

ΔΗΛΩΣΗ

Δηλώνω υπεύθυνα και έχοντας υπόψη μου τους κανονισμούς του μεταπτυχιακού προγράμματος σπουδών "Οργάνωση και Διοίκηση Βιομηχανικών Συστημάτων", ότι η διπλωματική εργασία με τίτλο "Περιβαλλοντική και Οικονομική Αξιολόγηση Υβριδικών Λύσεων Ηλεκτροπαραγωγής σε Αυτόνομα Δίκτυα" είναι πρωτότυπη και εκπονήθηκε αποκλειστικά και μόνον για την απόκτηση του συγκεκριμένου μεταπτυχιακού τίτλου.

Ο Δηλών

Κοσμάς Α. Καββαδίας

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Το Ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής αποτελείται από το διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής της ηπειρωτικής χώρας και από τα ανεξάρτητα συστήματα παραγωγής των απομακρυσμένων νησιών. Η κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των νησιών καλύπτεται στο μεγαλύτερο μέρος της από ΑΣΠ θερμικής βάσης, οι οποίοι έχουν εγκατασταθεί από τη ΔΕΗ. Σημαντικό πρόβλημα στην ηλεκτροδότηση των νησιών αποτελεί η ανισοκατανομή του πληθυσμού στην περιοχή του Αιγαίου, όπου εμφανίζεται μεγάλη διασπορά της ενεργειακής κατανάλωσης. Παράλληλα ο πληθυσμός των νησιών παρουσιάζει μεγάλες αυξομειώσεις κατά τη διάρκεια του έτους καθώς στα περισσότερα νησιά εμφανίζεται έντονη τουριστική κίνηση κατά τους μήνες του καλοκαιριού.

Από την άλλη τα νησιά παρουσιάζουν ιδιαίτερα υψηλό ηλιακό και αιολικό δυναμικό το οποίο θα μπορούσε να περιορίσει σημαντικά το πρόβλημα της ηλεκτροπαραγωγής τους. Η στοχαστικότητα του ανανεώσιμου δυναμικού καθώς επίσης και τα προβλήματα συνεργασίας παραγωγής-ζήτησης, περιορίζουν σημαντικά τη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ο σχεδιασμός ενός υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μπορεί να βελτιώσει σημαντικά τη συμπεριφορά ενός ανανεώσιμου σταθμού.

Στην παρούσα εργασία μελετάται ο βέλτιστος σχεδιασμός ενός υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής σε αυτόνομο δίκτυο, το οποίο συνδυάζει αιολική και υδροηλεκτρική ενέργεια. Η υδροηλεκτρική ενέργεια αποτελεί το σύστημα αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας η οποία δεν απορροφάται από το τοπικό δίκτυο. Στη συνέχεια πραγματοποιείται εκτεταμένη οικονομική ανάλυση από την οποία προκύπτουν σημαντικά συμπεράσματα.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ

1.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	1
1.2	ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ	1
1.3	ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ	3
1.4	ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΕΣ ΑΝΤΙΜΕΤΩΠΙΣΗΣ ΤΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ.....	8
1.5	Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	11
1.6	ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	17
1.7	ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ.....	18
1.8	Η ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	20

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΤΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ

2.1	ΤΟ ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ ΤΟΥ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ.....	27
2.2	Η ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΡΥΠΑΝΣΗ. 30	
2.3	Η ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΤΗΣ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗΣ ΈΝΩΣΗΣ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΡΥΠΑΝΣΗ 32	
2.4	Η ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΡΥΠΑΝΣΗ.....	34

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

3.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	41
3.2	ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	43
3.3	ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	52
3.3.1	<i>Αιολικό Πάρκο.....</i>	54
3.3.2	<i>Υδάτινος Ταμιευτήρας.....</i>	56
3.3.3	<i>Αναστρέψιμος Αντλιοστρόβιλος.....</i>	57
3.3.4	<i>Αντλητικό Συγκρότημα.....</i>	60
3.3.5	<i>Σωληνογραμμές μεταφοράς</i>	61

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ

4.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	62
4.2	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ	64
4.3	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΤΕΧΝΙΚΩΝ ΕΛΑΧΙΣΤΩΝ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΤΟΥ ΝΗΣΙΟΥ	66
4.4	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΝΕΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΣΤΟ ΤΟΠΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ	68
4.5	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ.....	71
4.6	ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ	73
4.7	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΠΑΡΚΩΝ	76
4.8	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΠΕΡΙΚΟΠΩΝ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	80
4.9	ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ.....	82
4.9.1	<i>Εκτίμηση Διαστάσεων Αντλιοστασίου.....</i>	<i>82</i>
4.9.2	<i>Εκτίμηση της Χωρητικότητας των Δεξαμενών.....</i>	<i>85</i>
4.9.3	<i>Εκτίμηση της Σωληνογραμμής.....</i>	<i>86</i>
4.9.4	<i>Επιλογή Διαστάσεων.....</i>	<i>87</i>

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ

5.1	ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΧΡΟΝΟΥ ΑΠΟΣΒΕΣΗΣ	91
5.2	ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ.....	98

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

ΛΙΣΤΑ ΓΡΑΦΗΜΑΤΩΝ

ΣΧΗΜΑ 1: ΔΙΑΧΡΟΝΙΚΗ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΤΟΥ ΑΡΓΟΥ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ.....	3
ΣΧΗΜΑ 2: ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΠΑΓΚΟΣΜΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΕΡΕΩΝ ΚΑΥΣΙΜΩΝ.....	8
ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΠΑΓΚΟΣΜΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΡΓΟΥ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ	9
ΣΧΗΜΑ 4: ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΠΑΓΚΟΣΜΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	9
ΣΧΗΜΑ 5: ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΤΟ ΕΤΟΣ 2000.....	14
ΣΧΗΜΑ 6: ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	15
ΣΧΗΜΑ 7: ΔΙΑΧΡΟΝΙΚΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.	18
ΣΧΗΜΑ 8: ΔΙΑΧΡΟΝΙΚΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΕΓΧΩΡΙΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΑΓΟΡΑΣ.....	21
ΣΧΗΜΑ 9: ΠΡΟΓΝΩΣΗ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	25
ΣΧΗΜΑ 10: ΠΟΣΟΣΤΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΤΩΝ ΧΩΡΩΝ ΣΤΟ ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ ΤΟΥ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ	28
ΣΧΗΜΑ 11: ΔΙΑΧΡΟΝΙΚΗ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΗΣ ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΣΗΣ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΆΝΘΡΑΚΑ ΣΤΗΝ ΑΤΜΟΣΦΑΙΡΑ	29
ΣΧΗΜΑ 12: ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΤΟΜΕΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΣΤΙΣ ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΆΝΘΡΑΚΑ.....	32
ΣΧΗΜΑ 13: ΚΑΤΑ ΚΕΦΑΛΗΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	35
ΣΧΗΜΑ 14: ΔΙΑΧΡΟΝΙΚΗ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΕΓΧΩΡΙΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΙΣΟΖΥΓΙΟΥ	35
ΣΧΗΜΑ 15: ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΕΚΠΟΜΠΩΝ ΟΞΕΙΔΙΩΝ ΤΟΥ ΑΖΩΤΟΥ ΑΝΑ ΤΟΜΕΑ.....	37
ΣΧΗΜΑ 16: ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΕΚΠΟΜΠΩΝ ΟΞΕΙΔΙΩΝ ΤΟΥ ΘΕΙΟΥ ΑΝΑ ΤΟΜΕΑ	38
ΣΧΗΜΑ 17: ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΕΚΠΟΜΠΩΝ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΆΝΘΡΑΚΑ ΑΝΑ ΤΟΜΕΑ	38
ΣΧΗΜΑ 18: ΩΡΙΑΙΑ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΜΕΓΙΣΤΟΥ-ΕΛΑΧΙΣΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΚΑΤΑ ΤΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΗΜΕΡΑΣ (2000)	44
ΣΧΗΜΑ 19: ΜΗΝΙΑΙΑ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΜΕΓΙΣΤΟΥ-ΕΛΑΧΙΣΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΚΑΤΑ ΤΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΤΟΥ ΈΤΟΥΣ 2000	45
ΣΧΗΜΑ 20: ΜΕΤΡΗΣΕΙΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΑΝΕΜΟΥ ΤΟΝ ΑΠΡΙΛΙΟ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ	46

