	50	25	

Πίνακας 4-2: Θερμικοί Σταθμοί Κρήτης- Ειδική κατανάλωση θερμοηλεκτρικών μονάδων

ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΚΡΗΤΗΣ						
ΠΙΝΑΚΑΣ 2						
ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ						
	ΕΙΔΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (Καθαρή) ⁽¹⁾ [kJ/kWh]	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ [kg/MWh]			ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
			50% ⁽²⁾	75% ⁽²⁾	100% ⁽²⁾	
ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ						
ΑΤΜ 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ		392	384	388	Σε ψυχρή σφειδρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΤΜ 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	13.043	328	313	321	
ΑΤΜ 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	12.903	328	313	321	
ΑΤΜ 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	12.544	333	309	308	
ΑΤΜ 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	11.711	311	297	295	
ΑΤΜ 6 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	12.016	311	297	295	
DIESEL 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.878	217	209	213	Σε ψυχρή σφειδρεία με υπουργική απόφαση.
DIESEL 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.780	217	209	213	
DIESEL 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.687	217	209	213	
DIESEL 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.712	217	209	213	
ΑΕΡ 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	DIESEL		561	490	435	
ΑΕΡ 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	DIESEL	17.604	561	490	435	
ΑΕΡ 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	DIESEL	11.149	268	228	216	Σε ψυχρή σφειδρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΕΡ 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	DIESEL	13.611	363	315	293	
ΑΕΡ 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	DIESEL	11.080	298	256	243	
ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ						
ΑΕΡ 1 ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	23.545	641	534	385	Σε ψυχρή σφειδρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΕΡ 2(13) ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	10.762	273	238	221	
ΑΕΡ 4 ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL		431	353	326	
ΑΕΡ 5 ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	17.005	432	352	332	
ΑΕΡ 11 ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	12.912	306	266	249	
ΑΕΡ 12 ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	11.780	306	266	249	
ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΣ ΚΥΚΛΟΣ ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	10.539	250	218	191	Λειτουργία με 2 Α/Σ και ΑΤΜ.
ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ						
DIESEL 1 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.208	200,7	197,7	200	
DIESEL 2 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.225	200,7	197,7	200	
ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ:						
(1) Απολογιστικά για το 2006.						
(2) Τα στοιχεία αυτά θα πρέπει να θεωρηθούν ως προσεγγιστικά. Η ειδική κατανάλωση των μονάδων μπορεί να αυξάνεται με την πάροδο του χρόνου						

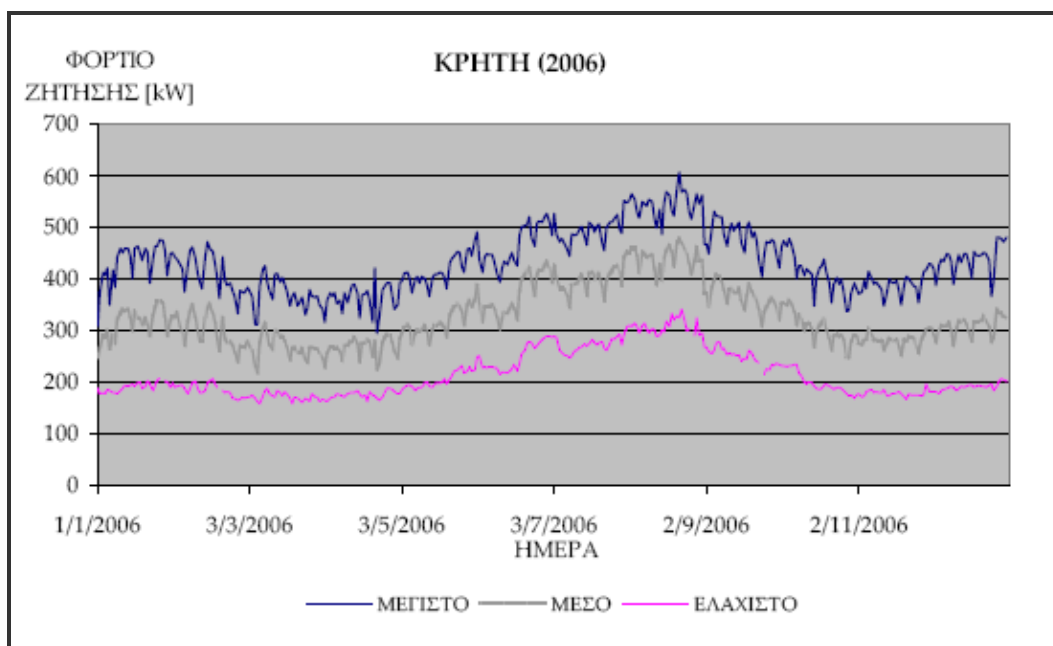
Πίνακας 4-3: Θερμικοί Σταθμοί Κρήτης- Υπό ένταξη νέες μονάδες

ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΚΡΗΤΗΣ						
ΠΙΝΑΚΑΣ 3						
ΥΠΟ ΕΝΤΑΞΗ ΝΕΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ						
	ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ (MWel)		ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (kg/MWh-gross)			ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
	Μικτή	Καθαρή	50% ⁽¹⁾	75% ⁽¹⁾	100% ⁽¹⁾	
ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ						
ATM 3 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	46,5	43,4	260,5	248,1	234,9	
ATM 4 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	46,5	43,4	260,5	248,1	234,9	
ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ:						
(1) Στοιχεία όπως προκύπτουν από την σχετική Σύμβαση.						

Πίνακας 4-4: Υφιστάμενοι Σταθμοί ΑΠΕ στην Κρήτη

ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ					
Είδος & Εγκατεστημένη Ισχύς Σταθμών					
α/α	Επωνυμία Εταιρείας	Τοποθεσία	Είδος Σταθμου	Εγκατεστημένη Ισχύς (kW)	Παρατηρήσεις
1	ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΡΟΒΑΣ Δ. ΚΙΣΣΑΜΟΥ	Αιολικό	9.350	
2	ΔΟΜΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΒΟΣΚΕΡΟ Δ. ΚΡΟΥΣΩΝΑ	Αιολικό	5.950	
3	IWECO ΑΕΒΕ	ΜΕΓΑΛΗ ΒΡΥΣΗ	Αιολικό	5.000	
4	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε.	ΑΝΤΙΕΚΑΡΙ ΜΟΙΡΩΝ	Αιολικό	5.250	
5	ΓΕΡΜΑΝΟΣ ΑΒΕΕ	ΜΕΣΟΧΩΡΙΟ Δ. ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ	Φ/Β	169	
6	ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΠΕΡΔΙΚΟΚΟΡΥΦΗ Δ. ΑΓ. ΒΑΡΒΑΡΑΣ	Αιολικό	14.450	
7	ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΑΓ. ΙΩΑΝΝΗΣ ΒΡΟΥΧΑ	Αιολικό	11.900	
8	ΔΕΗ	Α/Π ΜΟΝΗΣ ΤΟΠΛΟΥ	Αιολικό	5.100	
9	ΔΕΗ	ΕΠΙΔΕΙΚΤΙΚΕΣ Α/Γ ΜΟΝΗΣ ΤΟΠΛΟΥ	Αιολικό	1.500	
10	ΔΕΗ	Α/Π ΞΗΡΟΛΙΜΝΗΣ	Αιολικό	10.200	
11	ΕΝ.ΤΕ.ΚΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΠΙΣΚΟΚΟΠΑΝΙΕΣ ΠΙΣΚΟΛΑΚΚΟΣ Δ. ΙΤΑΝΟΥ	Αιολικό	2.700	
12	IWECO ΧΩΝΟΣ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΧΩΝΟΣ Δ. ΙΤΑΝΟΥ	Αιολικό	4.500	
13	ΑΙΟΛΟΣ ΑΕ	ΧΑΝΔΡΑΣ	Αιολικό	10.000	
14	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ	Αιολικό	9.900	
15	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗ ΑΒΕΕ	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ (ΑΓΡΙΛΙΔΙΑ ΜΗΤΑΤΟΥ)	Αιολικό	3.000	
16	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ ΜΗΤΑΤΟΥ (LOAD DISPATCH)	Αιολικό	4.800	
17	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ	Φ/Β	172	
18	Ο.Α.Σ. ΣΗΤΕΙΑΣ		Αιολικό	500	
19	ΑΝΕΜΟΕΣΣΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	ΒΙΓΛΙ	Αιολικό	5.000	
20	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΡΥΩΝ Α.Ε.	ΒΟΥΒΑΛΙ-ΠΛΑΤΥΒΟΛΟ-ΜΕΓΑΛΟ ΜΟΥΡΙ	Αιολικό	10.000	
21	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΧΛΑΔΙΩΝ Α.Ε.	ΑΓΡΙΛΙΔΙΑ ΒΕΛΗΡΑΣ	Αιολικό	10.000	
22	ENERCON Α.Ε.	ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΑΧΛΑΔΙΩΝ	Αιολικό	2.500	
23	WRE HELLAS Α.Ε.	ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΚΡΥΩΝ	Αιολικό	3.000	
24	ΚΟΡΗ Α.Ε.	ΛΙΜΕΝΑΣ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	Φ/Β	20	
25	ΑΓΓΕΛΑΚΗΣ ΙΩΑΝΝΗΣ	ΚΑΡΤΕΡΟΣ ΚΑΛΛΙΘΕΑΣ Δ. ΑΛΙΚΑΡΝΑΣΣΟΥ	Φ/Β	135	
26	ΛΕΥΚΟΣΙΔΗΡΟΥΡΓΙΑ ΚΡΗΤΗΣ ΑΕΒΕ	ΒΙ.ΠΕ. ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	Φ/Β	126	
27	Θ. & Ι. ΚΛΑΠΑΚΗΣ Ο.Ε.	ΔΟΥΤΡΑΚΙ ΧΑΝΙΩΝ	Φ/Β	60	
28	ΔΕΤΕ ΑΝΩΓΕΙΩΝ	ΑΝΩΓΕΙΑ ΡΕΘΥΜΝΟΥ	Αιολικό		ΕΚΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
29	ΔΕΥΑΧ ΒΙΟΛΟΓ. ΚΑΘΑΡΙΣΜΟΣ	ΧΑΝΙΑ	Βιομάζα		
			Σύνολο	135.281	

Η διακύμανση του μέγιστου και ελάχιστου φορτίου του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης ανά ημέρα για το έτος 2006 παρουσιάζεται και στο **Σχήμα 4-1**.



Σχήμα 4-1: Η ημερήσια διακύμανση μέγιστου και ελάχιστου φορτίου του ΣΗΕ Κρήτης για το 2006

4.2. Προβλέψεις για την εξέλιξη της ζήτησης

Η πρόβλεψη της εξέλιξης της ζήτησης του αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης περιλαμβάνει 3 σενάρια (υψηλό, μεσαίο, χαμηλό) ως ακολούθως (**Πίνακας 4-5**) [30]:

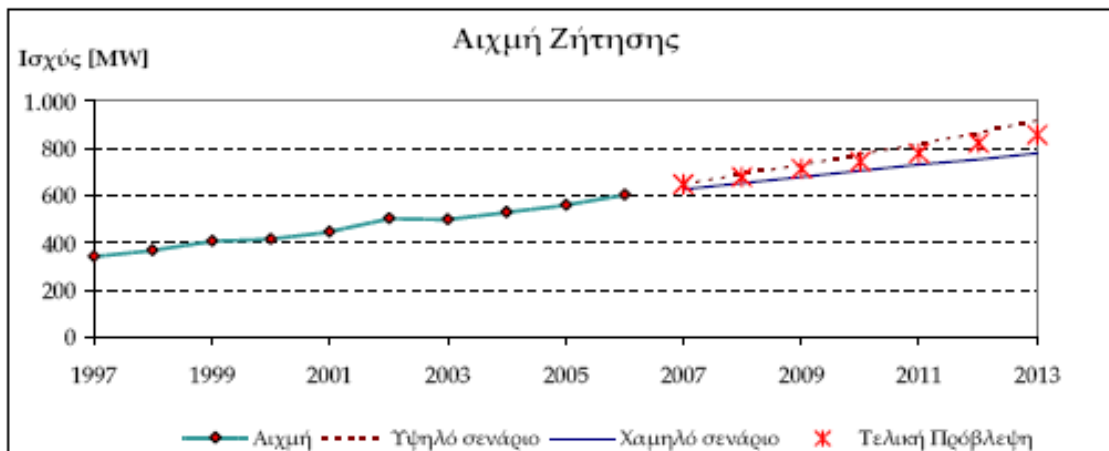
Πίνακας 4-5: Προβλέψεις της εξέλιξης της ζήτησης του ΣΗΕ Κρήτης

Έτος	Συνολική Ζήτηση Ενέργειας ³ [GWh]				Αιχμή Ζήτησης ⁴ [MW]			
	Υψηλό σενάριο	Μεσαίο σενάριο	Χαμηλό σενάριο	Τελική Πρόβλεψη	Υψηλό σενάριο	Μεσαίο σενάριο	Χαμηλό σενάριο	Τελική Πρόβλεψη
2007	3.033	2.985	2.938	3.043	648	638	627	650
2008	3.236	3.149	3.061	3.190	690	671	652	680
2009	3.433	3.309	3.186	3.360	730	704	678	715
2010	3.640	3.476	3.312	3.508	773	738	703	745
2011	3.861	3.649	3.438	3.679	819	774	729	780
2012	4.095	3.829	3.563	3.875	867	810	754	820

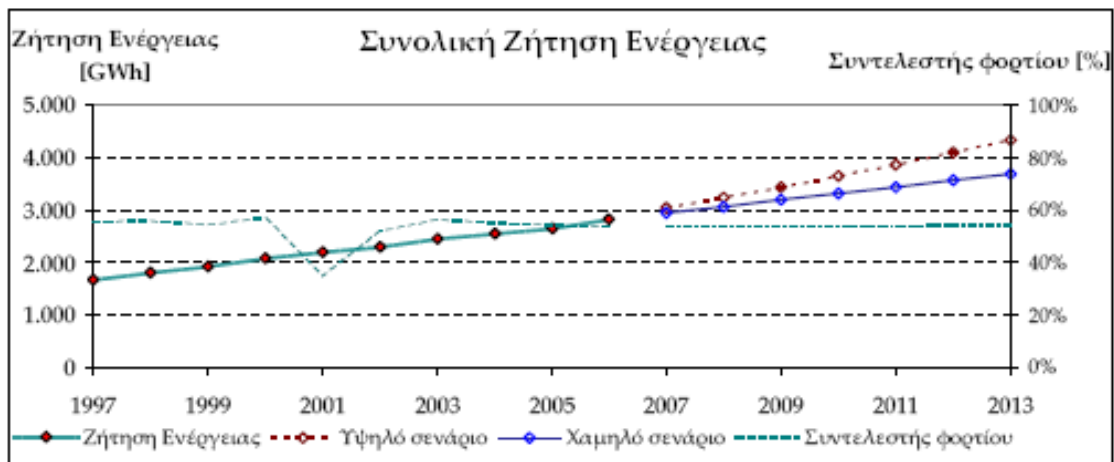
³ Συμπεριλαμβάνονται οι απώλειες Υποσταθμών και Γραμμών Μεταφοράς

⁴ Μέση Ωριαία Καθαρή Ζήτηση.

Επικρατέστερα εκ των τριών θεωρούνται το μέσο και το υψηλό σενάριο στα οποία αναφέρεται και η τελική πρόβλεψη αιχμής και ενέργειας. Τα απολογιστικά στοιχεία λειτουργίας και οι αντίστοιχες προβλέψεις για το αυτόνομο σύστημα της Κρήτης αποτυπώνονται και στα ακόλουθα διαγράμματα:



Σχήμα 4-2: Προβλέψεις αιχμής ζήτησης για το ΣΗΕ Κρήτης



Σχήμα 4-3: Προβλέψεις συνολικής ζήτησης για το ΣΗΕ Κρήτης

4.3. Υφιστάμενες συμβατικές μονάδες και τυπική σειρά ένταξης

Ο κατάλογος με τις υφιστάμενες συμβατικές μονάδες των ΘΗΣ Κρήτης και η τυπική σειρά ένταξής τους υπάρχουν στο Κεφάλαιο 4.1.

Ως προς τις μελλοντικές προς ένταξη μονάδες, σημειώνεται ότι η ΔΕΗ έχει λάβει άδεια και εγκαθιστά ήδη στον ΑΗΣ Αθερινόλακκου δύο νέες ατμοηλεκτρικές μονάδες συνολικής ισχύος 90 MW. Η εγκατάσταση της πρώτης μονάδας (ισχύος 45 MW) προβλέπεται να έχει ολοκληρωθεί εντός των πρώτων μηνών του 2008. Στον ΑΗΣ Αθερινόλακκου προβλέπεται επίσης η εγκατάσταση δύο ακόμα μονάδων diesel συνολικής ονομαστικής ισχύος 100 MW.

Επίσης έχει ληφθεί άδεια για την κατασκευή νέου ΘΗΣ στην Κορακιά συνολικής ονομαστικής ισχύος περίπου 250 MW, η ένταξη του οποίου στο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης προβλέπεται για το έτος 2012. Τέλος μελετάται η επαύξηση της ισχύος του ΘΗΣ Κορακιάς κατά 250 MW, με την προοπτική απόσυρσης παλαιών μονάδων παραγωγής από τον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων, αντίστοιχης συνολικής ισχύος.

Ως προς την πολιτική της στρεφόμενης εφεδρείας που τηρείται στο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης και τον τρόπο φόρτισης των μονάδων σημειώνονται τα ακόλουθα:

- Η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται στο σύστημα εξαρτάται άμεσα από την λειτουργία ή όχι των Αιολικών. Έτσι στην περίπτωση που τα Αιολικά Πάρκα βρίσκονται εκτός λειτουργίας (λ.χ. όταν δεν υπάρχει άνεμος και συνεπώς δεν παράγουν) η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται για λόγους ευστάθειας του συστήματος είναι μεγαλύτερη ή ίση από το 15-20% του εκάστοτε φορτίου της ζήτησης και, ει δυνατόν, από την αποδιδόμενη ισχύ της μέγιστης σε λειτουργία μονάδας. Όταν λειτουργούν τα Αιολικά Πάρκα η στρεφόμενη εφεδρεία πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με την εκάστοτε Αιολική Παραγωγή.
- Η φόρτιση των μονάδων γίνεται με βάση το φορτίο της ζήτησης, τη διαθεσιμότητα των μονάδων και σύμφωνα με οικονομικά κριτήρια:

- Πρώτα φορτίζονται οι Ατμοστρόβιλοι του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων οι οποίοι χρησιμοποιούνται ως μονάδες βάσεις, δεδομένου ότι, λόγω της χρήσης ατμού, δεν είναι εφικτή η διακεκομμένη λειτουργία τους. Το ίδιο θα ισχύσει και για τις δύο νέες μονάδες που εγκαθίστανται στον ΑΗΣ Αθρινόλακκου.
- Στη συνέχεια λαμβάνουν φορτίο οι μονάδες diesel του ΑΗΣ Αθρινόλακκου και του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων.
- Αμέσως μετά φορτίζεται ο Συνδυασμένος Κύκλος του ΑΗΣ Χανίων.
- Τέλος, λαμβάνουν φορτίο οι Αεριοστρόβιλοι σύμφωνα με την οικονομική (τυπική) σειρά ένταξης και τους περιορισμούς του συστήματος Μεταφοράς.

Σημειώνεται ότι τα Αιολικά Πάρκα λειτουργούν παράλληλα με τις συμβατικές μονάδες και λαμβάνουν φορτίο ως την εκάστοτε ισχύουσα μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ στο Αυτόνομο Σύστημα της Κρήτης. Όλες οι μονάδες και των 3 Σταθμών συμμετέχουν στη ρύθμιση της συχνότητας και της τάσης. [30]

4.4. Είδος καυσίμου και ειδική κατανάλωση των συμβατικών μονάδων

Το είδος καυσίμου που καταναλίσκουν οι μονάδες των τριών ΘΗΣ της Κρήτης δίδεται στον

Πίνακας 4-2 και είναι σύμφωνα με τα ακόλουθα:

- Οι μονάδες diesel και Ατμοστρόβιλοι καταναλίσκουν κατά κύριο λόγο βαρύ καύσιμο (Μαζούτ χαμηλής περιεκτικότητας σε θείο – $S \leq 1 \text{ \% κ.β.}$).
- Οι Αεριοστρόβιλοι καθώς και ο Συνδυασμένος Κύκλος χρησιμοποιούν ελαφρύ καύσιμο (Πετρέλαιο ντίζελ).

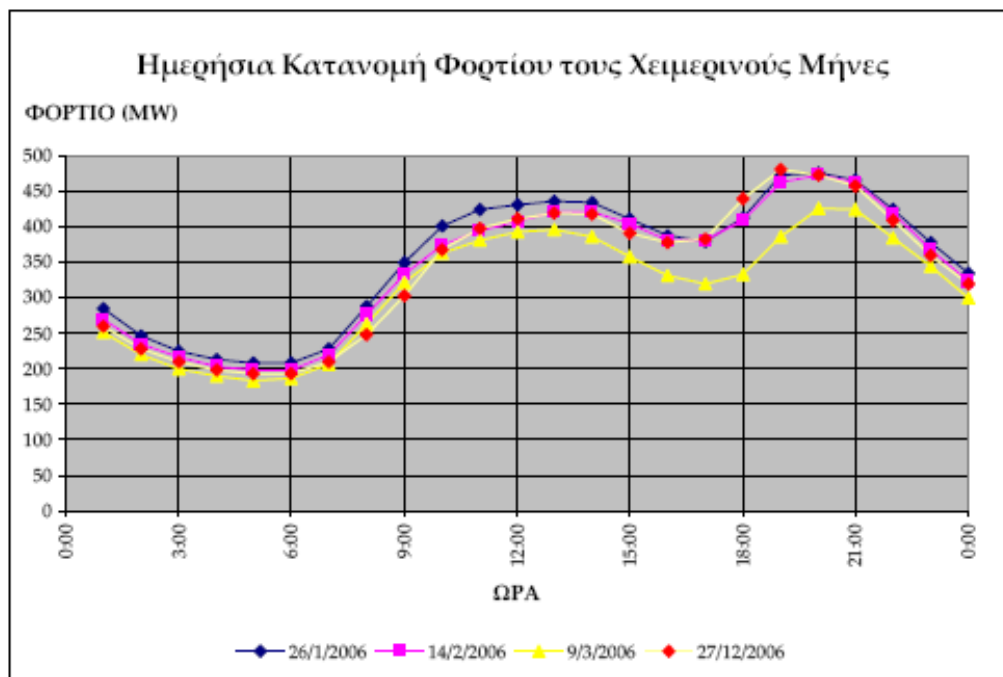
Στον ίδιο πίνακα δίδεται η ειδική κατανάλωση όλων των συμβατικών μονάδων των τριών ΘΗΣ σε φορτία 50%, 75% και 100% του ονομαστικού. Σημειώνεται ότι τα στοιχεία αυτά, ιδιαίτερα για τις παλαιότερες μονάδες, θα πρέπει να θεωρηθούν ως

προσεγγιστικά. Τέλος στον **Πίνακα 4-3** δίνονται στοιχεία για τις υπό ένταξη ατμοηλεκτρικές μονάδες στον ΑΗΣ Αθερινόλακκου.[30]

4.5. Ώρες αιχμής φορτίου

Οι ώρες αιχμής φορτίου μπορούν να προκύψουν από τις χρονοσειρές ισχύος. Σε κάθε περίπτωση σημειώνεται επιγραμματικά ότι:

Κατά την περίοδο του χειμώνα (Νοέμβριος – Μάρτιος) η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται το μεσημέρι από 11:00 μέχρι 15:00 και το βράδυ από 18:00 μέχρι 22:00 (βλ. **Σχήμα 4-4**).

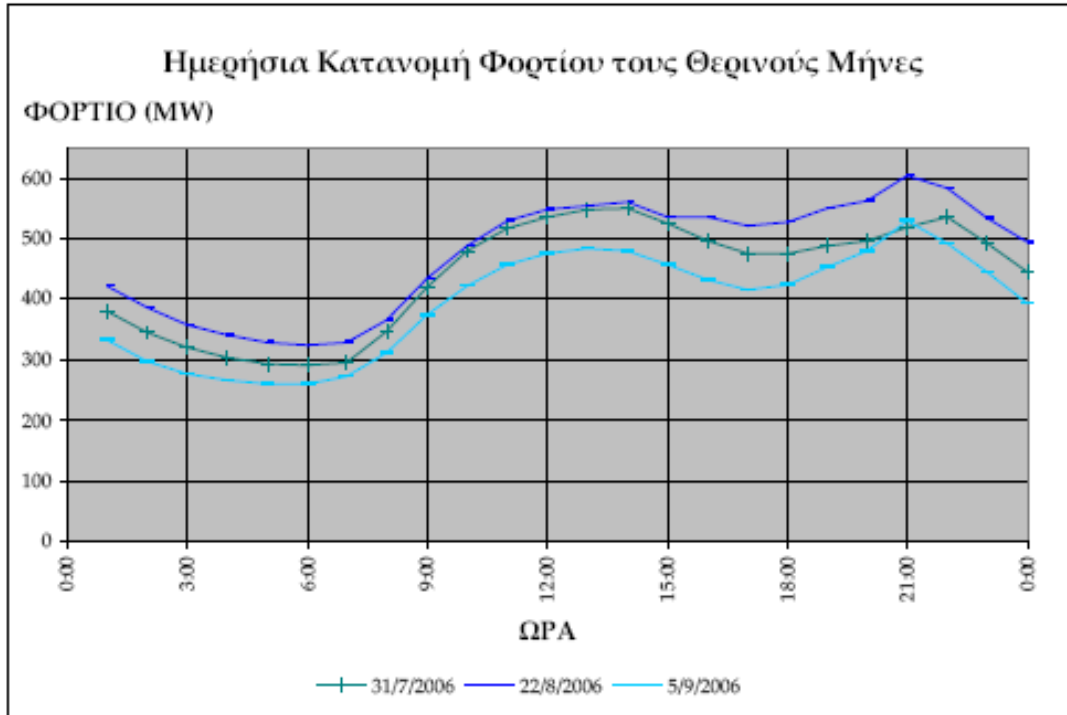


Σχήμα 4-4: Ημερήσια κατανομή φορτίου τους χειμερινούς μήνες

Κατά την περίοδο του θέρους (Ιούλιος – Αύγουστος) η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται το μεσημέρι από 11:00 μέχρι 15:00 και το βράδυ 19:00 μέχρι 23:00 (βλ. **Σχήμα 4-5**).

