

ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

**ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**



ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**«Προσομοίωση Λειτουργίας Αντλησιοταμιευτικής Εγκατάστασης
στο μη Διασυνδεδεμένο ΣΗΕ της Κρήτης σε MATLAB »**

Ηλίας Ρουφαγάλας

Επιβλέπων: Καθηγητής Γεώργιος Σταυρακάκης

Χανιά, Δεκέμβριος 2016

Περίληψη

Η θέση της χώρας μας στην εύκρατη ζώνη, αλλά και η ευνοϊκή διαμόρφωση του εδάφους, συμβάλλει στην επαύξηση της αιολικής ενέργειας. Θα μπορούσαμε να πούμε ότι η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας είναι σε θέση να καλύψει ένα μεγάλο μέρος των αναγκών των νησιών μας και να γίνει πηγή εθνικού πλούτου. Ωστόσο ένα σημαντικό μειονέκτημα αποτελεί η στοχαστικότητα του ανέμου. Για να μπορούμε να αναφερόμαστε σε εγγυημένη ισχύ, ιδιαίτερα σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, θα πρέπει να γίνει συνδυασμός των αιολικών πάρκων με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας. Με αυτό τον τρόπο, το ποσό ενέργειας που απορρίπτεται, όταν οι δυνατοί άνεμοι συνδυάζονται με χαμηλή ζήτηση, θα αποθηκεύεται και θα χρησιμοποιείται σε περιόδους που η ζήτηση είναι υψηλή και η αιολική ενέργεια μη επαρκής. Με αυτά τα συστήματα επίσης θα 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. 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. Ένα από τα συστήματα αποθήκευσης είναι τα Αναστρέψιμα Υδροηλεκτρικά (Pumped Storage Systems). Με τον όρο αναστρέψιμα ΥΗΕ ή ΥΗΕ αποταμίευσης 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 από δύο ταμιευτήρες (αντλησιοταμιευτήρες) με υψομετρική διαφορά, που συνδέονται με ένα ή περισσότερους αγωγούς, από αντλίες και υδροστροβίλους. Στην παρούσα εργασία μελετήθηκε το πρόγραμμα PUMPTUR.FOR το οποίο είχε αναπτυχθεί παλαιότερα 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 PUMPTUR ήταν γραμμένο στη γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN, η οποία όμως τείνει να εκλείψει καθώς έχει υποσκελιστεί από τα σύγχρονα προγραμματιστικά περιβάλλοντα. Το γεγονός αυτό επιβάλλει την μετατροπή του προγράμματος σε μια μορφή που θα εξασφαλίσει την συνέχιση της χρήσης του καθώς και την ευκολία βελτίωσης των χαρακτηριστικών του όπως ενσωμάτωση νέων βελτιώσεων, φιλικότητα προς το χρήστη, ταχύτητα, κτλ. Στα πλαίσια της παρούσας πτυχιακής εργασίας, το πρόγραμμα PUMPTUR αναλύθηκε εκτενώς και μετατράπηκε σε παραθυρική μορφή μέσω του ευρέως διαδεδομένου προγράμματος αριθμητικών υπολογισμών MATLAB (εκδ. 2016a). Σκοπός του εύχρηστου εργαλείου που αναπτύχθηκε είναι η βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης των συνιστωσών του έργου αποταμίευσης και παραγωγής ενέργειας από τα αιολικά πάρκα και ο υπολογισμός των βασικών του οικονομοτεχνικών συνιστωσών για τον έλεγχο της τεχνικής δυνατότητας και οικονομικής βιωσιμότητας τέτοιων έργων.

TECHNICAL UNIVERSITY OF CRETE

DEPARTMENT OF ELECTRONICS AND COMPUTER ENGINEERING



DIPLOMA THESIS

«Simulation of a Pumped Storage Hydroelectric Facility in the Isolated Power System of Crete with MATLAB»

Ilias Roufagalas

Supervisor: Professor George Stavrakakis

Chania, December 2016

Abstract

The winds prevailing in our country are rather of an adequate speed due to its position to the temperate zone. Simultaneously, the favorable terrain topography contributes to the augmentation of the wind energy. We could claim that the exploitation of the wind energy is able to cover a great part of our island's needs and to become a source of national wealth. The exploitation of the wind energy offers great advantages to the energy production, mostly in our country. Nevertheless, the stochastic character of the wind remains a prominent disadvantage. In order to be able to provide guaranteed power, a Wind Farm must function in combination with energy storage systems. In such a way, the amount of the rejected energy, once high winds are combined with low demand, will be stored and used during periods when the demand is high but the wind energy is insufficient. Using these systems, what comes off as success, is the smoothing of the fluctuations which appear during the energy production by wind systems. The direct consequence of such a venture will be the considerable reduction of the stability problems of the voltage and the frequency of the power grid. Moreover, what is also achieved is the saving of fuel, since the guaranteed power could be provided with lower cost than other high-energy demanding units. Generally, using storage systems of the wind energy the Renewable Energy Sources acquire a more reliable character. One type of storage system is the Pumped Storage System (PPS). By the term PPS we mean the hydroelectric power station which has both the function capacity for electrical energy production and the pumping capacity of the water as well. The pumped storage system consists of two tanks presenting height difference, joined with one or more pipes, consisting of pumps and turbines. This diploma focuses on the optimization of the components' performance specifications of the energy storage-production project of the Wind Farms at Sitia, Crete, Greece. Their rejected energy will be absorbed by a pumping installation through which it will be transformed into hydraulic energy. This process will be performed by pumping water from a lower reservoir to a higher one. The hydraulic energy will be then transformed into electrical energy, supplying the power grid with a specific amount of energy. In this thesis the PUMPTUR.FOR computer program, that had been developed by National Technical University of Athens (NTUA, 2002) in FORTRAN with the aim to simulate pump storage systems operation, has been updated to MATLAB. The updated algorithm guarands the continue of its use, as it includes many upgrades such as user friendly environment, technical and economical updates, less computational time. In this thesis, the PUMPTUR program has been analyzed extensively and it has been converted into a windows-format algorithm via the widely used MATLAB numerical computation program (ed. 2016a). The purpose of the algorithm - tool developed is to optimize the dimensioning of the components of the PPS project and to calculate the basic components for evaluating the technical feasibility and commercial viability of such projects.

Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1.....	10
ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	10
1.1 Εισαγωγή.....	10
1.2 Είδη ΑΠΕ.....	11
1.3 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των ΑΠΕ.....	13
1.4 Παγκόσμια ανάπτυξη των ΑΠΕ.....	14
1.5 Οι ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	19
1.6 Νομοθετικό πλαίσιο των ΑΠΕ.....	20
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.....	23
ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ – ΑΝΑΣΤΡΕΨΙΜΑ ΥΗΕ.....	23
2.1 Αναγκαιότητα αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας.....	23
2.2 Ορισμός Υβριδικών Σταθμών (ΥΒΣ).....	23
2.3 Περιγραφή των αναστρέψιμων ΥΗΕ.....	24
2.4 Βιβλιογραφική ανασκόπηση.....	26
2.5 Παραδείγματα – έργα Αναστρέψιμων ΥΗΕ.....	27
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.....	31
ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ....	31
3.1 Αντλητική εγκατάσταση.....	31
4.2 Προσομοίωση της λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης.....	39
4.3 Παραγωγή Εγγυημένης Ισχύος.....	43
4.4 Υπολογισμός της Καθαρής Παρούσας Αξίας.....	47
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4.....	50
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ.....	50
ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ.....	50
4.2 Πιστοποίηση λειτουργίας: Έργο Σητείας.....	51
4.3 Αποτελέσματα.....	56
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5.....	59
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	59

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 1: Μορφές ΑΠΕ (Sorensen, 2004).....	12
Πίνακας 2: ΑΠΕ και επιλογές ενεργειακών μετατροπών.....	14
Πίνακας 3: Κατηγορίες των τεχνολογιών μετατροπής των ΑΠΕ (UNNDP, 2000)	14
Πίνακας 4: Χαρακτηριστικές καμπύλες αντλιών σε αδιάστατη μορφή.....	40
Πίνακας 5: Ομάδα Αιολικών Πάρκων Σητείας.....	52
Πίνακας 6: Τελικά αποτελέσματα για το έτος 2010 για το βελτιστοποιημένο οικονομοτεχνικά σύστημα.....	55
Πίνακας 7: Αποτελέσματα υπολογισμών αντλησιοταμιευτικού συστήματος για τα Αιολικά Πάρκα Σητείας με το πρόγραμμα MATLAB.....	57

Λίστα Εικόνων

Εικόνα 1: (α) Η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παγκόσμια παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας για το 2013 και (β) τα μερίδια των διαφόρων ΑΠΕ (IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.).....	16
Εικόνα 2: Η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το 2013. (Πηγή: IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.).....	17
Εικόνα 3: Η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παγκόσμια κατανάλωση τελικής ενέργειας για το 2013 (Πηγή: REN21, Renewables 2015 Global Status report.).....	17
Εικόνα 4: Ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης των ΑΠΕ κατά τη χρονική περίοδο 1990-2013. (Πηγή: IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.).....	18
Εικόνα 5: Κατανάλωση ΑΠΕ ανά τομέα δραστηριότητας για το 2013. (Πηγή: IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.).....	18
Εικόνα 6: Μερίδιο και στόχοι για το 2020 των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στην ΕΕ και στη χώρα μας. (Πηγή: Eurostat.).....	19
Εικόνα 7: Μερίδιο των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ και στη χώρα μας. (Πηγή: Eurostat.).....	19
Εικόνα 8: Στατιστικά στοιχεία ΑΠΕ από ΡΑΕ.....	20
Εικόνα 9: Σύστημα αντλησιοταμίευσης με δύο ταμιευτήρες.....	24
Εικόνα 10: ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα (3x 105 MW/1985-86/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ).....	28
Εικόνα 11: Θησαυρού στο Νέστο (3x127 MW/1998/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ).....	28
Εικόνα 12: Οι αναστρέψιμες μονάδες στο ΥΗΕ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα.....	28
Εικόνα 13: Το Φράγμα Ποταμών Ρεθύμνου (Νικολάου και Μαμαγκάκης, 2013).....	30
Εικόνα 14: Ο ταμιευτήρας του Φράγματος και η άνω λιμνοδεξαμενή (Νικολάου και Μαμαγκάκης, 2013).....	30
Εικόνα 15: Σχηματική διάταξη απλής αντλητικής εγκατάστασης.....	32
Εικόνα 16: Εύρεση του σημείου λειτουργίας αντλητικής εγκατάστασης.....	35
Εικόνα 17: Σχηματική διάταξη παράλληλα συνδεδεμένων αντλιών. Καθορισμός του σημείου λειτουργίας της εγκατάστασης.....	38
Εικόνα 18: Εν σειρά λειτουργία αντλιών.....	39
Εικόνα 19: Αδιάστατο ύψος της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής... ..	40
Εικόνα 20: Βαθμός απόδοσης της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.	41

Εικόνα 21: Αξιοποίηση της υδραυλικής πτώσης σε εγκατάσταση υδροστροβίλου (α) αντιδράσεως και (β) δράσεως.....	45
Εικόνα 22: Φωτογραφία προγράμματος <code>runpmtur.m</code>	51
Εικόνα 23: Χρονοσειρά απορριπτόμενης ενέργειας από το Α/Π της Σητείας για το 2010.....	53
Εικόνα 24: Καμπύλη διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για το Α/Π της Σητείας για το 2010.....	54
Εικόνα 25: Φωτογραφία προγράμματος <code>runpmtur.m</code> με συμπληρωμένες τις τιμές των παραμέτρων για το αντλησιοταμιευτικό έργο της Σητείας.....	56

Πρόλογος

Η παρούσα εργασία εκπονήθηκε στα πλαίσια των Σπουδών στο Τμήμα Ηλεκτρονικών Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών του Πολυτεχνείου Κρήτης και αποτελεί την απαιτούμενη πτυχιακή εργασία.

Μελετήθηκε το θέμα της αποθήκευσης της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας από αιολικά πάρκα της Σητείας στην Κρήτη, με τη βοήθεια Αναστρέψιμου ΥΗΕ (Pumped Storage System), με στόχο την παραγωγή εγγυημένης ενέργειας.

Με δεδομένη τη χρονοσειρά απορριπτόμενης ισχύος και την κατάλληλη τροποποίηση προγράμματος H/Y μελετήθηκε η ανάπτυξη προγράμματος – εργαλείου σε MATLAB για την οικονομοτεχνικά βέλτιστη διαστασιολόγηση των κύριων συνιστωσών του αντλησιοταμιευτικού έργου, χρήσιμο για τις μελέτες σκοπιμότητας και βιωσιμότητας τέτοιων έργων.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή κ. Γεώργιο Σταυρακάκη για την ανάθεση της εργασίας αλλά και για την καθοδήγηση καθ'όλη τη διάρκεια της εκπόνησής της.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω την Δρα Τριανταφυλλιά Νικολάου για την ουσιαστική βοήθειά της κατά την εκπόνηση αυτής της εργασίας.

Χανιά, Δεκέμβριος 2016

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.1 Εισαγωγή

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ – Renewable Energy Sources - RES) είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχεται από διάφορες φυσικές διαδικασίες, όπως ο άνεμος, η γεωθερμία, η κυκλοφορία του νερού και άλλες. Ο όρος «ανανεώσιμες» αναφέρεται σε δυο βασικά χαρακτηριστικά τους. Καταρχήν, για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση, όπως εξόρυξη, άντληση, καύση, όπως με τις μέχρι τώρα χρησιμοποιούμενες πηγές ενέργειας, αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση. Δεύτερον, πρόκειται για «καθαρές» μορφές ενέργειας, πολύ φιλικές στο περιβάλλον, που δεν αποδεδεσμεύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα ή τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα όπως οι υπόλοιπες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε μεγάλη κλίμακα.

Ως «ανανεώσιμες πηγές» θεωρούνται γενικά οι εναλλακτικές των παραδοσιακών πηγών ενέργειας (π.χ. του πετρελαίου ή του άνθρακα), όπως η ηλιακή και η αιολική. Ο χαρακτηρισμός «ανανεώσιμες» είναι κάπως καταχρηστικός, μια και ορισμένες από αυτές τις πηγές, όπως η γεωθερμική ενέργεια δεν ανανεώνονται σε κλίμακα χιλιετιών. Για παράδειγμα, οι ΑΠΕ ορίζονται από τον Sorensen (Sorensen, 2004) ως «οι ενεργειακές ροές που αντικαθίστανται με τον ίδιο ρυθμό με τον οποίο καταναλώνονται».

Τις τελευταίες δεκαετίες η ραγδαία ανάπτυξη της τεχνολογίας, η αυξημένη ενεργειακή ζήτηση καθώς και οι πετρελαϊκές κρίσεις το 1973 και 1979 έστρεψαν το ενεργειακό ενδιαφέρον προς τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Το πρόβλημα της μόλυνσης του περιβάλλοντος έκανε πιο έντονο το ενδιαφέρον αυτό, αφού οι ΑΠΕ είναι οι μόνες πηγές ενέργειας που δεν επιβαρύνουν το περιβάλλον με εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO₂).

Τελευταία, οι κυβερνήσεις σ' όλο τον κόσμο υιοθετούν νέες πολιτικές για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, που προάγουν τέτοιες εσωτερικές πολιτικές και εναποθέτουν σημαντικές ελπίδες στην ανανεώσιμη ενέργεια ως σημαντική τεχνολογία για την μείωση του περιβαλλοντικού προβλήματος της ενέργειας και της αντιμετώπισης του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας το 2013 κάλυψαν το 11,2% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνουν οι Η.Π.Α., ενώ στην Ευρωπαϊκή Ένωση (των 28 χωρών) το αντίστοιχο ποσοστό ανήλθε στο 15% για την ίδια χρονιά. Στους άμεσους στόχους της ΕΕ είναι να αυξηθεί αυτό το ποσοστό στο 20% το 2020. Σε παγκόσμιο

επίπεδο το μερίδιο των ΑΠΕ στην πρωτογενή παραγωγή ενέργειας το 2012 ήταν 13,2%.

Σήμερα, βασικός περιορισμός για την αξιοποίηση και περαιτέρω διεύρυνση όλων σχεδόν των ΑΠΕ αποτελεί το υψηλότερο αρχικό κόστος, το οποίο σχετίζεται ασφαλώς με το επίπεδο της τεχνολογίας. Βεβαίως, τα τελευταία 15-20 χρόνια το κόστος της ανανεώσιμης ενέργειας μειώθηκε σημαντικά και πολλές ανανεώσιμες τεχνολογίες είναι ανταγωνιστικές ως προς τα ορυκτά καύσιμα, ιδιαίτερα όταν ληφθούν υπόψη και ορισμένες «κρυφές» παράμετροι (περιβάλλον, ασφάλεια, ενεργειακή απεξάρτηση κ.ά.). Οι παράμετροι αυτές τις περισσότερες φορές είναι δύσκολο, αν όχι αδύνατο, να εκτιμηθούν και να ποσοτικοποιηθούν επακριβώς. Για παράδειγμα, πως μπορεί να αποτιμηθεί η συμβολή των συμβατικών καυσίμων στην παγκόσμια κλιματική αλλαγή;

Οι ΑΠΕ βασίζονται στην ουσία στην ηλιακή ακτινοβολία, με εξαίρεση τη γεωθερμική ενέργεια, η οποία είναι ροή ενέργειας από το εσωτερικό του φλοιού της γης, και την ενέργεια απ' τις παλίρροιες που εκμεταλλεύεται τη βαρύτητα. Οι βασιζόμενες στην ηλιακή ακτινοβολία ήπιες πηγές ενέργειας είναι ανανεώσιμες, μιας και δεν πρόκειται να εξαντληθούν όσο υπάρχει ο ήλιος, δηλαδή για μερικά ακόμα δισεκατομμύρια χρόνια. Ουσιαστικά είναι ηλιακή ενέργεια «συσκευασμένη» κατά τον ένα ή τον άλλο τρόπο: η βιομάζα είναι ηλιακή ενέργεια δεσμευμένη στους ιστούς των φυτών μέσω της φωτοσύνθεσης, η αιολική εκμεταλλεύεται τους ανέμους που προκαλούνται απ' τη θέρμανση του αέρα ενώ αυτές που βασίζονται στο νερό εκμεταλλεύονται τον κύκλο εξάτμισης-συμπύκνωσης του νερού και την κυκλοφορία του. Η γεωθερμική ενέργεια δεν είναι ανανεώσιμη, καθώς τα γεωθερμικά πεδία κάποια στιγμή εξαντλούνται.