ΣΧΗΜΑ 21: ΣΧΗΜΑΤΙΚΗ ΠΑΡΑΣΤΑΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	53
ΣΧΗΜΑ 22: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΕΣ ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΜΑΝΟΜΕΤΡΙΚΟΥ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ	58
ΣΧΗΜΑ 23: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΕΣ ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΙΣΧΥΟΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ	59
ΣΧΗΜΑ 24: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΕΣ ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΜΑΝΟΜΕΤΡΙΚΟΥ ΑΝΤΛΙΩΝ	59
ΣΧΗΜΑ 25: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΕΣ ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΝΤΛΙΩΝ	60
ΣΧΗΜΑ 26: ΤΥΠΙΚΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΡΗΤΗ, ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ 2001	65
ΣΧΗΜΑ 27: ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΔΙΑΧΡΟΝΙΚΗΣ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΝΗΣΟΥ ΚΡΗΤΗΣ	65
ΣΧΗΜΑ 28: ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΤΕΧΝΙΚΩΝ ΕΛΑΧΙΣΤΩΝ ΚΑΤΑ ΤΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΤΟΥ ΈΤΟΥΣ	67
ΣΧΗΜΑ 29: ΕΞΕΛΙΞΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ	70
ΣΧΗΜΑ 30: ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΓΙΑ ΜΗΝΑ ΙΟΥΛΙΟ	72
ΣΧΗΜΑ 31: ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΓΙΑ ΜΗΝΑ ΑΥΓΟΥΣΤΟ	72
ΣΧΗΜΑ 32: ΜΕΤΡΗΣΕΙΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΑΝΕΜΟΥ ΤΟ ΔΕΚΕΜΒΡΙΟ ΤΟΥ 2000 ΣΕ ΎΨΟΣ 42Μ	73
ΣΧΗΜΑ 33: ΜΕΤΡΗΣΕΙΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΑΝΕΜΟΥ ΤΟ ΔΕΚΕΜΒΡΙΟ ΤΟΥ 2001 ΣΕ ΎΨΟΣ 42Μ	74
ΣΧΗΜΑ 34: ΜΕΤΡΗΣΕΙΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΑΝΕΜΟΥ ΤΟΝ ΑΥΓΟΥΣΤΟ ΤΟΥ 2002 ΣΕ ΎΨΟΣ 42Μ	75
ΣΧΗΜΑ 35: ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΕΤΗΣΙΑ ΤΑΧΥΤΗΤΑ ΑΝΕΜΟΥ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ	76
ΣΧΗΜΑ 36: ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΓΙΑ ΤΟ 2005	77
ΣΧΗΜΑ 37: ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ	77
ΣΧΗΜΑ 38: ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΚΡΗΤΗΣ ΓΙΑ ΤΟ 2005	79
ΣΧΗΜΑ 39: ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΚΡΗΤΗΣ ΓΙΑ ΤΟ 2015	79
ΣΧΗΜΑ 40: ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΕΡΙΚΟΠΩΝ ΤΟ ΜΗΝΑ ΙΑΝΟΥΑΡΙΟ ...	81
ΣΧΗΜΑ 41: ΩΡΙΑΙΑ ΔΙΑΝΟΜΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΕΡΙΚΟΠΩΝ ΓΙΑ ΤΟ ΈΤΟΣ 2005	82

ΣΧΗΜΑ 42: ΧΡΟΝΟΣ ΑΠΟΣΒΕΣΗΣ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ	94
ΣΧΗΜΑ 43: ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	96
ΣΧΗΜΑ 44: ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΑΝΗΓΜΕΝΗΣ ΤΙΜΗΣ ΎΔΡΥΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΣΤΡΕΨΙΜΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΣΤΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΜΕ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΑΡΧΙΚΟΥ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ ΎΣΗ ΜΕ 40%	96
ΣΧΗΜΑ 45: ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΑΝΗΓΜΕΝΗΣ ΤΙΜΗΣ ΎΔΡΥΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΣΤΡΕΨΙΜΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΣΤΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΜΕ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΑΡΧΙΚΟΥ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ ΎΣΗ ΜΕ 50%	97
ΣΧΗΜΑ 46: ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΑΠΟΔΟΣΗΣ 10-ΕΤΙΑΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	100
ΣΧΗΜΑ 47: ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΤΟΥ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΑΡΧΙΚΟΥ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ $\gamma=40\%$	101
ΣΧΗΜΑ 48: ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΤΟΥ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΑΡΧΙΚΟΥ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ $\gamma=50\%$	102
ΣΧΗΜΑ 49: ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΑΠΟΔΟΣΗΣ 15-ΕΤΙΑΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	103

ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

ΠΙΝΑΚΑΣ 1: ΠΑΓΚΟΣΜΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ QUADRILLION (10^{15} BTU)	5
ΠΙΝΑΚΑΣ 2: ΠΛΗΘΥΣΜΙΑΚΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΠΛΑΝΗΤΗ ΤΗΝ ΤΕΛΕΥΤΑΙΑ 40ΕΤΙΑ (ΕΚΑΤΟΜΜΥΡΙΑ)	6
ΠΙΝΑΚΑΣ 3: ΑΙΤΗΣΕΙΣ ΧΟΡΗΓΗΣΗΣ ΑΔΕΙΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΩΣ ΤΟ 2003	22
ΠΙΝΑΚΑΣ 4: ΑΝΑΜΕΝΟΜΕΝΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ...	24
ΠΙΝΑΚΑΣ 5: ΑΝΑΜΕΝΟΜΕΝΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΈΡΓΩΝ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	24
ΠΙΝΑΚΑΣ 6: ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΠΛΑΣΙΑΣΜΟ ΤΟΥ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΆΝΘΡΑΚΑ (ΔΙΣ \$1998)	29
ΠΙΝΑΚΑΣ 7: ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	31
ΠΙΝΑΚΑΣ 8: ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΡΥΠΑΝΣΗΣ	39
ΠΙΝΑΚΑΣ 9: ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ, ΣΤΑ ΜΕΣΑ 2002	69
ΠΙΝΑΚΑΣ 10: ΥΠΟ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ, ΣΤΑ ΜΕΣΑ 2002.....	70
ΠΙΝΑΚΑΣ 11: ΛΟΓΟΣ R_E ΤΗΣ ΕΙΣΑΓΟΜΕΝΗΣ ΠΡΟΣ ΤΗΝ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ 6 ΑΝΤΛΙΩΝ.....	83
ΠΙΝΑΚΑΣ 12: ΕΛΑΧΙΣΤΗ ΤΙΜΗ ΤΟΥ ΛΟΓΟΥ R_E ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΟΥ ΠΛΗΘΟΥΣ ΚΑΙ ΤΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ ΤΩΝ ΑΝΤΛΙΩΝ	84
ΠΙΝΑΚΑΣ 13: ΛΟΓΟΣ R_E ΤΗΣ ΕΙΣΑΓΟΜΕΝΗΣ ΠΡΟΣ ΤΗΝ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΗΣ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΤΩΝ ΔΕΞΑΜΕΝΩΝ	85
ΠΙΝΑΚΑΣ 14: ΛΟΓΟΣ R_E ΤΗΣ ΕΙΣΑΓΟΜΕΝΗΣ ΠΡΟΣ ΤΗΝ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΗΣ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΤΩΝ ΔΕΞΑΜΕΝΩΝ	86
ΠΙΝΑΚΑΣ 15: ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ.....	90

ΓΛΩΣΣΑΡΙΟ

Α/Γ	Ανεμογεννήτρια
ΑΕΠ	Ακαθάριστο Εθνικό Προϊόν
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΣΠ	Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΠΑΝ	Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης
ΕΣΣΔ	Ένωση Σοβιετικών Σοσιαλιστικών Δημοκρατιών
Η/Γ	Ηλεκτρογεννήτρια
ΗΠΑ	Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής
ΜΕΚ	Μηχανή Εσωτερικής Καύσης
ΟΟΣΑ	Οργανισμός για την Οικονομική Συνεργασία και Ανάπτυξη
ΟΤΑ	Οργανισμός Τοπικής Αυτοδιοίκησης
ΟΤΕ	Οργανισμός Τηλεπικοινωνιών Ελλάδας
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΤΕΕ	Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας
ΤΠΠ	Τόνος Ισοδύναμου Πετρελαίου
Υ/Σ	Υδροστρόβιλος
ΥΠΑΝ	Υπουργείο Ανάπτυξης
ΦΑ	Φυσικό Αέριο

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ

1.1 Εισαγωγή

Η έννοια του ενεργειακού προβλήματος έκανε δειλά την εμφάνισή της στις αρχές της δεκαετίας του 1950, υπό τη μορφή φιλοσοφικού περισσότερο στοχασμού. Παρά το γεγονός ότι το 1950, τα εκτιμώμενα εκμεταλλεύσιμα αποθέματα δεν ξεπερνούσαν σε επάρκεια τα 20 έτη, επικρατούσε κάποια νηφαλιότητα σε σχέση με την ενεργειακή τροφοδότηση. Με την εμφάνιση της ενεργειακής κρίσης, άρχισε και η συνειδητοποίηση του ενεργειακού προβλήματος.

Το ενεργειακό πρόβλημα, μαζί με το πρόβλημα της μόλυνσης του περιβάλλοντος, έχουν αποκτήσει ιδιαίτερη σημασία και η επίλυσή τους έχει γίνει επιτακτική σε παγκόσμιο επίπεδο. Το ενδιαφέρον που έχει δημιουργηθεί για τον περιορισμό της κατανάλωσης ενέργειας από συμβατικά καύσιμα, ενισχύεται από την παράλληλη προσπάθεια περιορισμού των ρύπων που εκπέμπονται στην ατμόσφαιρα.

1.2 Ιστορικά Στοιχεία

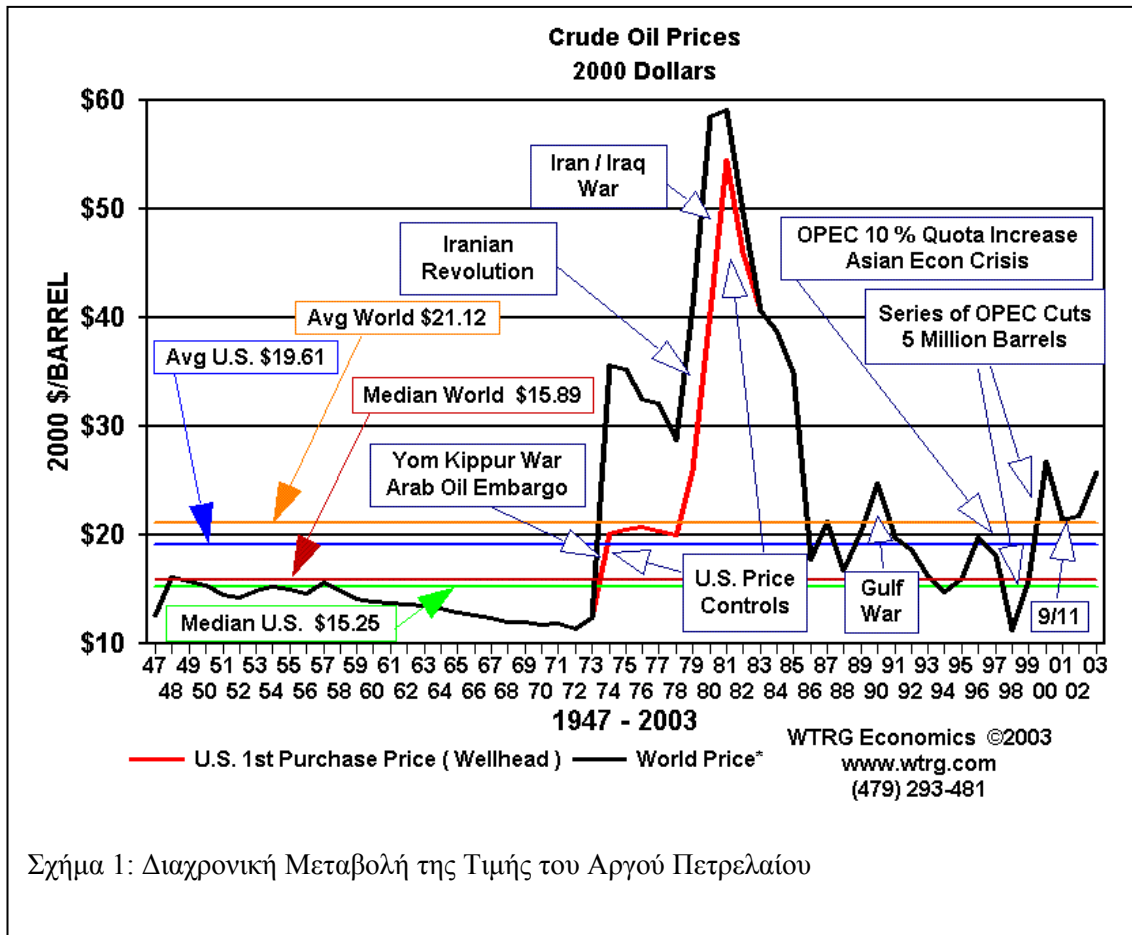
Οι προσπάθειες ανασυγκρότησης των χωρών μετά τον Β' Παγκόσμιο Πόλεμο, είχαν ως συνέπεια τη δημιουργία νέων λειτουργιών και δομών στις οικονομίες τους. Στις σύγχρονες αυτές οικονομίες, η ενέργεια αποτέλεσε ισχυρό αναπτυξιακό μέσο. Από την εποχή αυτή αρχίζει να εκδηλώνεται μια στενή σχέση ανάμεσα στην κατανάλωση ενέργειας και την οικονομική ανάπτυξη, με αποτέλεσμα, να χρησιμοποιείται ο λόγος