Η αιχμή του θέρους υπερβαίνει σημαντικά την αιχμή του χειμώνα για το σύστημα της Κρήτης. Αυτό οφείλεται τόσο στην παρουσία υψηλού αριθμού τουριστών στο νησί κατά

τη διάρκεια του καλοκαιριού όσο και στην ευρεία διάδοση και εκτεταμένη χρήση των κλιματιστικών.[30]



Σχήμα 4-5: Ημερήσια κατανομή φορτίου κατά τους θερινούς μήνες

4.6. Μέγιστη επιτρεπόμενη ωριαία διείσδυση μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ

Η μέγιστη επιτρεπόμενη ωριαία διείσδυση μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ στο Αυτόνομο Σύστημα της Κρήτης δεν πρέπει να ξεπερνά το 30% του φορτίου. Η τιμή αυτή ισχύει ως μέγιστη επιτρεπόμενη εφόσον επικρατούν ομαλές καιρικές συνθήκες και με ταυτόχρονη απουσία λειτουργικών προβλημάτων στο δίκτυο. Σε περίπτωση ανωμάτων συνθηκών το ποσοστό πρέπει να περιορίζεται, ή ακόμα και να μηδενίζεται, ανάλογα με τη σοβαρότητα της κατάστασης.[30]

4.7. Ρύθμιση συχνότητας από τις συμβατικές μονάδες του Υβριδικού

Όλες οι Μονάδες παραγωγής του συστήματος της Κρήτης συμμετέχουν στη ρύθμιση της

συχνότητας και της τάσης. Συνεπώς και οι συμβατικές μονάδες του Υβριδικού θα πρέπει να συμμετέχουν στη ρύθμιση συχνότητας όταν η ισχύς τους είναι συγκρίσιμη με τις μονάδες του συστήματος.[30]

4.8. Κόστος μονάδων βάσης

4.8.1. Μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των μονάδων βάσης

Το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος (κόστος καυσίμου) των συμβατικών μονάδων βάσης των τριών ΘΗΣ της Κρήτης για το έτος 2006 είχε ως ακολούθως [30]:

Μονάδες diesel

- 59,9 €/MWh (οι πλέον σύγχρονες μονάδες στον Αθρινόλακκο) και
- 60,3-62,39 €/MWh (οι παλαιότερες μονάδες στα Λινοπεράματα).

Ατμοστρόβιλοι στον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων

- 81,8-86,5 €/MWh (οι μεγαλύτερες μονάδες) και
- 90,6-91,7 €/MWh (οι μικρότερες και παλαιότερες μονάδες) και τέλος

Συνδυασμένος Κύκλος στον ΑΗΣ Χανίων

- 165,8 €/MWh.

4.8.2. Κόστος κατασκευής και θέσης σε λειτουργία νέου συμβατικού σταθμού

Το συνολικό κόστος κατασκευής και θέσης σε λειτουργία ενός νέου συμβατικού σταθμού παραγωγής με μονάδες ονομαστικής ισχύος της τάξης των 50 MW στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης μπορεί να εκτιμηθεί ως [30]:

- 1,1 εκατομμύρια €/MW ισχύος για μονάδες diesel και
- 0,9 εκατομμύρια €/MW ισχύος για ατμοηλεκτρικές μονάδες.

4.8.3. Σταθερό κόστος λειτουργίας του συμβατικού σταθμού

Το συνολικό σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των τριών συμβατικών σταθμών παραγωγής της Κρήτης για το 2006 είχε ως ακολούθως [30]:

- ΑΗΣ Λινοπεραμάτων 16,3 €/MWh
- ΑΗΣ Χανίων 9,0 €/MWh
- ΑΗΣ Αθρινόλακκου 13,1 €/MWh.

5. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

5.1. Επενδυτικό Σχέδιο-Ορισμός

Η τεχνολογική εξέλιξη στο χώρο των ενεργειακών συστημάτων σε συνδυασμό με τις θεσμικές αλλαγές που έχουν συμβεί τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο (βλ. παράγραφο 2), καθώς και η διάρθρωση του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας, δημιουργούν πρόσφορο περιβάλλον για την ανάπτυξη επενδυτικών σχεδίων στον τομέα της παραγωγής ενέργειας.

Κάθε σχέδιο επένδυσης σε σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τελειώνει με τη λειτουργία μιας νέας μονάδας παραγωγής ή την επέκταση μιας ήδη υφιστάμενης. Συχνά το σχέδιο επένδυσης αναφέρεται απλά ως επένδυση και η δαπάνη για την απόκτηση της δαπάνη κεφαλαίου. Αντίστοιχα οι δαπάνες για τη λειτουργία της μονάδας παραγωγής ονομάζεται δαπάνη εκμετάλλευσης ή αλλιώς λειτουργικά έξοδα.

Ειδικότερα ένα σχέδιο επένδυσης στον τομέα των Υβριδικών Σταθμών μπορεί να αποτελεί:

- Δημιουργία ενός νέου Υβριδικού Σταθμού.
- Επέκταση υφιστάμενου Αιολικού Σταθμού με την κατασκευή Αναστρέψιμου ΥΗΕ για την αποθήκευση της αιολικής ενέργειας και την παραγωγή εγγυημένης ενέργειας από τον υδροστρόβιλο.
- Εκσυγχρονισμό της υπάρχουσας εγκατάστασης με νέο εξοπλισμό για την όσο δυνατόν καλύτερη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού.

Χαρακτηριστικό γνώρισμα μιας τέτοιας επένδυσης είναι ότι οι ωφέλειες της δεν εξαντλούνται μέσα σε ένα μικρό χρονικό διάστημα αλλά έχουν διάρκεια. Για το λόγο αυτό η οικονομική σκοπιμότητα της εξετάζεται με σύγκριση των βαθμών μακροπρόθεσμης οικονομικής απόδοσης των διάφορων εναλλακτικών λύσεων για την παραγωγή ηλεκτρικών φορτίων προς εμπορική διάθεση.

Οι οικονομικοί πόροι που δεσμεύονται για τη λειτουργία της παραγωγικής μονάδας, σε συνδυασμό με τα έσοδα από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας, αποτελούν το κόστος και το όφελος αντίστοιχα του σχεδίου επένδυσης, τη βάση δηλαδή για την αξιολόγησή του.

5.2. Χαρακτηριστικά επένδυσης

Σύμφωνα με τους παραπάνω ορισμούς κάθε επένδυση έχει τα εξής χαρακτηριστικά [23]:

- Η διάρκεια ζωής της επένδυσης, η οποία προσδιορίζεται από τον ιδιώτη λαμβάνοντας υπ' όψιν όχι μόνο τη φυσική φθορά των μονάδων παραγωγής αλλά επίσης τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά της καθώς και τις επικείμενες μεταβολές στο οικονομικό περιβάλλον.
- Τη ροή των οικονομικών πόρων για την εγκατάσταση και λειτουργία της ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας. Οι τελευταίοι περιλαμβάνουν το κόστος της επένδυσης και τα λειτουργικά έξοδα καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης.
- Τη ροή των εσόδων που προκύπτουν κατά κύριο λόγο από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας στη ΔΕΗ.
- Την ημερομηνία πραγματοποίησης της επένδυσης η οποία εξαρτάται από την εκάστοτε οικονομική συγκυρία και τις επιπτώσεις που αυτή θα έχει στη ροή των εσόδων.

Τέλος πρέπει να επισημανθεί ότι κατά τη διάρκεια κατασκευής της επένδυσης οι ροές περιλαμβάνουν μόνο το κόστος ενώ κατά τη διάρκεια της λειτουργίας της οι ροές εσόδων και εξόδων ορίζουν τις Καθαρές Ταμειακές Ροές (KTP), δηλαδή τα καθαρά κέρδη.

5.2.1. Υπολογισμός των Καθαρών Ταμειακών Ροών

Σύμφωνα με όσα ορίστηκαν στην προηγούμενη ενότητα οι KTP για ένα συγκεκριμένο έτος της επένδυσης είναι το άθροισμα του κέρδους μετά τη φορολογία και των κρατήσεων για αποσβέσεις, ενώ στην περίπτωση που δεν υπάρχει φορολογία οι KTP είναι ίσες με το ακαθάριστο λειτουργικό κέρδος της μονάδας παραγωγής.

Για την αναλυτική έκφραση των KTP είναι αναγκαίος ο συμβολισμός των παρακάτω οικονομικών μεγεθών:

E = Τα έσοδα από τις πωλήσεις ενέργειας στη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) και η ενδεχόμενη επιδότηση επιτοκίου δανεισμού στην περίπτωση που η επένδυση γίνεται και με δανειακά κεφαλαία.

ΛΕ = Τα λειτουργικά έξοδα που αποτελούν τη μισθοδοσία, την ασφάλεια καθώς και διάφορα άλλα αναλώσιμα.

A = Οι προβλεπόμενες αποσβέσεις της επένδυσης δηλαδή το ετήσιο ποσό που πρέπει να θεωρητικά να εισπραχτεί ώστε εντός της λογιστικής ζωής της επένδυσης, η οποία καθορίζεται από το νομοθετικό πλαίσιο, να καλυφθεί το αρχικό κεφάλαιο και το δανειακό εάν πρόκειται για ανάλυση ιδίων και δανειακών κεφαλαίων.

ΦΣ = ο Φορολογικός Συντελεστής για τον υπολογισμό του φόρου εισοδήματος.

Έτσι με βάση τα παραπάνω ορίζουμε:

- Το **Ακαθάριστο Λειτουργικό Κέρδος (ΑΛΚ)**, ως τη διαφορά εσόδων και λειτουργικών εξόδων

$$ΑΛΚ = Ε - ΛΕ \quad (5-1)$$

- Το **Καθαρό Λειτουργικό Κέρδος (ΚΛΚ)**, ως τη διαφορά ακαθάριστου λειτουργικού κέρδους και αποσβέσεων.

$$ΚΛΚ = ΑΛΚ - Α \quad (5-2)$$

- Το **Καθαρό Κέρδος Προ Φόρων (ΚΚΠΦ)**, που αποτελεί τη διαφορά μεταξύ ΚΛΚ και των τόκων T και T_k που πληρώνει η επιχείρηση για δάνειο επί της επένδυσης και δάνειο κεφαλαίου κίνησης (για την κάλυψη τρεχόντων εξόδων) αντίστοιχα.

$$ΚΚΠΦ = ΚΛΚ - Τ - Τ_κ \quad (5-1)$$

Στην περίπτωση όπου η επένδυση έχει πραγματοποιηθεί εξ' ολοκλήρου με ίδια κεφάλαια το καθαρό προ φόρων ταυτίζεται με το καθαρό λειτουργικό κέρδος

$$ΚΚΠΦ = ΚΛΚ \quad (5-2)$$

- Το **Καθαρό Κέρδος Μετά τους Φόρους (ΚΚΜΦ)** ισούται με τη διαφορά καθαρού κέρδους προ φόρων και της φορολογίας

$$ΚΚΜΦ = ΚΚΠΦ(1 - ΦΣ) \quad (5-3)$$

5.2.2. Περίπτωση επένδυσης μόνο με ίδια κεφάλαια

Στην περίπτωση όπου δεν υπάρχουν δάνεια για να καλύψουν το κόστος της επένδυσης έχουμε ότι [23]:

$$ΚΤΡ = ΚΚΜΦ + Α \quad (5-4)$$

ή

$$ΚΤΡ = ΚΚΠΦ(1 - ΦΣ) + Α \quad (5-5)$$

ή

$$ΚΤΡ = (ΚΛΚ - Τ_κ)(1 - ΦΣ) + Α \quad (5-6)$$

ή

$$ΚΤΡ = (Ε - ΛΕ - Α - Τ_κ)(1 - ΦΣ) + Α \quad (5-7)$$

Στην περίπτωση όπου δεν υπάρχει φορολογία η παραπάνω σχέση γίνεται:

$$ΚΤΡ = Ε - ΛΕ - Α - Τ_κ + Α = Ε - ΛΕ - Τ_κ = ΑΛΚ \quad (5-8)$$

5.2.3. Περίπτωση επένδυσης με ίδια και δανειακά κεφάλαια

Όταν υπάρχουν και δανειακά κεφάλαια στις ΚΤΡ προστίθενται και οι τόκοι. Έτσι:

$$KTP = (E - \Delta E - A - T - T_K)(1 - \Phi\Sigma) + A + T \quad (5-9)$$

Η παραπάνω σχέση ισχύει για ανάλυση ιδίων και δανειακών κεφαλαίων, δηλαδή όταν το δάνειο έχει συνεκτιμηθεί στο κόστος της επένδυσης. Σε αντίθετη περίπτωση που το δανειακό κεφάλαιο δεν έχει συνεκτιμηθεί στο συνολικό κόστος τότε οι τόκοι δεν συνυπολογίζονται στις KTP και από τις τελευταίες θα πρέπει να αφαιρεθούν τα ετήσια τοκοχρεωλύσια για την εξόφληση του δανείου.

5.3.Κριτήρια αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων

Για την αξιολόγηση ενός επενδυτικού σχεδίου στα Υβριδικά Έργα θεωρούμε ότι η επένδυση γίνεται σε περιβάλλον χωρίς κίνδυνο δηλαδή δεν υπάρχει τυπική απόκλιση της πιθανότητας κέρδους. Σε ένα τέτοιο περιβάλλον τρία είναι τα βασικά κριτήρια τα οποία και καθορίζουν τη βιωσιμότητα της επένδυσης. Το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας, το κριτήριο του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και η έντοκη περίοδος αποπληρωμής [22].

5.3.1. Κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ)

Η ΚΠΑ εκφράζει το συνολικό καθαρό όφελος μιας επένδυσης, το οποίο προκύπτει ως η διαφορά μεταξύ του οφέλους από τη λειτουργία της ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας και των συνολικών δαπανών κατά τη διάρκεια της ζωής της. Εάν όλα τα ποσά εκφράζονται σε παρούσα αξία στην αρχή του πρώτου έτους λειτουργίας η ΚΠΑ θα είναι:

$$ΚΠΑ = -K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+\kappa)^t} \quad (5-10)$$

Όπου:

K_0 = το κόστος της επένδυσης (ίδια και δανειακά κεφάλαια)

KTP_t = οι καθαρές ταμειακές ροές του έτους t

κ = η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται δηλαδή το επιτόκιο αναγωγής

n = η διάρκεια ζωής της επένδυσης σε έτη

Δεδομένου λοιπόν ότι η ΚΠΑ εκφράζει το συνολικό καθαρό όφελος μιας επένδυσης, προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα που φαίνονται συνοπτικά στον **Πίνακας 5-1**:

Πίνακας 5-1: Κριτήριο της ΚΠΑ

ΚΠΑ	Παρατηρήσεις
$KPA > 0$	<i>Η επένδυση είναι βιώσιμη από τις παραδοχές επιτοκίου αναγωγής, διάρκεια ζωής και καθαρών ταμειακών ροών.</i>
$KPA = 0$	<i>Η επένδυση είναι οριακά βιώσιμη, με μέσο ετήσιο βαθμό απόδοσης του κεφαλαίου της επένδυσης ίσο με το επιτόκιο αναγωγής.</i>
$KPA < 0$	<i>Η επένδυση δεν είναι βιώσιμη με τις προϋποθέσεις που θεωρήθηκαν.</i>

Στην περίπτωση κατά την οποία έχουμε δύο επενδυτικά σχέδια όπου η επιλογή του ενός αποκλείει την επιλογή του άλλου, επιλέγεται το σχέδιο εκείνο με τη μεγαλύτερη ΚΠΑ. Η εφαρμογή του κριτηρίου αυτού όμως απαιτεί την ίδια διάρκεια ζωής για τα δύο επενδυτικά σχέδια.

Στην περίπτωση κατά την οποία έχουμε επενδυτικά σχέδια που η επιλογή του ενός δεν εμποδίζει την επιλογή του άλλου, επιλέγονται εκείνα στα οποία η ΚΠΑ είναι θετική. Αν επιπλέον ισχύει και περιορισμός ως προς το συνολικά διατιθέμενο ποσό για επενδύσεις, επιλέγονται εκείνα με τη μεγαλύτερη ΚΠΑ και τα οποία ταυτόχρονα πληρούν το χρηματοδοτικό περιορισμό.

Από την ΚΠΑ προκύπτουν οι άλλοι δύο βασικοί δείκτες αξιολόγησης. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης και η έντοκη περίοδος αποπληρωμής.

5.3.2. Κριτήριο του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (EBA)

Ο EBA αποτελεί την τιμή του επιτοκίου αναγωγής, δηλαδή του βαθμού απόδοσης του κεφαλαίου της επένδυσης για την οποία μηδενίζεται η παρούσα αξία και προσδιορίζεται από την παρακάτω σχέση [23]:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+EBA)^t} = 0 \quad (5-11)$$

Από το κριτήριο αυτό προκύπτει ότι:

Πίνακας 5-2: Κριτήριο του EBA

<i>EBA</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
$\kappa < EBA$	<i>Επιλογή του επενδυτικού σχεδίου</i>
$\kappa > EBA$	<i>Απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου</i>
$\kappa = EBA$	<i>αδιαφορία ως προς την επιλογή της επένδυσης</i>

Βασική προϋπόθεση για την ισχύ του κριτηρίου είναι να προκύπτει ένας EBA, δηλαδή οι KTP κάθε έτους να είναι μεγαλύτερες του μηδενός. Τότε τα προκύπτοντα αποτελέσματα είναι όμοια με αυτά του κριτηρίου της καθαρής παρούσας αξίας.

Συχνά όμως παρατηρείται το φαινόμενο να υπάρχουν περισσότεροι του ενός EBA. Έτσι η αξιολόγηση της επένδυσης είναι λανθασμένη αν πρώτα δεν εξεταστεί το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας.

Στην περίπτωση κατά την οποία έχουμε δύο επενδυτικά σχέδια όπου η επιλογή του ενός αποκλείει την επιλογή του άλλου, επιλέγεται το σχέδιο εκείνο με το μεγαλύτερο EBA. Η εφαρμογή του κριτηρίου αυτού όμως απαιτεί την ίδια διάρκεια ζωής για τα δύο επενδυτικά σχέδια.

Στην περίπτωση κατά την οποία έχουμε επενδυτικά σχέδια που η επιλογή του ενός δεν εμποδίζει την επιλογή του άλλου, επιλέγονται εκείνα στα οποία ο EBA είναι μεγαλύτερος της ελάχιστης απόδοσης. Αν επιπλέον ισχύει και περιορισμός ως προς το

συνολικά διατιθέμενο ποσό για επενδύσεις, επιλέγονται εκείνα με το μεγαλύτερο ΕΒΑ και τα οποία ταυτόχρονα πληρούν το χρηματοδοτικό περιορισμό.

5.3.3. Κριτήριο της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής (ΕΠΑ)

Η έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την αποπληρωμή της αρχικής επένδυσης και των τόκων που θα μπορούσαν να ληφθούν με μια εναλλακτική τοποθέτηση του αρχικού κεφαλαίου με το δεδομένο επιτόκιο αναγωγής. Πρόκειται δηλαδή για την περίοδο μέσα στην οποία γίνεται ανάκτηση του κόστους της επένδυσης.

Η έντοκη περίοδος αποπληρωμής προκύπτει από τη λύση της εξίσωσης [24]:

$$ΚΠΑ_{(t=ΚΠΑ)} = 0 \quad (5-12)$$

Όπου $t=ΚΠΑ$ σημαίνει ότι η εξίσωση λύνεται ως προς t .

Η επίλυση της παραπάνω εξίσωσης δίνει την αναλυτική έκφραση:

$$ΕΠΑ = \frac{-\ln\left(1 - \frac{\kappa^* K_0}{KTP}\right)}{\ln(1 + \kappa)} \quad (5-13)$$

Η επένδυση είναι βιώσιμη εάν η ΕΠΑ είναι σχετικά μικρή και γενικά αν ανταποκρίνεται στις προσδοκίες του επενδυτή, συγκρινόμενη με άλλες επενδυτικές δυνατότητές του, καθώς και τον επιχειρηματικό κίνδυνο που συνεπάγεται κάθε μία από αυτές.

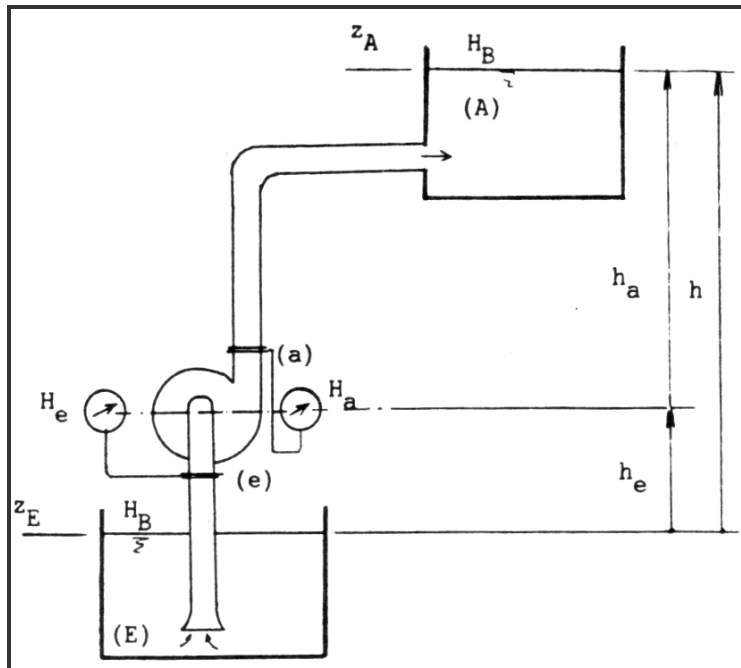
6.2. Μαθηματικό υπόβαθρο

6.2.1. Αντλητική εγκατάσταση

6.2.1.1. Εισαγωγή

Στη γενική περίπτωση η διακίνηση υγρών μέσω σωλήνωσης γίνεται από μια δεξαμενή, τη **δεξαμενή αναρρόφησης**, προς μία άλλη, τη **δεξαμενή κατάθλιψης**, που βρίσκεται σε μεγαλύτερη στάθμη και στην οποία επικρατεί μεγαλύτερη στατική πίεση από τη δεξαμενή αναρρόφησης. Το υγρό συνεπώς στη δεξαμενή κατάθλιψης έχει μεγαλύτερη ολική ενέργεια ανά μονάδα μάζας. Η ενέργεια αυτή προσδίδεται στο υγρό από αντλία, η οποία πρέπει επιπλέον να καλύψει την απώλεια ενέργειας κατά τη διακίνηση του υγρού μέσω της σωλήνωσης. Η εγκατάσταση που περιλαμβάνει την αντλία, τις σωληνώσεις από τη δεξαμενή αναρρόφησης μέχρι τη δεξαμενή κατάθλιψης, το χώρο αναρρόφησης και κατάθλιψης και τα σχετικά εξαρτήματα (που σχετίζονται με την ασφάλεια, λειτουργία και συντήρηση) ονομάζεται **αντλητική εγκατάσταση**.

Στο **Σχήμα 6-2** δίνεται σχηματικά απλή αντλητική εγκατάσταση στην οποία η αντλία αντλεί το υγρό από τη δεξαμενή αναρρόφησης Ε και το καταθλίβει στη δεξαμενή κατάθλιψης Α. Έστω z_E και z_A η στάθμη της ελεύθερης επιφάνειας του υγρού στις δεξαμενές αναρρόφησης και κατάθλιψης αντίστοιχα, μετρημένες από κοινή στάθμη αναφοράς, που συνήθως είναι η στάθμη της θάλασσας. Το τμήμα της σωλήνωσης από την δεξαμενή αναρρόφησης μέχρι τη διατομή εισόδου e της αντλίας ονομάζεται σωλήνωση αναρρόφησης, ενώ το τμήμα της σωλήνωσης από τη διατομή a εξόδου της αντλίας μέχρι τη δεξαμενή κατάθλιψης ονομάζεται σωλήνωση κατάθλιψης. Ως στάθμη της αντλίας z_a συμβολίζεται η στάθμη της ατράκτου της αντλίας εάν αυτή είναι οριζόντια ή η στάθμη της διατομής εισόδου στην περωτή που αυτή είναι κατακόρυφη. Η z_a μετράται ως προς την ίδια στάθμη αναφοράς με τις z_E και z_A .



Σχήμα 6-2: Σχηματική διάταξη απλής αντλητικής εγκατάστασης

Ως γεωμετρικό ύψος αναρρόφησης h_e ορίζεται η υψομετρική διαφορά:

$$h_e = z_a - z_E \quad (6-1)$$

και είναι θετικό όταν η στάθμη της αντλίας είναι μεγαλύτερη από τη στάθμη της δεξαμενής αναρρόφησης. Ως γεωμετρικό ύψος κατάθλιψης h_a ορίζεται η υψομετρική διαφορά:

$$h_a = z_A - z_a \quad (6-2)$$

Τέλος ως γεωμετρικό ύψος ανύψωσης h ορίζεται η διαφορά στάθμης μεταξύ της δεξαμενής κατάθλιψης και της δεξαμενής αναρρόφησης και το οποίο είναι ανεξάρτητο της στάθμης τοποθέτησης της αντλίας.

$$h = z_A - z_E = h_e + h_a \quad (6-3)$$

Έστω H_e και H_a η στατική πίεση (εκφρασμένη σε μ στήλης υγρού) στις διατομές εισόδου και εξόδου αντίστοιχα της αντλίας ανηγμένες στη στάθμη αναφοράς της αντλίας. Οι στατικές αυτές πιέσεις μετρώνται (συνήθως) με μανόμετρα τοποθετημένα στ στάθμη z_a της αντλίας όπως φαίνεται στο σχήμα. Προφανώς ισχύει $H = p/\rho g$, όπου ρ η πυκνότητα του υγρού. [31][32][33].

6.2.1.2.

Καθορισμός του σημείου λειτουργίας

Για την περίπτωση διακίνησης υγρού μεταξύ δύο δεξαμενών με ελεύθερη επιφάνεια στην ατμόσφαιρα και για τη μόνιμη λειτουργία της αντλίας και της αντλητικής εγκατάστασης εκφράζεται η ολική πίεση (σε m στήλης υγρού) στη διατομή εισόδου και εξόδου της αντλίας e και a αντίστοιχα εφαρμόζοντας την γενικευμένη εξίσωση Bernoulli:

$$H_{oa} = H_a + z_a + c_a^2 / 2g = H_B + z_A + \delta h_{faA} \quad (6-4)$$

$$H_{oe} = H_e + z_e + c_e^2 / 2g = H_B + z_E + \delta h_{feE} \quad (6-5)$$

στην οποία με δh_f συμβολίζονται οι υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης (δείκτης Ee και aA για τις σωληνώσεις αναρρόφησης και κατάθλιψης αντίστοιχα) που, όπως είναι φυσικό εξαρτώνται από τη διακινούμενη παροχή Q.

Αφαιρώντας κατά μέλη τις εξισώσεις (6-4) και (6-5) προκύπτει:

$$H = H_{oa} - H_{oe} = h + (\delta h_{faA} + \delta h_{feE}) = h + \delta h_{fEA} \quad (6-6)$$

συμβολίζοντας με δh_{fAE} τις υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης που είναι το άθροισμα των υδραυλικών απωλειών στις σωληνώσεις αναρρόφησης και κατάθλιψης.

Σύμφωνα με την εξίσωση (6-6) το ολικό ύψος $H = H_{oa} - H_{oe}$ είναι το ολικό ύψος της αντλίας, δηλαδή η ενέργεια ανά μονάδα μάζας του υγρού την οποία προσδίδει η αντλία θα είναι ίση προς το άθροισμα της ενέργειας που παραλαμβάνει το υγρό, δηλαδή το ύψος ανύψωσης h, και της ενέργειας που δαπανάται στη σωλήνωση για τη διακίνηση του υγρού μέσω αυτής, δηλαδή των υδραυλικών απωλειών δh_{fEA} .