Οι ΑΠΕ χρησιμοποιούνται είτε άμεσα (κυρίως για θέρμανση) είτε μετατρέπομενες σε άλλες μορφές ενέργειας (κυρίως ηλεκτρισμό ή μηχανική ενέργεια). Υπολογίζεται ότι το τεχνικά εκμεταλλεύσιμο ενεργειακό δυναμικό απ' τις ήπιες μορφές ενέργειας είναι πολλαπλάσιο της παγκόσμιας συνολικής κατανάλωσης ενέργειας. Η υψηλή όμως μέχρι πρόσφατα τιμή των νέων ενεργειακών εφαρμογών, τα τεχνικά προβλήματα εφαρμογής καθώς και πολιτικές και οικονομικές σκοπιμότητες που έχουν να κάνουν με τη διατήρηση του παρόντος στάτους κβο στον ενεργειακό τομέα εμπόδισαν την εκμετάλλευση έστω και μέρους αυτού του δυναμικού. Ειδικά στην Ελλάδα, που έχει μορφολογία και κλίμα κατάλληλο για νέες ενεργειακές εφαρμογές, η εκμετάλλευση αυτού του ενεργειακού δυναμικού θα βοηθούσε σημαντικά στην ενεργειακή αυτονομία της χώρας (Sorensen, 2004).

1.2 Είδη ΑΠΕ

Τα είδη των ΑΠΕ που απαντώνται σήμερα είναι, σύμφωνα με τον International Energy Association (IEA), τα εξής (Πίνακας 1):

Μορφή ΑΠΕ	Παρατηρήσεις
Ηλιακή ενέργεια	Χρησιμοποιείται περισσότερο για θερμικές εφαρμογές (ηλιακοί θερμοσίφωνες και φούρνοι) ενώ η χρήση της για την παραγωγή ηλεκτρισμού έχει αρχίσει να κερδίζει έδαφος, με την βοήθεια της πολιτικής προώθησης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας από το ελληνικό κράτος και την Ευρωπαϊκή Ένωση.
Υδροηλεκτρική ενέργεια ή υδροϊσχύς	Είναι τα γνωστά υδροηλεκτρικά έργα, που στο πεδίο των ήπιων μορφών ενέργειας εξειδικεύονται περισσότερο στα μικρά υδροηλεκτρικά. Είναι η πιο διαδεδομένη μορφή ανανεώσιμης ενέργειας.
Αιολική ενέργεια	Χρησιμοποιήθηκε παλιότερα για την άντληση νερού από πηγάδια καθώς και για μηχανικές εφαρμογές (π.χ. την άλεση στους ανεμόμυλους). Έχει αρχίσει να χρησιμοποιείται πλατιά για ηλεκτροπαραγωγή.
Καύσιμες ανανεώσιμες πηγές και απορρίμματα (combustible renewables and waste, CRW), βασικά η βιομάζα	Χρησιμοποιεί τους υδατάνθρακες των φυτών (κυρίως αποβλήτων της βιομηχανίας ξύλου, τροφίμων και ζωοτροφών και της βιομηχανίας ζάχαρης) με σκοπό την αποδέσμευση της ενέργειας που δεσμεύτηκε απ' το φυτό με τη φωτοσύνθεση. Ακόμα μπορούν να χρησιμοποιηθούν αστικά απόβλητα και απορρίμματα. Μπορεί να δώσει βιοαιθανόλη και βιοαέριο, που είναι καύσιμα πιο φιλικά προς το περιβάλλον από τα παραδοσιακά. Είναι μια πηγή ενέργειας με πολλές δυνατότητες και εφαρμογές που θα χρησιμοποιηθεί ευρέως στο μέλλον.
Γεωθερμία (και οι γεωθερμικές αντλίες θερμότητας)	Προέρχεται από τη θερμότητα που παράγεται απ' τη ραδιενεργό αποσύνθεση των πετρωμάτων της γης. Είναι εκμεταλλεύσιμη εκεί όπου η θερμότητα αυτή ανεβαίνει με φυσικό τρόπο στην επιφάνεια, π.χ. στους θερμοπίδακες ή στις πηγές ζεστού νερού. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί είτε απευθείας για θερμικές εφαρμογές είτε για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Η Ισλανδία καλύπτει το 80-90% των ενεργειακών της αναγκών με γεωθερμική ενέργεια.
Παλιρροϊκή ενέργεια	Εκμεταλλεύεται τη βαρύτητα του Ήλιου και της Σελήνης, που προκαλεί ανύψωση της στάθμης του νερού. Το νερό αποθηκεύεται καθώς ανεβαίνει και για να ξανακατέβει αναγκάζεται να περάσει μέσα από μια τουρμπίνα, παράγοντας ηλεκτρισμό. Έχει εφαρμοστεί στην Αγγλία, τη Γαλλία, τη Ρωσία και αλλού.
Ενέργεια από τα κύματα	Εκμεταλλεύεται την κινητική ενέργεια των κυμάτων της θάλασσας.
Θερμότητα από τους ωκεανούς	Εκμεταλλεύεται τη διαφορά θερμοκρασίας ανάμεσα στα στρώματα του ωκεανού, κάνοντας χρήση θερμικών κύκλων. Βρίσκεται στο στάδιο της έρευνας.

1.3 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των ΑΠΕ

Οι ΑΠΕ συγκεντρώνουν τόσο πλεονεκτήματα όσο και μειονεκτήματα που αφορούν ωστόσο κυρίως στην οικονομική τους βιωσιμότητα και επενδυτική απόδοση. Συνοπτικά μπορούμε να αναφέρουμε τα παρακάτω:

Πλεονεκτήματα

- Είναι πολύ φιλικές προς το περιβάλλον, έχοντας ουσιαστικά μηδενικά κατάλοιπα και απόβλητα.
- Δεν πρόκειται να εξαντληθούν ποτέ, σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα.
- Μπορούν να βοηθήσουν την ενεργειακή αυτάρκεια μικρών και αναπτυσσόμενων χωρών, καθώς και να αποτελέσουν την εναλλακτική πρόταση σε σχέση με την οικονομία του πετρελαίου.
- Είναι ευέλικτες εφαρμογές που μπορούν να παράγουν ενέργεια ανάλογη με τις ανάγκες του επί τόπου πληθυσμού, καταργώντας την ανάγκη για τεράστιες μονάδες παραγωγής ενέργειας (καταρχήν για την ύπαιθρο) αλλά και για μεταφορά της ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις.
- Ο εξοπλισμός είναι απλός στην κατασκευή και τη συντήρηση και έχει μεγάλο χρόνο ζωής.

Μειονεκτήματα

- Έχουν αρκετά μικρό συντελεστή απόδοσης, της τάξης του 30% ή και χαμηλότερο. Συνεπώς απαιτείται αρκετά μεγάλο αρχικό κόστος εφαρμογής σε μεγάλη επιφάνεια γης. Για το λόγο αυτό μέχρι τώρα χρησιμοποιούνται σαν συμπληρωματικές πηγές ενέργειας.
- Για τον παραπάνω λόγο προς το παρόν δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την κάλυψη των αναγκών μεγάλων αστικών κέντρων.
- Η παροχή και απόδοση της αιολικής, υδροηλεκτρικής και ηλιακής ενέργειας εξαρτάται από την εποχή του έτους αλλά και από το γεωγραφικό πλάτος και το κλίμα της περιοχής στην οποία εγκαθίστανται.
- Για τις αιολικές μηχανές υπάρχει η άποψη ότι δεν είναι κομψές από αισθητική άποψη κι ότι προκαλούν θόρυβο και θανάτους πουλιών. Με την εξέλιξη όμως της τεχνολογίας τους και την προσεκτικότερη επιλογή χώρων εγκατάστασης (π.χ. σε πλατφόρμες στην ανοιχτή θάλασσα) αυτά τα προβλήματα έχουν σχεδόν λυθεί.
- Για τα υδροηλεκτρικά έργα λέγεται ότι προκαλούν έκλυση μεθανίου από την αποσύνθεση των φυτών που βρίσκονται κάτω απ' το νερό κι έτσι συντελούν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου (www.wikipedia.com)

1.4 Παγκόσμια ανάπτυξη των ΑΠΕ

1.4.1 ΑΠΕ και τεχνολογικές επιλογές

Ένα από τα πιο αξιοσημείωτα χαρακτηριστικά των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας είναι η ποικιλομορφία των τεχνολογιών και των πηγών. Μια ανασκόπηση των πρωτεύοντων πηγών και τεχνολογιών για έλεγχο (συγκράτησή) τους, παρέχεται στον Πίνακα 2. Δεν υπάρχει αμφιβολία ότι το τελικό μέγεθος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι μεγάλο και θα μπορούσε θεωρητικά να συνεισφέρει σε μεγάλο ποσοστό στις παγκόσμιες απαιτήσεις ενέργειας- εύκολα ξεπερνά την τωρινή προμήθεια ηλεκτρισμού για παράδειγμα (Πίνακας 2).

Πηγή	Τεχν. Δυνατότητα (TWh/έτος)	Επιλογές ενεργειακών μετατροπών
Ηλιακή Ενέργεια 12.000-14.000	Φωτοβολταϊκά, σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος, ηλιακοί θερμοσίφωνες	
Αιολική Ενέργεια	20.000-40.000	Μεγάλης και μικρής κλίμακας σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος, αντλίες νερού
Ενέργεια κυμάτων	2.000-4.000	Μεγάλος αριθμός εφαρμογών
Ενέργεια παλίρροιας	> 3.500	Φράγματα, εκμετάλλευση παλιρροϊκών κυμάτων
Γεωθερμία	4.000-40.000	Hot dry rock, magma, υδροθερμία, Geopressed,
Βιομάζα	8.000-25.000	Καύση, αεριοποίηση, πυρόλυση, χώνευση, βιοκαύσιμα για παραγωγή θερμότητας- ηλεκτρισμού

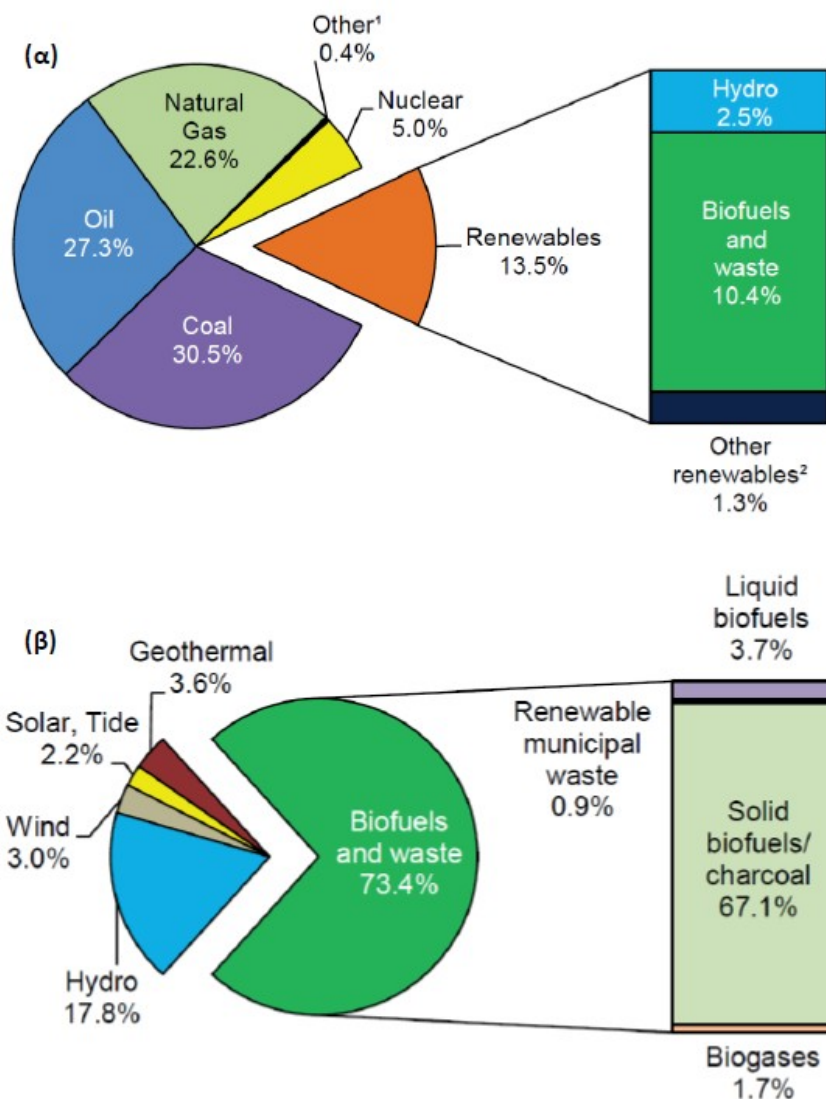
Αναλυτικά, οι υπάρχουσες τεχνολογίες, το είδος των «προϊόντων» που παίρνουμε, καθώς και το επίπεδο ανάπτυξης της τεχνολογίας συνοψίζεται στον Πίνακα 1.3.

Πίνακας 3: Κατηγορίες των τεχνολογιών μετατροπής των ΑΠΕ (UNNDP, 2000)

Αιολική ενέργεια		
Άντληση νερού και φόρτιση μπαταριών	Κίνηση, ισχύς	Μικρές Α/Γ, ευρεία εφαρμογή
Ανεμογεννήτριες στην ξηρά	Ηλεκτρισμός	Εμπορικά ευρεία εφαρμογή
Ανεμογεννήτριες στη θάλασσα	Ηλεκτρισμός	Υπό ανάπτυξη, επίδειξη
Ηλιακή ενέργεια		
Φωτοβολταϊκά	Ηλεκτρισμός	Ευρεία εφαρμογή, σχετικά μεγάλο κόστος, απαιτείται περαιτέρω ανάπτυξη
Ηλεκτρισμός από ηλιακά-θερμικά συστήματα	Ηλεκτρισμός, θερμότητα, ατμός	Έχει επιδειχθεί, απαιτείται περαιτέρω ανάπτυξη
Ηλιακοί συλλέκτες χαμηλής θερμοκρασίας	Θερμότητα (νερού, θέρμανση χώρων, μαγείρεμα, ξήρανση, ψύξη, αφαλάτωση)	Ευρεία εφαρμογή ηλιακών θερμοσίφωνων, ηλιακές κουζίνες και ξηραντήρια
Παθητικά ηλιακά συστήματα	Θέρμανση, εξαερισμός, φωτισμός	Επιδεικτικά έργα και εφαρμογές
Τεχνητή φωτοσύνθεση	H ₂ ή καύσιμα πλούσια σε H ₂	Βασική και εφαρμοσμένη έρευνα
Υδραυλική ενέργεια		
Υδροστρόβιλος	Ηλεκτρισμός	Εμπορικά ευρεία εφαρμογή, μικρά και μεγάλα συστήματα
Γεωθερμική ενέργεια		
Ατμοστρόβιλος	Ηλεκτρισμός	Εμπορική εφαρμογή
Άμεση χρήση	Θερμότητα (θέρμανση, ξήρανση, αφαλάτωση κτλ.)	Εμπορική εφαρμογή
Αντλίες θερμότητας	Θερμότητα (θερμό νερό & αέρας, ξήρανση κ.α.)	Ευρεία εφαρμογή μικρών μονάδων

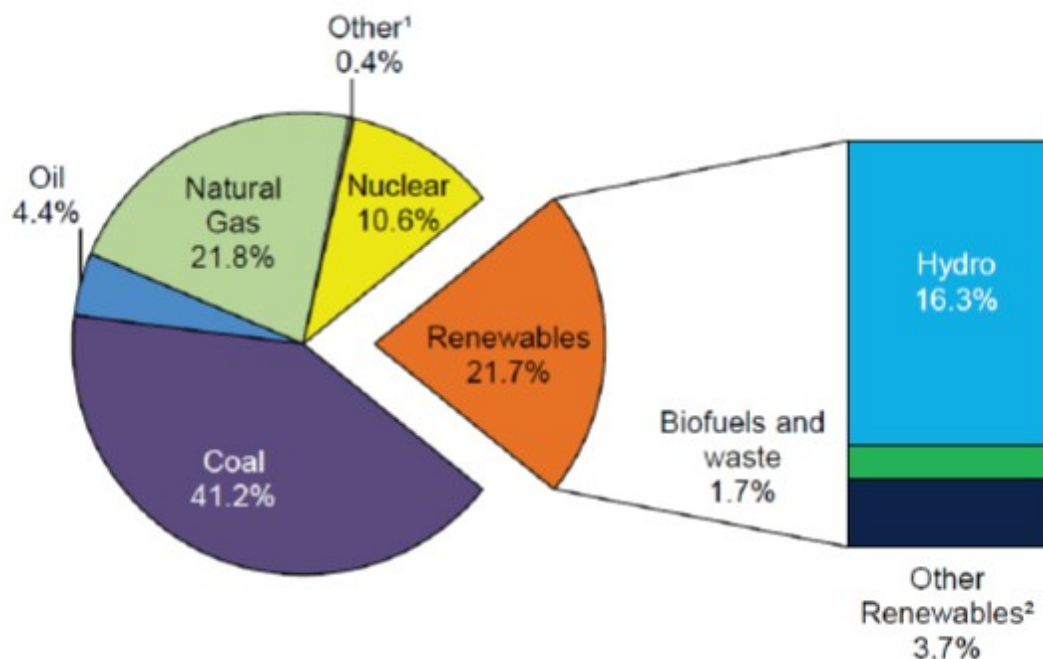
1.4.2 Το παρόν καθεστώς

Στην Εικόνα 1 (α) παρουσιάζεται η συμμετοχή των ΑΠΕ (13,5%) στη συνολική παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας (total primary energy supply, TRES) για το 2013, σύμφωνα με την International Energy Association (IEA, 2016). Αν και μεγαλύτερες ποσότητες ενέργειας θα παραχθούν στο μέλλον από τις ΑΠΕ, η συμμετοχή τους αναμένεται σε παγκόσμιο επίπεδο να μείνει σταθερή. Το διάγραμμα τύπου «πίτας» της Εικόνας 1 (β) δίνει περαιτέρω εξειδίκευση της συμμετοχής των διαφόρων ΑΠΕ. Κυρίαρχες πηγές ενέργειας είναι η βιομάζα (10,4% της TRES ή 73% όλων των ΑΠΕ) και η υδροϊσχύς (2,5% της TRES). Από τις άλλες ΑΠΕ η γεωθερμία συμμετέχει με ποσοστό λίγο μικρότερο του 0,5%, ενώ με λίγο μικρότερα ποσοστά συμμετέχουν η αιολική και της ηλιακή ενέργεια. Σημειώνεται όμως ότι λόγω της ραγδαίας αύξησης της παραγόμενης φωτοβολταϊκής και αιολικής ενέργειας τελευταία, το ποσοστό αυτών των ΑΠΕ αυξάνεται σημαντικά τα τελευταία χρόνια. Στη βιομάζα, τη συντριπτική πλειοψηφία (με 90% της συνολικής ενέργειας από τη βιομάζα) κατέχουν η στερεή βιομάζα και ο ξυλάνθρακας.