της ενεργειακής κατανάλωσης προς το Ακαθάριστο Εθνικό Προϊόν, ως δείκτης ανάπτυξης και ευημερίας.

Μέχρι τα τέλη της δεκαετίας του 1950, η παρουσία του άνθρακα στα ενεργειακά ισοζύγια των χωρών ήταν καθοριστική. Κατά την επόμενη δεκαετία (1960), η υπερπροσφορά του πετρελαίου της Μέσης Ανατολής, σε συνδυασμό με την ανάπτυξη ενός σταθερού και χαμηλού επιπέδου τιμών, είχε ως αποτέλεσμα τη ραγδαία εξάπλωσή του στη διεθνή ενεργειακή αγορά. Η συμμετοχή του πετρελαίου στο παγκόσμιο ενεργειακό ισοζύγιο κατά τη δεκαετία αυτή, ξεπερνά το 50%. Η "επιθετική" αυτή είσοδος του πετρελαίου στην αγορά είχε ως αποτέλεσμα τη συμπίεση των τιμών των άλλων καυσίμων και την παράλληλη επίτευξη υψηλών ρυθμών οικονομικής ανάπτυξης σε ορισμένες βιομηχανικές χώρες (π.χ. Ιαπωνία). Την εποχή εκείνη, η παγκόσμια ενεργειακή κατανάλωση διπλασιαζόταν κάθε 14 έτη, ενώ η κατανάλωση πετρελαίου κάθε 7 έτη.

Η συνειδητοποίηση εκ μέρους των πετρελαιοπαραγωγών χωρών της δυνατότητας για ανάπτυξη και ιδιαίτερα της πολιτικής σημασίας του πλούτου που διέθεταν, οδήγησε στην αρχή της δεκαετίας του 1970, σε μια σειρά γεγονότων, τα οποία είχαν ως αποτέλεσμα τη δραστική μεταβολή του καθεστώτος πετρελαϊκής διαχείρισης. Συγκεκριμένα, ενώ η ζήτηση πετρελαίου γινόταν μεγαλύτερη από τις προβλέψεις, υπήρχε αδυναμία παράδοσής του, λόγω των ανεπαρκών επενδύσεων που είχαν γίνει. Οι πετρελαιοπαραγωγές χώρες τότε, αρχίζουν να συντονίζουν τη δράση τους μέσω του Οργανισμού Πετρελαιοπαραγωγών Κρατών (Ο.ΠΕ.Κ.) και αναλαμβάνουν τον έλεγχο του καθορισμού της τιμής, δημιουργώντας συνθήκες τεχνητής έλλειψης στην αγορά. Στα τέλη του 1973, οι τιμές του αργού πετρελαίου πρακτικά τετραπλασιάζονται,

γεγονός το οποίο αποκλήθηκε η ενεργειακή κρίση του 1973 η οποία συνέβαλε στη γενικότερη οικονομική ύφεση της περιόδου εκείνης (Σχήμα 1). Η κρίση αυτή, αποτέλεσε το έναυσμα για την "ανακάλυψη" του ενεργειακού προβλήματος.



Σχήμα 1: Διαχρονική Μεταβολή της Τιμής του Αργού Πετρελαίου

1.3 Παρουσίαση του Προβλήματος

Η μόλυνση του περιβάλλοντος από την καύση των ορυκτών καυσίμων, στη βιομηχανία, στα αυτοκίνητα, στα κτίρια κλπ. έχει φτάσει σε επικίνδυνα όρια. Η συνεχιζόμενη κατανάλωση ή μάλλον σπατάλη των περιορισμένων αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων, τα οποία απαιτούν εκατομμύρια χρόνια για να ανανεωθούν, αποτελεί ανευθυνότητα για τις επόμενες γενεές που αναγκαστικά θα στερηθούν αυτά τα υλικά για φαρμακευτικούς ή χημικούς σκοπούς. Οι προβλέψεις για τη διαθεσιμότητα και τη διάρκεια εκμετάλλευσης των γνωστών αποθεμάτων ή ακόμη και με τον συνυπολογισμό

της δυνατότητας ανεύρεσης νέων κοιτασμάτων, διαφέρουν όσο αφορά τον προσδιορισμό συγκεκριμένων καταλυτικών ημερομηνιών. Είναι πάντως κατανοητό ότι η συνεχής εκμετάλλευση χωρίς την παράλληλη ανανέωση των κοιτασμάτων, δε μπορεί παρά να οδηγήσει στη σταδιακή τους εξάντληση.

Συγχρόνως όμως με τον περιορισμό των αποθεμάτων των συμβατικών καυσίμων και των πρώτων υλών για την παραγωγή ενέργειας, παρουσιάζεται μεγάλη αύξηση των αναγκών κατανάλωσης ενέργειας σε ολόκληρο τον κόσμο. Ιδιαίτερο πρόβλημα παρουσιάζεται από τη μεγάλη αύξηση κατανάλωσης ενέργειας σε χώρες του Τρίτου Κόσμου, εξαιτίας της έντονης προσπάθειας σε αυτές τις χώρες να αυξηθεί το βιοτικό τους επίπεδο που βρίσκεται στα κατώτερα δυνατά επίπεδα, εδώ και δεκαετίες. Αυτό θα έχει σαν αποτέλεσμα την ακόμη μεγαλύτερη αύξηση της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων λόγω της χρήσης συμβατικών μεθόδων και συστημάτων παραγωγής ενέργειας, αφού οι χώρες αυτές δε μπορούν να αντέξουν το κόστος της έρευνας για την ανάπτυξη νέων συστημάτων παραγωγής ενέργειας, ούτε διαθέτουν την απαιτούμενη υλικοτεχνική και ανθρώπινη υποδομή. Παράλληλα δημιουργούνται έντονα περιβαλλοντικά προβλήματα από την καύση των συμβατικών καυσίμων, αφού ιδιαίτερα οι αναπτυσσόμενες χώρες δεν είναι σε θέση να αντέξουν το κόστος της προστασίας του περιβάλλοντος. Συνεπώς θα αυξήσουν τους ρυθμούς καύσης πετρελαίου και άνθρακα, θα επιταχύνουν την αποψίλωση δασών, ή θα στραφούν στην πυρηνική ενέργεια. Αποτελεί συνεπώς, επιτακτική ανάγκη η εξεύρεση εναλλακτικών τρόπων παραγωγής ενέργειας που θα είναι ανεξάντλητες, περιβαλλοντικά ασφαλείς και διαθέσιμες παντού.