Από τη Μηχανική των Ρευστών γνωρίζουμε ότι οι υδραυλικές απώλειες σε μια σωλήνωση είναι το άθροισμα γραμμικών απωλειών και εντοπισμένων απωλειών. Εκφράζονται λοιπόν ως:

$$\delta h_{fEA} = \sum \lambda_i \cdot \frac{l_i}{d_i} \cdot \frac{c_i^2}{2g} + \sum \zeta_k \cdot \frac{c_k^2}{2g} + \frac{c_A^2}{2g} \quad (6-7)$$

στην οποία ο πρώτος εκφράζει τις γραμμικές απώλειες στα διάφορα τμήματα i της σωλήνωσης διαμέτρου d_i και μήκους l_i , ο δεύτερος όρος τις υδραυλικές απώλειες στις διάφορες εντοπισμένες αντιστάσεις της σωλήνωσης και ο τελευταίος όρος την κινητική ενέργεια της δέσμης του ρευστού που εισέρχεται στην μεγάλων διαστάσεων δεξαμενή κατάθλιψης και η οποία είναι μια ολική απώλεια, δεδομένου ότι μετατρέπεται σε στροβιλισμούς - θερμότητα. Ο συντελεστής λ_i των γραμμικών απωλειών είναι ως γνωστόν συνάρτηση της σχετικής τραχύτητας του αγωγού και του αριθμού Reynolds της ροής $R_{ei} = c_i d_i / \nu$. Θεωρώντας ότι η ροή στη σωλήνωση είναι πλήρως τυρβώδης, όπως συμβαίνει σε όλες τις πρακτικές εφαρμογές, ο συντελεστής λ_i των γραμμικών απωλειών είναι σταθερός για κάθε τμήμα της σωλήνωσης. Στην πλήρως τυρβώδη περιοχή της ροής και οι συντελεστές ζ_k των εντοπισμένων αντιστάσεων είναι επίσης σταθεροί και ανεξάρτητοι της ταχύτητας και άρα της διακινούμενης παροχής. Για τα διάφορα τμήματα της σωλήνωσης ισχύει η αρχή της συνέχειας, δηλαδή η διακινούμενη από αυτή παροχή Q , είναι η ίδια για τα διάφορα τμήματα της σωλήνωσης και την αντλία:

$$Q = c_i f_i = c_k f_k = c_A f_A \quad (6-8)$$

στην οποία με f συμβολίζεται η διατομή των τμημάτων της σωλήνωσης και των εξαρτημάτων της (εντοπισμένων αντιστάσεων). Άρα η εξίσωση (6-7) εκφράζεται ως:

$$\Delta h_{fEA} = \left[\sum \lambda_i \cdot \frac{l_i}{d_i} \frac{1}{2gf_i^2} + \sum \zeta_k \cdot \frac{1}{2gf_k^2} + \frac{1}{2gf_A^2} \right] \cdot Q^2 = \zeta_{EA} \cdot Q^2 \quad (6-9)$$

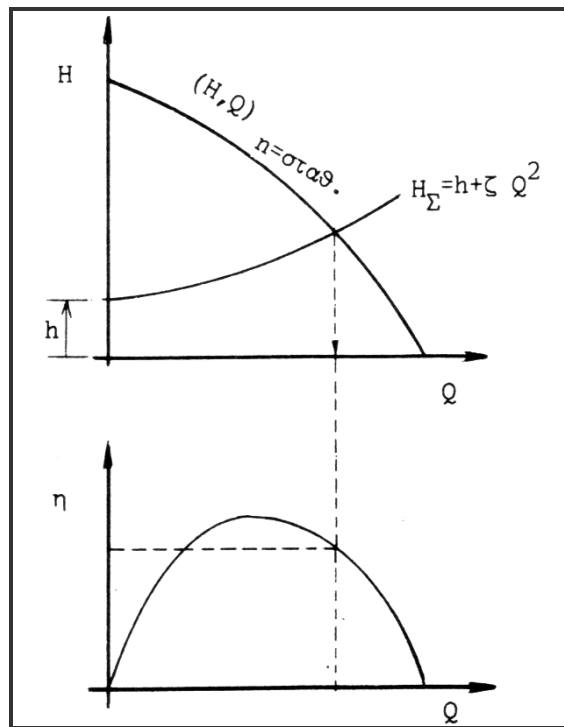
Συνεπώς για τη διακίνηση της παροχής Q μέσω της δεδομένης αντλητικής εγκατάστασης το υγρό ανά μονάδα μάζας πρέπει να παραλαμβάνει ενέργεια H που περιγράφεται από την παρακάτω εξίσωση:

$$H = H_\Sigma = h + \zeta_{EA} \cdot Q^2 \quad (6-10)$$

Η εξίσωση (6-10) εκφράζει τη **χαρακτηριστική της σωλήνωσης**, δηλαδή την ανά μονάδα μάζας ενέργεια που πρέπει να προσδίδεται στο υγρό, ώστε να διακινείται μέσω της σωλήνωσης με παροχή Q . Η ενέργεια αυτή H_Σ είναι ίση προς την ενέργεια h κατά

την οποία αυξάνεται η ανά μονάδα μάζας ενέργεια του και την ενέργεια δh_{fEA} που δαπανάται στις υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης.

Το σημείο λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης, με δεδομένη τη χαρακτηριστική (H,Q) της αντλίας, δηλαδή η διακινούμενη παροχή Q , θα είναι αυτή για την οποία η ενέργεια $H=f(Q)$ που προσδίδει η αντλία είναι ίση με αυτή που απαιτείται για τη διακίνηση της παροχής στην αντλητική εγκατάσταση και η οποία περιγράφεται από τη χαρακτηριστική της σωλήνωσης $H_{\Sigma}=f(Q)$. Συνεπώς το σημείο λειτουργίας της δεδομένης αντλητικής εγκατάστασης με τη δεδομένη αντλία θα προκύπτει ως το σημείο τομής της χαρακτηριστικής (H,Q) της αντλίας με τη χαρακτηριστική (H_{Σ}, Q) της σωλήνωσης, οπότε ικανοποιείται η εξίσωση (6-6), **Σχήμα 6-3**.



Σχήμα 6-3: Εύρεση του σημείου λειτουργίας αντλητικής εγκατάστασης

Συνεπώς, το σημείο λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης εξαρτάται:

- από τη διαμόρφωση της αντλητικής εγκατάστασης, όπως εκφράζεται μέσω της χαρακτηριστικής της σωλήνωσης
- από την αντλία, όπως εκφράζεται από τη χαρακτηριστική λειτουργίας της (H, Q) .

Από τη χαρακτηριστική του ολικού βαθμού απόδοσης (η, Q) της αντλίας και για το σημείο λειτουργίας, δηλαδή τη διακινούμενη παροχή Q , προκύπτει η τιμή του ολικού βαθμού απόδοσης με τον οποίο θα λειτουργεί η αντλία (**Σχήμα 6-3**). Άρα η ισχύς την οποία απορροφά η αντλία από τον κινητήρα θα είναι ίση με:

$$N = \gamma \cdot H \cdot Q / \eta \quad (6-11)$$

όπου:

- η παροχή Q εκφράζεται σε m^3 / sec
- το ολικό ύψος H σε mSY
- το ειδικό βάρος του υγρού $\gamma = \rho \cdot g$, με ρ την πυκνότητα υγρού σε Kg / m^3 και $g \approx 9,81 m / \text{sec}^2$ η επιτάχυνση της βαρύτητας
- ο ολικός βαθμός απόδοσης η είναι αδιάστατο μέγεθος
- η ισχύς N εκφράζεται σε KW

6.2.1.3.

Επιλογή αντλίας

Τα κύρια δεδομένα μιας αντλητικής εγκατάστασης είναι:

- η επιθυμητή παροχή Q του διακινούμενου υγρού
- οι δεξαμενές μεταξύ των οποίων γίνεται η διακίνηση του υγρού

Η διάταξη της σωλήνωσης αναρρόφησης και κατάθλιψης που συνδέει τις δύο δεξαμενές είναι τις περισσότερες φορές δεδομένη, ενώ ο καθορισμός της διαμέτρου της γίνεται στα πλαίσια της μελέτης της αντλητικής εγκατάστασης.

Η διάμετρος της σωλήνωσης έχει σημαντικό οικονομοτεχνικό ρόλο δεδομένου ότι η μικρή διάμετρος αντιστοιχεί σε μικρό κόστος της σωλήνωσης (δηλαδή μικρή επένδυση) αλλά μεγάλο κόστος ενέργειας λόγω των αυξημένων ενεργειακών απωλειών (δηλαδή μεγάλο κόστος λειτουργίας). Με την ίδια λογική μεγάλη διάμετρος αντιστοιχεί σε μεγάλο κόστος εγκατάστασης αλλά μικρό κόστος λειτουργίας.

Η επιλογή της βέλτιστης τιμής της διαμέτρου είναι ένα πολύπλοκο οικονομοτεχνικό πρόβλημα. Θα πρέπει να ληφθούν υπόψη παράμετροι όπως το κόστος χρήματος (τόκος), το κόστος της κιλοβατώρας, οι ώρες λειτουργίες ανά ημέρα της αντλητικής εγκατάστασης κλπ. Όσο λιγότερο χρόνο λειτουργεί η αντλητική εγκατάσταση τόσο συμφέρει η επιλογή μικρής σχετικά διαμέτρου, δηλαδή μικρό κόστος εγκατάστασης και υψηλό κόστος λειτουργίας και αντίστροφα.

Με γνωστή τη διάμετρο της σωλήνωσης και τη διάταξη είναι δυνατός ο υπολογισμός της χαρακτηριστικής της σωλήνωσης (εξ. 6-7). Το ύψος H_s , που αντιστοιχεί στην επιθυμητή διακινούμενη παροχή Q θα πρέπει να είναι το ολικό ύψος H της αντλίας. Συνεπώς θα πρέπει να επιλεγεί μια αντλία της οποίας το κανονικό σημείο λειτουργίας να είναι (H, Q) ώστε να εξασφαλίζεται η λειτουργία της με το μέγιστο βαθμό απόδοσης.

Ο καθορισμός του κανονικού σημείου λειτουργίας της αντλίας αποτελεί το βασικότερο, όχι όμως το μοναδικό κριτήριο για την επιλογή της αντλίας. Θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η κλίση της χαρακτηριστικής dH / dQ όσον αφορά στην ευστάθεια λειτουργίας, καθώς και η συμπεριφορά της αντλίας ως προς τη σπηλαίωση⁵.

Η επιλογή της κατάλληλης αντλίας γίνεται κατ' αρχήν από πλήρες διάγραμμα μιας σειράς αντλιών, όπου δίνεται η βέλτιστη περιοχή λειτουργίας τυποποιημένων αντλιών. Ως βέλτιστη περιοχή λειτουργίας εννοείται αυτή γύρω από το κανονικό σημείο λειτουργίας, όπου ο βαθμός απόδοσης είναι ικανοποιητικός και η λειτουργία της αντλίας ομαλή. Στη συνέχεια εξετάζονται οι αναλυτικές καμπύλες λειτουργίας της, δηλαδή οι χαρακτηριστικές (H, Q) , (η, Q) και (N, Q) [3][31][32][33].

⁵ Το φαινόμενο της σπηλαίωσης αναπτύσσεται όταν σε μια περιοχή της ροής η στατική πίεση τείνει τοπικά να γίνει μικρότερη από την πίεση ατμοποίησης του υγρού, οπότε αυτό ατμοποιείται και αναπτύσσεται ένας θύλακας ή "σπήλαιο ατμού", δηλαδή ατμοποιημένου υγρού. Η ανάπτυξη των θυλάκων ατμού προκαλείται σε θέσεις όπου υπάρχουν μικρές ανωμαλίες στη μάζα του υγρού.

Παράλληλα συνδεδεμένες είναι οι αντλίες όταν καταθλίβουν το υγρό σε κοινή σωλήνωση κατάθλιψης, όπως φαίνεται στο **Σχήμα 6-4**. Οι παράλληλα συνδεδεμένες αντλίες δεν είναι κατ'ανάγκη ταυτόσημες. Το σημείο λειτουργίας με δύο παράλληλα συνδεδεμένες αντλίες προκύπτει από την εφαρμογή της αρχής της συνέχειας και τη γενικευμένη εξίσωση Bernoulli, συμβολίζοντας με δείκτη 1 και 2 τα μεγέθη που αφορούν στην κάθε αντλία. Από την αρχή της συνέχειας έχουμε: $Q = Q_1 + Q_2$, όπου Q είναι η συνολική παροχή στον αγωγό κατάθλιψης. Από την εφαρμογή της εξίσωσης Bernoulli στο κοινό κόμβο K για τους τρεις κλάδους που συγκλίνουν σε αυτόν προκύπτουν οι εξισώσεις :

$$H_{OK} = H_B + z_E + H_1(Q_1) - (\zeta_{e1} + \zeta_{a1}) \cdot Q_1^2 \quad (6-12)$$

$$H_{OK} = H_B + z_E + H_2(Q_2) - (\zeta_{e2} + \zeta_{a2}) \cdot Q_2^2 \quad (6-13)$$

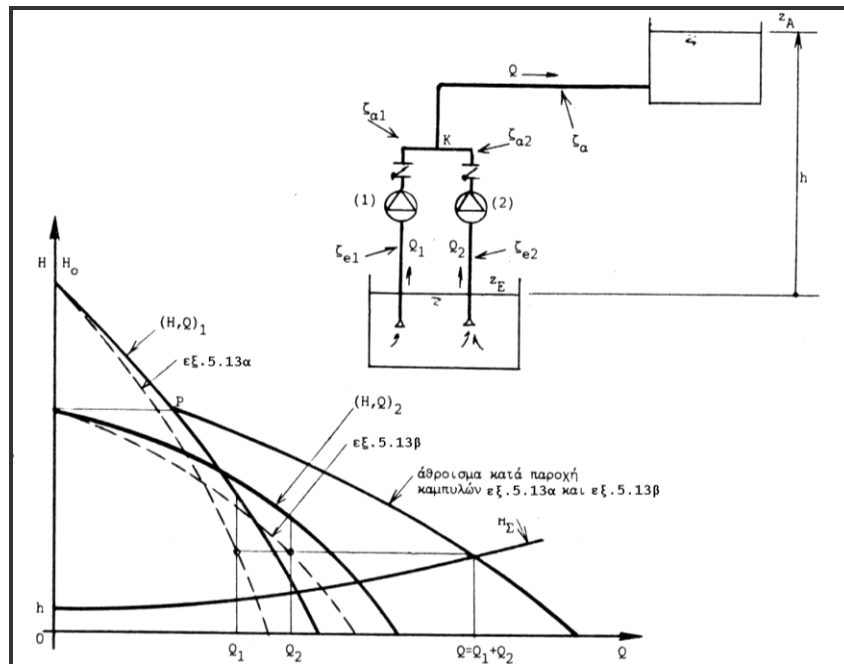
$$H_{OK} = H_B + z_A + \zeta_a \cdot Q^2 \quad (6-14)$$

Στην περίπτωση δεξαμενών αναρρόφησης και κατάθλιψης ανοιχτών στην ατμόσφαιρα, αφαιρείται ο κοινός όρος της ατμοσφαιρικής πίεσης και από τις τρεις εξισώσεις. Αν αφαιρέσουμε και τη στάθμη z_E προκύπτουν οι:

$$H'_{OK} = H_1(Q_1) - (\zeta_{e1} + \zeta_{a1}) \cdot Q_1^2 \quad (6-15)$$

$$H'_{OK} = H_2(Q_2) - (\zeta_{e2} + \zeta_{a2}) \cdot Q_2^2 \quad (6-16)$$

$$H'_{OK} = h + \zeta_a \cdot Q^2 \quad (6-17)$$



Σχήμα 6-4: Σχηματική διάταξη παράλληλα συνδεδεμένων αντλιών. Καθορισμός του σημείου λειτουργίας της εγκατάστασης.

Με δεδομένες τις χαρακτηριστικές καμπύλες λειτουργίας των δύο αντλιών $H_1 = f(Q_1)$ και $H_2 = f(Q_2)$ είναι δυνατή η χάραξη των καμπυλών (6-15, 6-16, 6-17) στο διάγραμμα (H_0, Q) (Σχήμα 6-4). Η επίλυση των εξισώσεων και η ικανοποίηση της αρχής της συνέχειας γίνεται γραφαναλυτικά προσθέτοντας κατά παροχή τις καμπύλες (6-15) και (6-16). Η τομή της τελευταίας με την καμπύλη (6-17) δίνει το σημείο λειτουργίας της εγκατάστασης.

Πρέπει να σημειώσουμε ότι οι παράλληλα συνδεδεμένες αντλίες πρέπει να έχουν περίπου το ίδιο ολικό ύψος, χωρίς κανένα περιορισμό στο μέγεθός τους, δηλαδή την παροχή.

Η διάταξη περισσοτέρων παράλληλα συνδεδεμένων αντλιών είναι χρήσιμη σε περιπτώσεις όπου επιδιώκεται σημαντική μεταβολή της διακινούμενης παροχής Q . [33]

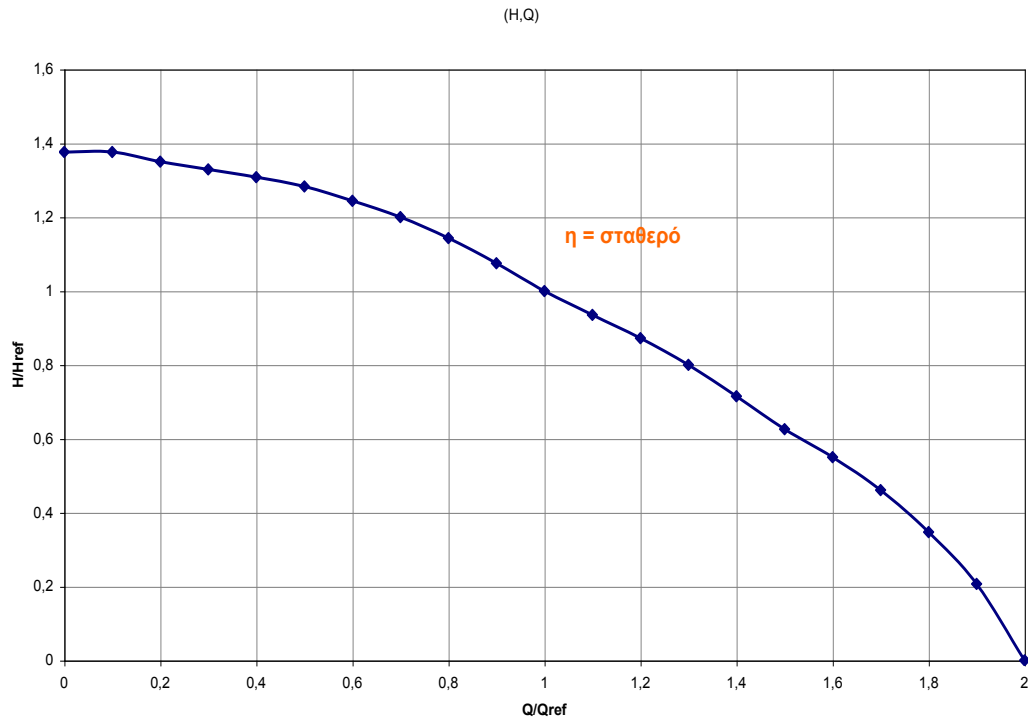
6.2.2. Προσομοίωση της λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης

Η αντλητική εγκατάσταση αποτελείται από ένα πλήθος N ταυτόσημων αντλιών συνδεδεμένων παράλληλα. Προτιμάται η παράλληλη σύνδεση διότι έχουμε σημαντική

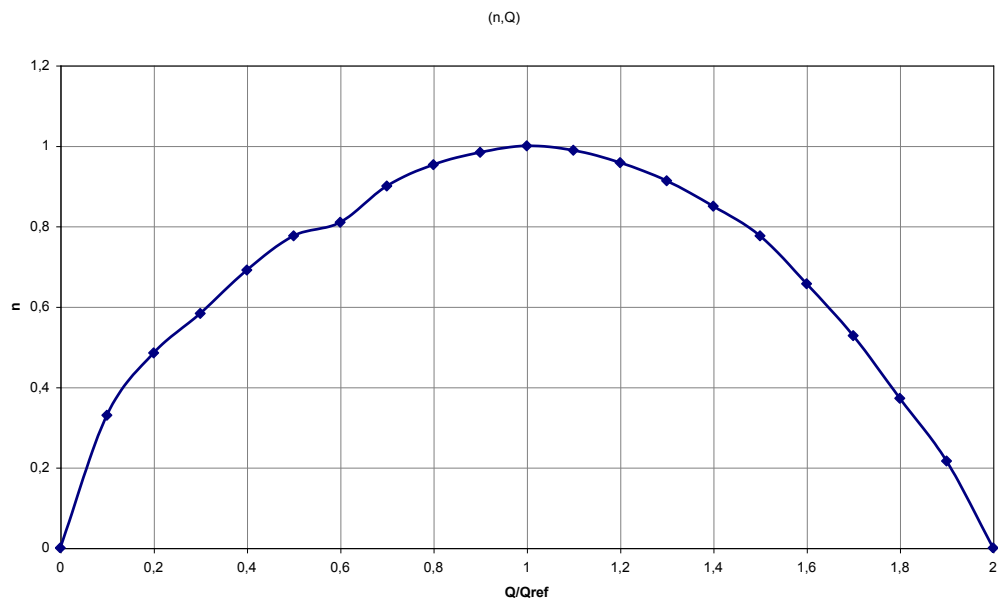
μεταβολή της παροχής Q . Οι χαρακτηριστικές καμπύλες (H , Q , η) των αντλιών έχουν εισαχθεί υπό αδιάστατη μορφή ως προς τα αντίστοιχα μεγέθη του κανονικού σημείου λειτουργίας (**Πίνακας 6-1**). Ως καμπύλες λειτουργίας έχουν εισαχθεί αυτές συγκεκριμένης τυποποιημένης αντλίας και δίνονται στο **Σχήμα 6-5** και **Σχήμα 6-6**.

Πίνακας 6-1: Χαρακτηριστικές καμπύλες αντλιών σε αδιάστατη μορφή

Αδιάστατη Παροχή Q/Q_{ref}	Αδιάστατο Ύψος H/H_{ref}	Αδιάστατος Βαθμός Απόδοσης η/η_{ref}
0,0	1,376	0,000
0,1	1,376	0,330
0,2	1,350	0,485
0,3	1,329	0,583
0,4	1,308	0,691
0,5	1,283	0,776
0,6	1,244	0,810
0,7	1,200	0,900
0,8	1,143	0,953
0,9	1,075	0,984
1,0	1,000	1,000
1,1	0,935	0,989
1,2	0,872	0,958
1,3	0,800	0,913
1,4	0,715	0,850
1,5	0,626	0,776
1,6	0,550	0,657
1,7	0,461	0,528
1,8	0,347	0,372
1,9	0,207	0,216
2,0	0,000	0,000



Σχήμα 6-5: Αδιάστατο ύψος της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.



Σχήμα 6-6: Βαθμός απόδοσης της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.

Εξετάζεται ταυτόχρονα η λειτουργία της αντλητικής εγκατάστασης με σταθερές ή μεταβλητές στροφές. Η δυνατότητα μεταβλητών στροφών γίνεται εφικτή εξοπλίζοντας κάθε αντλητικό συγκρότημα με Inverter συχνότητας. Η επιλογή μεταξύ της λειτουργίας

με σταθερές ή μεταβλητές στροφές θα γίνει στο επόμενο κεφάλαιο με βάση οικονομοτεχνικά κριτήρια, δηλαδή εξετάζοντας το αν η αυξημένη δαπάνη του εξοπλισμού δικαιολογείται από την αύξηση της απορρόφησης ενέργειας.

Το σημείο λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης, δηλαδή η αντλούμενη παροχή Q_P για κάθε δεδομένη τιμή της απορροφούμενης ισχύος P_P προκύπτει, όπως περιγράψαμε αναλυτικά στο προηγούμενο κεφάλαιο, ως σημείο τομής της χαρακτηριστικής της αντλίας (H, Q) με τη χαρακτηριστική της σωλήνωσης (H_Σ, Q), όπου:

$$H_\Sigma = \delta Z + \zeta \cdot Q^2 \quad (6-18)$$

Στην παραπάνω σχέση δZ είναι η υψομετρική διαφορά των δύο δεξαμενών και $\zeta \cdot Q^2 = \delta h_f$ είναι οι υδραυλικές απώλειες του αγωγού, οι οποίες υπολογίζονται με τη σχέση των Darcy - Weisbach:

$$\delta h_f = f \frac{L}{D} \frac{c^2}{2g} \quad (6-19)$$

όπου f είναι ο συντελεστής απωλειών που υπολογίζεται από τη σχέση Colebrook - White:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left[\frac{K_s}{3,71D} + \frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{f}} \right] \quad (6-20)$$

όπου:

- δh_f οι γραμμικές απώλειες σε (m)
- L το μήκος του αγωγού σε (m)
- c η μέση ταχύτητα ροής σε (m/sec) που δίνεται από τη σχέση: $c = \frac{Q}{\pi D^2 / 4}$
- D η εσωτερική διάμετρος του αγωγού σε (m)
- Re ο αριθμός Reynolds της ροής ($\text{Re} = \frac{cD}{\nu}$)
- ν η κινηματική συνεκτικότητα του νερού ($= 1,14 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{sec}$ για θερμοκρασία νερού 15°C)
- K_s η ισοδύναμη τραχύτητα των τοιχωμάτων του αγωγού σε (m) η οποία ελήφθη ίση προς $1,5 \cdot 10^{-3} \text{ m}$.

Εάν η παρεχόμενη στο αντλιοστάσιο ισχύς είναι μεγαλύτερη από τη μέγιστη ισχύ την οποία μπορεί να απορροφήσει το αντλιοστάσιο, έστω την P_{Pmax} , τότε το αντλιοστάσιο λειτουργεί υπό την πλήρη ισχύ του P_{Pmax} , οπότε η διαφορά ($P_R - P_{Pmax}$) δεν μπορεί να απορροφηθεί, δηλαδή αυτή η ποσότητα της ενέργειας δεν μετατρέπεται σε υδραυλική. Πρέπει να σημειώσουμε ότι η μέγιστη απορροφούμενη ισχύς για αντλιοστάσιο σταθερών ή μεταβλητών στροφών είναι περίπου ίση και η μικρή διαφορά οφείλεται στις επιπρόσθετες απώλειες του Inverter μεταβλητών στροφών.