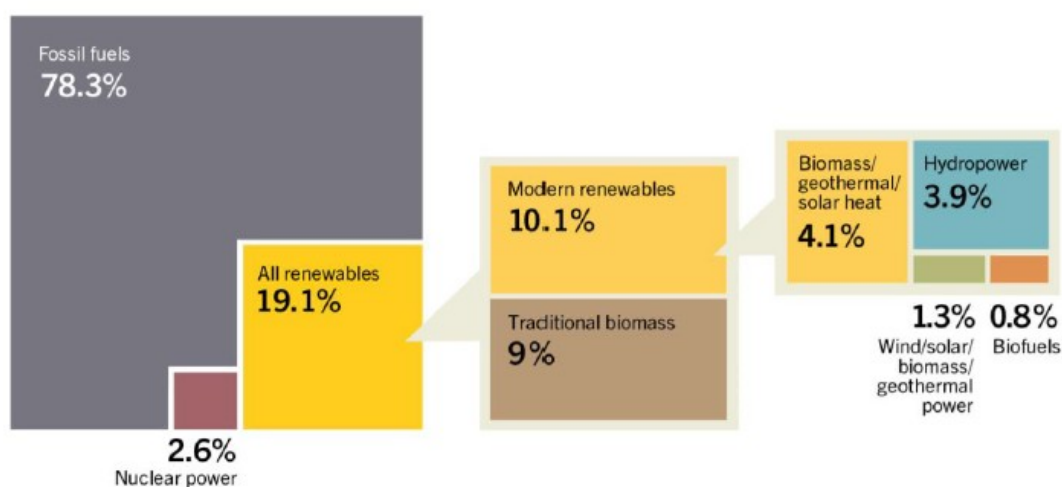


Εικόνα 1: (α) Η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παγκόσμια παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας για το 2013 και (β) τα μερίδια των διαφόρων ΑΠΕ (IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.)

Η Εικόνα 2 παρουσιάζει τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ στην Εικόνα 3 απεικονίζεται η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παγκόσμια κατανάλωση τελικής ενέργειας για το 2013.



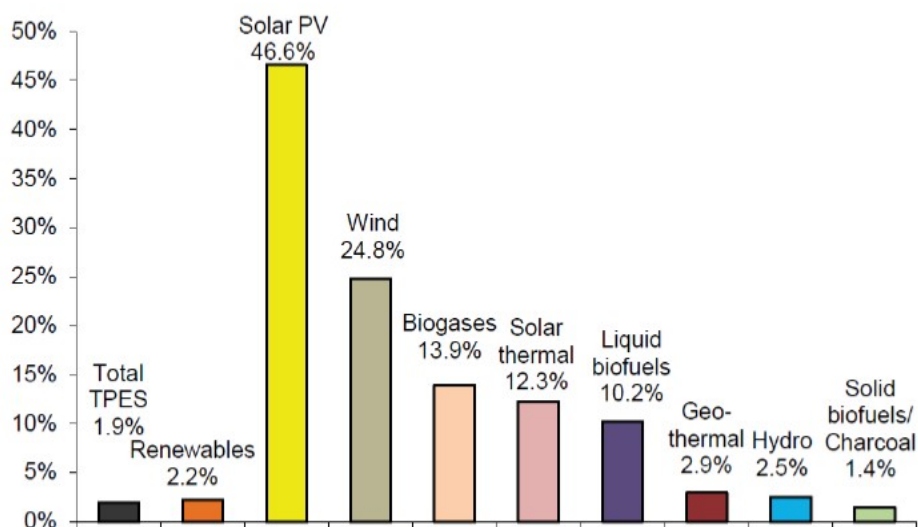
Εικόνα 2: Η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το 2013. (Πηγή: IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.)



Εικόνα 3: Η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παγκόσμια κατανάλωση τελικής ενέργειας για το 2013 (Πηγή: REN21, Renewables 2015 Global Status report.)

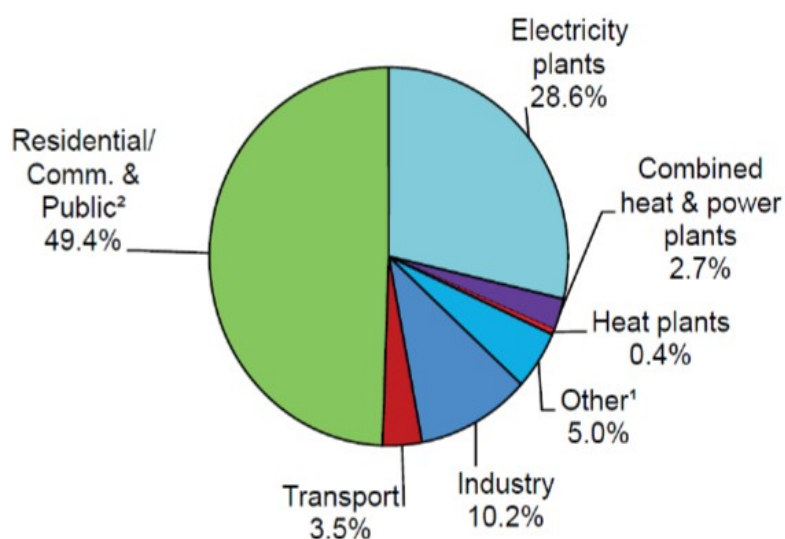
Τέλος, αναφορικά με το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας από τις ΑΠΕ, το κόστος αυτό για την υδροηλεκτρική, τη γεωθερμική και την αιολική ενέργεια είναι συγκρίσιμο και μερικές φορές μικρότερο από το αντίστοιχο κόστος με τη χρήση συμβατικής ενέργειας.

Στο χρονικό διάστημα 1990-2013 η συνολική παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ παρουσίασε μέση αύξηση 2,2%, λίγο μεγαλύτερη από τη μέση αύξηση της παγκόσμιας παραγωγής ενέργειας (1,9%), όπως απεικονίζεται στην Εικόνα 4.



Εικόνα 4: Ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης των ΑΠΕ κατά τη χρονική περίοδο 1990-2013. (Πηγή: IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.)

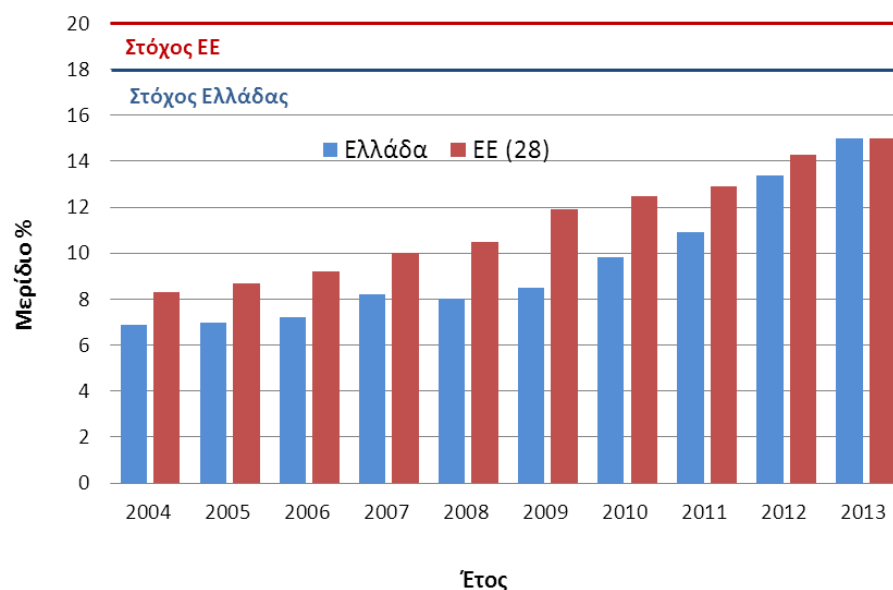
Σχετικά με τους τομείς κατανάλωσης της ενέργειας από τις ΑΠΕ (για το 2013), η περισσότερη ενέργεια, σχεδόν 50%, καταναλώνεται σε οικιακές και εμπορικές χρήσεις (θέρμανση χώρων, κλιματισμός, φωτισμός, μαγείρεμα κτλ.), ενώ η παραγωγή ηλεκτρισμού κατέχει το 29% της παραγωγής (Εικόνα 5).



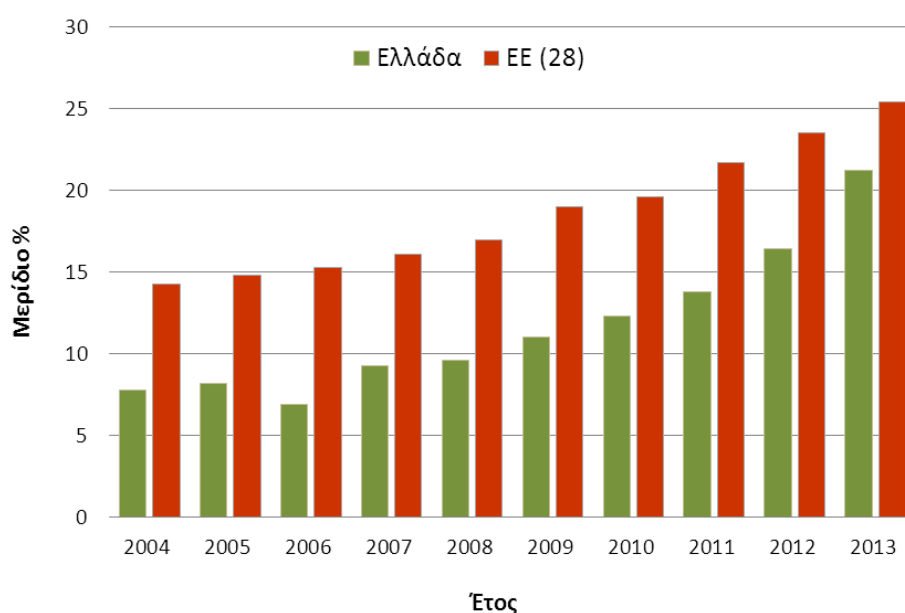
Εικόνα 5: Κατανάλωση ΑΠΕ ανά τομέα δραστηριότητας για το 2013. (Πηγή: IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.)

1.5 Οι ΑΠΕ στην Ελλάδα

Στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη Ελλάδα το 2014 (σύνολο 50.380 GWh) το κυρίαρχο ορυκτό καύσιμο που χρησιμοποιείται είναι ο λιγνίτης, με τις ΑΠΕ να ακολουθούν με περίπου 22%. Οι Εικόνες 6 και 7 παρουσιάζουν την εξέλιξη της συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στις χώρες της Ε.Ε. και στην Ελλάδα για την περίοδο 2004-2013. Στην Εικόνα 6 παρουσιάζονται και υποχρεωτικοί στόχοι, 18% για τη χώρα μας και 20% για την ΕΕ-28.



Εικόνα 6: Μερίδιο και στόχοι για το 2020 των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στην ΕΕ και στη χώρα μας. (Πηγή: Eurostat.)



Εικόνα 7: Μερίδιο των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ και στη χώρα μας. (Πηγή: Eurostat.)

Στην Εικόνα 8 παρουσιάζονται τα στοιχεία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) (www.rae.gr) σχετικά με τα έργα ΑΠΕ και την αδειοδοτική τους πορεία στην Ελλάδα ανά τεχνολογία (τελευταία ενημέρωση 31.10.2012).

Ομάδα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας - Στατιστικά στοιχεία ΑΠΕ



ΠΙΝΑΚΑΣ 1.3: ΣΤΑΔΙΟ ΑΔΕΙΟΔΟΤΙΚΗΣ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑΣ ΕΡΓΩΝ ΑΠΕ ΑΝΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ		Με Άδεια ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ		Με Άδεια ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ		Με ΕΠΟ		Με Άδεια ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ⁽²⁾	Αιτήσεις σε αξιολόγηση ⁽³⁾	
			% επί Συνολ. Αδειών Παρ / Ισχύος ⁽¹⁾		% επί Συνολ. Αδειών Παρ / Ισχύος ⁽¹⁾		% επί Συνολ. Αδειών Παρ / Ισχύος ⁽¹⁾			% επί Συνολ. Αιτήσεων σε αξιολόγηση / Ισχύος
Αιολικά	Πλήθος	180	16,5%	105	9,6%	180	16,5%	1091	588	78,2%
	Ισχύς (MW)	1558,2	6,7%	1623,4	7,0%	3223,1	13,9%	23193,5	23525,5	96,4%
Βιομάζα	Πλήθος	10	11,2%	8	9,0%	7	7,9%	89	21	2,8%
	Ισχύς (MW)	43,6	9,8%	25,0	5,6%	29,5	6,6%	447,0	173,1	0,7%
Γεωθερμία	Πλήθος	0	0,0%	0	0,0%	1	100,0%	1	4	0,5%
	Ισχύς (MW)	0,0	0,0%	0,0	0,0%	8,0	100,0%	8,0	20,0	0,1%
Μικρά Υδροηλεκτρικά	Πλήθος	98	22,6%	37	8,5%	28	6,5%	433	80	10,6%
	Ισχύς (MW)	200,1	20,6%	50,3	5,2%	70,3	7,3%	969,6	152,5	0,6%
Φωτοβολταϊκά	Πλήθος	39	39,8%	25	25,5%	31	31,6%	98		
	Καταλαμβάνονται από τις διατάξεις του ν.3851 (έως 0,5MW)	Ισχύς (MW)	1,9	8,3%	10,3	44,6%	10,0	43,3%	23,1	
	Πλήθος	10	15,6%	22	34,4%	27	42,2%	64		
	Καταλαμβάνονται από τις διατάξεις του ν.3851 (από 0,5 MW έως 1MW)	Ισχύς (MW)	8,2	15,0%	18,9	34,7%	22,7	41,5%	54,5	
Σύνολο	Πλήθος	138	12,0%	267	23,1%	355	30,8%	1154	1	0,1%
	Ισχύς (MW)	248,9	5,5%	633,6	14,0%	1408,6	31,2%	4515,5	100,0	0,4%
Ηλιοθερμικά	Πλήθος	0	0,0%	1	1,2%	24	29,6%	81	58	0,2%
	Ισχύς (MW)	0,0	0,0%	27,0	6,6%	44,5	10,9%	406,8	424,3	1,7%
Σύνολο	Πλήθος	426	15,0%	418	14,7%	595	20,9%	2849	752	100,0%
	Ισχύς (MW)	2050,8	6,9%	2359,3	8,0%	4784,1	16,2%	29540,4*	24395,3	100,0%

⁽¹⁾ Ποσοστά ως προς το σύνολο των έργων με Άδεια Παραγωγής

⁽²⁾ Συμπεριλαμβάνονται τα έργα με Άδεια Εγκατάστασης, Άδεια Λειτουργίας, Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων, Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση.

⁽³⁾ Δεν συμπεριλαμβάνονται αιτήσεις παραγωγής, αιτήσεις απορριφθείσες από Υπουργείο, αιτήσεις με αρνητική απόφαση ΡΑΕ, ανακλήσεις αδειών παραγωγής, απαράδεκτες - μη πλήρεις αιτήσεις καθώς και αυτές που έχουν αποσυρθεί από τους αιτούντες

* Η διαφορά της συνολικής ισχύος των έργων με Άδεια Παραγωγής με αυτή που παρουσιάζεται στο Πίνακα 1.1 οφείλεται στο γεγονός ότι για τον Πίνακα 1.1 οι υπολογισμοί έγιναν με βάση την ισχύ της εκάστοτε Άδειας Παραγωγής όπως αυτή έχει εκδοθεί από το Υπουργείο ή τη ΡΑΕ, ενώ για τον παρόντα Πίνακα οι υπολογισμοί έγιναν λαμβάνοντας υπόψη τυχόν διαφοροποίηση της ισχύος της Άδειας Λειτουργίας / Άδειας Εγκατάστασης.

* * Αφορά αιτήσεις αδειών παραγωγής φωτοβολταϊκών σταθμών ενταγμένων στο Ν. 3894/2010 περί Στρατηγικών Επενδύσεων (Fast track). Δεν συμπεριλαμβάνονται 358 αιτήσεις ισχύος 4277,5 MW για τις οποίες ισχύει αναστολή αξιολόγησης σύμφωνα με την από 10.08.2012 ανακοίνωση του ΥΠΕΚΑ

Εικόνα 8: Στατιστικά στοιχεία ΑΠΕ από ΡΑΕ

1.6 Νομοθετικό πλαίσιο των 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.

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.

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 **N. 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. [www.cres.gr].

Ο **N.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 **N. 2773/1999** ιδρύθηκε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας 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 [www.rae.gr]

Ο **N. 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.

Με το **N. 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 **N. 3175/2003** 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 που συνεισφέρει στη βιώσιμη ανάπτυξη.

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

Ο **N. 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 2.4), αφετέρου καθόρισε την διαδικασία αδειοδότησης για εγκατάσταση και λειτουργία, καθώς και την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας της ισχύος Υβριδικών Σταθμών.

Ο **N. 3851/2010** για τις Α.Π.Ε. «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής» ψηφίστηκε στη Βουλή την 25 Μαΐου 2010.