Η προσπάθεια του ανθρώπου για βελτίωση του επιπέδου (π.χ. παραγωγή περισσότερων καταναλωτικών αγαθών), συνεχίζεται με αυξανόμενους ρυθμούς, Πίνακας 1. Αν και γίνονται προσπάθειες περιορισμού της κατανάλωσης ενέργειας, κυρίως στις ανεπτυγμένες χώρες του πλανήτη μας, αυτές δεν αποδίδουν πάντοτε καρπούς. Πιο συγκεκριμένα, μετά τις διαδοχικές ενεργειακές κρίσεις της τελευταίας τριακονταετίας, οι ανεπτυγμένες χώρες έδειξαν ότι διαθέτουν περιθώρια μείωσης της κατανάλωσης ενέργειας, κυρίως στον τομέα της βιομηχανίας. Αντίθετα, χώρες λιγότερο ανεπτυγμένες με χαμηλή κατανάλωση ενέργειας, έχουν μικρότερα ή και μηδενικά περιθώρια περιορισμού των ενεργειακών τους αναγκών.

Πίνακας 1: Παγκόσμια Κατανάλωση Ενέργειας σε Quadrillion (10^{15} BTU)

ΧΩΡΑ	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Η.Π.Α.	86.05	87.78	89.57	91.5	94.52	94.97	95.34	96.97	99.32	97.05
Ιαπωνία	19.14	19.41	20.18	20.83	21.48	21.78	21.43	21.57	21.75	21.92
Δυτική Ευρώπη	64.24	64.65	64.71	66.71	68.46	68.94	70.3	70.36	71.54	72.76
Υπόλοιπος Κόσμος	181.00	183.44	184.38	189.21	193.47	196.35	196.02	200.68	206.27	212.19
ΣΥΝΟΛΟ	350.43	355.28	358.84	368.25	377.93	382.04	383.09	389.58	398.88	403.92

Το παραπάνω γεγονός υπογραμμίζει την τρομακτική ανομοιομορφία που διέπει την κατά κεφαλήν κατανάλωση ενέργειας στις διάφορες περιοχές του πλανήτη μας. Σαν παράδειγμα, αναφέρουμε ότι η κατά κεφαλήν κατανάλωση ενέργειας στις Η.Π.Α. και στον Καναδά είναι περίπου εικοσαπλάσια από αυτήν των υπό ανάπτυξη χωρών όπως το Μεξικό, η Βραζιλία, η Συρία κλπ. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι στις υποανάπτυκτες χώρες, η κατά κεφαλήν ενεργειακή κατανάλωση είναι περίπου 0.5kW, ενώ στις βιομηχανικά ανεπτυγμένες χώρες, το μέγεθος αυτό ποικίλλει μεταξύ 5 και 10kW. Η πραγματικότητα αυτή πρέπει να συνδυασθεί και με το γεγονός ότι η παραγωγικότητα

ενός λαού, το κατά κεφαλήν ακαθάριστο εθνικό προϊόν και η κατά κεφαλήν κατανάλωση ενέργειας μεταβάλλονται σχεδόν ανάλογα. Το συμπέρασμα που προκύπτει είναι ότι ορισμένοι λαοί καταναλίσκουν αρκετά μεγαλύτερα ποσά ενέργειας από ορισμένους άλλους. Χώρες αναπτυσσόμενες που βρίσκονται στη φάση της εκβιομηχάνισης και ανάπτυξης των ανέσεων της ζωής έχουν υψηλή εισοδηματική ελαστικότητα ενέργειας, γι' αυτό είναι αδύνατο να συνδυάσουν τη συνέχιση της ανάπτυξής τους με τη μείωση της ενεργειακής έντασης.

Η ανομοιογενής ενεργειακή κατανάλωση στις διάφορες περιοχές του πλανήτη μας συνοδεύεται και από τη διαρκή αύξηση του πληθυσμού της γης. Όμως το πλέον σημαντικό στοιχείο, είναι η πληθυσμιακή έκρηξη που παρατηρείται στις υπό ανάπτυξη χώρες του πλανήτη μας, πράγμα που περιορίζει τις δυνατότητες μείωσης της κατανάλωσης ενέργειας. Στις περιπτώσεις δε αυτές, ακόμα και με σταθερή κατά κεφαλήν κατανάλωση ενέργειας, οδηγούμαστε σε μια αύξηση της συνολικής κατανάλωσης, τουλάχιστον ανάλογης με την αύξηση του πληθυσμού, Πίνακας 2.

Πίνακας 2: Πληθυσμιακή Εξέλιξη του Πλανήτη την Τελευταία 40ετία (εκατομμύρια)

ΠΕΡΙΟΧΗ	1960	1970	1975	1980	1985	1990	2000
Η.Π.Α.	180	206	216	228	239	250	265
Ιαπωνία	94	104	112	117	120	123	129
Ευρώπη	425	459	474	484	492	499	512
Ανεπτυγμένες Χώρες	945	1047	1092	1131	1170	1206	1272
Αναπτυσσόμενες Χώρες	2092	2648	2974	3031	3656	4036	4847
ΣΥΝΟΛΟ	3037	3695	4066	4432	4826	5242	6119

Η μεγάλη βιομηχανική ανάπτυξη η οποία παρατηρήθηκε κατά τον 20^ο αιώνα, μπορεί να θεωρηθεί ότι οφείλεται, σε μεγάλο βαθμό, στις τεράστιες ποσότητες ενέργειας που καταναλώθηκαν κατά την περίοδο αυτή. Οι βασικές τεχνολογίες οι οποίες