Η παρεχόμενη στο αντλιοστάσιο ενέργεια κατά το χρονικό βήμα δt , δηλαδή η ποσότητα:

$$E_R = P_R \cdot \delta t \quad (6-21)$$

Μετατρέπεται σε υδραυλική, ίση προς

$$E_H = \rho \cdot g \cdot Q_P \cdot \delta t \cdot \delta Z \quad (6-22)$$

και σε απώλειες ή μη δυνατότητα μετατροπής της ενέργειας λόγω της δυναμικότητας του αντλιοστασίου ή της χωρητικότητας των δεξαμενών, συμβολίζοντας με Q_P την αντλούμενη παροχή. Άρα η ποσότητα νερού που αντλείται κατά τη διάρκεια του χρονικού βήματος δt είναι ίση προς:

$$\delta V = Q_P \cdot \delta t \quad (6-23)$$

Ισχύει λοιπόν:

$$E_R = E_H + \text{ΑΠΩΛΕΙΕΣ} \quad (6-24)$$

Συγκεκριμένα οι απώλειες ή η μη μετατρεψιμότητα (αδυναμία απορρόφησης) της απορριπτόμενης ενέργειας σε υδραυλική ενέργεια και οι οποίες λαμβάνονται υπόψη στην προσομοίωση της λειτουργίας είναι οι ακόλουθες:

- Ενέργεια που δεν μπορεί να απορροφηθεί επειδή η αντίστοιχη παρεχόμενη ισχύς P_R είναι μικρότερη από την ελάχιστη, την P_{Pmin} του συγκεκριμένου αντλιοστασίου.

- Ενέργεια που δεν μπορεί αν απορροφηθεί επειδή η απορριπτόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από τη μέγιστη του συγκεκριμένου αντλιοστασίου, οπότε η διαφορά ($P_R - P_{Pmax}$) δεν αξιοποιείται.
- Ενέργεια που δεν μπορεί να απορροφηθεί στην περίπτωση αντλιοστασίου σταθερών στροφών λόγω της κλιμακωτής μορφής της καμπύλης απορροφούμενης ισχύος - αντλούμενης παροχής.
- Ενέργεια των υδραυλικών απωλειών στον αγωγό.
- Ενέργεια των απωλειών της αντλίας του ηλεκτροκινητήρα και ενδεχόμενα του Inverter για την περίπτωση μεταβλητών στροφών. [3][32][33]

6.2.3. Παραγωγή εγγυημένης ισχύος

Οι υδροστρόβιλοι είναι οι μηχανές μέσω των οποίων μετατρέπεται η ενέργεια του υγρού σε μηχανική ενέργεια, δηλαδή σε κινητήρια ροπή στη στρεφόμενη άτρακτο της πτερωτής. Η ενέργεια την οποία διαθέτει το διακινούμενο υγρό (που στις περισσότερες περιπτώσεις είναι το νερό) είναι η δυναμική ενέργεια που εκφράζεται από τη στάθμη του ως προς τη στάθμη της θάλασσας. Η παραγόμενη με τον τρόπο αυτό μηχανική ενέργεια μετατρέπεται επί τόπου σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω γεννήτριας κατευθείαν συζευγμένης στην άτρακτο του υδροστρόβιλου.

Σε ένα υδροηλεκτρικό έργο η ενέργεια του νερού ανά μονάδα μάζας του είναι η δυναμική ενέργεια, ίση προς την υδραυλική πτώση:

$$h = z_E - z_A \quad (6-25)$$

όπου z_E είναι η στάθμη του στον άνω ταμιευτήρα και z_A η στάθμη κατάντη του έργου, όπου πλέον η παροχή ακολουθεί τη φυσική της ροή. (Σχήμα 6-7) Λόγω του μεγάλου μεγέθους των ταμιευτήρων, η κινητική ενέργεια του νερού σε αυτούς θεωρείται αμελητέα και άρα η υδραυλική ενέργεια ανά μονάδα μάζας του νερού, που είναι θεωρητικά δυνατόν να μετατραπεί σε μηχανική ενέργεια είναι ίση προς $E = g(z_E - z_A) = g \cdot h$. Συνεπώς για παροχή όγκου Q η αντίστοιχη υδραυλική ισχύς N_h θα είναι ίση προς:

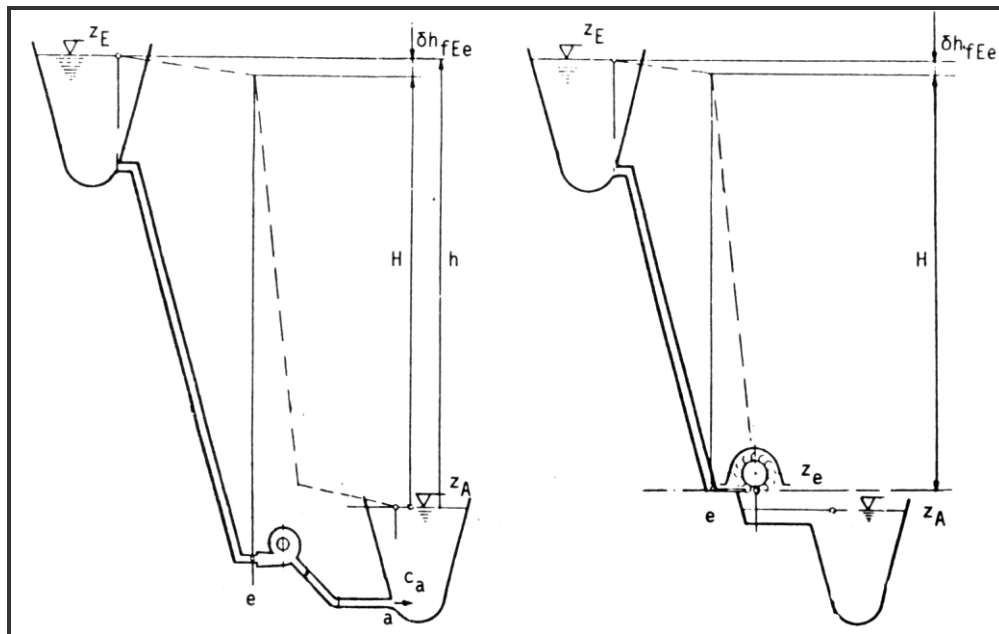
$$N_h = \rho \cdot Q \cdot g \cdot h = \gamma \cdot Q \cdot h \quad (6-26)$$

όπου ρ (Kg/m^3) και γ (Nt/m^3) είναι η πυκνότητα και το ειδικό βάρος του νερού αντίστοιχα. Όμως η μηχανική ισχύς που είναι δυνατόν να ανακτηθεί από τον

υδροστρόβιλο είναι μικρότερη της N_h κατά τις απώλειες της ροής στο σύστημα παραγωγής και τις απώλειες στον ίδιο τον υδροστρόβιλο.

Οι υδραυλικές απώλειες δh_f στο σύστημα προσαγωγής (σήραγγα, αγωγός προσαγωγής), όπως είδαμε παραπάνω δίνονται από τον τύπο: $\delta h_f = \zeta \cdot Q^2$. Άρα η διαθέσιμη υδραυλική πτώση (ή καθαρό ύψος πτώσεως) H , δηλαδή η ενέργεια ανά μονάδα μάζας του νερού που καλείται ο υδροστρόβιλος να μετατρέψει σε μηχανική ενέργεια είναι ίση προς:

$$H = h - \delta h_f \quad (6-27)$$



Σχήμα 6-7: Αξιοποίηση της υδραυλικής πτώσης σε εγκατάσταση υδροστρόβιλου (α) αντιδράσεως και (β) δράσεως

Στην περίπτωση εγκατάστασης με υδροστρόβιλο δράσεως, όπως ο Pelton, όπου η στάθμη του ακροφυσίου τροφοδοσίας είναι $z_e > z_A$, η διαθέσιμη στον υδροστρόβιλο υδραυλική πτώση είναι ίση προς:

$$H = h - \delta h_f - (z_e - z_A) = z_E - z_e - \delta h_f \quad (6-28)$$

δεδομένου ότι η ενέργεια που αντιστοιχεί στην υψομετρική διαφορά ($z_e - z_A$) δεν είναι δυνατόν να αξιοποιηθεί.

Συνεπώς η διαθέσιμη υδραυλική ισχύς στον υδροστροβίλο είναι ίση προς:

$$N_i = \gamma \cdot Q \cdot H \quad (6-29)$$

Από αυτή την ισχύ η δεσμευμένη από τον υδροστροβίλο είναι :

$$N_c = N_i - \gamma \cdot Q \cdot c^2 / 2g \quad (6-30)$$

όπου η $\gamma \cdot Q \cdot c^2 / 2g$ είναι η ισχύς που αντιστοιχεί στην κινητική ενέργεια του υγρού στη διατομή εξόδου του υδροστροβίλου και η οποία διαφεύγει της ενεργειακής μετατροπής. Έτσι το ωφέλιμο ύψος πτώσης H^* ορίζεται ως εξής:

$$H^* = H - c^2 / 2g \quad (6-31)$$

και εκφράζει την ανά μονάδα μάζας ενέργεια του υγρού που είναι δυνατόν να μετατρέψει σε μηχανική ισχύ ο υδροστροβίλος.

Η πραγματική μηχανική ισχύς N που αποδίδεται στη στρεφόμενη με γωνιακή ταχύτητα ω (rad/sec) άτρακτο του υδροστροβίλου είναι ίση με:

$$N = M \cdot \omega \quad (6-32)$$

όπου M η κινητήρια ροπή που αναπτύσσεται στην άτρακτο του υδροστροβίλου [33].

6.2.4. Σύγχρονοι τύποι υδροστροβίλων

Οι υδροστροβίλοι διακρίνονται σε δύο κατηγορίες με κριτήριο το βαθμό αντιδράσεως. Ως βαθμός αντιδράσεως ενός υδροστροβίλου ορίζεται ο λόγος της μεταβολής της δυναμικής ενέργειας του ρευστού δια μέσω περωτής προς τη μεταβολή της δυναμικής ενέργειας μεταξύ εισόδου και εξόδου από τη βαθμίδα.

α) Οι υδροστρόβιλοι αντιδράσεως είναι ολικής προσβολής, δηλαδή ολόκληρη η περρωτή λειτουργεί αξονοσυμμετρικά. Οι υδροστρόβιλοι αντιδράσεως που έχουν επικρατήσει είναι:

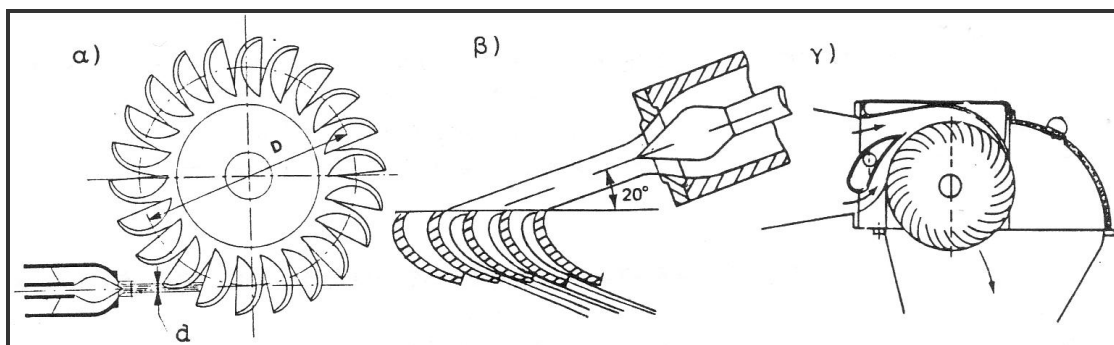
- Ο τύπος Francis για μεσαίες τιμές υδραυλικής πτώσης ($H=50-500\text{m}$)
- Ο τύπος Deriaz διαγώνιας ροής
- Διάφορες διαμορφώσεις υδροστροβίλων αξονικής ροής για μικρές τιμές υδραυλικής πτώσης ($H<50\text{m}$) όπως Kaplan, Bulb, Tube και Straflo.

β) Οι υδροστρόβιλοι δράσεως είναι μερικής προσβολής και σε κάθε χρονική στιγμή τμήμα μόνο της περρωτής συμμετέχει στην ενεργειακή μετατροπή (**Σχήμα 6-9**)

- Ο μόνος τύπος υδροστροβίλου δράσεως που έχει επικρατήσει είναι ο υδροστρόβιλος Pelton (**Σχήμα 6-8**), ενώ η παραλλαγή του, ο υδροστρόβιλος Turgo έχει εκλείψει.
- Ο υδροστρόβιλος Cross- Flow ή Banki κατασκευάζεται για μικρές ισχύεις ($< 2 \text{ MW}$) και μικρές τιμές υδραυλικής πτώσης ($H<100\text{m}$) [31][33].



Σχήμα 6-8: Υδροστρόβιλος Pelton, Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών Ε.Μ.Π.



Σχήμα 6-9: Σχηματική διάταξη υδ/λων α) Pelton β) Turgo και γ) Cross Flow

6.2.5. Προσομοίωση της παραγωγής εγγυημένης ισχύος

Η παραγωγή εγγυημένης ηλεκτρικής ισχύος εξασφαλίζεται με τη λειτουργία του υδροστροβίλου και της γεννήτριας κατά τις ώρες παραγωγής. Επειδή η εγγυημένη ισχύς είναι σταθερή και ίση προς P_T ο υδροστροβίλος και η γεννήτρια λειτουργούν πάντοτε σε σταθερό σημείο λειτουργίας, δηλαδή σταθερό ολικό βαθμό απόδοσης.

Στην εξεταζόμενη περίπτωση ο τύπος του υδροστροβίλου που θα χρησιμοποιήσουμε είναι ο υδροστροβίλος Pelton. Το κύριο πλεονέκτημα του υδροστροβίλου Pelton σε σχέση με τους υπόλοιπους τύπους υδροστροβίλων, που μας οδήγησε σε αυτή την επιλογή, είναι το γεγονός ότι έχει ιδανική προσαρμογή για λειτουργία υπό μεταβαλλόμενη παροχή.

Λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες ισχύος του υδροστροβίλου και της γεννήτριας καθώς και τις υδραυλικές απώλειες του αγωγού προσαγωγής, στην παραγόμενη εγγυημένη ισχύ P_T αντιστοιχεί η παροχή Q_T του υδροστροβίλου. Άρα κατά το χρονικό βήμα δt από τον υδροστροβίλο διέρχεται ποσότητα:

$$V_T = Q_T \cdot \delta t \quad (6-33)$$

η οποία αφαιρείται από την ποσότητα νερού που έχει αποθηκευθεί στην άνω δεξαμενή.

Η εγγυημένη ισχύς P_T λαμβάνεται στη συνέχεια ως μία παράμετρος. Συμβολίζοντας με $\delta T = \delta T_1 + \delta T_2$ την ημερήσια διάρκεια παραγωγής εγγυημένης ισχύος, η συνολική εγγυημένη ενέργεια που παράγεται κατά τη διάρκεια ενός έτους είναι ίση προς:

$$E_T = P_T \cdot \delta T \cdot 365 \quad (6-34)$$

σε KWh αν εκφράσουμε την ισχύ σε KW και τη χρονική διάρκεια δT σε ώρες [3].

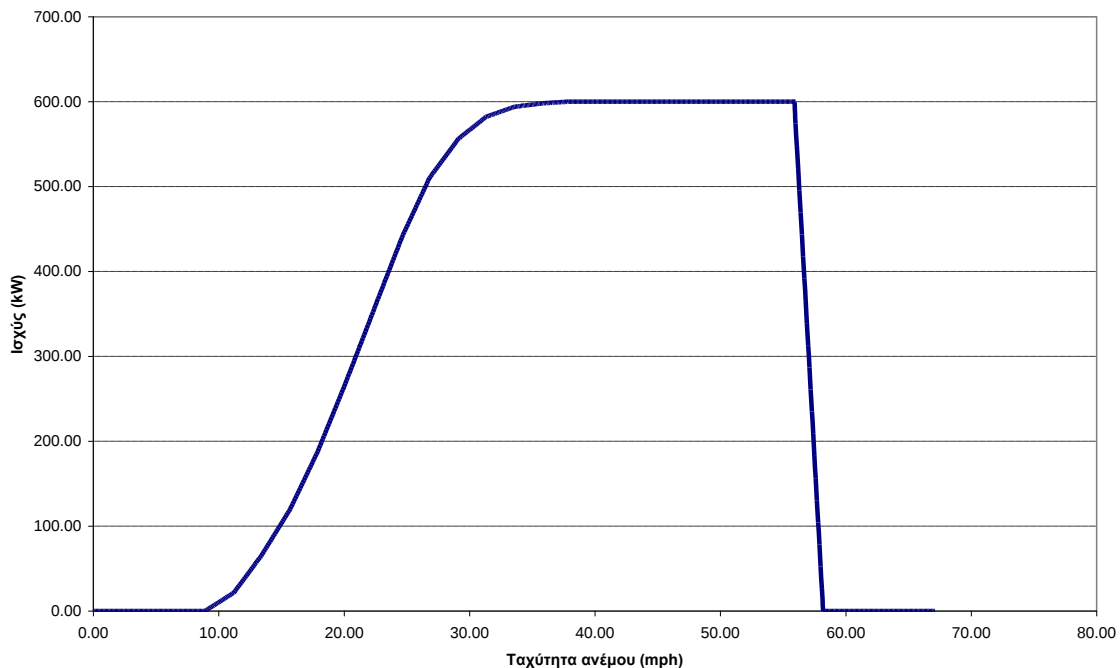
6.3. Δεδομένα-παράμετροι

6.3.1. Ανεμολογικά δεδομένα

Τα ανεμολογικά δεδομένα που χρησιμοποιήσαμε είναι της Σητείας της Κρήτης (Δεδομένα από τη ΔΕΗ). Πρόκειται για χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου με χρονικό βήμα 10 min για ένα έτος (52560 τιμές).

6.3.2. Χαρακτηριστικές καμπύλες Α/Γ

Για τη μελέτη μας χρησιμοποιήσαμε μια τυπική Α/Γ 600 kW με χαρακτηριστική καμπύλη αυτή που φαίνεται στο **Σχήμα 6-10**.



Σχήμα 6-10: Χαρακτηριστική καμπύλη τυπικής Α/Γ 600 kW

6.4. Οικονομικά στοιχεία του έργου

Για την οικονομική ανάλυση του έργου απαιτούνται οι υπολογισμοί του αρχικού κόστους της επένδυσης, του λειτουργικού και του κόστους συντήρησης. Αυτά τα κόστη υπολογίζονται προσεγγιστικά, λαμβάνοντας υπόψη την έρευνα αγοράς αυτών των

συστημάτων καθώς και την βιβλιογραφία [20][31][33][6][36][37][38][40]. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον **Πίνακας 6-2**.

Πίνακας 6-2: Ανάλυση αρχικού κόστους του αντλησιοταμιευτικού συστήματος

<i>Τμήμα του αντλησιοταμιευτικού συστήματος</i>	<i>Κόστος</i>
Υδροστρόβιλοι και γεννήτριες (€/MW)	500.000,00
Αντλίες και κινητήρες (€/MW)	400.000,00
Μετασχηματιστές (€/MW)	20.000,00
Αγωγοί Κόστος υλικού (€/kg)	0,60
Κόστος εκσκαφής (€/m ³)	5,00
Κόστος εγκατάστασης (% του κόστους υλικού)	15%
Ταμιευτήρες (€/m ³)	2,00
Κατασκευή δρόμων (€/km)	30.000,00
Σύνδεση με το δίκτυο (€/km)	40.000,00
Αγορά γης (€)	100.000,00
Οικοδομικές κατασκευές (€)	80.000,00
Δευτερέων ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός (€)	300.000,00
Σύμβουλοι (€)	300.000,00
Άλλα κόστη (€)	200.000,00

Τα λειτουργικά κόστη και τα κόστη συντήρησης του έργου παρουσιάζονται στον **Πίνακας 6-3**.

Πίνακας 6-3: Λειτουργικά κόστη και κόστη συντήρησης της επένδυσης

<i>Είδος</i>	<i>Κόστος</i>
Δημοτικά τέλη (public rate)	2% επί των ολικών αρχικών εσόδων
Συντήρηση εξοπλισμού	200.000,00 €/έτος
Μισθοί	50.000,00 €/έτος
Ασφάλεια εξοπλισμού	50.000,00 €/έτος
Διάφορα άλλα κόστη	35.000,00 €/έτος
Φόροι	35% επί των ολικών καθαρών κερδών
Στοιχεία επένδυσης	Διάρκεια ζωής: 20 έτη Επιτόκιο αναγωγής: 5%

6.5. Πρόγραμμα προσομοίωσης

Στην παρούσα διπλωματική χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα PUMPTUR.FOR το οποίο αναπτύχθηκε από το Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (ΕΜΠ, Νοεμ. 2002) με σκοπό να προσομοιώνει την λειτουργία υδροηλεκτρικής εγκατάστασης άντλησης και παραγωγής ενέργειας για την απορρόφηση της απορριπτόμενης ισχύος αιολικού πάρκου. Το πρόγραμμα αυτό βελτιώθηκε αργότερα από την κ. Τριανταφυλλιά Νικολάου στα πλαίσια Μεταπτυχιακής Διατριβής (ΕΜΠ, Οκτ. 2003) ώστε να ενσωματώνει και οικονομικά κριτήρια για την αξιολόγηση της επένδυσης.

Το PUMPTUR ήταν γραμμένο στη γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN η οποία όμως τείνει να εκλείψει καθώς έχει υποσκελιστεί από τα σύγχρονα προγραμματιστικά περιβάλλοντα. Στα πλαίσια της Διπλωματικής Εργασίας του φοιτητή κ. Ηλία Ρουφαγάλα του Τμ. ΗΜΜΥ του Πολυτεχνείου Κρήτης το πρόγραμμα PUMPTUR αναλύθηκε εκτενώς και μετατράπηκε σε παραθυρική μορφή μέσω του ευρέως διαδεδομένου προγράμματος αριθμητικών υπολογισμών MATLAB (εκδ.6.5).

Για την μελέτη της παρούσας εργασίας χρειάστηκε να τροποποιηθεί ο κώδικας του PUMPTUR, αφού θα έπρεπε να λαμβάνει υπόψη του τα εξής νέα δεδομένα:

- Η διαθέσιμη ισχύς για την λειτουργία του ΥΒΣ δεν είναι πλέον η απορριπτόμενη από τα Α/Π ισχύς, αλλά η παραγόμενη από αυτά.
- Στην μοντελοποίηση και την βελτιστοποίηση λαμβάνεται υπόψη και το αιολικό πάρκο μαζί με το σύστημα αντλησιοταμίευσης, αφού σύμφωνα με τον Ν.3468/2006 οι ΥΒΣ μελετώνται εξ αρχής σαν ολοκληρωμένο σύστημα και όχι σε συνδυασμό με υφιστάμενα αιολικά πάρκα.
- Λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί που τίθενται στους ΥΒΣ από τον νέο νόμο (Ν. 3468/2006). (βλ. Κεφάλαιο 2.2.2)
- Λαμβάνεται υπόψη η απορρόφηση ισχύος από το δίκτυο, στην περίπτωση που η αιολική παραγωγή ενέργειας δεν επαρκεί για την πλήρωση του άνω ταμιευτήρα και την λειτουργία του ΥΒΣ, καθώς και η δυνατότητα απευθείας έκχυσης ισχύος στο δίκτυο από το Α/Π σε ώρες μη εγγυημένης ισχύος ως μονάδας ΑΠΕ.

- Τροποποιείται ο κώδικας της οικονομικής ανάλυσης, ώστε να λαμβάνει υπόψη του τη νέα τιμολογιακή πολιτική της πωλούμενης και αγοραζόμενης ενέργειας, όπως ορίζει ο Ν. 3468/2006.

7. ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ

7.1. Εισαγωγή

Σκοπός της μελέτης που ακολουθεί είναι η βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης δύο υποθετικών ΥΒΣ (όπως περιγράφονται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 3) εγκατεστημένων στην Κρήτη. Στον ΥΒΣ 1 δεν μελετάται η δυνατότητα απευθείας έκχυσης ενέργειας από το Α/Π προς το δίκτυο, ενώ στον ΥΒΣ 2 συνεκτιμάται η δυνατότητα αυτή στη διαστασιολόγησή του.

Αντικείμενο της πολυπαραμετρικής βελτιστοποίησης είναι η διαστασιολόγηση των ακόλουθων στοιχείων του συστήματος:

1. Του αριθμού των όμοιων τυπικών Α/Γ του Α/Π.
2. Της δυναμικότητας της αντλητικής εγκατάστασης, δηλαδή της ονομαστικής παροχής, του ονομαστικού ύψους, του πλήθους των αντλιών και της επιλογής μεταξύ λειτουργίας με σταθερή ή μεταβλητή ταχύτητα περιστροφής.
3. Της διαμέτρου των αγωγού μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής. Ο ένας αγωγός λειτουργεί ως καταθλιπτικός αγωγός κατά τη λειτουργία αποθήκευσης και ο άλλος ως αγωγός προσαγωγής κατά τη λειτουργία παραγωγής.
4. Της εγγυημένης ισχύος P_T του υδροστροβίλου, η οποία θα παράγεται κατά τις δεδομένες ώρες παραγωγής. Η ισχύς αυτή δεν μπορεί να είναι πάνω από 15 MW για τον ΥΒΣ 1 και 20 MW για τον ΥΒΣ 2.
5. Της χωρητικότητας των δύο δεξαμενών.

7.2. Βασικά δεδομένα

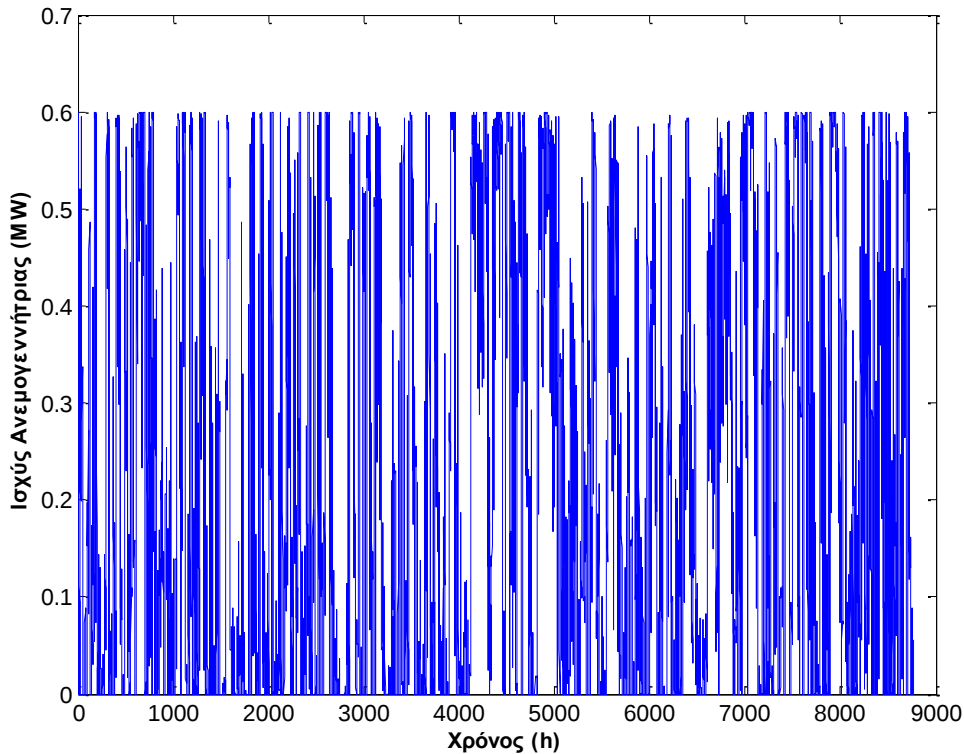
Τα δεδομένα του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι:

7.2.1. Η χρονοσειρά της ταχύτητας του ανέμου

Η χρονοσειρά της ταχύτητας του ανέμου στην υπό μελέτη περιοχή είναι αυτή που περιγράφεται στην Παράγραφο 6.3.1.