Το 2008 εκδόθηκε η **KYA 49828 ΦΕΚ 2464/Β/3.12.2008** «Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας» με σκοπό:

- Τη διαμόρφωση πολιτικών χωροθέτησης έργων ΑΠΕ, ανά κατηγορία δραστηριότητας και κατηγορία χώρου, βάσει των διαθέσιμων σε εθνικό επίπεδο στοιχείων.

- Την 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.

- Τη δημιουργία ενός αποτελεσματικού μηχανισμού χωροθέτησης των εγκαταστάσεων ΑΠΕ, ώστε να επιτευχθεί ανταπόκριση στους στόχους των εθνικών και ευρωπαϊκών πολιτικών.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ – ΑΝΑΣΤΡΕΨΙΜΑ ΥΗΕ

2.1 Αναγκαιότητα αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας συνεπάγεται 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 αυτό τον τρόπο, το ποσό ενέργειας που απορρίπτεται όταν οι δυνατοί άνεμοι συνδυάζονται με χαμηλή ζήτηση, θα αποθηκεύεται και θα χρησιμοποιείται σε περιόδους που η ζήτηση είναι υψηλή και η αιολική ενέργεια μη επαρκής.

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). 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.

2.2 Το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης

Η Κρήτη τροφοδοτείται από αυτόνομο δίκτυο της ΔΕΗ. Το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) της Κρήτης αποτελείται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, (ατμοστρόβιλους, αεριοστρόβιλους, νηζελογεννήτριες) καθώς και από ανεμογεννήτριες (από το 1999). Το ΣΗΕ της Κρήτης χαρακτηρίζεται από σχετικά χαμηλό φορτίο βάσης, λόγω της περιορισμένης βιομηχανικής δραστηριότητας, έντονες εποχιακές διακυμάνσεις της ενεργειακής ζήτησης, λόγω του τουρισμού, και υψηλό ρυθμό αύξησης της ενεργειακής ζήτησης λόγω οικονομικής ανάπτυξης του νησιού.

Η εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών (θερμικών) σταθμών (Χανιά, Ηράκλειο, Αθρινόλακκος) είναι (2014): 819,25 MW (ονομαστική ισχύς) και η παραγόμενη ενέργεια 2.524 TWh. Η αδειοδοτημένη ισχύς συμπεριλαμβάνει το νέο σταθμός της Κορακιάς 500MW (Φυσικό Αέριο) και την Γ' Φάση Αθρινόλακκου 100 MW. Όσον αφορά στο φορτίο του Νησιού η αιχμή ανέρχεται στα 601,70 MW (2014) και η συνολική κατανάλωση 3TWh. (ΔΕΔΔΗΕ, 2014).

Η ενέργεια που παρήγαγαν οι θερμικές μονάδες στην Κρήτη το έτος 2014 είναι 166.827,45 MWh ενώ η ενέργεια των μονάδων ΑΠΕ 51.431,08 MWh.

Έτσι διαμορφώθηκε το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή στο 23,56%.

Ο ΔΕΔΔΗΕ τον Φεβρουάριο 2015 κατέγραψε στην Κρήτη 194,36 MW εγκατεστημένη ισχύ σε ΑΠΕ και 78,29 MW σε φωτοβολταϊκά, σύνολο 272,95 MW (Η Κρήτη κατατάσσεται στην πρώτη θέση, με δεύτερη τη Ρόδο με 67,31 MW.)

Σε ότι αφορά στην παραγωγή ενέργειας και σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ, η Κρήτη έδωσε από ΑΠΕ 44.827,48 MWh και 6.603,60 MWh από φωτοβολταϊκά, σύνολο 51.431,08.

Ο συνδυασμός των ΑΠΕ με συστήματα αποθήκευσης της ενέργειας (Υβριδικοί Σταθμοί- Αιολικά με αντλησιοταμίευση) με στόχο την παραγωγή εγγυημένης ενέργειας αποτελούν τη βέλτιστη λύση για την διείσδυση των Α.Π.Ε. στο αυτόνομο ΣΗΕ της Κρήτης, επιτυγχάνοντας:

- Αύξηση της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής.
- Αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, για την επίτευξη των εθνικών στόχων.
- Περιορισμό της παραγωγής ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς.
- Μείωση των εκπομπών CO², προστασία του περιβάλλοντος.
- Ευστάθεια του δικτύου.
- Μείωση του ειδικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Κρήτη χαρακτηρίζεται από άριστη γεωμορφολογία για Υβριδικούς Σταθμούς. (Νικολάου και Σταυρακάκης, 2012). Για την Κρήτη έχουν κατατεθεί αιτήσεις Υβριδικών αιολικών Σταθμών εγγυημένης ισχύος 240MW και έχουν αδειοδοτηθεί από τη ΡΑΕ τέσσερις (4) Υβριδικοί Σταθμοί εγγυημένης ισχύος 97,1 MW. (www.rae.gr).

2.3 Ορισμός Υβριδικών Σταθμών (ΥΒΣ)

Σύμφωνα με τον Νόμο 3468/2006 (Φ.Ε.Κ. 129/Α'/27.6.2006), «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.

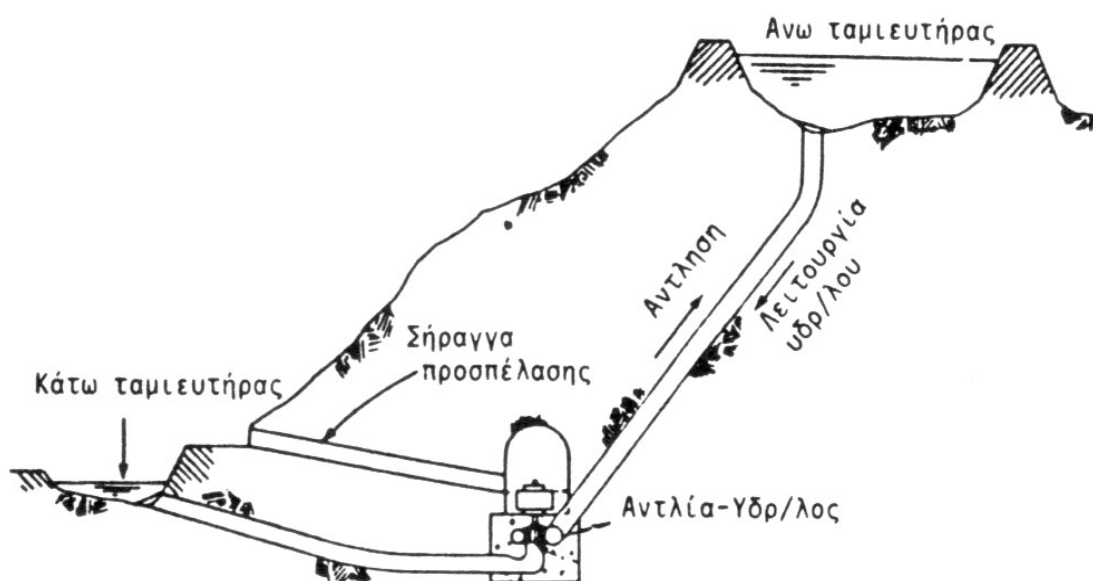
Ως ενέργεια που απορροφά ο ΥΒΣ από το Δίκτυο, ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδό της στο σταθμό και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο Δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται, για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, σε ωριαία βάση.

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%.

2.3 Περιγραφή των αναστρέψιμων ΥΗΕ

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 από δύο ταμιευτήρες (αντλησιοταμιευτήρες) με υψομετρική διαφορά, που συνδέονται με έναν ή περισσότερους αγωγούς, από αντλίες και στροβίλους, όπως φαίνεται στην Εικόνα 9.



Εικόνα 9: Σύστημα αντλησιοταμίευσης με δύο ταμιευτήρες.

Η άντληση του νερού γίνεται κατά τη διάρκεια των ωρών ή ημερών χαμηλής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από την περίσσεια ενέργειας των μεγάλων μονάδων. 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.

Τα αναστρέψιμα ΥΗΕ διακρίνονται κύρια από τον ρυθμό εναλλαγής της λειτουργίας τους, από την 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.

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 υδροστροβίλο, 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 (υδροστρόβιλος 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 (Παπαντώνης, 1995).

2.4 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 (Νικολάου, 2003; Kaldelis, 2002; Black and Strbac, 2006; Ancona et al., 2003; Somaraki, 2003; Bakos, 2002). 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 (Νικολάου, 2003; Kaldelis, 2002; Bakos, 2002). 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 (Anagnostopoulos and Papantonis, 2007).

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 (Kaldelis and Kavadias, 2001; Kaldelis et al., 2002) 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 (2001) διατύπωσαν μια μέθοδο για την αντιστάθμιση της μεταβλητότητας του ανέμου στη απελευθερωμένη αγορά της

ενέργειας, χρησιμοποιώντας εμπορικούς συμβιβασμούς. Οι Korras κ.α. (2002) μελέτησαν μια μέθοδο για τον χρονοπρογραμματισμό και τη λειτουργία των Α/Π χρησιμοποιώντας αποθήκευση της αιολικής ενέργειας. Οι Castropuono και Peças Lopes (2004) στην μελέτη τους χρησιμοποίησαν αλγόριθμο δυναμικού προγραμματισμού για την στρατηγική λειτουργία του αντλησιοταμιευτικού συστήματος. Οι Κατσαπράκης κα (Katsaprakakis et al., 2007) μελέτησαν την εισαγωγή συστημάτων αντλησιοταμίευσης στο ΣΗΕ Κρήτης με σκοπό την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και την κάλυψη των αιχμών ζήτησης ισχύος από τους υδροστροβίλους. Η Νικολάου (2003) μελέτησε τη βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης των συνιστωσών έργου αποταμίευσης και παραγωγής ενέργειας, εκμεταλλευόμενο την απορριπτόμενη ισχύ από τα αιολικά πάρκα της Σητείας στην Κρήτη, χρησιμοποιώντας επαναληπτικές μεθόδους βελτιστοποίησης. Οι Αναγνωστόπουλος και Παπαντώνης (2007) χρησιμοποίησαν «εξελικτικούς αλγόριθμους - 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.

2.5 Παραδείγματα – έργα Αναστρέψιμων ΥΗΕ

Η πρώτη εμφάνιση αυτών των συστημάτων έγινε στο Festiniog της Ουαλίας 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 στο εξωτερικό όσο και στην Ελλάδα. 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 (www.energy.org.uk).

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 (Εικόνες 10 και 11).

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 συμφερότερους όρους. Οι

αναστρέψιμες μονάδες στο ΥΗΕ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα φαίνονται στην Εικόνα 12 (Τριανταφύλλης, 2006).



Εικόνα 10: ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα (3x 105 MW/1985-86/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ)



Εικόνα 11: Θησαυρού στο Νέστο (3x127 MW/1998/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ)



Εικόνα 12: Οι αναστρέψιμες μονάδες στο ΥΗΕ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα

Το πρώτο αναστρέψιμο ΥΗΕ έργο στην Ελλάδα, που θα εκμεταλλεύεται αιολική ισχύ κατασκευάζεται στην Ικαρία από τη ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. Ο Υβριδικός Σταθμός αποτελείται από αιολικό πάρκο, τρεις υδροστροβίλους τύπου Pelton και έναν αντλητικό σταθμό. Τα αποτελέσματα από διάφορες οικονομοτεχνικές μελέτες του έργου ήταν πολύ ενθαρρυντικά (Theodoropoulos et al., 2001) και ο σταθμός αναμένεται να παράγει 23 GWh ετησίως, με σχεδόν το 1/3 να προέρχεται από την αποθηκευμένη ενέργεια.

Στην Κρήτη, ο Ο.Α.Κ. Α.Ε. (www.oakae.gr) εκπόνησε το 2008 μελέτες προσομοίωσης (Nikolaou et al. 2008) για την ενεργειακή αξιοποίηση του Φράγματος Ποταμών και καθόρισε τα χαρακτηριστικά, τα μεγέθη και τη λειτουργία Υβριδικού Σταθμού (ΥΒΣ) (αιολικά πάρκα και σύστημα άντλησης ταμίευσης) που θα χρησιμοποιεί σαν κάτω ταμιευτήρα τον ταμιευτήρα του φράγματος. Ακολούθησε δημόσια διαβούλευση επί του σχεδίου και της διακήρυξης του διεθνούς ανοιχτού διαγωνισμού με τίτλο: «Ενεργειακή Αξιοποίηση του Φράγματος Ποταμών Νομού Ρεθύμνου-Μελέτη, χρηματοδότηση, κατασκευή, διαχείριση και εκμετάλλευση Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας». Ο Διαγωνισμός διεξήχθη την 31.03.2011, ακολούθησε αξιολόγηση από επιτροπή που συγκροτήθηκε με την εκπροσώπηση φορέων της Κρήτης (πρ. Ο.Α.ΔΥ.Κ., ΤΕΕ, Περιφέρεια Κρήτης κλπ.) και επιλέχθηκε ως ανάδοχος υλοποίησης του Σχεδίου του Ο.Α.Κ. Α.Ε. η ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ (Νικολάου και Σταυρακάκης, 2010).

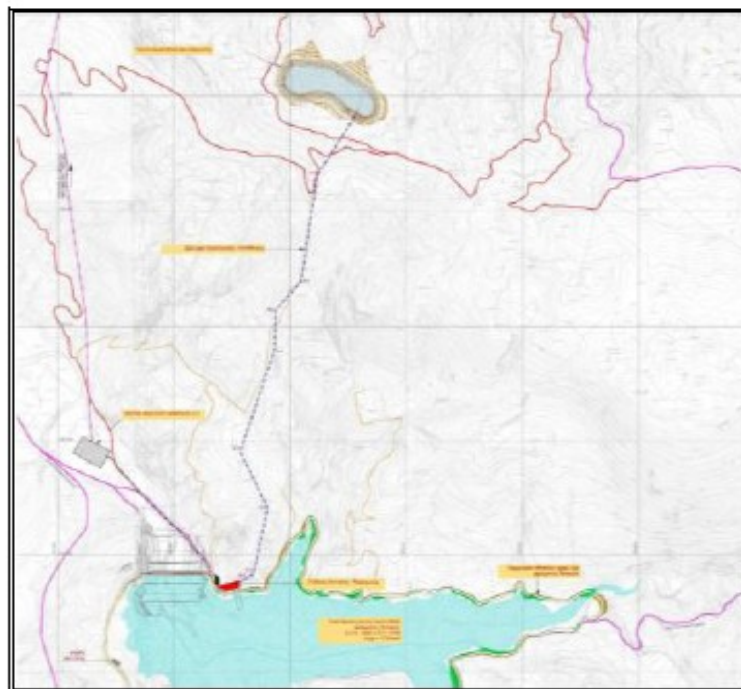
Πρόκειται για έργο ΑΠΕ, εγγυημένης ισχύος 50 MW, που συνδυάζει τη λειτουργία δύο αιολικών πάρκων συνολικής ισχύος 89 MW και ενός αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού συστήματος ισχύος άντλησης 108 MW, στο οποίο ο κάτω ταμιευτήρας είναι ο ταμιευτήρας του Φράγματος Ποταμών, ενώ λιμνοδεξαμενή 1.150.000 m³, χωροθετημένη στην περιοχή «Γκαργκάνη» Χαρκίων του Δήμου Ρεθύμνης, σε υψομετρική διαφορά 450 m θα αποτελεί των άνω ταμιευτήρα του έργου. Ο ΥΒΣ θα συμβάλλει ιδιαίτερα στην μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην Κρήτη και στην σταθεροποίηση του δικτύου. Οι μειώσεις των ρύπων από τους υφιστάμενους συμβατικούς σταθμούς της ΔΕΗ στην Κρήτη είναι μεγάλες (Νικολάου και Μαμαγκάκης 2013).

Το έργο αυτό, που έχει λάβει άδεια παραγωγής από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, έχει αναπτυξιακό χαρακτήρα, είναι πρωτοποριακό, με προοπτική να επεκταθεί άμεσα και να καλύψει τις ολοένα και αυξανόμενες ενεργειακές ανάγκες της Κρήτης και θα αποφέρει σημαντικά και μακροχρόνια οφέλη στην ανάπτυξη της Κρήτης. Τέλος, όσον αφορά την συμβολή του έργου, το οποίο έχει προϋπολογισμό 230.000.000 ευρώ, στην τοπική αλλά και εθνική ανάπτυξη, θα αποφέρει σημαντικά ανταποδοτικά οφέλη προς τους ΟΤΑ στους οποίους θα εγκατασταθεί το έργο, καθώς και στο Ελληνικό Δημόσιο μέσω των φόρων και των ασφαλιστικών εισφορών. Σύμφωνα με τις μελέτες του έργου, τα αιολικά πάρκα θα παράγουν σε ετήσια βάση 284.362 MWh. Από αυτή την ενέργεια, θα αποθηκεύονται (υπό την μορφή δυναμικής ενέργειας στον άνω ταμιευτήρα με υψομετρική διαφορά 450 m) 225.522 MWh, ενώ

παράγεται εγγυημένα από τους υδροστροβίλους 153.210 MWh ετησίως και από τα αιολικά πάρκα 9.998 MWh ετησίως (απευθείας στο δίκτυο). Τα αιολικά πάρκα έχουν capacity factor 33,2%, ενώ η απόδοση αντλησιοταμίευσης είναι 67,9% (Νικολάου κα 2015).



Εικόνα 13: Το Φράγμα Ποταμών Ρεθύμνου (Νικολάου και Μαμαγκάκης, 2013)



Εικόνα 14: Ο ταμιευτήρας του Φράγματος και η άνω λιμνοδεξαμενή (Νικολάου και Μαμαγκάκης, 2013)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

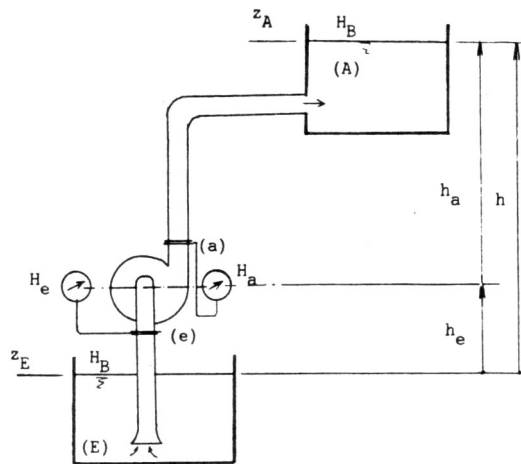
ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ

3.1 Αντλητική εγκατάσταση

3.1.1 Εισαγωγή - Ορισμοί

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**.