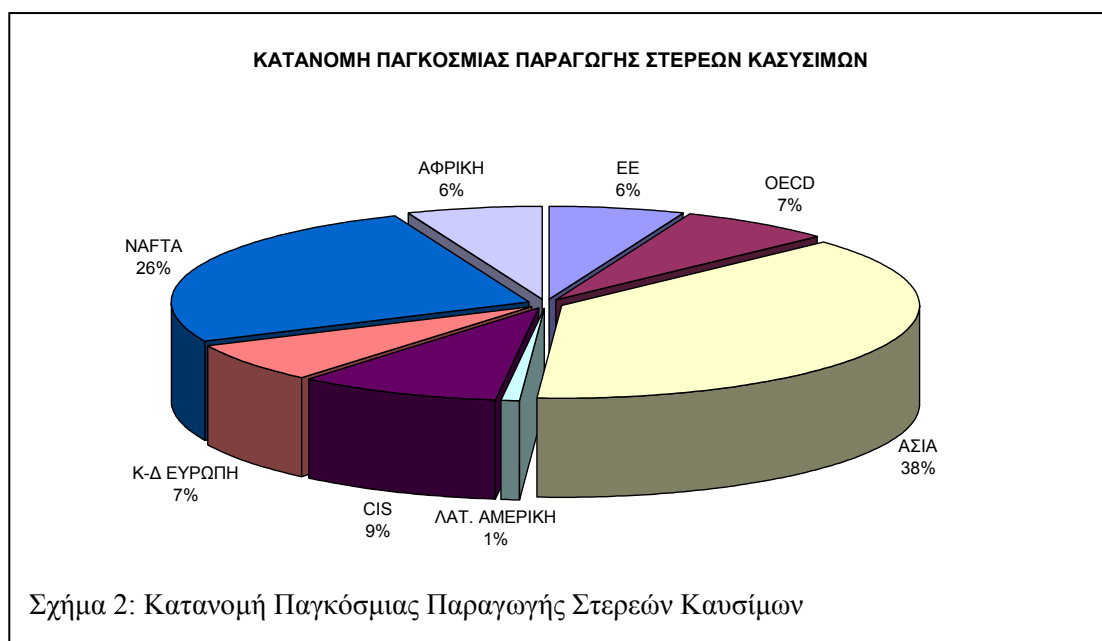
χρησιμοποιήθηκαν για την ενεργειακή μετατροπή ήταν η παραγωγή ηλεκτρισμού από κύκλο ατμού με θερμοδυναμική απόδοση 30%-40% και η παραγωγή έργου από μηχανές εσωτερικής καύσης με θερμική απόδοση 17%-25%. Εάν σε αυτές τις τιμές ληφθεί υπόψη και ο χαμηλός συντελεστής ανάκτησης (ο λόγος δηλαδή των εκμεταλλεύσιμων προς τα διαπιστωμένα αποθέματα) του πετρελαίου (40%) και του άνθρακα (60%), γίνεται φανερό ότι γενικά, σε παγκόσμια κλίμακα, χρησιμοποιείται μόλις το 15% της πρωτογενούς διαθέσιμης ενέργειας. Το υπόλοιπο 85% αποτελεί τις απώλειες του κύκλου παραγωγής-μεταφοράς-τελικής χρήσης της ενέργειας. Φυσικά γίνονται σημαντικές προσπάθειες μείωσης των απωλειών και αύξησης του βαθμού απόδοσης των ενεργειακών μας συστημάτων, γεγονός όμως το οποίο θα βελτιώσει ελάχιστα προς το παρόν το πλανητικό ενεργειακό ισοζύγιο. Μορφές ενέργειας όπως η ηλεκτρική, θεωρούνται εξευγενισμένες, δεδομένου ότι μας παρέχουν τη δυνατότητα μετατροπής τους με ελάχιστες απώλειες, σε κάθε άλλη επιθυμητή μορφή ενέργειας. Τα στοιχεία αυτά εκφράζουν μια σημαντική πλευρά του ενεργειακού προβλήματος, η οποία προέρχεται από το χαμηλό βαθμό αξιοποίησης της πρωτογενούς ενέργειας.

Η έλλειψη ενημέρωσης των πολιτών καθώς και η επικράτηση της άποψης ότι τα αποθέματα ενέργειας και πρώτων υλών είναι απεριόριστα, οδηγούν το μέσο άνθρωπο στην αδιαφορία για την κατασπατάληση της ενέργειας. Συχνά μάλιστα η κατασπατάληση της ενέργειας αποτελεί μέσο επίδειξης και απόδειξης πλούτου. Μόλις πρόσφατα άρχισε να γίνεται αντιληπτό το περιορισμένο μέγεθος των ενεργειακών μας αποθεμάτων, με αποτέλεσμα να ληφθούν κάποιες τιμολογιακές και διοικητικές αποφάσεις, που σκοπό έχουν την εξοικονόμηση ενέργειας.

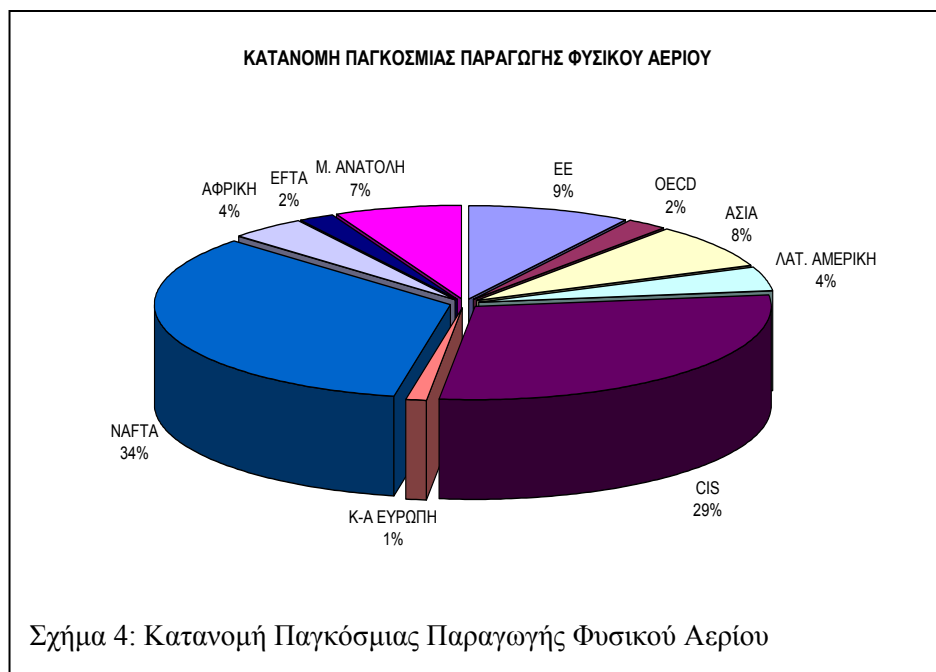
Ολοκληρώνοντας θα πρέπει να αναφερθεί η συγκέντρωση των ενεργειακών συμβατικών αποθεμάτων σε συγκεκριμένες περιοχές του πλανήτη (Σχήματα 2 έως 4). Αν συνδυαστούν τα παρακάτω διαγράμματα με το Σχήμα 1, γίνονται σαφείς τα αίτια που έχουν οδηγήσει στα μεγάλα πολιτικά-στρατιωτικά γεγονότα τα οποία είχαν σημαντικό αντίκτυπο στην τιμή του αργού πετρελαίου.