7.2.2. Η αιολική παραγωγή

Με βάση τη χρονοσειρά της ταχύτητας του ανέμου και την καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας προκύπτει η χρονοσειρά της αιολικής παραγωγής για ένα έτος και για μία τυπική Α/Γ των 600 kW (Σχήμα 7-1)



Σχήμα 7-1: Η χρονοσειρά της αιολικής παραγωγής για ένα έτος

7.2.3. Η υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής

Η υψομετρική διαφορά για τους δύο ΥΒΣ είναι:

ΥΒΣ 1: $\delta Z=430\text{m}$

ΥΒΣ 2: $\delta Z=450\text{m}$

7.2.4. Το μήκος των αγωγών μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής

Το μήκος των αγωγών για τις δύο περιπτώσεις τέθηκε ίσο προς

ΥΒΣ 1: $L=3250\text{m}$

ΥΒΣ 2: $L= 2300\text{m}$

7.2.5. Το χρονικό διάστημα παραγωγής της εγγυημένης ενέργειας

Πρόκειται για έξι ώρες ημερησίως, κατά τις οποίες η υδραυλική ενέργεια θα μετατρέπεται σε ηλεκτρική, τροφοδοτώντας το ηλεκτρικό δίκτυο με εγγυημένη ενέργεια. Οι ώρες αυτές αντιστοιχούν στις ώρες χαμηλής ζήτησης σύμφωνα με τα στοιχεία της ΔΕΗ για την Κρήτη [30] και κατανέμονται ως εξής:

$$\delta T_1 = 12:00 - 15:00 \text{ και } \delta T_2 = 19:00 - 22:00$$

7.3. Περιορισμοί

Η λειτουργία του Υβριδικού Συστήματος υπόκειται σε περιορισμούς, που αφορούν τόσο στα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα των τμημάτων του σταθμού, όσο και στα όρια που τίθενται από την ισχύουσα νομοθεσία για τη λειτουργία των Υβριδικών Σταθμών.

7.3.1. Περιορισμοί αντλητικού συστήματος

Οι περιορισμοί του αντλητικού συστήματος είναι τα τεχνικά μέγιστα και ελάχιστα των αντλιών και το γεγονός ότι δεν έχω άντληση όταν η άνω δεξαμενή είναι γεμάτη.

7.3.2. Περιορισμοί της ισχύουσας νομοθεσίας

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.

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

Στον υπό μελέτη Υβριδικό Σταθμό μονάδες ΑΠΕ είναι το αιολικό πάρκο, μονάδες αποθήκευσης είναι οι αντλίες, ενώ ο υδροστρόβιλος είναι μονάδα ελεγχόμενης παραγωγής.

Στο ΥΒΣ υπάρχουν τρεις μετρητές:

- **1^{ος} μετρητής (M1):** μετρά την απευθείας παραγόμενη προς το δίκτυο ενέργεια από τις Α/Γ E_{WN} .
- **2^{ος} μετρητής (M2):** μετρά την εισερχόμενη από το δίκτυο στο σταθμό ενέργεια, που απορροφούν οι αντλίες E_{IN} .
- **3^{ος} μετρητής (M3):** μετρά την παραγόμενη από τον υδροστρόβιλο ενέργεια που παρέχεται στο δίκτυο E_T .

Σύμφωνα με τα παραπάνω διακρίνουμε τρεις περιπτώσεις λειτουργίας του Υβριδικού Σταθμού:

- Αν $M1=M2$, δεν πραγματοποιείται ούτε έκχυση, ούτε απορρόφηση ενέργειας προς/από το δίκτυο.
- Αν $M1>M2$, εκχέεται στο δίκτυο ενέργεια $M1-M2$ με την τιμή πώλησης της ενέργειας παραγόμενη από Α/Π.
- Αν $M1<M2$, απορροφάται από το δίκτυο συμπληρωματική ενέργεια $M2-M1$ για την πλήρωση του ταμιευτήρα.

Συμβολίζουμε λοιπόν:

E_{WN} : την ενέργεια που εκχέεται απευθείας στο δίκτυο από το Α/Π σε ετήσια βάση και ισχύει:

$$E_{WN} = \sum_{t=1}^{8760} (M1 - M2) \quad (7-1)$$

E_N : την ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο για την πλήρωση του άνω ταμιευτήρα σε ετήσια βάση και ισχύει:

$$E_N = \sum_{t=1}^{8760} (M2 - M1) \quad (7-2)$$

E_S : την συνολική ενέργεια που καταναλώνεται για την πλήρωση αποθήκευσης σε ετήσια βάση:

$$E_S = \sum_{t=1}^{8760} M2 \quad (7-3)$$

E_T: την συνολική ενέργεια που εκχέεται στο δίκτυο από τον υδροστρόβιλο σε ετήσια βάση:

$$E_T = \sum_{t=1}^{8760} M3 \quad (7-4)$$

Σύμφωνα με τα παραπάνω ισχύουν οι ακόλουθοι περιορισμοί:

$$E_N \leq 0.3 \cdot E_S \quad (7-5)$$

και

$$P_W \leq 1.2 \cdot P_P \quad (7-6)$$

Όπου P_W και P_P η εγκατεστημένη ισχύς του Α/Π και των αντλιών αντίστοιχα.

7.4. Άλλοι παράμετροι

7.4.1. Ο λόγος τιμής πώλησης προς τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας (Sell-to-purchase electricity price ratio) R_P .

Οι τιμές με βάση τις οποίες τιμολογούνται, η ηλεκτρική ενέργεια η οποία εκχέεται στο δίκτυο του νησιού από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής, η ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο του νησιού για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης, καθώς και η διαθεσιμότητα ισχύος των Υβριδικών Σταθμών, είναι ενιαίες για όλους τους Υβριδικούς Σταθμούς που λειτουργούν στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, υπό την προϋπόθεση ότι οι σταθμοί αυτοί χρησιμοποιούν την ίδια τεχνολογία και λειτουργούν με τους ίδιους όρους και περιορισμούς.

Κατά την κατάρτιση της πρότασης για την τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέει ο Υβριδικός Σταθμός στο δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού που παράγεται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του (€/MWh), ο ενδιαφερόμενος λαμβάνει υπόψη τα στοιχεία που γνωστοποιούνται από τον Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και υπολογίζει το μέσο οριακό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος) των συμβατικών μονάδων αιχμής κατά το προηγούμενο έτος.

Ως συμβατικές μονάδες αιχμής αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος νοούνται οι συμβατικές μονάδες παραγωγής, οι οποίες λειτουργούν για χρονικό διάστημα μικρότερο του 30% του έτους αναφοράς. Στο χρονικό αυτό διάστημα δεν περιλαμβάνονται οι περίοδοι συντήρησης ή βλάβης των μονάδων. Το κόστος αυτό υπολογίζεται για το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέδωσαν στο δίκτυο οι μονάδες αιχμής κατά το προηγούμενο έτος, λαμβανομένων υπόψη των εξής μεταβλητών στοιχείων κόστους:

α) Καυσίμου,

β) Λειτουργίας και συντήρησης και

γ) Αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων που αντιστοιχούν στην ηλεκτρική ενέργεια που υποκαθίσταται από τις μονάδες του Υβριδικού Σταθμού κατά τις ώρες παροχής εγγυημένης ισχύος. Ως τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, λαμβάνεται μια εκτιμώμενη τιμή με βάση τις μέσες τιμές αγοράς στις διεθνείς αγορές δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, κατά το τελευταίο τρίμηνο πριν από την υποβολή της αίτησης.

Κατά την κατάρτιση της πρότασης για την τιμολόγηση της ενέργειας που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του (€/MWh), ο ενδιαφερόμενος λαμβάνει υπόψη το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των συμβατικών μονάδων βάσης κατά το προηγούμενο έτος. Ως συμβατικές μονάδες βάσης αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος νοούνται οι μονάδες παραγωγής, οι οποίες λειτουργούν για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο του 70% του έτους αναφοράς. Στο χρονικό αυτό διάστημα δεν περιλαμβάνονται οι περίοδοι συντήρησης ή βλάβης των μονάδων. Το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής υπολογίζεται σε ετήσια βάση, λαμβανομένων υπόψη των εξής μεταβλητών στοιχείων κόστους:

α) Καυσίμου,

β) Λειτουργίας και συντήρησης και

γ) Αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων που αντιστοιχούν στην ηλεκτρική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του Υβριδικού Σταθμού. Ως τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων λαμβάνεται μια εκτιμώμενη τιμή με βάση τις μέσες τιμές αγοράς στις διεθνείς αγορές δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, κατά το τελευταίο τρίμηνο πριν από την υποβολή της αίτησης.

7.4.2. Ο λόγος της απορροφούμενης από το δίκτυο προς την παραγόμενη από τον Υβριδικό Σταθμό ενέργεια (Supplementary to produced energy) R_s .

Ο λόγος αυτός εκφράζεται από τη σχέση:

$$R_s = \frac{E_N}{E_T} \quad (7-7)$$

Όπου:

E_N η ετήσια απορροφούμενη από το δίκτυο ενέργεια

E_T η ετησίως παραγόμενη ενέργεια από τον υδρ/λο.

7.5. Κριτήρια βελτιστοποίησης

Η διαστασιολόγηση πραγματοποιείται με βάση τα δύο κριτήρια που περιγράφονται παρακάτω:

7.5.1. Ο λόγος αποθηκευμένη προς παραγόμενη από το Α/Π ενέργεια

Ο λόγος αυτός εκφράζεται από τη σχέση:

$$R_E = \frac{(E_S - E_N)}{E_W} \quad (7-8)$$

Όπου: E_S η ετήσια αποθηκευόμενη ενέργεια

E_N η ετήσια απορροφούμενη από το δίκτυο ενέργεια

E_W η ετήσια παραγόμενη από το αιολικό πάρκο ενέργεια.

7.5.2. Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία

Ως ανηγμένη Κ.Π.Α. ορίζουμε το λόγο της Κ.Π.Α. προς το αρχικό κόστος της επένδυσης

$$\frac{NPV}{C_o}.$$

Όπου NPV=ΚΠΑ (€) και C_o =αρχικό κόστος της επένδυσης (€).

Αυτή θα υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\frac{NPV}{C_O} = I_O(1+e) \cdot f_I(1-R_S/R_P) - a - b \left(1 - \frac{\delta}{1+i}\right)^n - m(1+g) \cdot f_{II} \quad (7-9)$$

$$\text{Όπου: } f_I = \frac{\left[1 - \left(\frac{1+e}{1+i}\right)^n\right]}{(i-e)} \quad \text{και} \quad f_{II} = \frac{\left[1 - \left(\frac{1+g}{1+i}\right)^n\right]}{(i-g)} \quad (7-10)$$

Και:

$R_P = 1.47$ λόγος της τιμής πώλησης προς τιμής αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας

$e=2\%$ ετήσια αύξηση τιμής ηλεκτρισμού

$g=3\%$ μέσος ρυθμός πληθωρισμού

$i=8\%$ επιτόκιο προεξόφλησης

$\delta i=1\%$ χρεολύσιο δανείου

$n=15$ διαχειριστική περίοδος

$a=30\%$ αυτοχρηματοδότηση επί αρχικού κεφαλαίου

$b=30\%$ δανειοδότηση επί αρχικού κεφαλαίου

$m=1.5\%$ ετήσιο λειτουργικό κόστος επί αρχικού κεφαλαίου

I_O =ανηγμένα έσοδα από την επένδυση

Για τον ΥΒΣ 2 και για την περίπτωση που μελετούμε τη δυνατότητα απευθείας έκχυσης ενέργειας από το Α/Π στο δίκτυο, στον τύπο της ανηγμένης ΚΠΑ προστίθενται τα έσοδα από την πώληση της αιολικής ενέργειας,

Για το αρχικό κόστος επένδυσης ισχύουν τα παρακάτω

Κόστος Α/Π:

$$C_W = 1000 \cdot N_W \cdot 600 (\text{€}) \quad (7-11)$$

Κόστος αντλιών:

$$C_P = 1814 \cdot \left(\frac{P_{P, rated}}{H_P^{0.3}} \right)^{0.82} (\text{€}) \quad (7-12)$$

Κόστος Υδροστροβίλου:

$$C_T = 52000 \cdot P_T^{0.444} \cdot H_T^{-0.186} (\text{€}) \quad (7-13)$$

Κόστος ταμιευτήρων:

$$C_R = 420 \cdot V_T^{0.7} \text{ (€)} \quad (7-14)$$

Κόστος αγωγού

$$C_{penst} = C_M + C_E + C_I \text{ (€)} \quad (7-15)$$

(α) Κόστος υλικού: $C_M = 0.6 \text{ €/kg}$ (το ίδιο με αυτό που έχουμε)

(β) Κόστος εκσκαφής: $C_E = 1.5 \cdot (\pi \cdot D^2 / 4) \cdot L \cdot 5 \text{ (€)}$ (5€/m³ εκσκαφής)

(γ) Κόστος εγκατάστασης: $C_I = 15\% \cdot C_M$

Κόστος σύνδεσης με το δίκτυο

$$C_{GC} = 4\% \cdot (C_P + C_T + C_R + C_{penst}) \quad (7-16)$$

Κόστος των συστημάτων ελέγχου:

$$C_{CS} = 1.6\% \cdot (C_P + C_T + C_R + C_{penst}) \quad (7-17)$$

Κόστος μεταφοράς του εξοπλισμού:

$$C_{TR} = 2.4\% \cdot (C_P + C_T + C_R + C_{penst}) \quad (7-18)$$

Κόστος ηλεκτροκινητήρα:

$$C_{MOTOR} = 11370 \cdot \frac{N_M^{1.1}}{RPM_M^{0.776}} \quad (7-19)$$

όπου $N_M = 1.2 \cdot N_{PUMP}$, $RPM_M = 1500$

Κόστος inverter. Το κόστος του σε € δίνεται από τον παρακάτω τύπο και υπολογίζεται μόνο για την περίπτωση λειτουργίας με αντλίες μεταβλητών στροφών:

$$C_{INV} = 1160 \cdot N_{INV}^{0.70} \quad (7-20)$$

όπου $N_{INV} = 1.25 \cdot N_M$

Άλλα κόστη:

$$C_{Other} = 2\% \cdot (C_P + C_T + C_R + C_{penst}) \quad (7-21)$$

Οπότε το ολικό αρχικό κόστος δίνεται από τη σχέση:

$$C_O = C_W + C_P + C_T + C_R + C_{penst} + C_{GS} + C_{CS} + C_{TR} + C_{MOTOR} + C_{INV} + C_{Other} \quad (7-22)$$

8. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

8.1. Μεθοδολογία και διαδικασία βελτιστοποίησης

Η πολυπαραμετρική βελτιστοποίηση έγινε με τον υπολογισμό όλων των δυνατών συνδυασμών των παραμέτρων όλων σύμφωνα με τα όρια και βήματα, όπως παρουσιάζονται στους

Πίνακας 8-1 και Πίνακας 8-2:

Για τον ΥΒΣ 1:

Για τις Α/Γ θεωρήσαμε Α/Π με αριθμό τυπικών Α/Γ των 600 kW από 12 έως 30 με βήμα 1. Το αντλιοστάσιο θεωρήθηκε ότι αποτελείται από 10 έως 25 όμοιες αντλίες με βήμα 1 αντλία. Η κάθε αντλία θεωρήθηκε ότι έχει ονομαστική παροχή από 100-1200 m³/h με βήμα 50 m³/h. Τέλος ο όγκος των όμοιων ταμιευτήρων θεωρήθηκε από 100000 m³ έως 1000000 m³ με βήμα 50000 m³. Προσομοιώθηκαν δύο σενάρια: σενάριο αντλιών σταθερών στροφών και σενάριο αντλιών μεταβλητών στροφών.

Πίνακας 8-1: Όρια και βήματα των παραμέτρων βελτιστοποίησης ΥΒΣ 1

ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ	MIN	MAX	ΒΗΜΑ	ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΙ
Αριθμός Α/Γ των 600 kW (N _w)	12	30	1	104880
Αριθμός αντλιών (N _p)	10	25	1	
Ονομαστική παροχή (Q σε m ³ /h)	100	1200	50	
Όγκος ταμιευτήρα (V _t σε m ³)	100000	1000000	50000	

Ο συνολικός χρόνος που απαιτήθηκε για την ολοκλήρωση των υπολογισμών ήταν περίπου 11.7h σε υπολογιστή με επεξεργαστή Intel Pentium M (Centrino) 2.00GHz και μνήμη RAM 1.0GB.

Για τον ΥΒΣ 2:

Για τις Α/Γ θεωρήσαμε Α/Π με αριθμό τυπικών Α/Γ των 600 kW από 20 έως 30 με βήμα 1. Το αντλιοστάσιο θεωρήθηκε ότι αποτελείται από 15 έως 35 όμοιες αντλίες με βήμα 1 αντλία. Η κάθε αντλία θεωρήθηκε ότι έχει ονομαστική παροχή από 100-800 m³/h με

βήμα $50 \text{ m}^3/\text{h}$. Τέλος ο όγκος των όμοιων ταμιευτήρων θεωρήθηκε από 100000 m^3 έως 1000000 m^3 με βήμα 50000 m^3 . Προσομοιώθηκαν δύο σενάρια: σενάριο αντλιών σταθερών στροφών και σενάριο αντλιών μεταβλητών στροφών.

Πίνακας 8-2: Όρια και βήματα των παραμέτρων βελτιστοποίησης ΥΒΣ 2

ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ	MIN	MAX	ΒΗΜΑ	ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΙ
Αριθμός Α/Γ των 600 kW (Nw)	20	30	1	50160
Αριθμός αντλιών (Np)	15	35	1	
Ονομαστική παροχή (Q σε m^3/h)	100	800	50	
Όγκος ταμιευτήρα (Vt σε m^3)	100000	1000000	50000	

Ο συνολικός χρόνος που απαιτήθηκε για την ολοκλήρωση των υπολογισμών ήταν περίπου 5.7h σε υπολογιστή με επεξεργαστή Intel Pentium M (Centrino) 2.00GHz και μνήμη RAM 1.0GB.

8.2. Γενικά αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Στόχος της βελτιστοποίησης είναι η διαστασιολόγηση των ΥΒΣ, με τρόπο ώστε να επιτυγχάνεται η τεχνικά βέλτιστη αποδοτικότητα του έργου και ταυτόχρονα η βέλτιστη οικονομική αποδοτικότητα του επενδυτικού σχεδίου. Με κριτήριο λοιπόν την ανηγμένη Κ.Π.Α., όπως αυτή ορίζεται στην παράγραφο 7.5.2., επιλέγουμε τα μεγέθη των ΥΒΣ που μεγιστοποιούν το κριτήριο αυτό και συγχρόνως καλύπτουν τους τεχνικούς και νομικούς περιορισμούς που περιγράφονται στις παραγράφους 7.3.1 και 7.3.2. Οι βέλτιστες τιμές ως προς την ανηγμένη Κ.Π.Α., που προέκυψαν για την περίπτωση χρήσης αντλιών με σταθερές ή μεταβλητές στροφές δίνονται στους

Πίνακας 8-3 και

Πίνακας 8-4:

Πίνακας 8-3: Βέλτιστη διαστασιολόγηση του ΥΒΣ 1 με κριτήριο την ανηγμένη Κ.Π.Α.

Στροφές αντλιών	Nw	Np	QREFH	V _T	E _N /E _S	R _S	R _E	NPN/Co
ΥΒΣ 1	τεμ.	τεμ.	m^3/h	m^3	-	-	-	-
Σταθερές	22	23	300	300000	0.076	0.102	0.697	0.612

Μεταβλητές	23	17	450	350000	0.001	0.001	0.725	0.645
-------------------	----	----	-----	--------	-------	-------	-------	-------

Πίνακας 8-4: Βέλτιστη διαστασιολόγηση του ΥΒΣ 2 με κριτήριο την ανηγμένη Κ.Π.Α.

Στροφές αντλιών	N_w	N_p	Q_{REFH}	V_T	E_N/E_S	R_S	R_E	NPN/Co
ΥΒΣ 2	τεμ.	τεμ.	m ³ /h	m ³	-	-	-	-
Σταθερές	22	18	400	200000	0.100	0.138	0.741	0.829
Μεταβλητές	22	21	350	200000	0.001	0.001	0.775	0.857

Με βάση τους παραπάνω πίνακες παρατηρούμε ότι η χρήση των αντλιών μεταβλητών στροφών είναι πιο αποδοτική και οικονομικά πιο συμφέρουσα, σε σχέση με τις αντλίες σταθερών στροφών.

Στη διαστασιολόγηση του ΥΒΣ1 με χρήση αντλιών μεταβλητών στροφών απαιτείται μεγαλύτερος αριθμός ανεμογεννητριών, μεγαλύτερος όγκος ταμιευτήρων σε σχέση με τα απαιτούμενα στο σενάριο αντλιών σταθερών στροφών και το κόστος της επένδυσης επιβαρύνεται με το κόστος των inverters. Ωστόσο, στο σενάριο αντλιών μεταβλητών στροφών, τα παραπάνω αντισταθμίζονται με τον μικρότερο αριθμό απαιτούμενων αντλιών, με το μικρότερο ποσοστό απορροφούμενης ενέργειας από το δίκτυο για την πλήρωση της άνω δεξαμενής, και μεγαλύτερο ποσοστό αποθηκευμένης προς παραγόμενη από το Α/Π ενέργειας. Στο σύνολο, λοιπόν, το σενάριο λειτουργίας των ΥΒΣ1 με χρήση αντλιών μεταβλητών στροφών είναι οικονομικά αποδοτικότερο περίπου κατά ένα ποσοστό 5%.

Στο σύνολο το σενάριο λειτουργίας των ΥΒΣ2 με χρήση αντλιών μεταβλητών στροφών είναι οικονομικά αποδοτικότερο περίπου κατά ένα ποσοστό 3.4%.

8.3. Αναλυτικά αποτελέσματα βελτιστοποίησης

8.3.1. Για τον ΥΒΣ 1

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται και σχολιάζονται τα πλήρη και αναλυτικά αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για τον ΥΒΣ 1 τα δύο σενάρια αντλιών. Στους **Πίνακας 8-5**

Πίνακας 8-6 αναγράφονται τα αναλυτικά αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για τις δύο περιπτώσεις.

Πίνακας 8-5: ΥΒΣ 1, Αποτελέσματα βελτιστοποίησης για αντλίες σταθερών στροφών

ΜΕΓΕΘΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ	ΤΙΜΗ
Πλήθος Ανεμογεννητριών	τεμ.	22
Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου	KW	15000.000
Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου	m ³ /sec	4.420
Ονομαστικό Ύψος Υδροστροβίλου	mΣΥ	409.780
Ισχύς Υδραυλικών Απωλειών	KW	876.151
Ισχύς Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Υδροστροβίλου	KW	2755.682
Διάμετρος Σωλήνωσης	m	1.391
Διάρκεια Παραγωγής Ενέργειας	h	6.000
Ημερήσια Παραγωγή Εγγυημένης Ενέργειας	KWh	90000.000
Ετησία Παραγωγή Εγγυημένης Ενέργειας	MWh	32850.000
Αναγκαία Ελάχιστη Ποσότητα Νερού	m ³	47732.156
Μέγιστος Όγκος Δεξαμενής	m ³	300000.000
Ενέργεια Όγκου Δεξαμενής	KWh	351307.190
Πλήθος Αντλιών	τεμ.	23
Ονομαστική Παροχή Αντλιών	m ³ /h	300.000
Ονομαστική Ισχύς Κάθε Αντλίας	KW	482.769
Ονομαστική Ισχύς Αντλιοστασίου	KW	11103.684
Ετήσια Ενέργεια Παραγόμενη από Α/Π	MWh	42950.655
Θεωρητική Μέση Ημερήσια Διάρκεια Παραγωγής	h	7.845
Ενέργεια Μη Απορροφούμενη Λόγω Δεξαμενής Full	MWh	4123.093
Ενέργεια Από Δίκτυο Λόγω Μικρής Ισχύος	MWh	1383.980
Ενέργεια Μη Απορροφούμενη Λόγω Μεγάλης Ισχύος	MWh	229.830
Ενέργεια Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Αντλιοστασίου	MWh	8438.098
Ενέργεια Υδραυλικών Απωλειών Αντλιοστασίου	MWh	278.896
Ενέργεια Από Δίκτυο Λόγω Κλιμάκωσης	MWh	1311.814
Αποθηκευόμενη Υδραυλική Ενέργεια	MWh	32613.721
Υδραυλική Ενέργεια Ισοζυγίου Νερού Δεξαμενής	MWh	173.732
Ενέργεια Παραγόμενη Από Υδροστρόβιλο	MWh	26352.786
Ενέργεια Υδραυλικών Απωλειών Υδροστροβίλου	MWh	1539.268
Ενέργεια Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Υδροστροβίλου	MWh	4841.326
Ενέργεια Από Δίκτυο/Πλήρωσης Αποθ. - E _N /E _S (<0.3)	-	0.076
Ενέργεια Από Δίκτυο/Παραγόμενη Υ/Σ - R _S	-	0.102
Ενέργεια Αποθηκευμένη/Παραγόμενη Α/Π - R _E	-	0.697
Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία	-	0.612

Πίνακας 8-6: ΥΒΣ 1, Αποτελέσματα βελτιστοποίησης για αντλίες μεταβλητών στροφών

ΜΕΓΕΘΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ	ΤΙΜΗ
Πλήθος Ανεμογεννητριών	τεμ.	23
Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου	KW	15000.000
Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου	m ³ /sec	4.420
Ονομαστικό Ύψος Υδροστροβίλου	mΣΥ	409.780
Ισχύς Υδραυλικών Απωλειών	KW	876.151
Ισχύς Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Υδροστροβίλου	KW	2755.682
Διάμετρος Σωλήνωσης	m	1.391
Διάρκεια Παραγωγής Ενέργειας	h	6.000
Ημερήσια Παραγωγή Εγγυημένης Ενέργειας	KWh	90000.000
Ετησία Παραγωγή Εγγυημένης Ενέργειας	MWh	32850.000
Αναγκαία Ελάχιστη Ποσότητα Νερού	m ³	47732.156
Μέγιστος Όγκος Δεξαμενής	m ³	350000.000
Ενέργεια Όγκου Δεξαμενής	KWh	409858.388
Πλήθος Αντλιών	τεμ.	17
Ονομαστική Παροχή Αντλιών	m ³ /h	450.000
Ονομαστική Ισχύς Κάθε Αντλίας	KW	724.153
Ονομαστική Ισχύς Αντλιοστασίου	KW	12310.606
Ετήσια Ενέργεια Παραγόμενη από Α/Π	MWh	44902.958
Θεωρητική Μέση Ημερήσια Διάρκεια Παραγωγής	h	8.201
Ενέργεια Μη Απορροφούμενη Λόγω Δεξαμενής Full	MWh	4440.089
Ενέργεια Από Δίκτυο Λόγω Μικρής Ισχύος	MWh	35.788
Ενέργεια Μη Απορροφούμενη Λόγω Μεγάλης Ισχύος	MWh	0.000
Ενέργεια Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Αντλιοστασίου	MWh	7488.212
Ενέργεια Υδραυλικών Απωλειών Αντλιοστασίου	MWh	323.004
Αποθηκευόμενη Υδραυλική Ενέργεια	MWh	32584.774
Υδραυλική Ενέργεια Ισοζυγίου Νερού Δεξαμενής	MWh	203.962
Ενέργεια Παραγόμενη Από Υδροστροβίλο	MWh	26350.926
Ενέργεια Υδραυλικών Απωλειών Υδροστροβίλου	MWh	1539.159
Ενέργεια Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Υδροστροβίλου	MWh	4840.985
Ενέργεια Από Δίκτυο/Πλήρωσης Αποθ. - E _N /E _S (<0.3)	-	0.001
Ενέργεια Από Δίκτυο/Παραγόμενη Υ/Σ - R _s	-	0.001
Ενέργεια Αποθηκευμένη/Παραγόμενη Α/Π - R _e	-	0.725
Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία	-	0.645