Στην Εικόνα 15 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 πτερωτή που αυτή είναι κατακόρυφη. Η z_a μετράται ως προς την ίδια στάθμη αναφοράς με τις z_E και z_A .



Εικόνα 15: Σχηματική διάταξη απλής αντλητικής εγκατάστασης.

Ως **γεωμετρικό ύψος αναρρόφησης h_e** ορίζεται η υψομετρική διαφορά:

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

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:

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

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.

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

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

4.1.2 Καθορισμός του σημείου λειτουργίας αντλητικής εγκατάστασης

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:

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

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

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 (4) και (5) προκύπτει:

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

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) 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:

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

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 γνωστών συνάρτηση της σχετικής τραχύτητας του αγωγού και του αριθμού Reynolds της ροής $Re_i = c_i d_i / \nu$. 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:

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

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

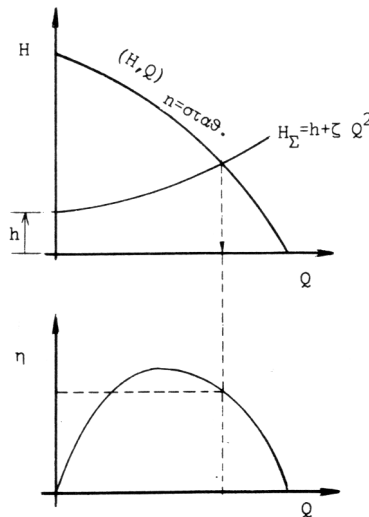
$$\delta h_{fEA} = \left[\sum \lambda_i \cdot \frac{l_i}{d_i} \frac{1}{2gf_i^2} + \sum \zeta_k \cdot \frac{1}{2gf_k^2} + \frac{1}{2gf_A^2} \right] \cdot Q^2 = \zeta_{EA} \cdot Q^2 \quad (9)$$

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:

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

Η εξίσωση (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), Εικόνα 16.



Εικόνα 16: 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 (Εικόνα 16). Άρα η ισχύς την οποία απορροφά η αντλία από τον κινητήρα θα είναι ίση με:

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

όπου:

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

4.1.3 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. 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 σπηλαίωση¹.

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) .

¹ 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.

4.1.4 Συνεργασία αντλιών

Στις πρακτικές εφαρμογές οι αντλητικές εγκαταστάσεις δεν έχουν την απλή διάταξη της Εικόνας 15. Περιλαμβάνουν περισσότερες από μία αντλίες του ίδιου ή διαφορετικού μεγέθους. Με την εγκατάσταση περισσότερων αντλιών στην ίδια αντλητική εγκατάσταση επιτυγχάνεται ευελιξία στη λειτουργία της εγκατάστασης. Οι πλέον κλασσικοί τρόποι συνεργασίας αντλιών σε αντλητική εγκατάσταση είναι η παράλληλη και η εν σειρά λειτουργία τους.

α) Παράλληλη λειτουργία αντλιών

Παράλληλα συνδεδεμένες είναι οι αντλίες όταν καταθλίβουν το υγρό σε κοινή σωλήνωση κατάθλιψης, όπως φαίνεται στην Εικόνα 17. 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 Κ για τους τρεις κλάδους που συγκλίνουν σε αυτόν προκύπτουν οι εξισώσεις :

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

$$H_{OK} = H_B + z_E + H_2(Q_2) - (\zeta_{e2} + \zeta_{a2}) \cdot Q_2^2 \quad (12\beta)$$

$$H_{OK} = H_B + z_A + \zeta_a \cdot Q^2 \quad (12\gamma)$$

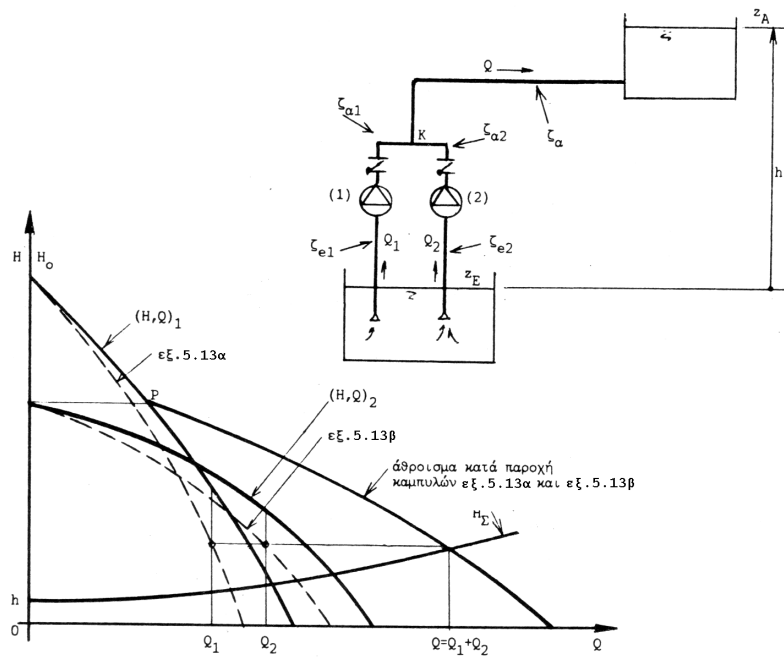
Στην περίπτωση δεξαμενών αναρρόφησης και κατάθλιψης ανοιχτών στην ατμόσφαιρα, αφαιρείται ο κοινός όρος της ατμοσφαιρικής πίεσης και από τις τρεις εξισώσεις. Αν αφαιρέσουμε και τη στάθμη z_E προκύπτουν οι:

$$H'_{OK} = H_1(Q_1) - (\zeta_{e1} + \zeta_{a1}) \cdot Q_1^2 \quad (13\alpha)$$

$$H'_{OK} = H_2(Q_2) - (\zeta_{e2} + \zeta_{a2}) \cdot Q_2^2 \quad (13\beta)$$

(13γ)

$$H'_{OK} = h + \zeta_a \cdot Q^2$$



Εικόνα 17: Σχηματική διάταξη παράλληλα συνδεδεμένων αντλιών. Καθορισμός του σημείου λειτουργίας της εγκατάστασης.

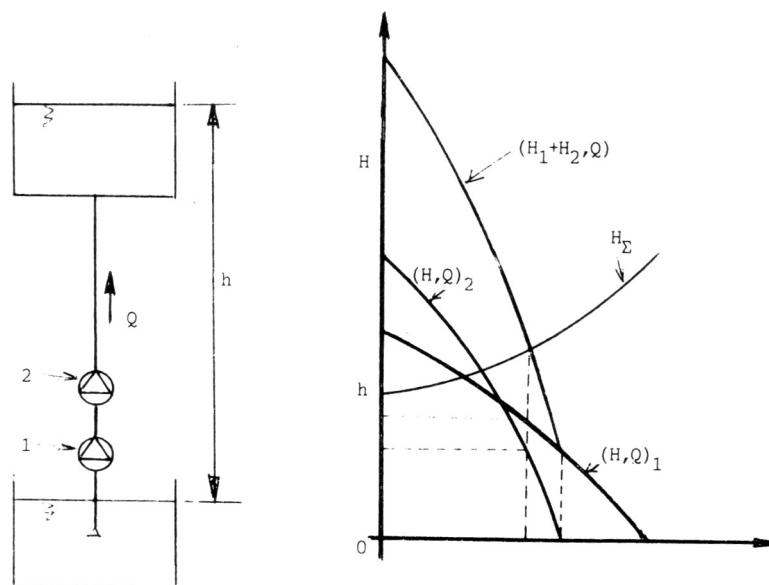
Με δεδομένες τις χαρακτηριστικές καμπύλες λειτουργίας των δύο αντλιών $H_1 = f(Q_1)$ και $H_2 = f(Q_2)$ είναι δυνατή η χάραξη των καμπυλών (13α,β,γ) στο διάγραμμα (H_o, Q) (Εικόνα 17). Η επίλυση των εξισώσεων και η ικανοποίηση της αρχής της συνέχειας γίνεται γραφαναλυτικά προσθέτοντας κατά παροχή τις καμπύλες (εξ.13α) και (13β). Η τομή της τελευταίας με την καμπύλη (13γ) 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 περισσότερων παράλληλα συνδεδεμένων αντλιών είναι χρήσιμη σε περιπτώσεις όπου επιδιώκεται σημαντική μεταβολή της διακινούμενης παροχής Q .

β) Εν σειρά λειτουργία αντλιών

Στην εν σειρά λειτουργία δύο ή περισσότερων αντλιών (Εικόνα 18) ισχύουν οι σχέσεις: $Q = Q_1 = Q_2$ και $H = H_1(Q_1) + H_2(Q_2)$. Το σημείο λειτουργίας της εγκατάστασης προκύπτει ως σημείο τομής της χαρακτηριστικής $H_Σ$ της σωλήνωσης με το καθ ύψος άθροισμα των χαρακτηριστικών των αντλιών 1 και 2. Στη συνέχεια από τις χαρακτηριστικές της κάθε αντλίας προκύπτει το σημείο λειτουργίας της κάθε μίας. Προφανώς η διακινούμενη παροχή με τις δύο εν σειρά αντλίες είναι μεγαλύτερη από αυτή που θα αντιστοιχούσε σε λειτουργία της κάθε μίας ξεχωριστά.



Εικόνα 18: Εν σειρά λειτουργία αντλιών.

Οι εν σειρά συνδεδεμένες αντλίες πρέπει να έχουν την ίδια περίπου παροχή, δηλαδή να είναι του ίδιου μεγέθους, ανεξάρτητα του ολικού ύψους.

Η εν σειρά λειτουργία αντλιών εφαρμόζεται συνήθως στην περίπτωση όπου είναι η επιθυμητή η αύξηση της διακινούμενης παροχής σε υπάρχουσα αντλητική εγκατάσταση. Η αύξηση της παροχής οφείλεται στην αύξηση των αναγκών ή στη μείωση της διακινούμενης παροχής, λόγω της αύξησης των υδραυλικών απωλειών, γεγονός που οφείλεται στην παλαιότητα της σωλήνωσης.

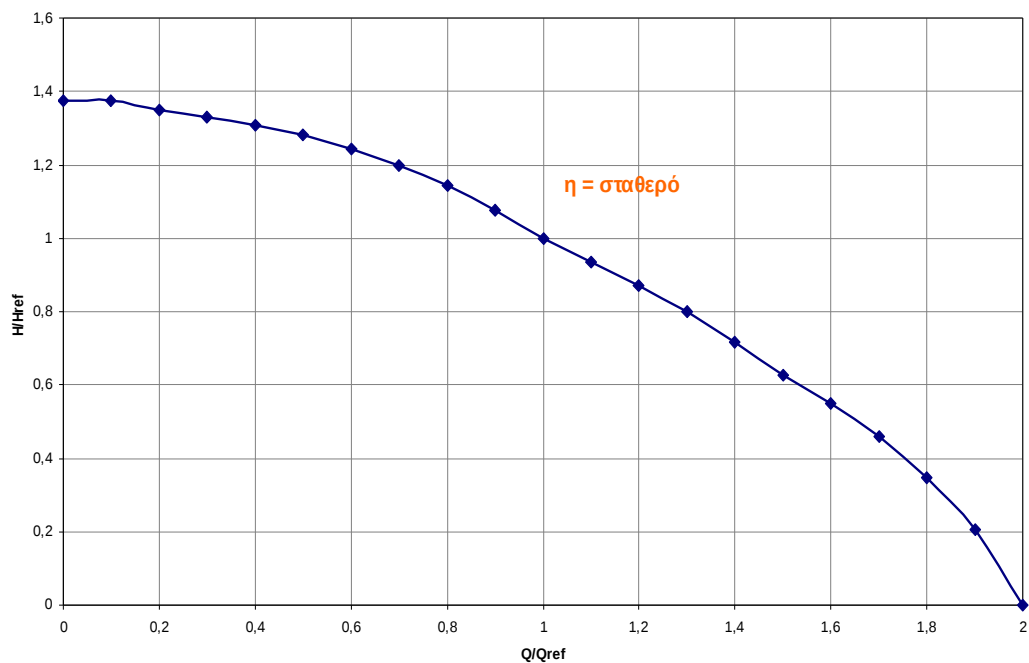
4.2 Προσομοίωση της λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης

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 4. Ως καμπύλες λειτουργίας έχουν εισαχθεί αυτές συγκεκριμένης τυποποιημένης αντλίας και δίνονται στις Εικόνες 19 και 20.

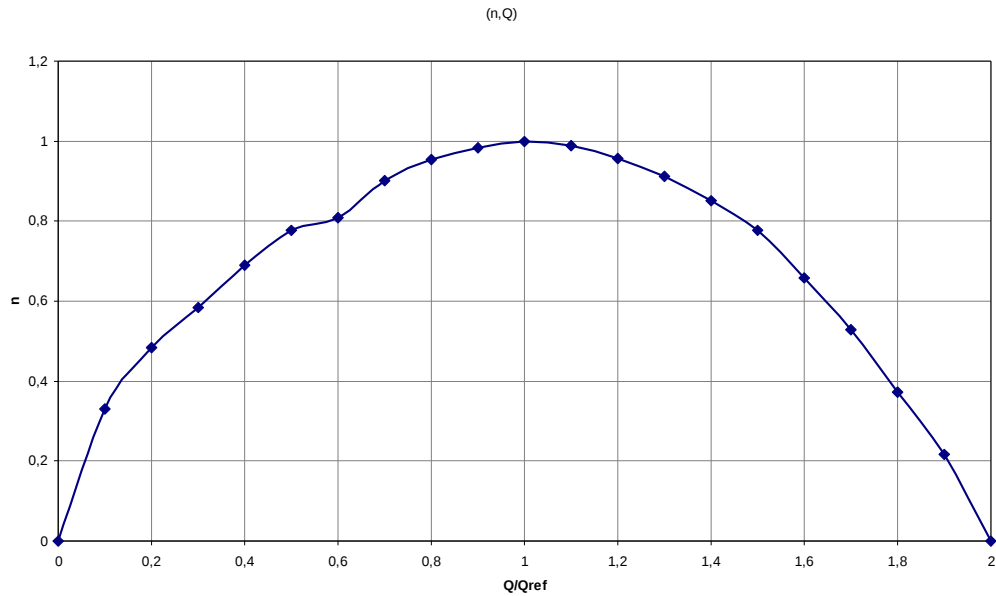
Εξετάζεται ταυτόχρονα η λειτουργία της αντλητικής εγκατάστασης με σταθερές ή μεταβλητές στροφές. Η δυνατότητα μεταβλητών στροφών γίνεται εφικτή εξοπλίζοντας κάθε αντλητικό συγκρότημα με Inverter συχνότητας. Η επιλογή μεταξύ της λειτουργίας με σταθερές ή μεταβλητές στροφές θα γίνει στο επόμενο κεφάλαιο με βάση οικονομοτεχνικά κριτήρια, δηλαδή εξετάζοντας το αν η αυξημένη δαπάνη του εξοπλισμού δικαιολογείται από την αύξηση της απορρόφησης ενέργειας.

Αδιάστατη Παροχή	Αδιάστατο Ύψος	Αδιάστατος Βαθμός Απόδοσης
Q/Q_{ref}	H/H_{ref}	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

(H,Q)



Εικόνα 19: Αδιάστατο ύψος της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.



Εικόνα 20: Βαθμός απόδοσης της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.

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:

$$H_\Sigma = \delta Z + \zeta \cdot Q^2 \quad (14)$$

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:

$$\delta h_f = f \frac{L}{D} \frac{c^2}{2g} \quad (15)$$

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

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left[\frac{K_s}{3,71D} + \frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{f}} \right] \quad (16)$$

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 ($Re = \frac{cD}{\nu}$)
- 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 $1,5 \cdot 10^{-3} \text{ m}$.

Για τη λειτουργία του Αναστρέψιμου ΥΗΕ που μελετούμε υπάρχουν οι παρακάτω εναλλακτικές καταστάσεις που εξαρτώνται από την απορριπτόμενη ισχύ και τις μηχανές.

Εάν η απορριπτόμενη ισχύς P_R είναι μικρότερη από μια ελάχιστη τιμή, έστω την P_{\min} , το αντλιοστάσιο δεν μπορεί να λειτουργήσει και άρα η απορροφούμενη ισχύς είναι ίση με μηδέν. Η ελάχιστη απορροφούμενη ισχύς για αντλιοστάσιο με μεταβλητές στροφές είναι μικρότερη από την ελάχιστη απορροφούμενη ισχύ του ίδιου αντλιοστασίου με σταθερές στροφές. Αυτό οφείλεται στην ευχέρεια που έχουμε όταν χρησιμοποιούμε αντλία μεταβλητών στροφών να εκμεταλλευόμαστε μικρά ποσά παροχής.

Εάν η απορριπτόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από τη μέγιστη ισχύ την οποία μπορεί να απορροφήσει το αντλιοστάσιο, έστω την P_{\max} , τότε το αντλιοστάσιο λειτουργεί υπό την πλήρη ισχύ του P_{\max} , οπότε η διαφορά ($P_R - P_{\max}$) δεν μπορεί να απορροφηθεί, δηλαδή αυτή η ποσότητα της απορριπτόμενης 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 απορριπτόμενη ενέργεια κατά το χρονικό βήμα δt , δηλαδή η ποσότητα:

$$E_R = P_R \cdot \delta t \quad (17)$$

Μετατρέπεται σε υδραυλική, ίση προς:

$$E_H = \rho \cdot g \cdot Q_P \cdot \delta t \cdot \delta Z \quad (18)$$

και σε απώλειες ή μη δυνατότητα μετατροπής της απορριπτόμενης 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:

$$\delta V = Q_P \cdot \delta t \quad (19)$$

Ισχύει λοιπόν:

$$E_R = E_H + \text{ΑΠΩΛΕΙΕΣ} \quad (20)$$

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 απορριπτόμενη ισχύς P_R είναι μικρότερη από την ελάχιστη, την P_{Pmin} του συγκεκριμένου αντλιοστασίου.
- Ενέργεια που δεν μπορεί να 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.