1.4 Στρατηγικές Αντιμετώπισης του Ενεργειακού Προβλήματος

Η εξοικονόμηση ενέργειας ή ορθολογική χρήση ενέργειας, μπορεί να επιτευχθεί χωρίς



τη μείωση του επιπέδου διαβίωσής μας. Οι δυνατότητες εξοικονόμησης ενέργειας είναι σημαντικές σε όλους τους τομείς, όπως τις μεταφορές, τη γεωργία, τη βιομηχανία, τα κτίρια του οικιακού ή τριτογενή τομέα, τον ενεργειακό τομέα (π.χ. κεντρική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας) κλπ. Εκμεταλλευόμενοι νέα συστήματα υψηλής τεχνολογίας με βελτιωμένες αποδόσεις, τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τον καλύτερο σχεδιασμό συστημάτων, τους αυτοματισμούς κλπ., μπορούμε να πετύχουμε και τους δύο στόχους, δηλαδή μείωση της κατανάλωσης καυσίμων και προστασία του περιβάλλοντος.



Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα προβλήματα τα οποία πηγάζουν από τη χρήση των συμβατικών καυσίμων, αρκετοί ειδικοί πρότειναν την αξιοποίηση των ήπιων μορφών ενέργειας, όπως είναι η υδροηλεκτρική ενέργεια, η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η βιομάζα, η θαλάσσια ενέργεια και η γεωθερμική ενέργεια. Φυσικά οι

ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν είναι δυνατόν να επιλύσουν σήμερα το συνολικό ενεργειακό πρόβλημα της ανθρωπότητας, τουλάχιστον με τα σημερινά οικονομικά και τεχνολογικά δεδομένα, μπορεί όμως η αξιοποίησή τους να συνδυασθεί με την προσπάθεια εξοικονόμησης των συμβατικών πηγών ενέργειας και με την ορθολογική διαχείριση των υφιστάμενων ενεργειακών πόρων.

Η ενεργειακή πολιτική μιας χώρας, είναι απαραίτητο να εξασφαλίζει την ενεργειακή επάρκεια της χώρας με εύλογο κόστος, διασφαλίζοντας παράλληλα την ισορροπία του οικοσυστήματός της. Η προστασία του περιβάλλοντος πρέπει να αποτελεί ουσιώδες μέλημα κατά τη χάραξη της ενεργειακής πολιτικής, δεδομένου ότι το μέλλον της ανθρωπότητας εξαρτάται από την εξεύρεση λύσεων στα προβλήματα τα οποία οφείλονται στην ανάπτυξη της βιομηχανίας και την κατανάλωση ενέργειας σε αυτήν, όπως η εξάντληση των ενεργειακών πηγών, η αύξηση της θερμοκρασίας λόγω του φαινομένου του θερμοκηπίου, η ελαχιστοποίηση του στρώματος του όζοντος, η αύξηση της περιβαλλοντικής μόλυνσης κ.α. Σύμφωνα με τη διεθνή εμπειρία, προτείνονται οι παρακάτω κατευθυντήριες γραμμές, οι οποίες συνίσταται να ακολουθούνται κατά το σχεδιασμό μιας εθνικής ενεργειακής στρατηγικής:

- Αξιοποίηση των εγχώριων φυσικών πηγών ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη τις ανάγκες των επόμενων γενεών
- Ελαχιστοποίηση της ενεργειακής εξάρτησης από χώρες του εξωτερικού και από μοναδικές πηγές ενέργειας
- Ανάπτυξη και εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας
- Επέκταση της ενεργειακής αγοράς με την προσφορά στην οικονομία αποτελεσματικότερων πρωτογενών μορφών ενέργειας (π.χ. φυσικό αέριο)

- Αύξηση του βαθμού εκμετάλλευσης της ενέργειας και εξοικονόμηση ενέργειας σε όλους τους τομείς της εθνικής οικονομίας
- Σχεδίαση του ρυθμού ανάπτυξης της χώρας και το είδος ανάπτυξης με στόχο την ελαχιστοποίηση του ενεργειακού κόστους, λαμβάνοντας υπόψη ότι η μόλυνση του περιβάλλοντος συνεπάγεται μεταξύ άλλων και σημαντικό κοινωνικό κόστος
- Εισαγωγή μέσω της εκπαίδευσης στις νέες γενιές, μιας νέας ενεργειακής φιλοσοφίας, ενάντια στη σημερινή καταναλωτική θέση προς τη ζωή.

Τα τελευταία χρόνια γίνονται αρκετές προσπάθειες με στόχο την αντιμετώπιση του ενεργειακού προβλήματος, με αποτέλεσμα να έχει επιτευχθεί σημαντική πρόοδος στον τομέα της κατανάλωσης ενέργειας.

1.5 Η Ενεργειακή Κατάσταση στην Ελλάδα

Η ενεργειακή εικόνα της χώρας μας δεν παρουσιάζει μεγάλες διαφορές από τις αντίστοιχες ευρωπαϊκές χώρες που δε διαθέτουν δική τους παραγωγή πετρελαίου ή φυσικού αερίου. Τα βεβαιωμένα κοιτάσματα λιγνιτών που υπάρχουν κυρίως στη Μακεδονία και στη Μεγαλόπολη υπολογίζονται σε 5 έως 6 δις τόνους, ενώ το πετρελαϊκό κοιτάσμα του Πρίνου καλύπτει ένα μικρό ποσοστό των ενεργειακών αναγκών της χώρας μας.

Πιο συγκεκριμένα τα βεβαιωμένα αποθέματα λιγνίτη δεν είναι στο σύνολό τους τεχνικοοικονομικά απολήψιμα και τα υπαιθρίως απολήψιμα αποθέματα εκτιμώνται σε 3.3 δις τόνους, που με τη βελτίωση της τεχνολογίας μπορούν να φθάσουν τα 4.5 δις τόνους συνολικά. Αντίστοιχα, το μεγαλύτερο τμήμα των κοιτασμάτων αργού πετρελαίου στον Πρίνο και το ανάλογο κοιτάσμα φυσικού αερίου νότια της Καβάλας

θεωρείται ότι έχει αντληθεί, ενώ τα αποθέματα που υπολείπονται δύσκολα θα διατηρηθούν μέχρι το τέλος του αιώνα μας. Τέλος τα επαρκώς βεβαιωμένα αποθέματα ουρανίου, που έχουν εντοπιστεί στο Παρανέστι Δράμας, ανέρχονται σε 400 τόνους, ενώ συγκεντρώσεις ουρανίου έχουν εντοπισθεί σε λιγνίτες, σε ανθρακομιγείς αργίλους και φωσφορικά κοιτάσματα. Τα αποθέματα αυτής της κατηγορίας δε θεωρούνται σήμερα τεχνικοοικονομικά απολήψιμα, είναι όμως δυνατό να καταστούν στο μέλλον.

Τα κυριότερα εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα λιγνίτη βρίσκονται στις περιοχές Πτολεμαΐδας, Αμυνταίου και Φλώρινας (2.5 δις τόνοι), στην περιοχή της Δράμας (900 εκατ. τόνοι), στην περιοχή Ελασσόνας (150 εκατ. τόνοι) και στην Πελοπόννησο (περιοχή Μεγαλόπολης) υπάρχει λιγνιτικό κοιτάσμα με απόθεμα 300 εκατ. τόνους. Τα διαθέσιμα αποθέματα υπολογίζεται ότι με τους προγραμματιζόμενους ρυθμούς εκμετάλλευσης (π.χ. η παραγωγή λιγνίτη στο κέντρο Πτολεμαΐδας-Αμυνταίου για το 1997 ήταν 44.9 εκατ. τόνοι και στη Μεγαλόπολη 11.5 εκατ. τόνοι) επαρκούν για περισσότερο από 50 χρόνια. Υπάρχει επίσης και ένα μεγάλο κοιτάσμα τύρφης στην περιοχή Φιλίππων (Ανατολική Μακεδονία), με εκμεταλλεύσιμα αποθέματα 4 δις m³ (125 εκατ. TΠΠ).