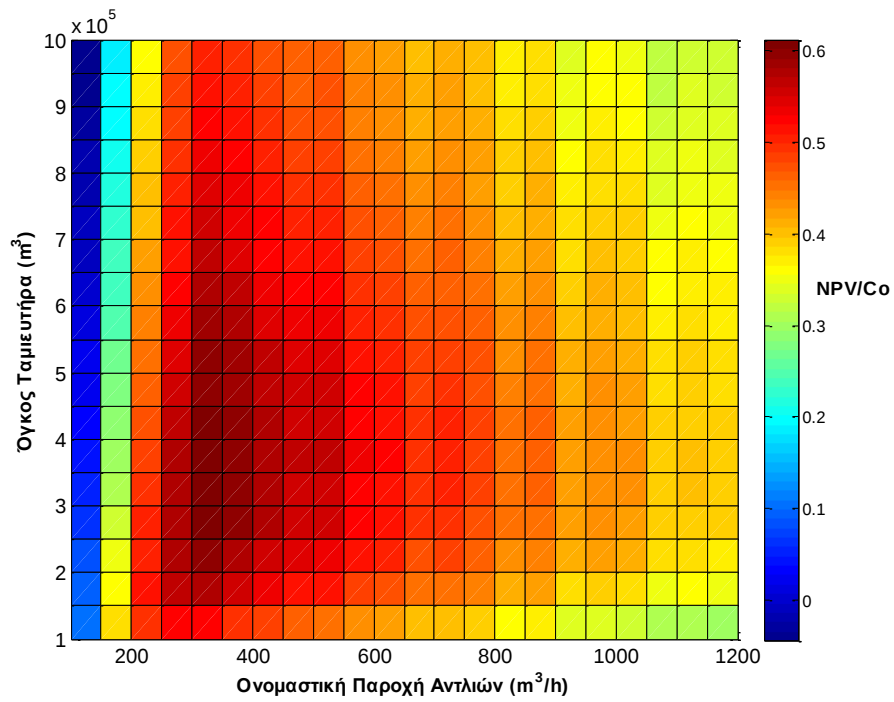
Για το βελτιστοποιημένο μέγεθος του ΥΒΣ 1, αποτελούμενο από Αιολικό Πάρκο 22 τυπικών Α/Γ των 600 kW έκαστη και Αντλητικό Σύστημα αποτελούμενο από 23 αντλίες σταθερών στροφών συνδεδεμένες παράλληλα, παρουσιάζονται στο **Σχήμα 8-1** οι τιμές της ανηγμένης Κ.Π.Α. σε σχέση με τον όγκο των ταμιευτήρων και την ονομαστική παροχή των αντλιών. Οι αντίστοιχες τιμές για το βελτιστοποιημένο σύστημα αποτελούμενο από Αιολικό Πάρκο 23 τυπικών Α/Γ των 600 kW έκαστη και Αντλητικό Σύστημα αποτελούμενο από 17 αντλίες μεταβλητών στροφών συνδεδεμένες παράλληλα, παρουσιάζονται στο **Σχήμα 8-2**.

Για αντλίες σταθερών στροφών, η ανηγμένη Κ.Π.Α. λαμβάνει τη μέγιστη τιμή **0.612** για ονομαστική παροχή αντλιών **300 m³/h** και όγκο ταμιευτήρων **300.000 m³**, ενώ για αντλίες μεταβλητών στροφών, η ανηγμένη Κ.Π.Α. λαμβάνει τη μέγιστη τιμή **0.645** για ονομαστική παροχή αντλιών **450 m³/h** και όγκο ταμιευτήρων **350.000 m³**.

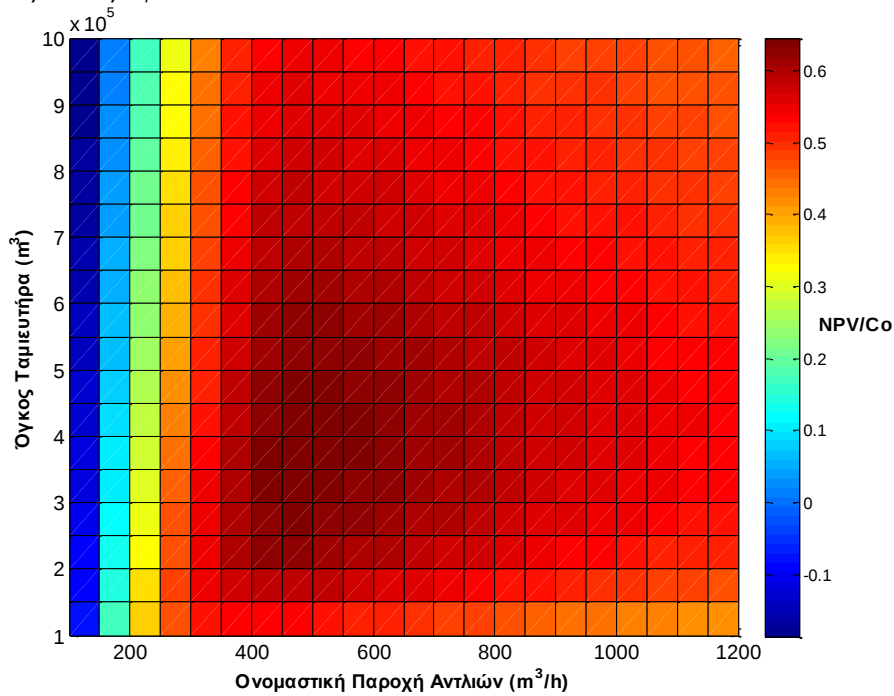
Στην περίπτωση αντλιών σταθερών στροφών, ο ΥΒΣ 1 αποτελείται από **Αιολικό Πάρκο 13.2 MW, Υδροστρόβιλο 15 MW και Αντλητικό Σύστημα 11.1 MW**. Στην περίπτωση αυτή ικανοποιείται ο περιορισμός της νομοθεσίας που αφορά στο μέγεθος των μονάδων αποθήκευσης (βλέπε παράγραφο 1.4), αφού η ισχύς παραγωγής του Α/Π είναι μικρότερη από την ισχύ των μονάδων αποθήκευσης προσαυξημένη κατά 20% ($13.2\text{MW} < 11.1\text{MW} \times 1.2$).

Στην περίπτωση αντλιών μεταβλητών στροφών, ο ΥΒΣ 1 αποτελείται από **Αιολικό Πάρκο 13.8 MW, Υδροστρόβιλο 15 MW και Αντλητικό Σύστημα 12.3 MW**. Το Υβριδικό αυτό σύστημα ικανοποιεί τον περιορισμό της νομοθεσίας, αφού η ισχύς παραγωγής του υδροστρόβιλου είναι μικρότερη από την ισχύ των μονάδων αποθήκευσης προσαυξημένη κατά 20% ($13.8\text{MW} < 12.3\text{MW} \times 1.2$).

Στη συνέχεια, παραθέτουμε τα συγκριτικά αποτελέσματα των δύο σεναρίων για περαιτέρω σχόλια και παρατηρήσεις.



Σχήμα 8-1: Ανηγγμένη Κ.Π.Α. συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=23$



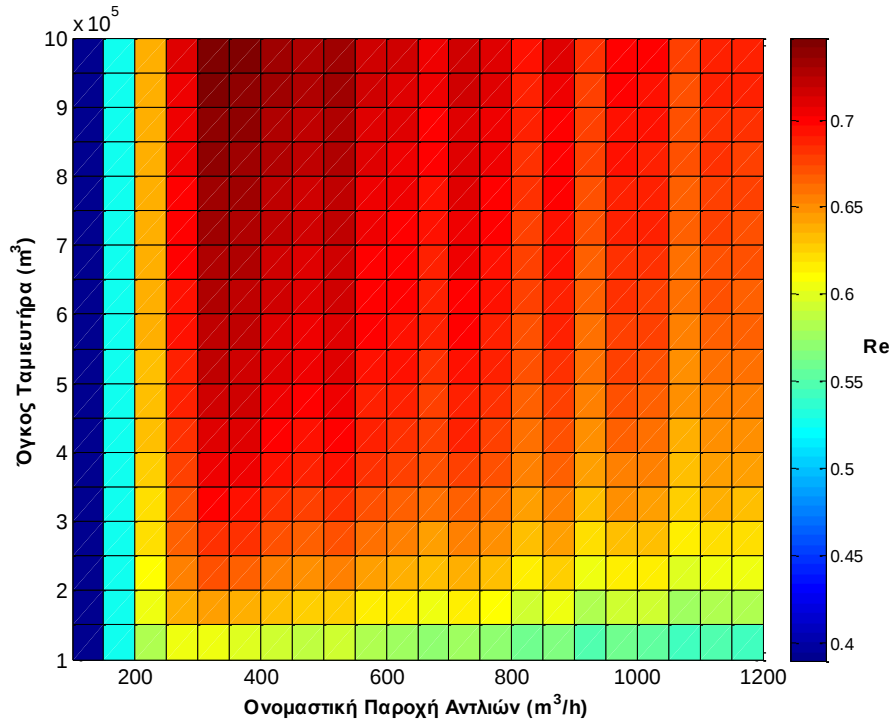
Σχήμα 8-2: Ανηγγμένη Κ.Π.Α. συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=23$, $NP=17$.

Μια σημαντική παράμετρος για την τεχνική βελτιστοποίηση, που συνδέεται άμεσα με την οικονομική αποδοτικότητα του έργου, είναι ο λόγος αποθηκευμένης προς παραγόμενης ενέργειας από Α/Π (Re), όπως αυτός ορίζεται στην παράγραφο 7.5.1. Αυτός ο δείκτης, ουσιαστικά μας δείχνει το κατά πόσο ο Υβριδικός Σταθμός δύναται να αξιοποιεί, μέσω της αποθήκευσης, την παραγόμενη από το Α/Π ενέργεια. Στο **Σχήμα 8-3** και **Σχήμα 8-4** παρουσιάζονται, για το βελτιστοποιημένο σύστημα, οι τιμές του λόγου Re , συναρτήσει του όγκου των ταμιευτήρων και της ονομαστικής παροχής των αντλιών, για το σενάριο αντλιών σταθερών και μεταβλητών στροφών αντίστοιχα.

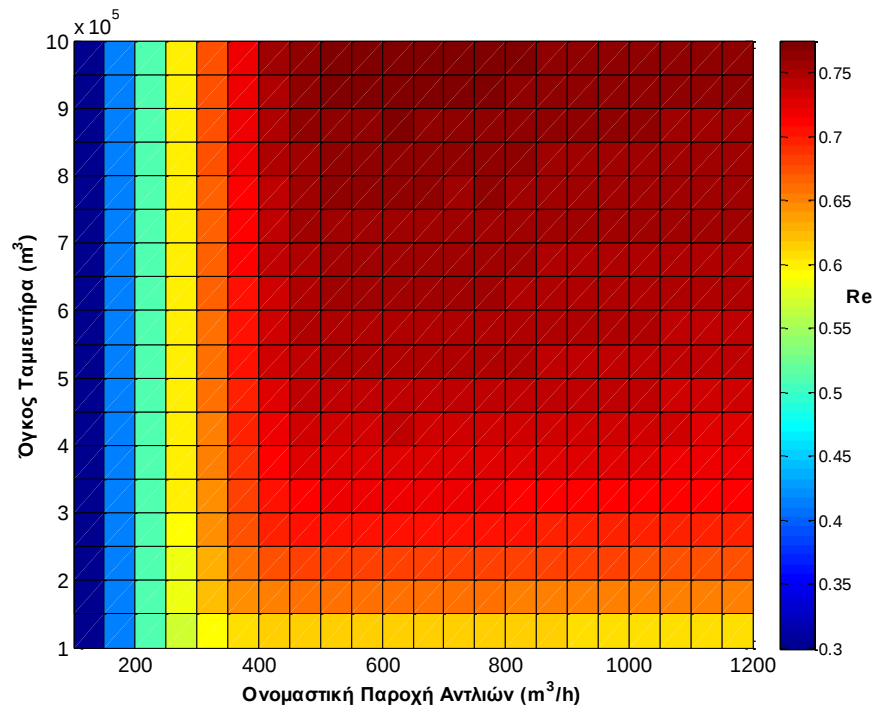
Παρατηρούμε ότι στην περίπτωση αντλιών σταθερών στροφών, ο λόγος Re μεγιστοποιείται για μεγάλο όγκο ταμιευτήρα (περίπου πάνω από $7 \times 10^5 \text{ m}^3$), και τιμές ονομαστικής παροχής από 300-500 m^3/h , λαμβάνοντας τιμές πάνω από 0.7. Ωστόσο όμως η επιλογή ενός τέτοιου όγκου ταμιευτήρα δεν οδηγεί στην βέλτιστη οικονομοτεχνικά λύση, για αυτό και καταλήγουμε σε σύστημα με $Re=0.697$.

Για την περίπτωση αντλιών μεταβλητών στροφών, ο λόγος Re μεγιστοποιείται (τιμές πάνω από 0.75) για μικρότερο όγκο ταμιευτήρα (περίπου πάνω από $4 \times 10^5 \text{ m}^3$), αλλά συγχρόνως φαίνεται να μην τον επηρεάζει η αύξηση της ονομαστικής παροχής αντλιών πάνω από τα 450 m^3/h .

Αυτό συμβαίνει διότι, στην περίπτωση αντλιών σταθερών στροφών, αντλίες με μεγάλη ονομαστική παροχή δεν εξυπηρετούν το σύστημα αποθήκευσης, αφού δεν μπορούν να εκμεταλλευτούν μικρά ποσά ενέργειας λόγω κλιμάκωσης και να την αποθηκεύσουν, με αποτέλεσμα, ο σταθμός να απορροφά ενέργεια από το δίκτυο για την πλήρωση του ταμιευτήρα. Αντίθετα στις αντλίες μεταβλητών στροφών, το σύστημα αποθήκευσης μπορεί να εκμεταλλευτεί το διατιθέμενο ποσό ενέργειας στην κάθε περίπτωση, εκτός αν η ενέργεια είναι μικρότερη από το τεχνικό ελάχιστο της αντλίας. Για το λόγο αυτό, η αποθηκευτική τους απόδοση είναι ανεξάρτητη από την ονομαστική τους παροχή.



Σχήμα 8-3: Λόγος αποθηκευμένης προς παραγόμενης ενέργειας από A/Π (Re) συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=23$.

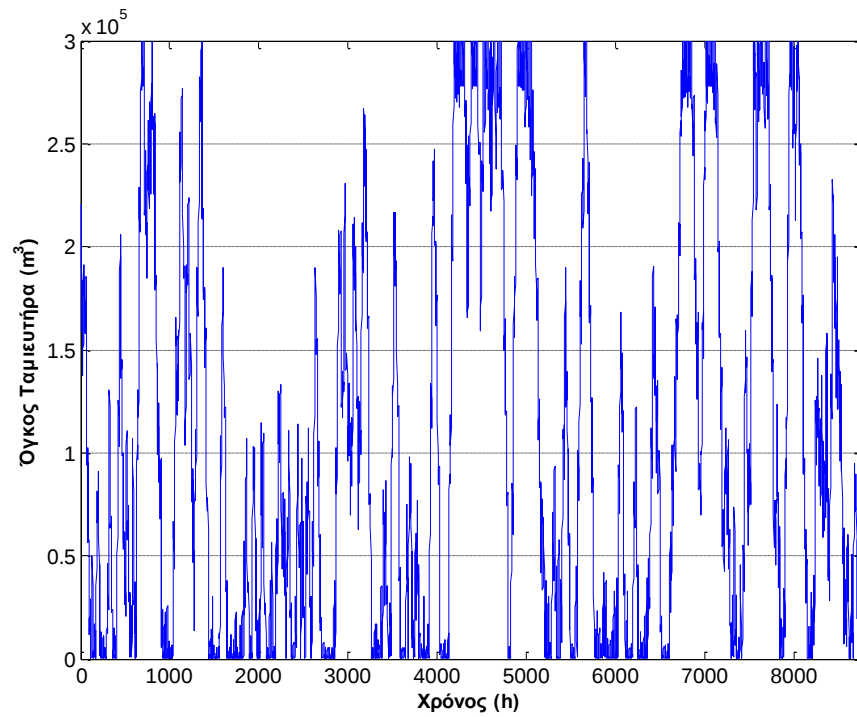


Σχήμα 8-4: Λόγος αποθηκευμένης προς παραγόμενης ενέργειας από A/Π (Re) συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=23$, $NP=17$.

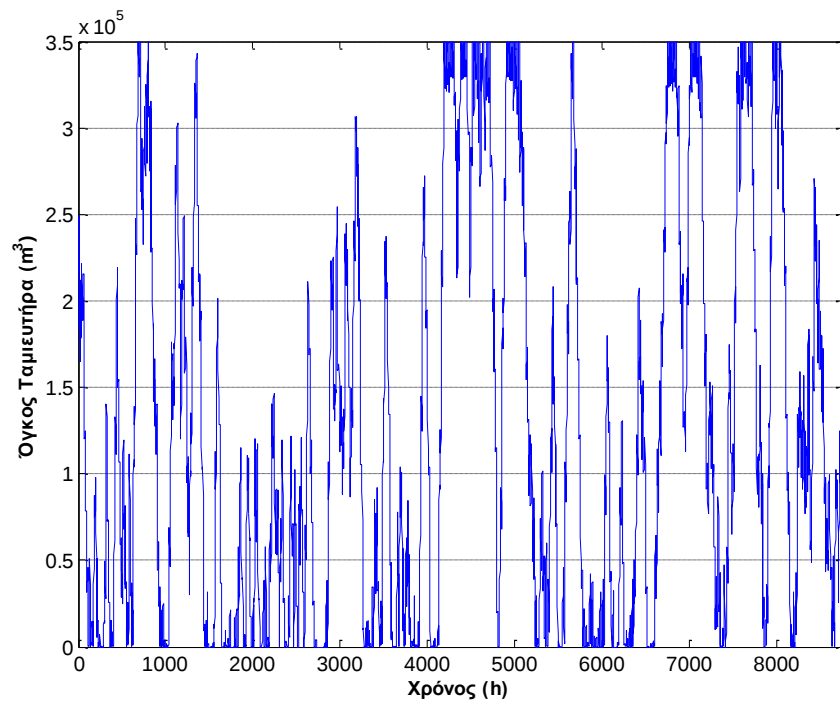
Η ετήσια χρονική μεταβολή του όγκου του νερού στο ταμιευτήρα είναι μια παράμετρος σημαντική για τη διαστασιολόγηση των ΥΒΣ, κυρίως σε περιπτώσεις που ο κάτω ταμιευτήρας είναι λεκάνη απορροής φράγματος, του οποίου το νερό εξυπηρετεί και άλλες ανάγκες εκτός της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως ύδρευση και άρδευση. Η μελέτη του ΥΒΣ, στην περίπτωση αυτή, θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη την υδρολογική μελέτη του φράγματος, έτσι ώστε να έχουμε επάρκεια νερού τόσο για την λειτουργία του ΥΒΣ, όσο και για την κάλυψη όλων των αναγκών που εξυπηρετεί το φράγμα. Στο **Σχήμα 8-5** και **Σχήμα 8-6** παρουσιάζεται η ετήσια χρονική μεταβολή του όγκου νερού του ταμιευτήρα για τα δύο σενάρια αντλιών. Τα δύο διαγράμματα δεν εμφανίζουν μεγάλες διαφορές αφού για την πλήρωση του άνω ταμιευτήρα, απορροφάται ενέργεια από το δίκτυο, στην περίπτωση που η αιολική παραγωγή δεν επαρκεί ή το αντλητικό σύστημα δεν δύναται να την απορροφήσει λόγω κλιμάκωσης.

Επίσης, σημαντική παράμετρος της διαστασιολόγησης του ΥΒΣ είναι η ενέργεια που θα απορροφάται από δίκτυο ετησίως για την πλήρωση του ταμιευτήρα. Σύμφωνα με τον νόμο αυτή δεν μπορεί να ξεπερνά το 30% της συνολικά αποθηκευμένης ενέργειας. Στο **Σχήμα 8-7** και **Σχήμα 8-8** παρουσιάζεται η ανηγμένη Κ.Π.Α. σε συνάρτηση με τον λόγο Re (αποθηκευμένη προς παραγόμενη από το Α/Π ενέργεια) και τον λόγο Rs (απορροφούμενη από το δίκτυο προς παραγόμενη από τον ΥΒΣ ενέργεια), για τα δύο σενάρια αντλιών. Και στις δύο περιπτώσεις η διαστασιολόγηση του ΥΒΣ δεν παραβιάζει την ισχύουσα νομοθεσία ως προς το ποσοστό απορροφούμενης από το δίκτυο ενέργειας.

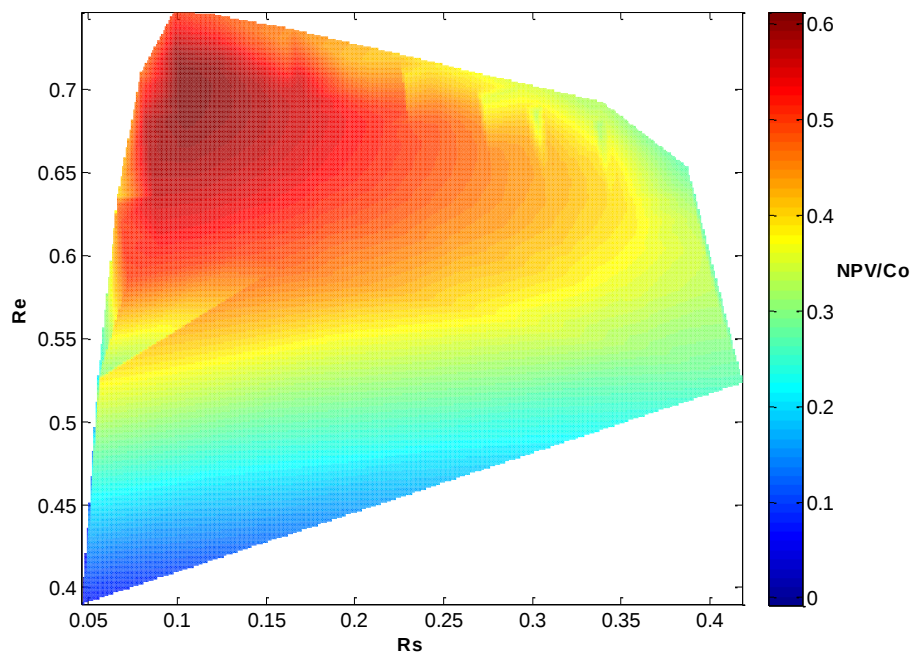
Στην πρώτη περίπτωση (αντλίες σταθερών στροφών) το σύστημα βελτιστοποιείται με 70% εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας και 10% απορροφούμενη από το δίκτυο ενέργεια. Στην περίπτωση μεταβλητών στροφών η ανηγμένη Κ.Π.Α. βελτιστοποιείται με 75% εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας και μόνο 3-5% απορροφούμενη από το δίκτυο ενέργεια.



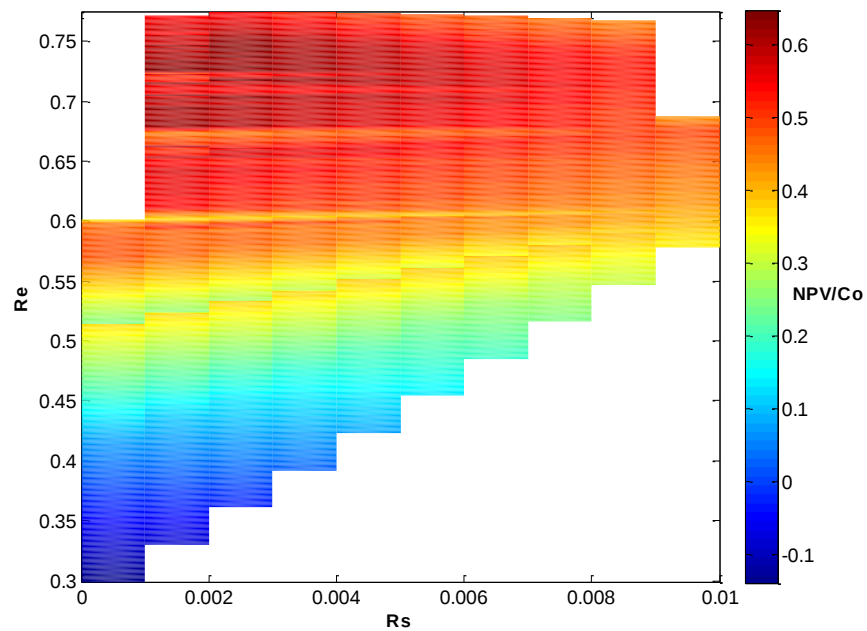
Σχήμα 8-5: Ετήσια χρονική μεταβολή όγκου νερού ταμιευτήρα για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=23$.



Σχήμα 8-6: Ετήσια χρονική μεταβολή όγκου νερού ταμιευτήρα για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=23$, $NP=17$.



Σχήμα 8-7: Ανηγγόμενη Κ.Π.Α. συναρτήσσει του R_S και του R_E για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=23$, κατόπιν γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των σημείων.



Σχήμα 8-8: Ανηγγόμενη Κ.Π.Α. συναρτήσσει του R_S και του R_E για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=23$, $NP=17$, κατόπιν γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των σημείων.