4.3 Παραγωγή Εγγυημένης Ισχύος

4.3.1 Αρχή της αξιοποίησης της υδραυλικής ενέργειας

Οι υδροστροβίλοι είναι οι μηχανές μέσω των οποίων μετατρέπεται η ενέργεια του υγρού σε μηχανική ενέργεια, δηλαδή σε κινητήρια ροπή στη στρεφόμενη άτρακτο της περωτής. 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 υδροστροβίλου.

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

$$h = z_E - z_A \quad (21)$$

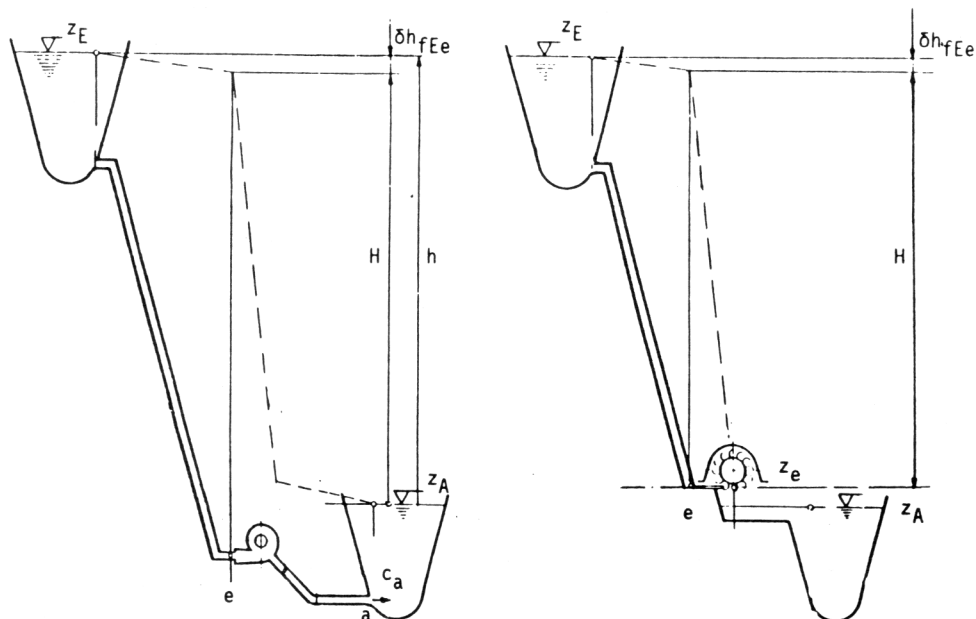
όπου z_E είναι η στάθμη του στον άνω ταμιευτήρα και z_A η στάθμη κατάντη του έργου, όπου πλέον η παροχή ακολουθεί τη φυσική της ροή. (Εικόνα 21) Λόγω του μεγάλου μεγέθους των ταμιευτήρων, η κινητική ενέργεια του νερού σε αυτούς θεωρείται αμελητέα και άρα η υδραυλική ενέργεια ανά μονάδα μάζας του νερού, 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:

$$N_h = \rho \cdot Q \cdot g \cdot h = \gamma \cdot Q \cdot h \quad (22)$$

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:

$$H = h - \delta h_f \quad (23)$$



Εικόνα 21: Αξιοποίηση της υδραυλικής πτώσης σε εγκατάσταση υδροστροβίλου (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:

$$H = h - \delta h_f - (z_e - z_A) = z_E - z_e - \delta h_f \quad (24)$$

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

Συνεπώς η διαθέσιμη υδραυλική ισχύς στον υδροστρόβιλο είναι ίση προς:

$$N_i = \gamma \cdot Q \cdot H \quad (25)$$

Από αυτή την ισχύ η δεσμευμένη από τον υδροστρόβιλο είναι :

$$N_c = N_i - \gamma \cdot Q \cdot c^2 / 2g \quad (26)$$

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:

$$H^* = H - c^2 / 2g \quad (27)$$

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

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

$$N = M \cdot \omega \quad (28)$$

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

4.3.2 Σύγχρονοι τύποι υδροστροβίλων

Οι υδροστρόβιλοι 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 πτερωτής προς τη μεταβολή της δυναμικής ενέργειας μεταξύ εισόδου και εξόδου από τη βαθμίδα.

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

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

β) Οι υδροστρόβιλοι δράσεως είναι μερικής προσβολής και σε κάθε χρονική στιγμή τμήμα μόνο της πτερωτής συμμετέχει στην ενεργειακή μετατροπή.

- μόνος τύπος υδροστροβίλου δράσεως που έχει επικρατήσει είναι ο υδροστρόβιλος Pelton, ενώ η παραλλαγή του, ο υδροστρόβιλος Turgo έχει εκλείψει.
- Ο υδροστρόβιλος Cross- Flow ή Banki κατασκευάζεται για μικρές ισχύεις (< 2 MW) και μικρές τιμές υδραυλικής πτώσης ($H<100m$).

4.3.3 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 υδροστρόβιλος 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 υδροστρόβιλος 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:

$$V_T = Q_T \cdot \delta t \quad (29)$$

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:

$$E_T = P_T \cdot \delta T \cdot 365 \quad (30)$$

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

4.4 Υπολογισμός της Καθαρής Παρούσας Αξίας

Καθαρή Παρούσα Αξία είναι το συνολικό καθαρό όφελος μιας επένδυσης, που προκύπτει ως διαφορά μεταξύ του λειτουργικού οφέλους και του συνόλου των δαπανών κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης. Η Κ.Π.Α προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$Κ.Π.Α. = \sum_{i=1}^N \frac{KTP}{(1+r)^i} - K \quad (31)$$

όπου:

- K το συνολικό κόστος επένδυσης
- KTP οι καθαρές ταμειακές ροές, δηλαδή η διαφορά μεταξύ των εσόδων από τις πωλήσεις και των πληρωμών για τους διάφορους συντελεστές παραγωγής
- r το επιτόκιο προεξόφλησης
- N ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης (διαχειριστική περίοδος)

Η αξιολόγηση του επενδυτικού σχεδίου προκύπτει ως εξής:

- Εάν $ΚΠΑ > 0$ έχουμε επιλογή του επενδυτικού σχεδίου.
- Εάν $ΚΠΑ < 0$ έχουμε απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου.

- Εάν ΚΠΑ=0 (οριακή κατάσταση) έχουμε αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή απόρριψη.

Για το έργο αποταμίευσης της απορριπτόμενης ενέργειας που μελετάται στην παρούσα εργασία και αναφερόμενοι στην οικονομοτεχνική μελέτη θεωρούμε ως δεδομένα:

- **Καθαρές Ταμειακές Ροές**

$KTP = \text{Έσοδα από την αξιοποίηση της ενέργειας} - \text{Λειτουργικά έξοδα}$

$$\text{Έσοδα} = \text{Παραγόμενη ενέργεια} * \text{τιμή KWh} \quad (32)$$

Τα Λειτουργικά Έξοδα είναι τα έξοδα προσωπικού και τα έξοδα συντήρησης. Αυτά ανέρχονται κατά προσέγγιση στο 4% των εσόδων, ποσό που προέκυψε από το μέσο όρο των ποσοστών που μας δόθηκαν από υπεύθυνους τέτοιων έργων στην Κρήτη.

- Η τιμή της κιλοβατώρας είναι ίση με 0,236€/KWh για ΥΒΣ της Κρήτης (Απόφαση ΡΑΕ 1333/2010 – 10.9.2010).
- Το επιτόκιο προεξόφλησης r είναι ίσο με 5 %
- Ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης N είναι 25 έτη
- Το συνολικό κόστος της επένδυσης K

Το κόστος K χωρίζεται στα εξής επιμέρους κόστη:

Κόστος ταμιευτήρα. Το κόστος ταμιευτήρα σε € δίνεται από τη σχέση:

$$K_{TANK} = 1090 \cdot V_{TANK}^{0.6} \quad (33)$$

όπου V_{TANK} ο όγκος του ταμιευτήρα σε m^3 .

Κόστος αγωγού προσαγωγής. Το κόστος αγωγού προσαγωγής περιλαμβάνει τα εξής κόστη:

$$\text{Κόστος υλικού} = 0,59 \text{ €/Kg} \quad (34)$$

$$\text{Κόστος επιφανειακής προστασίας} = 22 \text{ €/m}^2 \quad (35)$$

$$\text{Κόστος συγκολλήσεων} = 19,5 \text{ € ανά ραφή και in διαμέτρου} \quad (36)$$

Κόστος αντλίας. Το κόστος έκαστης αντλίας σε € δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$K_{PUMP} = 345 \cdot \frac{N^{0.70}}{H^{0.35}} \quad (37)$$

όπου N η ισχύς την οποία απορροφά η αντλία από τον κινητήρα, εξ.11.

Κόστος ηλεκτροκινητήρα. Το κόστος του σε € δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$K_{MOTOR} = 11370 \cdot \frac{N_M^{1.1}}{RPM_M^{0.776}}, \text{ όπου } N_M = 1.2 \cdot N_{PUMP}, RPM_M = 1500 \quad (38)$$

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

$$K_{INV} = 1160 \cdot N_{INV}^{0.70}, \text{ όπου } N_{INV} = 1.25 \cdot N_M \quad (39)$$

Κόστος υδροστροβίλου Pelton. Το κόστος του σε € δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$K_{TURB} = \frac{7}{10^8} Q^3 - 9,0035 \cdot Q^2 + 82,211 \cdot Q + 246255 \quad (40)$$

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

4.1 Εισαγωγή

Στην παρούσα εργασία μελετήθηκε το πρόγραμμα PUMPTUR.FOR το οποίο είχε αναπτυχθεί παλαιότερα 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.

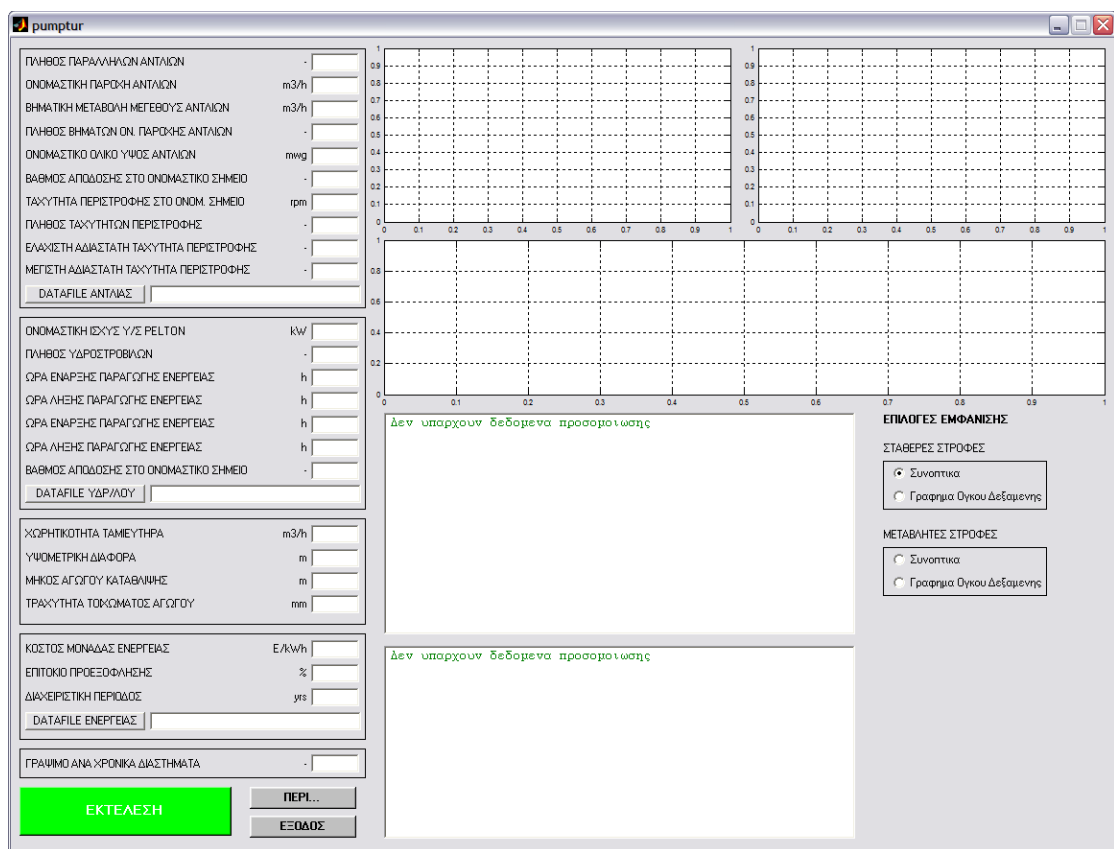
Το PUMPTUR ήταν γραμμένο στη γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN, η οποία όμως τείνει να εκλείψει καθώς έχει υποσκελιστεί από τα σύγχρονα προγραμματιστικά περιβάλλοντα. Το γεγονός αυτό επιβάλλει την μετατροπή του προγράμματος σε μια μορφή που θα εξασφαλίσει την συνέχιση της χρήσης του καθώς και την ευκολία βελτίωσης των χαρακτηριστικών του όπως ενσωμάτωση νέων βελτιώσεων, φιλικότητα προς το χρήστη, ταχύτητα, κτλ.

Στα πλαίσια της παρούσας πτυχιακής εργασίας, το πρόγραμμα PUMPTUR αναλύθηκε εκτενώς και μετατράπηκε σε παραθυρική μορφή μέσω του ευρέως διαδεδομένου προγράμματος αριθμητικών υπολογισμών MATLAB (εκδ. 2016a). Ο πλήρης κώδικας του προγράμματος δίνεται στο Παράρτημα Α, ενώ στην Εικόνα 22 παρουσιάζεται μια φωτογραφία (screenshot) του προγράμματος.

Εκτός από την μετατροπή του προγράμματος σε ένα πιο σύγχρονο προγραμματιστικό περιβάλλον, έγιναν και διάφορες βελτιώσεις που συνοψίζονται στα παρακάτω:

- Εργονομικός σχεδιασμός, φιλικός προς το χρήστη με την χρήση παραθυρικής φόρμας
- Μεταφερισιμότητα κώδικα, συμβατότητα με επόμενες εκδόσεις του περιβάλλοντος του MATLAB και ευκολότερη προσθήκη βελτιώσεων και νέων δυνατοτήτων στο πρόγραμμα
- Ευκολότερη μεταβολή των παραμέτρων χωρίς την απαίτηση επεξεργασίας του πηγαίου κώδικα και επαναμεταγλώττισής του
- Απλοποίηση της μορφής των αρχείων δεδομένων εισόδου

- Απευθείας έλεγχος εγκυρότητας των αρχείων δεδομένων εισόδου και εποπτικός έλεγχος των γραφημάτων της χαρακτηριστικής της αντλίας και του υδροστροβίλου καθώς και της χρονοσειράς ενέργειας
- Πιο ακριβείς υπολογισμοί καθώς όλες οι μεταβλητές δηλώνονται εξ'ορισμού ως διπλής ακρίβειας
- Εμφάνιση περισσότερων αποτελεσμάτων προσομοίωσης στο χρήστη
- Γραφική απεικόνιση χρονικής μεταβολής όγκου δεξαμενής με δυνατότητα επιλογής μεταξύ αντλιών σταθερών ή μεταβλητών στροφών



Εικόνα 22: Φωτογραφία προγράμματος pumptur.m.

Σε αυτή την μορφή το πρόγραμμα pumptur.m αποτελεί πλέον ένα εύχρηστο εργαλείο για την προσομοίωση της λειτουργίας υδροηλεκτρικής εγκατάστασης άντλησης και παραγωγής ενέργειας για την απορρόφηση της απορριπτόμενης ισχύος αιολικού πάρκου καθώς και για την οικονομοτεχνική ανάλυση μιας τέτοιας επένδυσης.

4.2 Πιστοποίηση λειτουργίας: Έργο Σητείας

Προκειμένου να επιβεβαιωθεί η ορθή και χωρίς σφάλματα εκτέλεση του προγράμματος διενεργήθηκαν έλεγχοι σε διάφορα στάδια ανάπτυξης του κώδικα. Ειδικότερα, ελέγχθηκαν όλα τα ενδιάμεσα και τελικά αποτελέσματα που παράγει ο κώδικας και συγκρίθηκαν με το αρχικό πρόγραμμα σε FORTRAN, `pumptur.for`.

Ως έργο αναφοράς και ελέγχου χρησιμοποιήθηκε το έργο αποταμίευσης και παραγωγής ενέργειας από την ομάδα αιολικών πάρκων Σητείας (Πίνακας 5). Η αιολική ενέργεια που απορρίπτεται από το σύστημα λόγω τεχνικών ελαχίστων και περιορισμένης διείσδυσης στο σύστημα, απορροφάται από αντλητική εγκατάσταση, η οποία την μετατρέπει σε υδραυλική. Αυτό επιτυγχάνεται με άντληση νερού από μία κάτω δεξαμενή σε μία υψηλότερη. Η υδραυλική αυτή ενέργεια μετατρέπεται εκ νέου σε ηλεκτρική τροφοδοτώντας το ηλεκτρικό δίκτυο με εγγυημένη ενέργεια. Πρόκειται δηλαδή για παραγωγή συγκεκριμένης ηλεκτρικής ισχύος επί συγκεκριμένο χρονικό διάστημα καθημερινά.