8.3.2. Για τον ΥΒΣ 2

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται και σχολιάζονται τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για τον ΥΒΣ 2 τα δύο σενάρια αντλιών. (

Πίνακας 8-7και Πίνακας 8-8)

Πίνακας 8-7: ΥΒΣ 2, Αποτελέσματα βελτιστοποίησης για αντλίες σταθερών στροφών

ΜΕΓΕΘΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ	ΤΙΜΗ
Πλήθος Ανεμογεννητριών	τεμ.	22
Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου	KW	20000.000
Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου	m ³ /sec	5.661
Ονομαστικό Ύψος Υδροστροβίλου	mΣΥ	426.547
Ισχύς Υδραυλικών Απωλειών	KW	1301.693
Ισχύς Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Υδροστροβίλου	KW	3674.242
Διάμετρος Σωλήνωσης	m	1.391
Διάρκεια Παραγωγής Ενέργειας	h	6.000
Ημερήσια Παραγωγή Εγγυημένης Ενέργειας	KWh	120000.000
Ετησία Παραγωγή Εγγυημένης Ενέργειας	MWh	43800.000
Αναγκαία Ελάχιστη Ποσότητα Νερού	m ³	61141.090
Μέγιστος Όγκος Δεξαμενής	m ³	200000.000
Ενέργεια Όγκου Δεξαμενής	KWh	245098.039
Πλήθος Αντλιών	τεμ.	18
Ονομαστική Παροχή Αντλιών	m ³ /h	400.000
Ονομαστική Ισχύς Κάθε Αντλίας	KW	668.449
Ονομαστική Ισχύς Αντλιοστασίου	KW	12032.086
Ετήσια Ενέργεια Παραγόμενη από Α/Π	MWh	42950.655
Θεωρητική Μέση Ημερήσια Διάρκεια Παραγωγής	h	5.884
Ενέργεια ΑΠΕ Διαθέσιμη Προς Δίκτυο	MWh	2282.705
Ενέργεια Συμπληρωματική Από Δίκτυο	MWh	3965.387
Ενέργεια Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Αντλιοστασίου	MWh	8968.194
Ενέργεια Υδραυλικών Απωλειών Αντλιοστασίου	MWh	205.464
Αποθηκευόμενη Υδραυλική Ενέργεια	MWh	35780.591
Υδραυλική Ενέργεια Ισοζυγίου Νερού Δεξαμενής	MWh	120.193
Ενέργεια Παραγόμενη Από Υδροστρόβιλο	MWh	28727.472
Ενέργεια Υδραυλικών Απωλειών Υδροστροβίλου	MWh	1869.717
Ενέργεια Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Υδροστροβίλου	MWh	5277.585
Ενέργεια Από Δίκτυο/Πλήρωσης Αποθ. - E _N /E _S (<0.3)	-	0.100
Ενέργεια Από Δίκτυο/Παραγόμενη Υ/Σ - R _s	-	0.138
Ενέργεια Αποθηκευμένη/Παραγόμενη Α/Π - R _e	-	0.741
Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία	-	0.829

Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία Με Έγχυση στο Δίκτυο	-	0.915
---	---	-------

Πίνακας 8-8: ΥΒΣ 2, Αποτελέσματα βελτιστοποίησης για αντλίες μεταβλητών στροφών

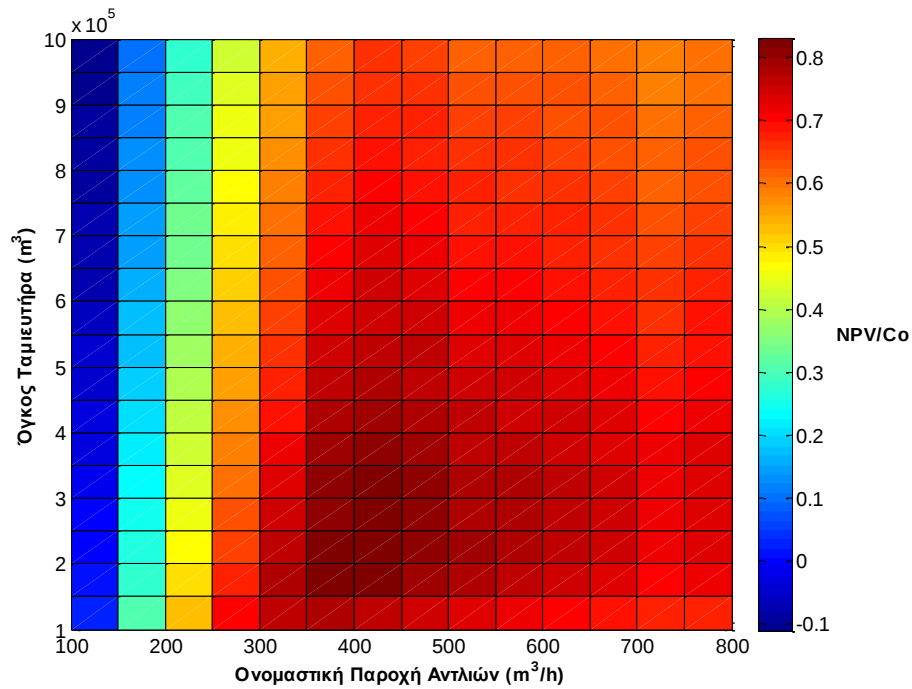
ΜΕΓΕΘΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ	ΤΙΜΗ
Πλήθος Ανεμογεννητριών	τεμ.	22
Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου	KW	20000.000
Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου	m ³ /sec	5.661
Ονομαστικό Ύψος Υδροστροβίλου	mΣΥ	426.547
Ισχύς Υδραυλικών Απωλειών	KW	1301.693
Ισχύς Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Υδροστροβίλου	KW	3674.242
Διάμετρος Σωλήνωσης	m	1.391
Διάρκεια Παραγωγής Ενέργειας	h	6.000
Ημερήσια Παραγωγή Εγγυημένης Ενέργειας	KWh	120000.000
Ετησία Παραγωγή Εγγυημένης Ενέργειας	MWh	43800.000
Αναγκαία Ελάχιστη Ποσότητα Νερού	m ³	61141.090
Μέγιστος Όγκος Δεξαμενής	m ³	200000.000
Ενέργεια Ογκου Δεξαμενής	KWh	245098.039
Πλήθος Αντλιών	τεμ.	21
Ονομαστική Παροχή Αντλιών	m ³ /h	350.000
Ονομαστική Ισχύς Κάθε Αντλίας	KW	584.893
Ονομαστική Ισχύς Αντλιοστασίου	KW	12282.754
Ετήσια Ενέργεια Παραγόμενη από Α/Π	MWh	42950.655
Θεωρητική Μέση Ημερήσια Διάρκεια Παραγωγής	h	5.884
Ενέργεια ΑΠΕ Διαθέσιμη Προς Δίκτυο	MWh	1889.576
Ενέργεια Συμπληρωματική Από Δίκτυο	MWh	34.265
Ενέργεια Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Αντλιοστασίου	MWh	7492.861
Ενέργεια Υδραυλικών Απωλειών Αντλιοστασίου	MWh	193.077
Αποθηκευόμενη Υδραυλική Ενέργεια	MWh	33307.246
Υδραυλική Ενέργεια Ισοζυγίου Νερού Δεξαμενής	MWh	121.599
Ενέργεια Παραγόμενη Από Υδροστρόβιλο	MWh	26752.250
Ενέργεια Υδραυλικών Απωλειών Υδροστροβίλου	MWh	1741.161
Ενέργεια Ηλεκτρομηχανικών Απωλειών Υδροστροβίλου	MWh	4914.713
Ενέργεια Από Δίκτυο/Πλήρωσης Αποθ. - E _N /E _S (<0.3)	-	0.001
Ενέργεια Από Δίκτυο/Παραγόμενη Υ/Σ - R _s	-	0.001
Ενέργεια Αποθηκευμένη/Παραγόμενη Α/Π - R _e	-	0.775
Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία	-	0.857
Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία Με Έγχυση στο Δίκτυο	-	0.927

Για το βελτιστοποιημένο μέγεθος του ΥΒΣ 2, αποτελούμενο από Α/Π 22 τυπικών Α/Γ των 600 kW έκαστη και Αντλητικό Σύστημα αποτελούμενο από 18 αντλίες σταθερών στροφών συνδεδεμένες παράλληλα, παρουσιάζονται στο **Σχήμα 8-9** οι τιμές της ανηγμένης Κ.Π.Α. σε σχέση με τον όγκο των ταμιευτήρων και την ονομαστική παροχή των αντλιών. Οι αντίστοιχες τιμές για το βελτιστοποιημένο σύστημα αποτελούμενο από Α/Π 22 τυπικών Α/Γ των 600 kW έκαστη και Αντλητικό Σύστημα αποτελούμενο από 21 αντλίες μεταβλητών στροφών συνδεδεμένες παράλληλα, παρουσιάζονται στο **Σχήμα 8-10**.

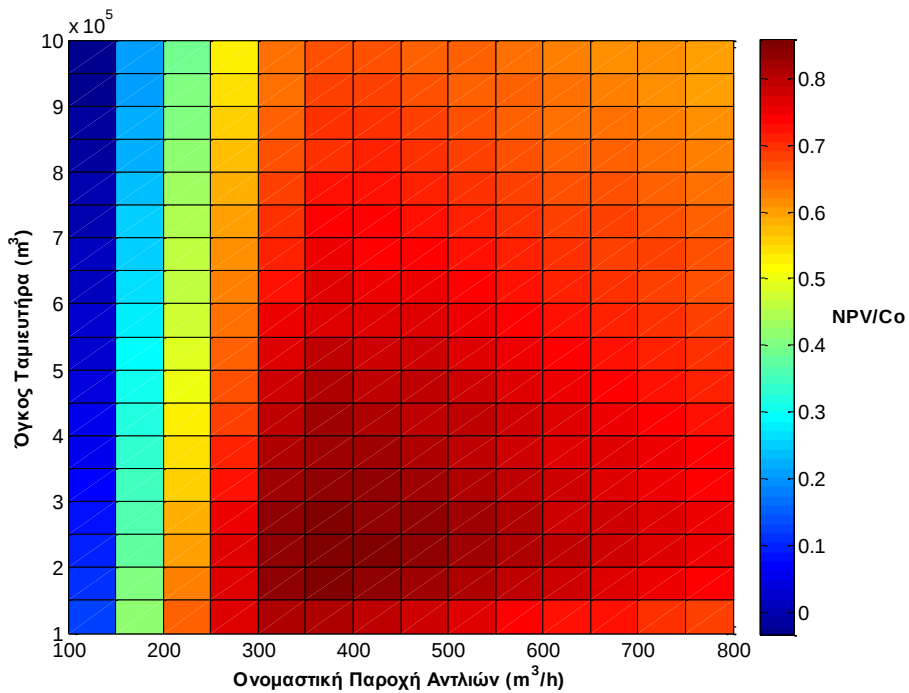
Για αντλίες σταθερών στροφών, η ανηγμένη Κ.Π.Α. λαμβάνει τη μέγιστη τιμή **0.829** χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η δυνατότητα απευθείας έκχυσης ισχύος στο δίκτυο από το Α/Π σε ώρες μη εγγυημένης ισχύος και **0.915** όταν λαμβάνεται υπόψη η δυνατότητα πώλησης αυτής της ενέργειας με τιμή αιολικής ενέργειας για ονομαστική παροχή αντλιών **400 m³/h** και όγκο ταμιευτήρων **200.000 m³**, ενώ για αντλίες μεταβλητών στροφών, η ανηγμένη Κ.Π.Α. λαμβάνει τη μέγιστη τιμή **0.857** χωρίς έκχυση αιολικής ενέργειας στο δίκτυο και **0.927** με έκχυση για ονομαστική παροχή αντλιών **350 m³/h** και όγκο ταμιευτήρων **200.000 m³**.

Στην περίπτωση αντλιών σταθερών στροφών, ο ΥΒΣ 2 αποτελείται από **Αιολικό Πάρκο 13.2 MW, Υδροστρόβιλο 20 MW και Αντλητικό Σύστημα 12.03 MW**. Στην περίπτωση αυτή ικανοποιείται ο περιορισμός της νομοθεσίας που αφορά στο μέγεθος των μονάδων αποθήκευσης (βλέπε παράγραφο 1.4), αφού η ισχύς παραγωγής του Α/Π είναι μικρότερη από την ισχύ των μονάδων αποθήκευσης προσ αυξημένη κατά 20% ($13.2\text{ MW} < 12.03\text{ MW} \times 1.2$).

Στην περίπτωση αντλιών μεταβλητών στροφών, ο ΥΒΣ 2 αποτελείται από **Αιολικό Πάρκο 13.2 MW, Υδροστρόβιλο 20 MW και Αντλητικό Σύστημα 12.28 MW**. Το ΥΒΣ ικανοποιεί τον περιορισμό της νομοθεσίας, αφού η ισχύς παραγωγής του κατά 20% ($13.2\text{ MW} < 12.28\text{ MW} \times 1.2$). Στη συνέχεια, παραθέτουμε τα συγκριτικά αποτελέσματα των δύο σεναρίων για περαιτέρω σχόλια και παρατηρήσεις.



Σχήμα 8-9: Ανηγγμένη Κ.Π.Α. συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=18$.



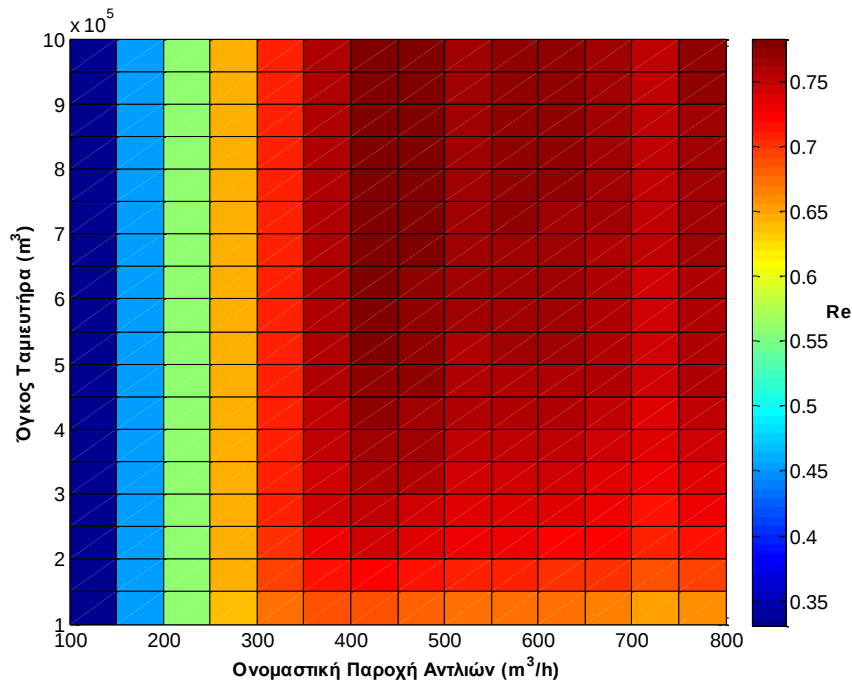
Σχήμα 8-10: Ανηγγμένη Κ.Π.Α. συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=22$, $NP=21$.

Στο **Σχήμα 8-11** και **Σχήμα 8-12** παρουσιάζονται, για το βελτιστοποιημένο σύστημα, οι τιμές του λόγου Re , συναρτήσει του όγκου των ταμιευτήρων και της ονομαστικής παροχής των αντλιών, για το σενάριο αντλιών σταθερών και μεταβλητών στροφών αντίστοιχα.

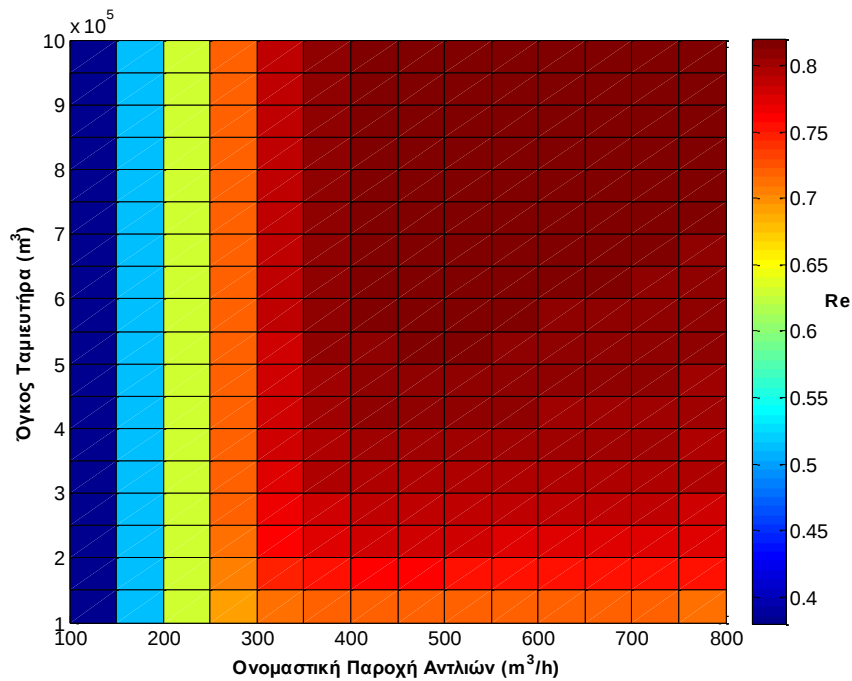
Παρατηρούμε ότι στην περίπτωση αντλιών σταθερών στροφών, ο λόγος Re μεγιστοποιείται για μεγάλο όγκο ταμιευτήρα (περίπου πάνω από $7 \times 10^5 \text{ m}^3$), και τιμές ονομαστικής παροχής από 400-500 m^3/h , λαμβάνοντας τιμές πάνω από 0.75. Ωστόσο όμως η επιλογή ενός τέτοιου όγκου ταμιευτήρα δεν οδηγεί στην βέλτιστη οικονομοτεχνικά λύση, για αυτό και καταλήγουμε σε σύστημα με $Re=0.741$.

Για την περίπτωση αντλιών μεταβλητών στροφών, ο λόγος Re μεγιστοποιείται (τιμές πάνω από 0.8) για μικρότερο όγκο ταμιευτήρα (περίπου πάνω από $5 \times 10^5 \text{ m}^3$), αλλά συγχρόνως φαίνεται να μην τον επηρεάζει η αύξηση της ονομαστικής παροχής αντλιών πάνω από τα 350 m^3/h .

Αυτό συμβαίνει για τους ίδιους λόγους που αναλύσαμε στην περίπτωση του ΥΒΣ 1.



Σχήμα 8-11: Λόγος αποθηκευμένης προς παραγόμενης ενέργειας από A/Π (Re) συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=18$.

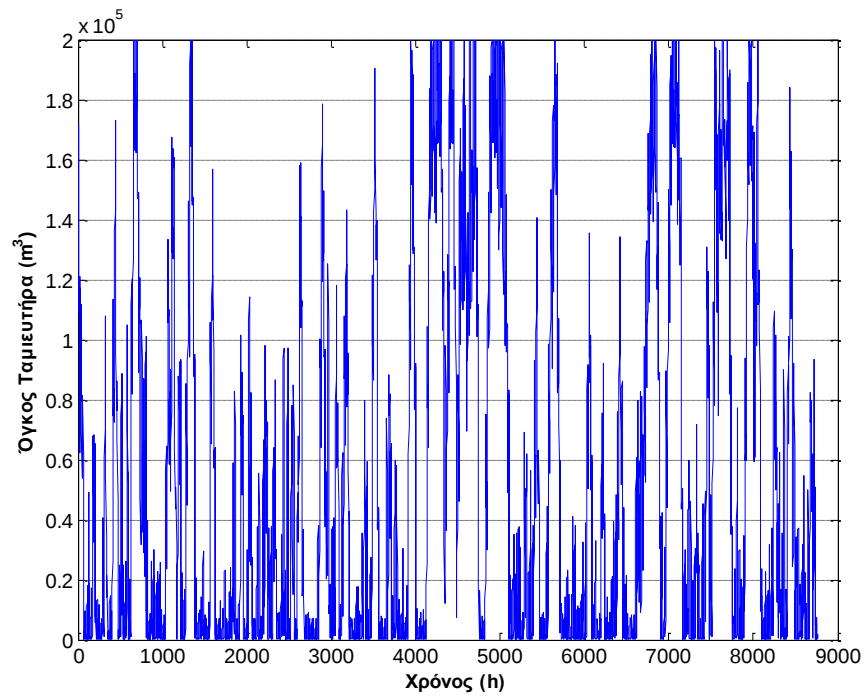


Σχήμα 8-12: Λόγος αποθηκευμένης προς παραγόμενης ενέργειας από A/Π (Re) συναρτήσει της ανηγμένης παροχής και του όγκου ταμιευτήρα για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=22$, $NP=21$.

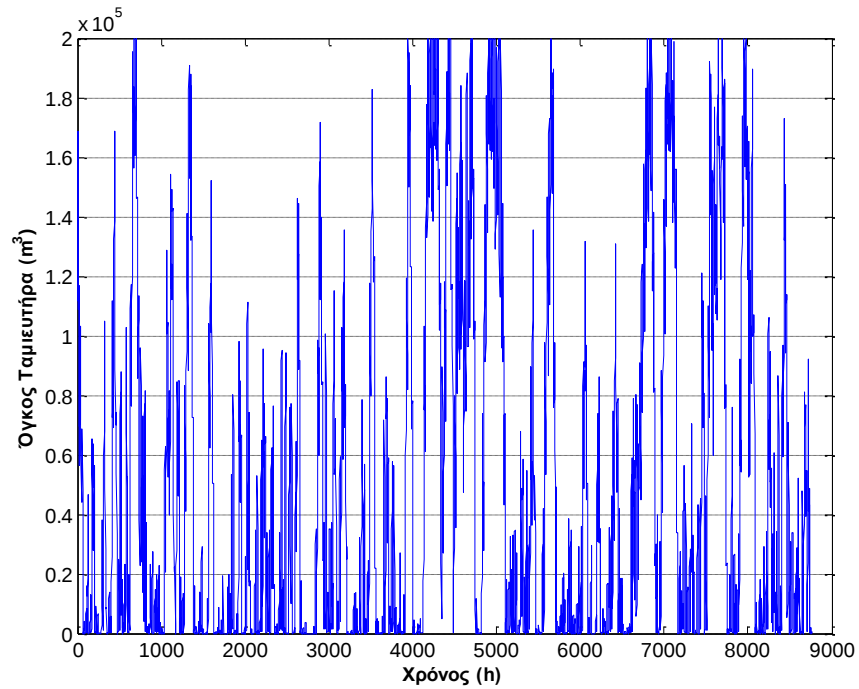
Στο **Σχήμα 8-13** και **Σχήμα 8-14** παρουσιάζεται η ετήσια χρονική μεταβολή του όγκου νερού του ταμιευτήρα για τα δύο σενάρια αντλιών. Τα δύο διαγράμματα δεν εμφανίζουν μεγάλες διαφορές αφού για την πλήρωση του άνω ταμιευτήρα, απορροφάται ενέργεια από το δίκτυο, στην περίπτωση που η αιολική παραγωγή δεν επαρκεί ή το αντλητικό σύστημα δεν δύναται να την απορροφήσει λόγω κλιμάκωσης.

Στο **Σχήμα 8-15** και **Σχήμα 8-16** παρουσιάζεται η ανηγμένη Κ.Π.Α. σε συνάρτηση με τον λόγο Re (αποθηκευμένη προς παραγόμενη από το Α/Π ενέργεια) και τον λόγο Rs (απορροφούμενη από το δίκτυο προς παραγόμενη από τον ΥΒΣ ενέργεια), για τα δύο σενάρια αντλιών. Και στις δύο περιπτώσεις η διαστασιολόγηση του ΥΒΣ δεν παραβιάζει την ισχύουσα νομοθεσία ως προς το ποσοστό απορροφούμενης από το δίκτυο ενέργειας.

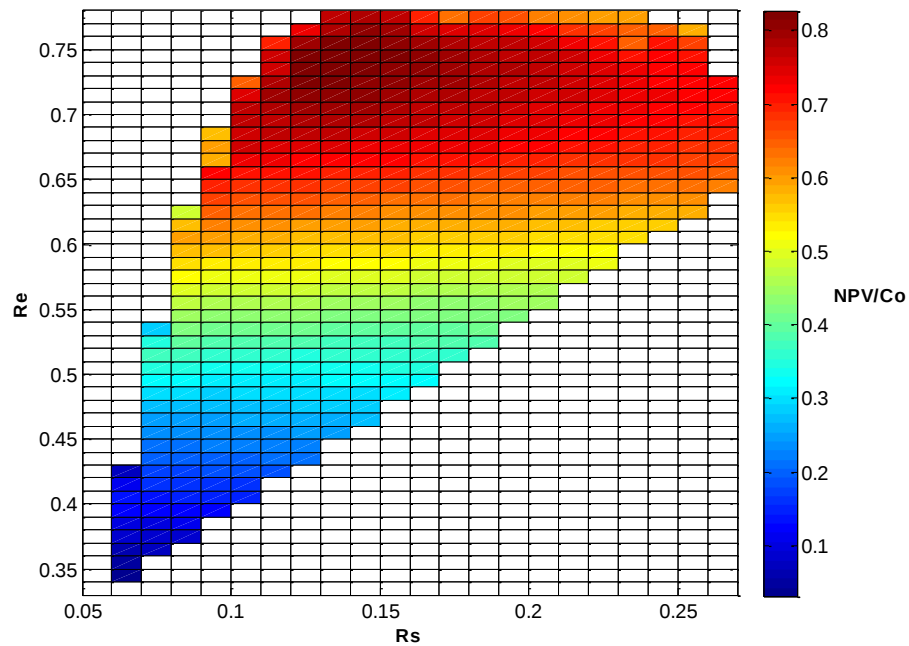
Στην πρώτη περίπτωση (αντλίες σταθερών στροφών) το σύστημα βελτιστοποιείται με 74% εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας και 14% απορροφούμενη από το δίκτυο ενέργεια. Στην περίπτωση μεταβλητών στροφών η ανηγμένη Κ.Π.Α. βελτιστοποιείται με 78% εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας και μόνο 0.1% απορροφούμενη από το δίκτυο ενέργεια.



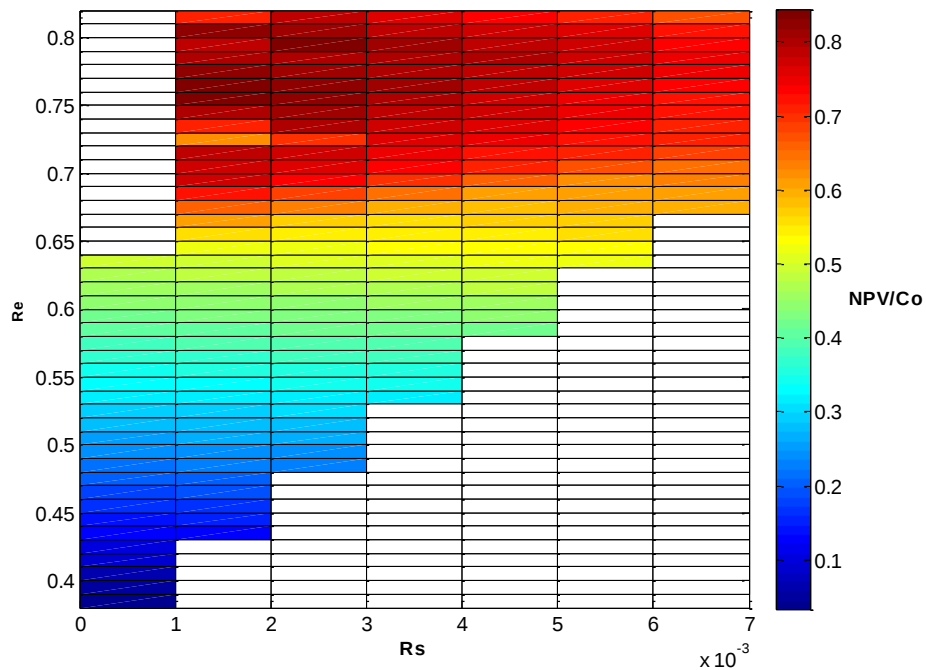
Σχήμα 8-13: Ετήσια χρονική μεταβολή όγκου ταμιευτήρα για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=18$.