Ιδιοκτήτρια Εταιρία	Αριθμός Α/Γ	Ισχύς Α/Γ (KW)	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
Α/Π ΑΧΛΑΔΙΩΝ Α.Ε.	20	500	10
ΑΝΕΜΟΕΣΣΑ Α/Π	10	500	5
Α/Π ΚΡΥΩΝ Α.Ε.	10	500	10

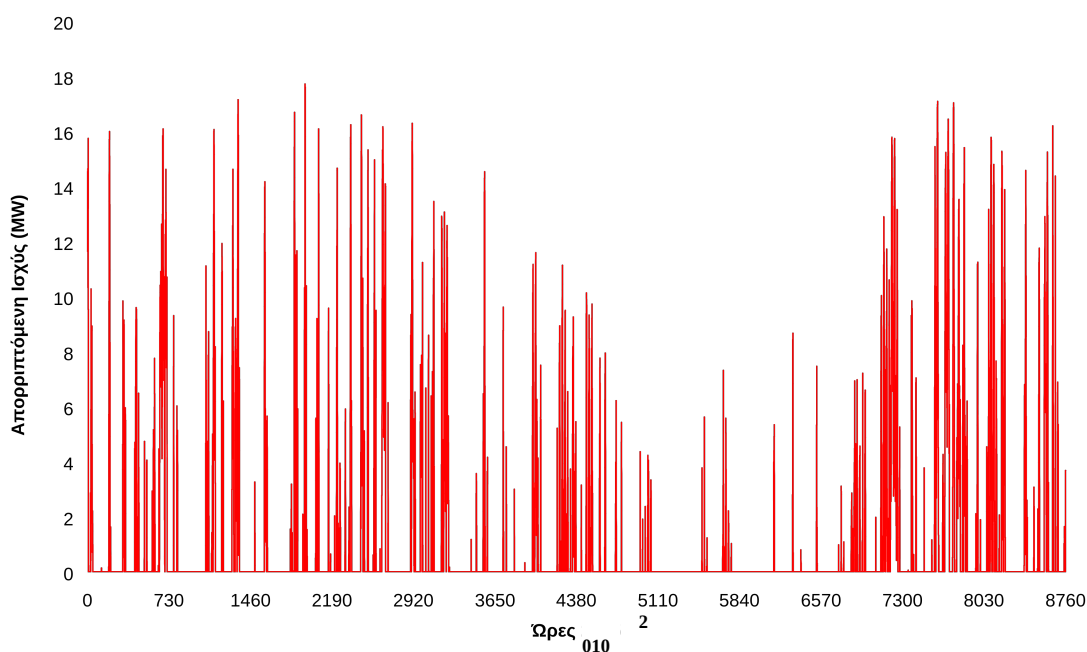
Αντικείμενο της βελτιστοποίησης ήταν η διαστασιολόγηση των ακολούθων στοιχείων του συστήματος.

1. 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.
2. Της διαμέτρου του αγωγού μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής. Ο αγωγός αυτός λειτουργεί ως καταθλιπτικός αγωγός κατά τη λειτουργία αποθήκευσης και ως αγωγός προσαγωγής κατά τη λειτουργία παραγωγής.
3. Της εγγυημένης ισχύος P_E , η οποία θα παράγεται κατά τις δεδομένες ώρες παραγωγής.
4. Της χωρητικότητας των δύο δεξαμενών, λαμβάνοντας υπόψη ότι σύμφωνα με τοπολογικά δεδομένα αυτή δεν μπορεί να ξεπερνά τα 120.000 m^3 περίπου.

Το κριτήριο με το οποίο πραγματοποιήθηκε η διαστασιολόγηση ήταν ο λόγος $\frac{\text{παραχόμενη ενέργεια}}{\text{απορριπτόμενη ενέργεια}}$ που είναι ουσιαστικά ο βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης. Η βέλτιστη επιλογή ήταν αυτή για την οποία ο λόγος σταθεροποιείται και ανεξαρτητοποιείται των μεταβλητών. Τα δεδομένα του προβλήματος είναι:

Χρονοσειρά απορριπτόμενης ενέργειας.

Πρόκειται για τη χρονοσειρά απόρριψης του έτους 2010, όπως έχει αυτή εκτιμηθεί. Στην Εικόνα 23 δίνεται η χρονοσειρά της απορριπτόμενης ενέργειας με χρονικό βήμα 1 ώρας. Από την ολοκλήρωση της καμπύλης αυτής προκύπτει ότι η ενέργεια που απορρίπτεται συνολικά στο διάστημα ενός έτους είναι ίση προς 9.774,97 MWh.



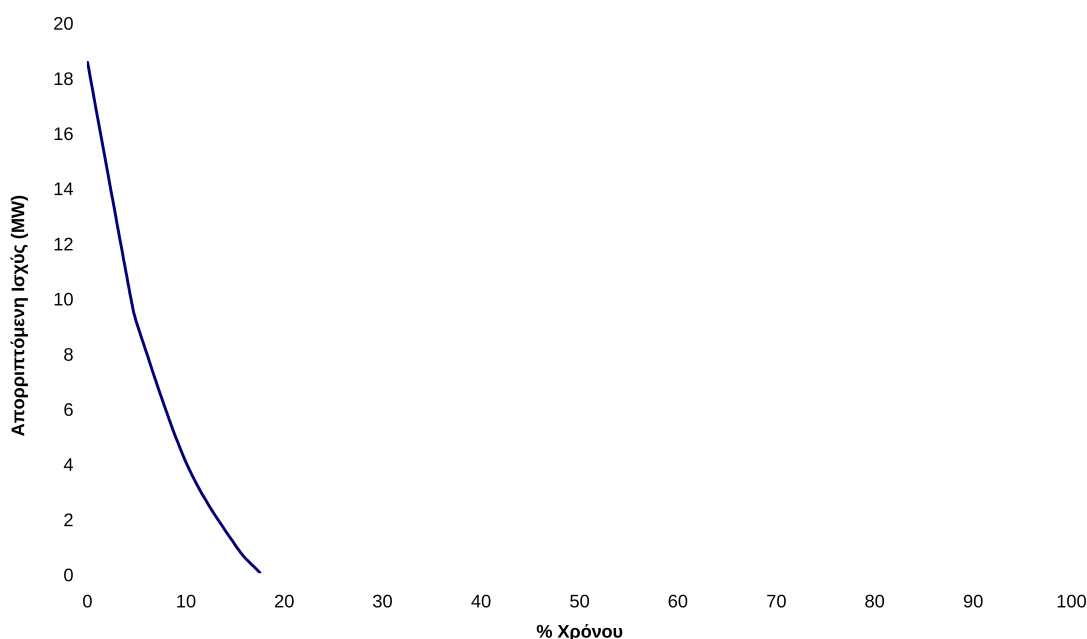
Εικόνα 23: Χρονοσειρά απορριπτόμενης ενέργειας από το Α/Π της Σητείας για το 2010.

Από το παραπάνω διάγραμμα προκύπτουν τα εξής συμπεράσματα:

- Η απόρριψη της αιολικής ενέργειας δεν συμβαίνει όλες της ημέρες του χρόνου, διότι ορισμένες από αυτές επικρατούν άνεμοι χαμηλών ταχυτήτων.
- Κατά τη διάρκεια του εικοσιτετράωρου παρατηρούνται σημαντικές διακυμάνσεις στα ποσά της ενέργειας που απορρίπτεται. Αυτό οφείλεται στη στοχαστικότητα του ανέμου.
- Δεν μπορούμε να οριοθετήσουμε συγκεκριμένο χρονικό διάστημα στη διάρκεια της ημέρας στο οποίο σίγουρα θα πραγματοποιείται απόρριψη της αιολικής ενέργειας. Ωστόσο στην πλειοψηφία των ημερών πραγματοποιείται απόρριψη τις πρώτες πρωινές ώρες, όπου η ζήτηση είναι χαμηλή. Σε αυτές τις περιπτώσεις το δίκτυο δεν μπορεί να απορροφήσει τα ποσά ενέργειας που παράγονται και που τις περισσότερες φορές είναι αυξημένα.
- Τα μεγάλα ποσά απόρριψης αιολικής ενέργειας προκύπτουν κατά τη διάρκεια του χειμώνα. Αυτό συμβαίνει διότι κατά τη χειμερινή περίοδο επικρατούν

ισχυροί άνεμοι και ταυτόχρονα η ζήτηση είναι χαμηλή. Σε αντίθεση, το καλοκαίρι η ζήτηση είναι αυξημένη, λόγω του τουρισμού και της λειτουργίας των κλιματιστικών, οπότε παρά την ύπαρξη των μελεμιών η απόρριψη είναι μικρότερη.

Από τη χρονοσειρά απορριπτόμενης ισχύος κατασκευάζουμε την καμπύλη διάρκειας της απορριπτόμενης ισχύος, Εικόνα 24. Από την καμπύλη αυτή προκύπτει ότι η συνολική διάρκεια απόρριψης είναι της τάξεως του 18%, ενώ στο υπόλοιπο χρονικό διάστημα, δηλ. στο 82% του χρόνου, δεν απορρίπτεται ισχύς. Η ισχύς που απορρίπτεται επί 10% του χρόνου είναι περίπου ίση προς 5MW.



Εικόνα 24: Καμπύλη διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για το Α/Π της Σητείας για το 2010.

Υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής

Η καταλληλότερη θέση, ύστερα από μελέτη για τη διαμόρφωση της άνω δεξαμενής είναι η θέση Βιγλαμούρι 2. Η υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής είναι ίση προς: $\delta Z=280\text{m}$.

Μήκος του αγωγού μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής

Το μήκος του αγωγού τέθηκε ίσο προς $L=3250\text{m}$, όπως προέκυψε κατά την αναγνωριστική μελέτη και την επιλογή της θέσης άνω και κάτω δεξαμενής.

Χρονικό διάστημα παραγωγής της εγγυημένης ενέργειας

Πρόκειται για τέσσερις ώρες ημερησίως, κατά τις οποίες η υδραυλική ενέργεια θα μετατρέπεται σε ηλεκτρική, τροφοδοτώντας το ηλεκτρικό δίκτυο με εγγυημένη ενέργεια. Οι ώρες κατανέμονται ως εξής:

$$\delta T_1 = 11:30 - 13:30 \quad \text{και} \quad \delta T_2 = 19:30 - 21:30$$

Η διαστασιολόγηση των βασικών συνιστωσών του συστήματος βασίστηκε στην αξιολόγηση των αποτελεσμάτων της αριθμητικής προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος για τις διάφορες τιμές των κύριων μεταβλητών:

- Πλήθος των αντλιών
- Ονομαστική παροχή των αντλιών
- Εγγυημένη ισχύς
- Χωρητικότητα των δεξαμενών
- Διάμετρος του αγωγού μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής

Η προσομοίωση της λειτουργίας έγινε θεωρώντας χρονικό βήμα $\delta t = 10 \text{ min}$ και εξελίσσεται επί ένα ημερολογιακό έτος (8760 h ή 52560 χρονικά βήματα). Εάν το εξεταζόμενο χρονικό βήμα βρίσκεται εκτός του διαστήματος παραγωγής εγγυημένης ηλεκτρικής ισχύος λειτουργεί η αντλητική εγκατάσταση, απορροφώντας την απορριπτόμενη ισχύ ή μέρος αυτής, που αντιστοιχεί σε αυτό το χρονικό διάστημα. Αντιθέτως, δηλαδή τις ώρες παραγωγής, λειτουργεί ο υδροστρόβιλος τροφοδοτώντας το ηλεκτρικό δίκτυο με εγγυημένη ενέργεια.

Τα ενεργειακά αποτελέσματα για ένα έτος, όπως προκύπτουν από τον κώδικα προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος για τη χρονοσειρά απόρριψης φορτίου του 2010, με τη βελτιστοποιημένη διαστασιοποίηση και με χρονικό βήμα $\delta t = 10 \text{ min}$, δίνονται στον Πίνακα 6. Οι τελικές διαστάσεις του έργου αποτέλεσαν τα δεδομένα εισόδου για την πιστοποίηση λειτουργίας του νέου κώδικα σε MATLAB.

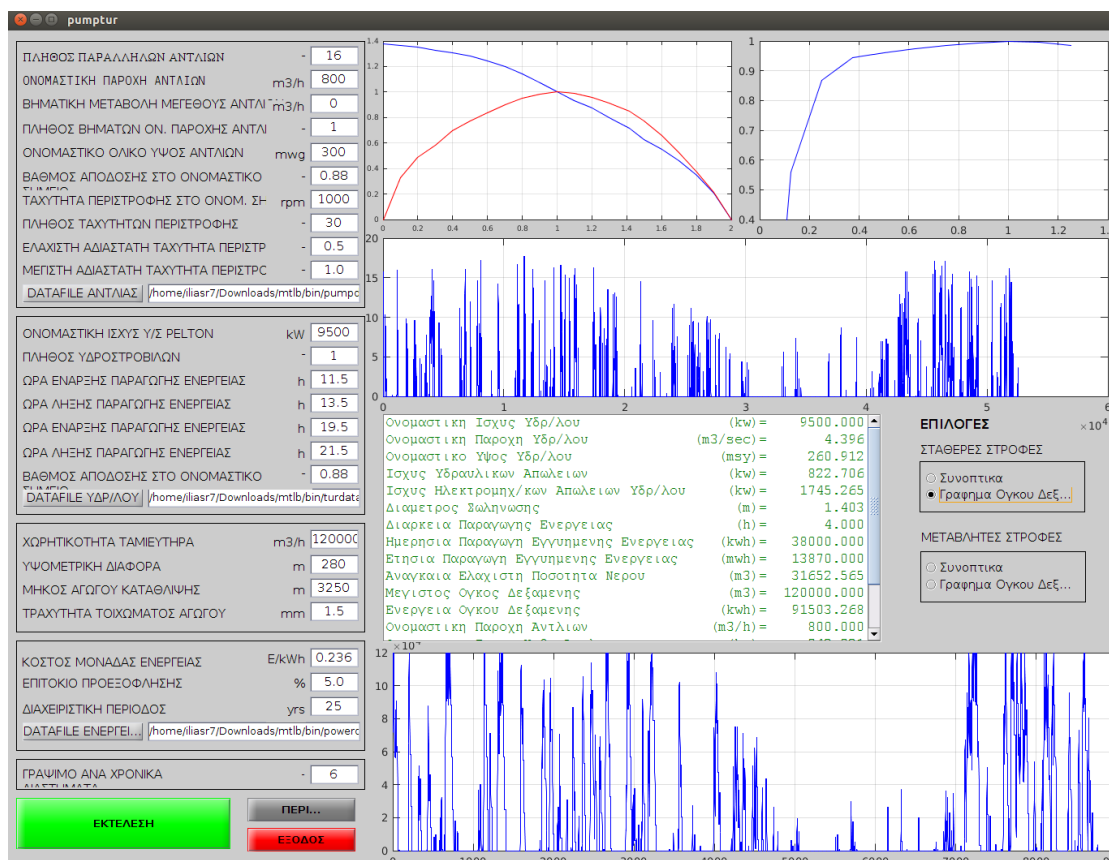
Πίνακας 6: Τελικά αποτελέσματα για το έτος 2010 για το βελτιστοποιημένο οικονομοτεχνικά σύστημα.

		Αντλιοστάσιο Μεταβλητών Στροφών	Αντλιοστάσιο Σταθερών Στροφών
Αριθμός αντλιών	-	16	16
Ονομαστική Παροχή Q	m^3/h	800	800
Εγγυημένη Ισχύς PT	KW	9500	9500
Όγκος ταμιευτήρων VTANK	m^3	120000	120000
Διάμετρος αγωγού D	m	1,403	1,403
Απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	9774,969	9774,969
Ενέργεια απορριπτόμενη τις ώρες παραγωγής	MWh	483,607	483,607
Διαθέσιμη απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	9267,174	9267,174
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω πληρότητας της δεξαμενής	MWh	1695,518	1606,992
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μικρής ισχύος	MWh	3,660	43,230
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μεγάλης ισχύος	MWh	235,010	273,613
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες αντλιοστασίου	MWh	1242,190	1054,099
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες του αγωγού (άντληση)	MWh	146,298	142,304
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω κλιμάκωσης	MWh	-	399,034

Ενέργεια που μετατρέπεται σε υδραυλική μέσω της άντλησης	MWh	5942,918	5747,935
Ενέργεια παραγόμενη από τον υδροστρόβιλο – γεννήτρια	MWh	4689,479	4540,690
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες υδροστρόβιλου	MWh	861,514	834,183
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες του αγωγού (λειτ. υδροστρόβιλου)	MWh	406,068	393,187
Ισοζύγιο υδραυλικής ενέργειας ποσότητας νερού	MWh	42,702	43,073
Ποσοστό κάλυψης εγγυημένης ενέργειας	%	33,8	32,7

4.3 Αποτελέσματα

Στην Εικόνα 25 φαίνεται η φόρμα του προγράμματος με συμπληρωμένες τις τιμές των παραμέτρων καθώς και τα αποτελέσματα της προσομοίωσης. Η εκτέλεση της προσομοίωσης διήρκεσε 3 δευτερόλεπτα και τα αποτελέσματα των υπολογισμών δίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 6



Εικόνα 25: Φωτογραφία προγράμματος pumptur.m με συμπληρωμένες τις τιμές των παραμέτρων για το αντλησιοταμιευτικό έργο της Σητείας.

Επανεκτελώντας το πρόγραμμα με κόστος μονάδας ενέργειας ίσο με 0,236€/kWh (Απόφαση ΡΑΕ 1333/2010 – 10.9.2010), επιτόκιο προεξόφλησης 5.0% και διαχειριστική περίοδο τα 25 έτη προκύπτει ότι η Καθαρή Παρούσα Αξία γίνεται 10.874.281,533 € για μεταβλητές στροφές και 10.557.819,493 € για σταθερές στροφές.

Πίνακας 7: Αποτελέσματα υπολογισμών αντλησιοταμιευτικού συστήματος για τα Αιολικά Πάρκα Σητείας με το πρόγραμμα MATLAB.