Σχήμα 8-14: Ετήσια χρονική μεταβολή όγκου ταμιευτήρα για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=22$, $NP=21$.



Σχήμα 8-15: Ανηγγμένη Κ.Π.Α. συναρτήσει του R_S και του R_E για αντλίες σταθερών στροφών και $NWT=22$, $NP=18$, κατόπιν γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των σημείων.



Σχήμα 8-16: Ανηγγμένη Κ.Π.Α. συναρτήσει του RS και του RE για αντλίες μεταβλητών στροφών και $NWT=22$, $NP=21$, κατόπιν γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των σημείων.

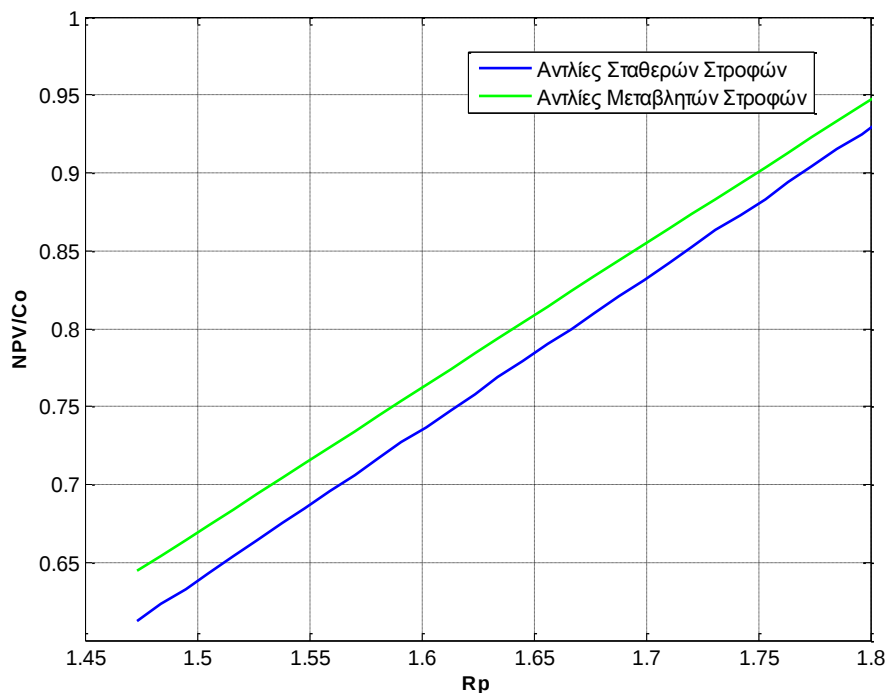
8.4. Μελλοντικά σενάρια

Όπως είδαμε και στην παράγραφο 7.4.1, η τιμολόγηση της ενέργειας που εκχέεται και απορροφάται από το δίκτυο στην περίπτωση των ΥΒΣ δεν καθορίζεται από το νόμο, αλλά εξαρτάται από τις μονάδες παραγωγής του κάθε αυτόνομου ΣΗΕ στο οποίο θα λειτουργήσει ο σταθμός. Για το λόγο αυτό μελετάμε το επενδυτικό μας σχέδιο, βάσει της παραμέτρου R_p (τιμή πώλησης προς τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας). Ο λόγος R_p , σύμφωνα με τα σημερινά δεδομένα και για το μη διασυνδεδεμένο ΣΗΕ Κρήτης θεωρείται για τις ανάγκες της προσομοίωσης ίσος με 1.47 και η επένδυσή μας κρίνεται αποδοτική και για τους δύο ΥΒΣ.

Ωστόσο, με βάση ένα πιο αισιόδοξο σενάριο τιμολογιακής πολιτικής, η επένδυση μπορεί να γίνει ακόμη πιο αποδοτική, δημιουργώντας ένα πιο ευνοϊκό περιβάλλον για την ανάπτυξη των ΥΒΣ στην Ελλάδα, κυρίως στα Μη Διασυνδεδεμένα Συστήματα, όπως αυτό της Κρήτης, αυξάνοντας έτσι τη διείδυση και την αξιοπιστία των ΑΠΕ.

8.4.1. Για τον ΥΒΣ 1

Στο **Σχήμα 8-17** παρουσιάζεται η αύξηση της αποδοτικότητας της επένδυσης σε σχέση με την αύξηση του λόγου της τιμής πωλούμενης προς αγοραζόμενης ενέργειας, επιβεβαιώνοντας τα παραπάνω. Για τον ΥΒΣ 1 δεν λαμβάνεται υπόψη η δυνατότητα που παρέχεται από το Νόμο 3468/2006 της απευθείας έκχυσης ισχύος στο δίκτυο από το Α/Π σε ώρες μη εγγυημένης ισχύος, ως μονάδα ΑΠΕ.

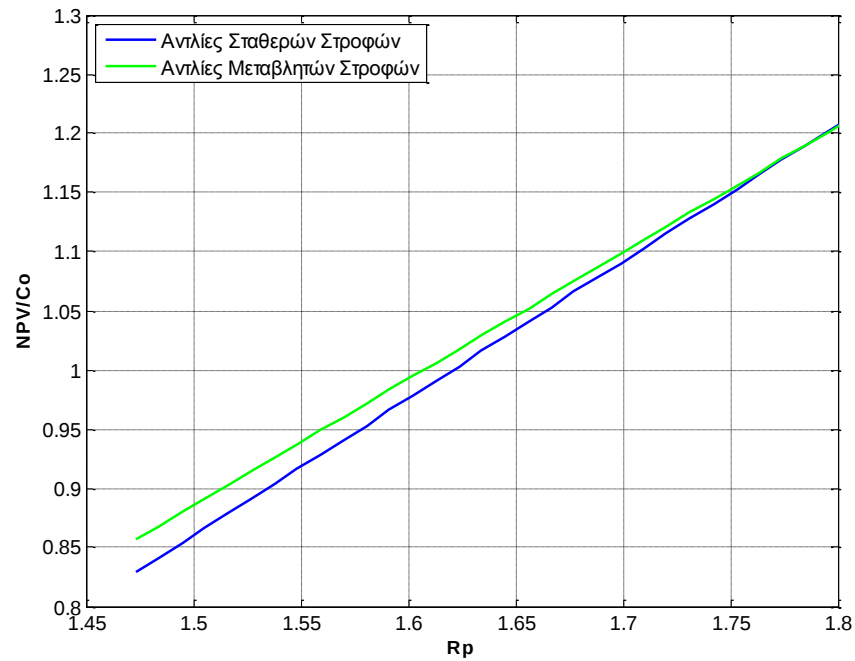


Σχήμα 8-17: Μεταβολή της ανηγμένης Κ.Π.Α. συναρτήσει του λόγου τιμής πώλησης προς τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, R_p για τον ΥΒΣ 1

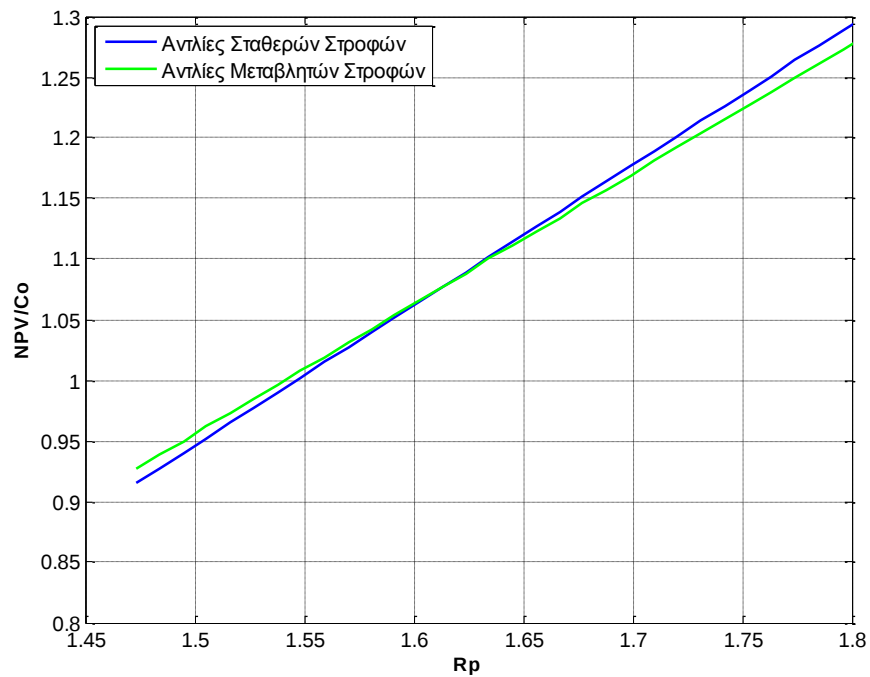
8.4.2. Για τον ΥΒΣ 2

Για τον ΥΒΣ 2 μελετάμε τη μεταβολή της ανηγμένης Κ.Π.Α. της επένδυσης σε συνάρτηση με την αύξηση του λόγου της τιμής πωλούμενης προς αγοραζόμενης ενέργειας (**Σχήμα 8-18**). Ωστόσο στην περίπτωση αυτή συμπεριλαμβάνουμε στη μελέτη μας την δυνατότητα που παρέχεται από το Νόμο 3468/2006 της απευθείας έκχυσης ισχύος στο δίκτυο από το Α/Π σε ώρες μη εγγυημένης ισχύος, ως μονάδα ΑΠΕ.

Παρατηρούμε ότι η επένδυση δύναται να γίνει πολύ αποδοτική με πιο ευνοϊκά σενάρια τιμολόγησης και ακόμα περισσότερο στην περίπτωση εκμετάλλευσης της απευθείας από το Α/Π ενέργειας τις ώρες μη εγγυημένης ισχύος.



(α) χωρίς δυνατότητα απευθείας έκχυση ισχύος στο δίκτυο από το Α/Π



(β) με δυνατότητα απευθείας έκχυση ισχύος στο δίκτυο από το Α/Π

Σχήμα 8-18: Μεταβολή της ανηγμένης Κ.Π.Α. συναρτήσει του λόγου πώλησης προς αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, R_p

9. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία υλοποιήθηκε μοντελοποίηση σε MATLAB ΥΒΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που συνδυάζει την αιολική και υδροηλεκτρική ενέργεια με στόχο την παροχή εγγυημένης ισχύος στο αυτόνομο ΣΗΕ Κρήτης, καθώς και διαστασιολόγηση του Σταθμού με κριτήριο την οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης.

Σε παλαιότερες έρευνες μελετήθηκαν εκτενώς ΥΒΣ, όπου το σύστημα αντλησιοταμίευσης αποθήκευε την απορριπτόμενη ενέργεια από τα Αιολικά Πάρκα, την οποία στη συνέχεια χρησιμοποιούσε για τη λειτουργία υδροστροβίλου και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στην παρούσα εργασία μοντελοποιείται ένα ΥΒΣ στο οποίο το αιολικό πάρκο θα παρέχει ενέργεια αποκλειστικά για το αναστρέψιμο ΥΗΕ, με στόχο την παραγωγή εγγυημένης ηλεκτρικής ενέργειας. Το αναστρέψιμο ΥΗΕ αποθηκεύει ενέργεια, αξιοποιώντας την παραγόμενη ενέργεια του αιολικού πάρκου και τις συμβατικές μονάδες βάσης. Η εγγυημένη ισχύς παρέχεται από το ΥΒΣ παραγωγής ενέργειας στο σύστημα αποκλειστικά από τον υδροστροβίλο, ενώ μελετάται και εκτιμάται η δυνατότητα απευθείας έκχυσης στο δίκτυο ισχύος από το Α/Π ως μονάδα ΑΠΕ.

Βασική παράμετρος κατά την υλοποίηση του μοντέλου προσομοίωσης ήταν οι περιορισμοί που θέτει ο νέος Νόμος 3468/2006 για τους ΥΒΣ. Στο προτεινόμενο σύστημα, βάσει της νομοθεσίας, η απορροφούμενη ετησίως ενέργεια από το σύστημα για την πλήρωση του άνω ταμιευτήρα δεν θα έπρεπε να ξεπερνά το 30% της συνολικά αποθηκευμένης ενέργειας, ενώ η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων του σταθμού ΑΠΕ δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%.

Μελετήθηκαν δύο ΥΒΣ, οι οποίοι διέφεραν ως προς τις αρχικές σταθερές παραμέτρους (υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω ταμιευτήρα, μήκος αγωγού προσαγωγής, μέγιστη ισχύς υδροστροβίλου) αλλά και ως προς το σενάριο λειτουργίας τους. Στον ΥΒΣ

1 δεν μελετήθηκε η δυνατότητα απευθείας έκχυσης στο δίκτυο ισχύος από το Α/Π ως μονάδα ΑΠΕ, ενώ στον ΥΒΣ 2 μελετήθηκε και εκτιμήθηκε και αυτή η δυνατότητα.

Στην διαστασιολόγηση μελετήθηκαν δύο σενάρια για τις αντλίες. Αντλίες σταθερών και μεταβλητών στροφών. Από άποψη οικονομικής αποδοτικότητας το σενάριο αντλιών μεταβλητών στροφών υπερτερεί έναντι αυτού των σταθερών στροφών, καθιστώντας την επένδυση οικονομικά πιο αποδοτική κατά 5%, καλύπτοντας συγχρόνως τις προϋποθέσεις που θέτει ο νόμος. Συγχρόνως το σενάριο των αντλιών μεταβλητών στροφών είναι και τεχνικά αποδοτικότερο, αφού η ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο για την πλήρωση του ταμιευτήρα είναι κατά 9% μικρότερη και η ικανότητα αποθήκευσης της παραγόμενης από το Α/Π ενέργειας κατά 23% μεγαλύτερη, σε σχέση με το σενάριο σταθερών στροφών.

Τα μεγέθη των προτεινόμενων ΥΒΣ παρουσιάζονται στον **Πίνακας 9-1**

Πίνακας 9-1: Μεγέθη προτεινόμενων ΥΒΣ

Μέγεθος	Μονάδα	ΥΒΣ 1	ΥΒΣ 2
Υψομετρική διαφορά	m	430	450
Μήκος αγωγού	m	3250	2300
Ισχύς Α/Π	MW	13.8	13.2
Ισχύς Υδρ/λου	MW	15	20
Ισχύς Αντλιοστασίου	MW	12.31	12.28
Όγκος Ταμιευτήρων	m ³	350000	200000
Ενέργεια παραγόμενη από το Α/Π	MWh	44902.96	42950.66
Αποθηκευμένη Υδραυλική Ενέργεια	MWh	32584.77	33307.25
Ενέργεια παραγόμενη από τον Υδρ/λο	MWh	26350.93	26752.25
Ενέργεια Συμπληρωματική από το δίκτυο	MWh	35.79	34.27
Ενέργεια ΑΠΕ διαθέσιμη προς το δίκτυο	MWh	-	1889.58
Ενέργεια Από Δίκτυο/Πλήρωσης Αποθ. - E_N/E_S (<0.3)		0.001	0.001
Ενέργεια Από Δίκτυο/Παραγόμενη Υ/Σ - R_s		0.001	0.001
Ενέργεια Αποθηκευμένη/Παραγόμενη Α/Π - R_e		0.725	0.775
Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία		0.645	0.857
Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία Με Έγχυση στο Δίκτυο		-	0.927

Παρατηρούμε ότι στην περίπτωση του ΥΒΣ 1 ο απαιτούμενος όγκος ταμιευτήρα είναι μεγαλύτερος από τον αντίστοιχο του ΥΒΣ 2. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το μήκος του αγωγού του ΥΒΣ 1 (3250 m) είναι μεγαλύτερο από το αντίστοιχο του ΥΒΣ 2 (2300 m), με αποτέλεσμα οι υδραυλικές απώλειες του ΥΒΣ 1 (323 MWh) να είναι μεγαλύτερες από αυτές του ΥΒΣ 2 (193 MWh) με συνέπεια να απαιτείται μεγαλύτερος όγκος δεξαμενής για την αποθήκευση νερού στη δεύτερη περίπτωση.

Όσον αφορά στην οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης, ο ΥΒΣ 2 παρουσιάζεται πιο αποδοτικός (Ανηγμένη ΚΠΑ2= 0.857, ενώ Ανηγμένη ΚΠΑ1=0.645) γεγονός που οφείλεται στην καλύτερη εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας δηλ. μεγαλύτερο ποσοστό αποθηκευμένης ενέργειας σε σχέση με την παραγόμενη από το Α/Π και τις λιγότερες συνολικά ενεργειακές απώλειες.

Στον ΥΒΣ 2 με εφαρμογή της δυνατότητας απευθείας έκχυσης στο δίκτυο της ισχύος από το Α/Π σε ώρες μη εγγυημένης ισχύος ως μονάδα ΑΠΕ παρατηρούμε ότι η επένδυση γίνεται ακόμα πιο αποδοτική κατά ένα ποσοστό 8%, αφού αυξάνονται τα έσοδα με την πώληση της διαθέσιμης από το Α/Π ενέργειας (1889.6 MWh) με τιμή αιολικής ενέργειας.

Και στις δύο περιπτώσεις θεωρώντας ένα πιο αισιόδοξο σενάριο τιμολογιακής πολιτικής, η παρούσα έρευνα δείχνει ότι η επένδυση μπορεί να είναι περισσότερο αποδοτική και κατά συνέπεια ελκυστική στους επενδυτές. Μία μεταβολή του λόγου τιμής πώλησης προς τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, R_p από 1.45 σε 1.8 μπορεί να αυξήσει την οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης του ΥΒΣ1 κατά 46 % και του ΥΒΣ2 κατά 40% περίπου.

Από πλευράς ενεργειακής πολιτικής, διαφαίνεται ότι η υλοποίηση των Υβριδικών Συστημάτων στην Ελλάδα δεν έγκειται στην τεχνογνωσία ή το κατάλληλο δυναμικό ΑΠΕ, αλλά κυρίως στην πολιτική που θα ακολουθηθεί τα επόμενα χρόνια, προκειμένου τέτοιες επενδύσεις να είναι βιώσιμες και συμφέρουσες για τους επενδυτές, ώστε να δημιουργηθεί ευνοϊκό περιβάλλον για την εφαρμογή αυτών των συστημάτων.

Ο νέος νόμος 3468/2006 άνοιξε τον δρόμο για την αδειοδότηση των Υβριδικών Σταθμών στην Ελλάδα, ωστόσο όμως είναι αναγκαίος ο καθορισμός λειτουργίας τους καθώς και η πολιτική τιμολόγησης, προκειμένου να σταθεροποιηθεί το επενδυτικό περιβάλλον στα συστήματα αυτά, η συνεισφορά των οποίων είναι σημαντική για την διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα της χώρας μας και την επίτευξη των στόχων που θέτει η Ευρωπαϊκή Ένωση για τα επόμενα χρόνια.

10. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Διδακτικές Σημειώσεις μαθήματος «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας-HPY 416», Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα ΗΜΜΥ.
- [2] Σταύρος Παπαθανασίου, 2003, Σύνδεση Εγκαταστάσεων Παραγωγής στα Δίκτυα Διανομής, Σημειώσεις ΑΠΕ, ΔΠΜΣ Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας, Ε.Μ.Π.
- [3] Τριανταφυλλιά Νικολάου, 2003, Βελτιστοποίηση Υδραυλικής Εγκατάστασης Αποταμίευσης Απορριπτόμενης Ισχύος από Αιολικά Πάρκα, Μεταπτυχιακή Εργασία, Ε.Μ.Π.
- [4] Kaldelis J., Parametrical investigation of wind-hydro electricity production solution for Aegean Archipelago, Energy Conversion and Management 2002; 43:2097-113.
- [5] Black M., Strbac G., Value of storage in providing balancing services for electricity generation systems with high wind penetration, J Power Sources, 2006; 162:949-53.
- [6] Christakis D., Fassoulas V., Sifakaki K., The combination of wind energy conservation systems with pumped storage systems (PPS) for small isolated power production systems, European congress on renewable energy implementation, Athens, May 5-7, 1997.
- [7] Ancona DF., Krau S., Lafrance G., Bezrukikh P., Operational constraints and economic benefits of wind-hydro hybrid systems, In: Analysis of Systems in US/Canada and Russia, European wind energy conference, June 16-19, Madrid, Spain:2003.
- [8] Somaraki M., A feasibility study of a combined wind-hydro power station in Greece. Master Thesis, Dept. of Mech. Eng., University of Strathclyde, Glasgow:2003.
- [9] Bakos GC., Feasibility study of a hybrid wind/hydro power-system for low cost electricity production, Appl. Energy 2002;72:599-608.
- [10] J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant, Energy Conversion and Management (2007), doi:10.1016/j.enconman.2007.07.015.

- [11] Δ. Κατσαπράκης, Δ. Χρηστάκης, Κ. Κονταξάκης, Εισαγωγή Συστήματος Αντλησιοταμίευσης στο Υφιστάμενο Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης, Τεχν. Χρον. Επιστ. Εκδ. ΤΕΕ, IV, τευχ 1-2, 2004.
- [12] J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy, Renewable Energy (2007), doi: 10.1016/j.2007.08.001.
- [13] Kaldelis J.K., Kavadias K.A., Optimal wind-hydro solution for Aegean Sea islands' electricity-demand fulfillment, Applied Energy 70 (2001) 333-354.
- [14] Kaldelis J.K., Kavadias K.A., Vlachou D.S., Electricity load management of APS using wind-hydro solution, Wind Power 2002 Conference, Athens, Greece 2002.
- [15] Halldórsson K., Stenzel J., A scheduling strategy for a renewable power marketer, IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001.
- [16] Koprass M., Hildrum R., Holen A.T., Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system, 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, Spain 2002.
- [17] Castronuovo E.D., Peças Lopes J.A., Optimal operation of hydro storage sizing of a wind-hydro power plant, Electrical Power and Energy Systems 26 (2004) 771-778.
- [18] Υπουργείο Ανάπτυξης, Γενική Διεύθυνση Ενέργειας, Διεύθυνση ΑΠΕ και Εξοικονόμηση Ενέργειας, 3^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το 2010, Αθήνα, Οκτώβριος 2005.
- [19] Theodoropoulos P., Zervos A., Betzios G., Hybrid systems using pumped-storage implementation in Ikaria island, In: Proceedings of the OPET, 2001.
- [20] Δημήτριος Ε. Παπαντώνης, “Υδροδυναμικές Μηχανές Αντλίες – Υδροστρόβιλοι”, Εκδόσεις Συμεών, 1995.
- [21] Δικτυακός τόπος <http://www.rae.gr>
- [22] Παπαδόπουλος Μιχάλης, Οικονομική Αξιολόγηση Εγκαταστάσεων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
- [23] Κάπρος Π., Οικονομική ανάλυση επιχειρήσεων, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
- [24] Skiadas C., Zopounides K., Christakis D., Forecasting for the energy consumption in Crete” Symposium for the development of Energy Systems in Crete, Technical Chamber of Greece, (Chania 12-14 May, 1989).

- [25] Ι. Ασημακόπουλος, Γ. Καμάρας, κ.α. “Μελέτη Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ”, Υπουργείο ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., Αθήνα, Φεβρουάριος 2006.
- [26] Βασιλάκος Νικόλαος, Το Θεσμικό, Αδειοδοτικό και Χρηματοοικονομικό Πλαίσιο Υλοποίησης Έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα, Εκδόσεις ΚΑΠΕ, 2006.
- [27] Δικτυακός τόπος: <http://www.cres.gr> .
- [28] Σαντοριναίος Εμμανουήλ, Νομοθετικό Πλαίσιο Αδειοδότησης Έργων ΑΠΕ και Στοιχεία Υλοποίησής τους, ΡΑΕ, RES-ENERTECH, 19-10-2007.
- [29] Τριανταφύλλης Γεώργιος, Η Ανάπτυξη του Ελληνικού Υδροδυναμικού και η τεχνογνωσία της ΔΕΗ Α.Ε., Μορφές και Διαχείριση Ενέργειας, EnergyTec, 2006.
- [30] ΔΕΗ. Α.Ε., Τεχνικά και Οικονομικά Στοιχεία του Αυτόνομου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Νήσου Κρήτης (σε εφαρμογή του Ν. 3468/2006 για την εκπόνηση τεchnοοικονομικών μελετών Υβριδικών Σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά), Αθήνα 2007.
- [31] Δημήτριος Ε. Παπαντώνης, “Υδροδυναμικές Εγκαταστάσεις”, Εκδόσεις Συμεών, 1998.
- [32] Δημήτριος Ε. Παπαντώνης, “Μελέτη και Χάραξη Φυγόκεντρων και Αξονικών Αντλιών Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα”, Σημειώσεις του Μαθήματος Υδροδυναμικών Μηχανών ΙΙ, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών ΕΜΠ, 1994.
- [33] Δημήτριος Ε. Παπαντώνης, Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Εκδόσεις Συμεών, 2001.
- [34] ΡΑΕ., Έκθεση Πεπραγμένων Απρίλιος 2004-Δεκέμβριος 2006, Αθήνα, 2007.
- [35] Υπουργείο Ανάπτυξης, 1^η Έκθεση για τον Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020, Αύγουστος 2007.
- [36] Kaldellis JK, Vlachou DS, Korbakis G, Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis, Energy Policy 2005, 33(15):1969-85.
- [37] Ashok S, Modeling the economics of combined wind/hydro/diesel power systems, Energy Convers Manage 1993;34(7):577-85.
- [38] Bueno C, Carta JA, Technical-economic analysis of wind powered pumped hydrostorage systems, Part I: model development, Solar Energy 2005; 78(3):396-405.

- [39] Bueno C, Carta JA, Technical-economic analysis of wind powered pumped hydrostorage systems, Part II: model application to the island of El Hierro, *Solar Energy* 2005; 78(3):396-405.
- [40] D.A. Katsaprakis, D.G. Christakis, A. Zervos, D. Papantonis, S. Voutsinas, Pumped Storage Systems Introduction in isolated power production systems, *Renewable Energy* (2007), doi:10.1016/j.renene.2007.03.021.

11. ΔΙΚΤΥΑΚΟΙ ΤΟΠΟΙ

Επιχείρηση/Οργανισμός

Δικτυακός Τόπος

ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ

www.ppcr.gr

Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ)

www.dei.gr

Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς

www.demie.gr

Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ)

Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (ΕΜΠ)

www.ntua.gr

Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ)

www.cres.gr

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

www.rae.gr

Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδος (ΤΕΕ)

www.tee.gr

Υπουργείο Ανάπτυξης

www.ypan.gr

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Ο Νόμος 3468/2006