Γενικά

Ονομαστική Ισχύς Υδρ/λου(kw)	9500,000
Ονομαστική Παροχή Υδρ/λου(m ³ /sec)	4,396
Ονομαστικό Υψος Υδρ/λου(msy)	260,912
Ισχύς Υδραυλικών Απωλειών(kw)	822,706
Ισχύς Ηλεκτρομ/κων Απωλειών Υδρ/λου(kw)	1745,265
Διαμετρος Σωληνώσεως(m)	1,403
Διάρκεια Παραγωγής Ενέργειας(h)	4,000
Ημερησια Παραγωγή Εγγυημένης Ενέργειας(kwh)	38000,000
Ετήσια Παραγωγή Εγγυημένης Ενέργειας(mwh)	13870,000
Αναγκαία Ελάχιστη Ποσότητα Νερού(m ³)	31652,565
Μέγιστος Όγκος Δεξαμενής(m ³)	120000,000
Ενέργεια Όγκου Δεξαμενής(kwh)	91503,000
Ονομαστική Ισχύς Καθε Αντλίας(kw)	742,721
Ονομαστική Ισχύς Αντλιοστασίου(kw)	11883,541
Ενέργεια Απορριπτομένη Συνολικά(mwh)	9774,950
Θεωρητική Μέση Ημερησια Διάρκεια Παραγωγής(h)	2,819

Μεταβλητές Στροφές

Ενέργεια Απορριπτ. Ωρες Λειτ. Υδρ/λου (mwh)	483,607
Ενέργεια Απορριπτ. Εκτος Ωρων Υδρ/λου (mwh)	9267,120
Ενέργεια Μη Απορροφ. Λογω Δεξαμ. Full (mwh)	1695,518
Ενέργεια Μη Απορροφ. Λογω Μικρής Ισχύος (mwh)	3,660
Ενέργεια Μη Απορροφ. Λογω Μεγάλης Ισχύος(mwh)	235,016
Ενέργεια Ηλεκτρομηχ/κων Απωλειών Αντλ. (mwh)	1242,196
Ενέργεια Υδραυλικών Απωλειών Αντλ. (mwh)	146,308
Αποθηκευόμενη Υδραυλική Ενέργεια (mwh)	5942,860
Υδραυλική Ενέργεια Ισοζυγίου Νερού Δεξαμ(mwh)	42,702
Ενέργεια Παραγωγμένη Απο Υδρ/λο (mwh)	4689,485
Ενέργεια Υδραυλικών Απωλειών Υδρ/λου (mwh)	406,113
Ενέργεια Ηλεκτρομηχ/κων Απωλειών Υδρ/λου(mwh)	861,515
Ποσοστό Καλύψεως Εγγυημένης Ενέργειας (-)	0,338
Καθαρή Παρούσα Αξία (€)	10.874.281,533

Σταθερές Στροφές

Ενεργεια Απορριπτ. Ωρες Λειτ. Υδρ/λου (mwh)	480,990
Ενεργεια Απορριπτ. Εκτος Ωρων Υδρ/λου (mwh)	9267,120
Ενεργεια Μη Απορροφ. Λογω Δεξαμ. Full (mwh)	1606,992
Ενεργεια Μη Απορροφ. Λογω Μικρης Ισχυος (mwh)	43,230
Ενεργεια Μη Απορροφ. Λογω Μεγαλης Ισχυος(mwh)	273,617
Ενεργεια Μη Απορροφ. Λογω Κλιμακωσης (mwh)	399,036
Ενεργεια Ηλεκτρομηχ/κων Απωλειων Αντλ. (mwh)	1054,090
Ενεργεια Υδραυλικων Απωλειων Αντλ. (mwh)	142,316
Αποθηκευομενη Υδραυλικη Ενεργεια (mwh)	5747,840
Υδραυλικη Ενεργεια Ισοζυγιου Νερου Δεξαμ(mwh)	43,073
Ενεργεια Παραγωμενη Απο Υδρ/λο (mwh)	4540,713
Ενεργεια Υδραυλικων Απωλειων Υδρ/λου (mwh)	393,229
Ενεργεια Ηλεκτρομηχ/κων Απωλειων Υδρ/λου(mwh)	834,184
Ποσοστο Καλυψης Εγγυημενης Ενεργειας (-)	0,327
Καθαρη Παρουσα Αξια (€)	10.557.819,493

Όσον αφορά στο αρχικό κόστος της επένδυσης αυτό υπολογίζεται όπως αναλύθηκε στο κεφάλαιο 4.4 και προκύπτει:

-Κόστος αρχικής επένδυσης για σταθερές στροφές : **3.941.241,271 €**

-Κόστος αρχικής επένδυσης για μεταβλητές στροφές : **4.099.827,238 €**

Με προσομοίωση του προγράμματος `runpwtur.m` για κάθε έτος λειτουργίας παρατηρούμε ότι η Καθαρή Παρούσα Αξία του έργου γίνεται θετική μετά το 5ο έτος. Συγκεκριμένα στο 5ο έτος λειτουργίας για μεταβλητές στροφές η ΚΠΑ γίνεται **500.024,442€** ενώ για σταθερές στροφές γίνεται **512.681,833€**. Όπως προκύπτει και για τις 2 περιπτώσεις η αρχική επένδυση έχει απόσβεση **στα 5 έτη**.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Όπως αναλύθηκε, η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας, κυρίως στη χώρα μας, συνεπάγεται σημαντικών πλεονεκτημάτων στην ενεργειακή παραγωγή. Ωστόσο ένα σημαντικό μειονέκτημα αποτελεί η στοχαστικότητα του ανέμου. Για να μπορούμε να αναφερόμαστε σε εγγυημένη ισχύ είναι απαραίτητος ο συνδυασμός των αιολικών πάρκων με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, όπως το σύστημα αντλησιοταμίευσης που μελετήθηκε στην παρούσα εργασία. Με αυτό τον τρόπο, το ποσό ενέργειας που απορρίπτεται, όταν οι δυνατοί άνεμοι συνδυάζονται με χαμηλή ζήτηση, αποθηκεύεται και χρησιμοποιείται σε περιόδους που η ζήτηση είναι υψηλή και η αιολική ενέργεια μη επαρκής. Γενικότερα με τη χρήση συστημάτων αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας οι ΑΠΕ αποκτούν ένα πιο αξιόπιστο χαρακτήρα, με αποτέλεσμα να αυξάνεται η διείσδυσή τους στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η σχεδίαση του αντλησιοταμιευτικού συστήματος βασίζεται στη βέλτιστη εκμετάλλευση της απορριπτόμενης ενέργειας, δηλαδή στην μεγιστοποίηση του λόγου παραγόμενης ενέργειας προς απορριπτόμενη. Ο λόγος αυτός δεν ξεπερνά το 50% (δηλαδή ο υδροστροβίλος παράγει το πολύ το 50% της απορριπτόμενης ενέργειας). Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η διαδικασία της μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδραυλική (άντληση) και στη συνέχεια η εκ νέου μετατροπή της σε ηλεκτρική (λειτουργία υδροστροβίλων) συνοδεύεται από απώλειες. Οι συνολικές απώλειες ενέργειας σε ένα κύκλο άντλησης - λειτουργίας υδροστροβίλων φθάνει το 23% περίπου. Το υπόλοιπο 27% είναι η μη δυνατότητα μετατροπής της απορριπτόμενης ενέργειας λόγω της δυναμικότητας του αντλιοστασίου ή λόγω της χωρητικότητας των δεξαμενών.

Η λειτουργία του αναστρέψιμου ΥΗΕ που μελετήθηκε στην συγκεκριμένη εργασία ήταν η δυσμενέστερη περίπτωση ανάλογων έργων. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι είχαμε εκμετάλλευση αποκλειστικά και μόνο της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας. Σε παρόμοια έργα αποταμίευσης, στην περίπτωση που δεν έχει απορριφθεί αρκετή ενέργεια, οπότε η άνω δεξαμενή να κινδυνεύει να μην μπορεί να καλύψει την εγγυημένη ενέργεια κατά το χρονικό διάστημα που ακολουθεί, η απορριπτόμενη ενέργεια συμπληρώνεται με ενέργεια εισαγόμενη στο σύστημα (το αντλιοστάσιο απορροφά ισχύ από το διασυνδεδεμένο δίκτυο) κατά το χρονικό διάστημα μη παραγωγής.

Αναφερόμενοι στην οικονομοτεχνική μελέτη της εγκατάστασης οδηγούμαστε στο συμπέρασμα ότι η επένδυση είναι αποδοτική και βιώσιμη, με θετική δηλαδή την Καθαρή Παρούσα Αξία, από τα 5 έτη και πάνω. Αυτό είναι λογικό, εφόσον το ποσό της παραγόμενης ενέργειας που αντιστοιχεί στα έσοδα είναι αρκετά σημαντικό, μετά τον καθορισμό της τιμής πώλησης ενέργειας από ΥΒΣ στην Κρήτη, ενώ ταυτόχρονα

το κόστος της επένδυσης (κόστος ταμιευτήρων, αγωγού, αντλιών, ηλεκτροκινητήρα, inverter, υδροστροβίλου και κόστος προσωπικού) είναι υψηλό, αλλά δεν περιλαμβάνει το κόστος των αιολικών πάρκων διότι χρησιμοποιούμε την απορριπτόμενη ισχύ από τα υφιστάμενα.

Το σύστημα αυτό του ΥΒΣ που αξιοποιεί απορριπτόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων, θα μπορέσει να συνεισφέρει, ώστε να είναι εφικτή η αποθήκευση πλεονάζουσας ενέργειας από ΑΠΕ, κατά τις ώρες στις οποίες αναμένεται αποκοπή παραγωγής από ΑΠΕ και χρήση του κατά τις ώρες αιχμής του ΣΗΕ έστω και σε διαφορετικές περιόδους. Τέτοια λειτουργία μπορεί να συμβάλλει σημαντικά στην κατά το δυνατόν αποτελεσματικότερη αξιοποίηση του δεδομένα πλούσιου δυναμικού ΑΠΕ της Κρήτης.

Τέλος, για την προσομοίωση και οικονομοτεχνική ανάλυση του αντλησιοταμιευτικού συστήματος μελετήθηκε εκτενώς το πρόγραμμα PUMPTUR και μετατράπηκε με επιτυχία σε παραθυρική μορφή μέσω του ευρέως διαδεδομένου προγράμματος αριθμητικών υπολογισμών MATLAB. Εκτός από την μετατροπή του προγράμματος σε ένα πιο σύγχρονο προγραμματιστικό περιβάλλον, έγιναν και διάφορες βελτιώσεις που κατέστησαν το πρόγραμμα πιο εργονομικό, αποτελεσματικό και φιλικό προς τον χρήστη.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Anagnostopoulos, J.S., Papantonis, D.E., 2007. Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy, *Renewable Energy*.

Anagnostopoulos, J.S., Papantonis, D.E., 2007. Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant, *Energy Conversion and Management*.

Ancona DF., Krau S., Lafrance G., Bezrukikh P., 2003. 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 2003, Madrid, Spain:.

Ashok S, 1993. Modeling the economics of combined wind/hydro/diesel power systems, *Energy Convers Management*;34(7):577-85.

Bakos G.C., 2002. Feasibility study of a hybrid wind/hydro power-system for low cost electricity production, *Appl. Energy*;72:599-608.

Black M., Strbac G., 2006. Value of storage in providing balancing services for electricity generation systems with high wind penetration, *J Power Sources*; 162:949-53.

Bueno C, Carta JA, 2005. Technical-economic analysis of wind powered pumped hydrostorage systems, Part I: model development, *Solar Energy*; 78(3):396-405.

Bueno C, Carta JA, 2005. Technical-economic analysis of wind powered pumped hydrostorage systems, Part II: model application to the island of El Hierro, *Solar Energy*; 78(3):396-405.

Castronuovo E.D., Peças Lopes J.A., 2004. Optimal operation of hydro storage sizing of a wind-hydro power plant, *Electrical Power and Energy Systems* 26, 771-778.

Christakis D., Fassoulas V., Sifakaki K., 1997. 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.

Christakis, D.G., Fassoulas, V.G., Sifakakis, K.G., 1997. The Combination of Wind Energy Conversion Systems with Pumped Storage System (PSS) for small isolated Power Production System, TEI of Heraklion Wind Energy lab, *The European Congress on Renewable Energy Implementation*, Vouliagmeni Athens - Greece, May 1997.

European Commission, "European Energy and Transport - Trends to 2030", Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

Gross, R., Leach, M., Bouen, A., 2002. *Progress in Renewable Energy*.

- Halldórsson K., Stenzel J., 2001. A scheduling strategy for a renewable power marketer, IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001.
- International Energy Agency (IEA), Expert for Renewables Information, 2016 Edition
- International Energy Agency(IEA), Expert for Renewables Information, 2015 Edition.
- Kaldelis J., 2002. Parametrical investigation of wind-hydro electricity production solution for Aegean Archipelago, Energy Conversion and Management; 43:2097-113.
- Kaldelis J.K., Kavadias K.A., 2001. Optimal wind-hydro solution for Aegean Sea islands' electricity-demand fulfillment, Applied Energy 70, 333-354.
- Kaldelis J.K., Kavadias K.A., Vlachou D.S., 2002. Electricity load management of APS using wind-hydro solution, Wind Power 2002 Conference, Athens, Greece 2002.
- Kaldellis JK, Vlachou DS, Korbakis G, 2005. Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis, Energy Policy, 33(15):1969-85.
- Katsaprakis, D.A., Christakis, D.G., Zervos, A. Papantonis, D., Voutsinas, S., 2007. Pumped Storage Systems Introduction in isolated power production systems, Renewable Energy.
- Κατσαπράκης, Δ., Χρηστάκης, Δ., Κονταξάκης, Κ., 2004. Εισαγωγή Συστήματος Αντλησιοταμίευσης στο Υφιστάμενο Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης, Τεχν. Χρον. Επιστ. Εκδ. ΤΕΕ, IV, τευχ 1-2.
- Kopras M., Hildrum R., Holen A.T., 2002. Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system, 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, Spain 2002.
- Μπένου, Α. 2002. “Βέλτιστη Διείσδυση της Αιολικής Ενέργειας με χρήση Αντλησιοταμίευσης στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Κρήτη”, *Διπλωματική Εργασία*, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών ΕΜΠ.
- Μπεργελές, Γ. “Ανεμοκινητήρες”, Εκδόσεις Συμεών.
- National Technical University of Athens, RENES, Regional Energy Agency of Crete, Renewable Energy Sources in Crete, An Implementation Plan.
- Nikolaou T.G., Stavrakakis G.S., Skias I.D., Skarlou E., 2008. Optimal sizing and design of pumped-storage wind-hydro power plants according to the constraints of Greek Law 3468/2006: Case Study for Crete. Proceedings of the 3rd Νικολάου, Τ. και Σταυρακάκης, Γ.2010. Πρόταση για Ολοκληρωμένο Περιφερειακό Σχεδιασμό στην Κρήτη. Βιβλίο Πρακτικών του 15^{ου} Εθνικού Συνεδρίου Ενέργειας “Ενέργεια & Ανάπτυξη 2010”, Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (IENE), Αθήνα, 22-23 Νοεμβρίου 2010.

- Νικολάου, Τ., Μαμαγκάκης Ε., 2013. Τεχνική παρουσίαση του έργου: Ενεργειακή αξιοποίηση του Φράγματος Ποταμών Ρεθύμνου - Υβριδικός Σταθμός 50 MW. 2^ο Πανελλήνιο Συνέδριο Φραγμάτων & Ταμιευτήρων, Αθήνα, 7-8 Νοεμβρίου 2013, Βιβλίο Πρακτικών Συνεδρίου σελ. 119.
- Νικολάου, Τ., Πιπερίδης, Π., Κοπάσης, Λ., Βαρδουλάκη, Ε., Μπαζδάνης, Γ., Συστήματα και Μέθοδοι Βέλτιστης Διαχείρισης και Εξοικονόμησης Ενέργειας στα Υδροαρδευτικά έργα του Ο.Α.Κ. Α.Ε. 3^ο Κοινό Συνέδριο EYE – ΕΕΔΥΠ – ΕΥΣ - Ολοκληρωμένη Διαχείριση Υδατικών Πόρων στη Νέα Εποχή, Αθήνα, 10-12 Δεκεμβρίου 2015, Βιβλίο Πρακτικών, Τόμος II, σελ. 567-574.
- Νικολάου, Τ., 2003, Βελτιστοποίηση Υδραυλικής Εγκατάστασης Αποταμίευσης Απορριπτόμενης Ισχύος από Αιολικά Πάρκα, Μεταπτυχιακή Εργασία, Ε.Μ.Π.
- International Conference on Renewable Energy Sources and Energy Efficiency (ENERTECH), Athens, Greece, November 20-23, 2008.
- Papaefthimiou, S. Karamanou, E., Papathanassiou, S. Papadopoulos, M., 2009. Operating Policies for Wind-Pumped Storage Hybrid Power Stations in Island Grids, IET Renewable Power Generation, Vol.3, No 3, pp. 293-307.
- Παπαντώνης, Δ. Ε., 1994. Μελέτη και Χάραξη Φυγόκεντρων και Αξονικών Αντλιών Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Σημειώσεις του Μαθήματος Υδροδυναμικών Μηχανών II, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών ΕΜΠ.
- Παπαντώνης, Δ. Ε., 1995. “Υδροδυναμικές Μηχανές Αντλίες – Υδροστρόβιλοι”, Εκδόσεις Συμεών.
- Παπαντώνης, Δ. Ε., 1998. Υδροδυναμικές Εγκαταστάσεις, Εκδόσεις Συμεών.
- Παπαντώνης, Δ. Ε., 2005. Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Εκδόσεις Συμεών.
- Σταυρακάκης, Γ. 2006. Διδακτικές Σημειώσεις μαθήματος «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας-ΗΡΥ 416», Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα ΗΜΜΥ.
- Somaraki M., 2003. A feasibility study of a combined wind-hydro power station in Greece. Master Thesis, Dept. of Mech. Eng., University of Strathclyde, Glasgow.
- Sorensen, B. 2004. Renewable Energy, Elsevier, ISBN: 9780080470344.
- Theodoropoulos P., Zervos A., Betzios G., 2001. Hybrid systems using pumped-storage implementation in Ikaria island, In: Proceedings of the OPET, 2001.
- UNNDP and World Energy Council, World Energy Assessment, 2000. Energy and the Challenge of Sustainability, New York, p. 221.
- Τριανταφύλλης Γ., 2006. Η Ανάπτυξη του Ελληνικού Υδροδυναμικού και η τεχνογνωσία της ΔΕΗ Α.Ε., Μορφές και Διαχείριση Ενέργειας, EnergyTec, 2006.
- Τσόγκας, Χ. Ε., 1992. Υδραυλικά Έργα, Ίδρυμα Ευγενιδίου.

Internet Web Page, <http://www.awea.org>
Internet Web Page, <http://www.cres.gr>
Internet Web Page, <http://www.energy.org.uk/EFHydro.htm>
Internet Web Page, <http://www.iea.org>
Internet Web Page, <http://www.nrel.gov/wind>
Internet Web Page, <http://www.oakae.gr>
Internet Web Page, <http://www.rae.gr>
Internet Web Page, <http://www.uneptie.org/energy>
Internet Web Page, <http://www.wikipedia.com>