Σύμφωνα με ομάδα εργασίας του ΤΕΕ (1998) για την αξιοποίηση του λιγνιτικού κοιτάσματος της περιοχής Ποταμιάς Ελασσόνας, μπορεί να δημιουργηθεί μονάδα ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος 600MW, με διάρκεια ζωής 45-50 χρόνια, η οποία με τα σημερινά δεδομένα και εάν ληφθούν άμεσα οι σχετικές αποφάσεις μπορεί να αρχίσει να λειτουργεί περί το 2007. Οι απαιτούμενες αρχικές μελέτες (υδρογεωλογική, εδαφοτεχνική και μελέτη σκοπιμότητας) απαιτούν 3-4 μήνες, η πλήρης μεταλλευτική

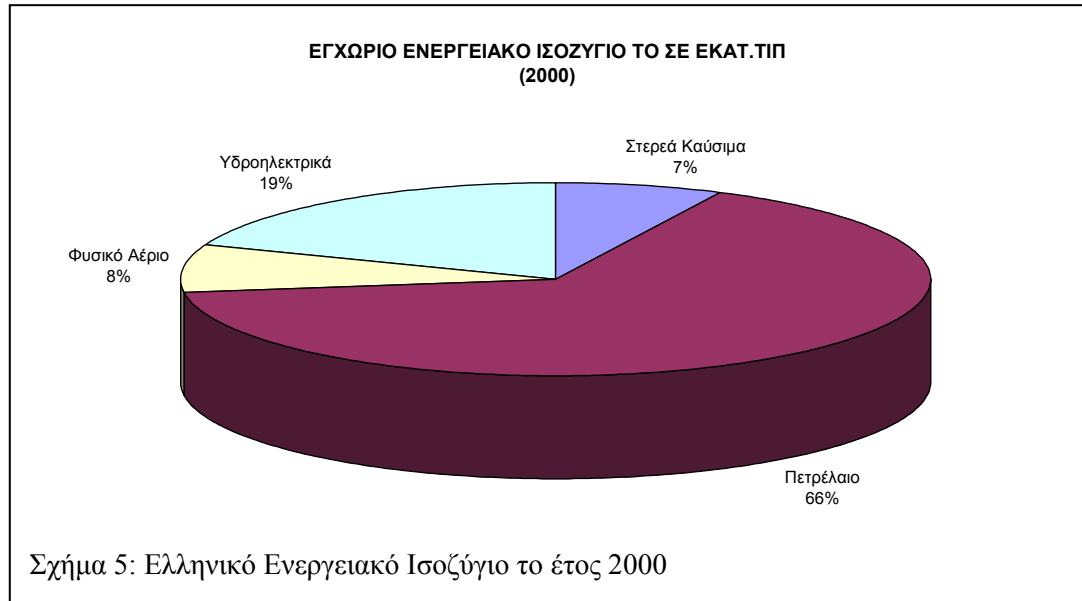
και περιβαλλοντική μελέτη απαιτεί 2 χρόνια, οι απαλλοτριώσεις και έργα υποδομής, η προμήθεια εξοπλισμού και η κατασκευή του σταθμού απαιτούν περίπου έξι χρόνια.

Η θερμογόνος ικανότητα των ελληνικών λιγνιτών (900-1100kcal/kg στις περιοχές Μεγαλόπολης, Αμυνταίου και Δράμας, 1250-1350kcal/kg στην περιοχή Πτολεμαΐδας και 1800-2300kcal/kg στις περιοχές Φλώρινας και Ελασσόνας) είναι 3-7 φορές μικρότερη από αυτή του λιθάνθρακα και 5-10 φορές μικρότερη από αυτή του πετρελαίου.

Στην Ελλάδα ο λιγνίτης αποτελεί τη βασική πλουτοπαραγωγική πηγή. Σημαντικό πλεονέκτημα των λιγνιτών της χώρας μας είναι η χαμηλή περιεκτικότητα σε καύσιμο θείο.

Η συνολική παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα παρουσιάζει συνεχή αύξηση φτάνοντας τους 24.7ΜΤΠΠ το 1995. Το ενεργειακό σύστημα της χώρας βασίζεται κυρίως στη χρήση ορυκτών καυσίμων, πετρελαίου και λιγνίτη. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη ΔΕΗ, έφτασε το 1995 τις 42.3 TWh.

Το ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας μας δίνεται στο Σχήμα 5 όπου απεικονίζεται η συμμετοχή των κύριων πηγών στην κατανάλωση ενέργειας. Ταυτόχρονα από ανάλογα στοιχεία, έχουμε τη δυνατότητα να επιμερίσουμε την κατανάλωση ενέργειας στις τρεις κύριες ομάδες τελικής χρήσης, δηλαδή τη βιομηχανία (29%), τις μεταφορές (42%) και την κατοικία-εμπόριο (29%).



Σύμφωνα με τα στοιχεία της ΔΕΗ για το 1998, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ήταν 9693MW. Το 70% των μονάδων (αεριοστροβιλικές ανοικτού ή συνδυασμένου κύκλου) είναι θερμικοί σταθμοί (Σχήμα 6), με λιγνίτη (4850MW), πετρέλαιο (1919MW), αερίου (υπό μερική χρήση) και το υπόλοιπο υδροηλεκτρικοί σταθμοί (2924MW).

Στη βιομηχανία, την τελευταία δεκαετία παρουσιάζεται σταδιακή αντικατάσταση του πετρελαίου από προϊόντα άνθρακα, ιδιαίτερα στην τσιμεντοβιομηχανία. Η κατανάλωση ενέργειας που προέρχεται από τα προϊόντα πετρελαίου, καλύπτει το 50% των ενεργειακών αναγκών της βιομηχανίας (3.9ΜΤΠΠ το 1995).

Στον οικιακό και τριτογενή τομέα η κατανάλωση ενέργειας έφτασε τους 4.4ΜΤΠΠ το 1995. Η ηλεκτρική ενέργεια καλύπτει το 37% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας, το 51% καλύπτεται από τα προϊόντα πετρελαίου και το 12% από τη βιομάζα.

Στις μεταφορές η κατανάλωση ενέργειας έφτασε το 1995 τους 6.3ΜΤΠΠ. Τα προϊόντα πετρελαίου αντιπροσωπεύουν το 99.7% του συνόλου στην τελική χρήση ενέργειας και το υπόλοιπο καλύπτεται με ηλεκτρική ενέργεια (π.χ. ηλεκτροκίνηση μέσω μαζικής

μεταφοράς, υπόγειου σιδηροδρόμου στην Αθήνα και τρένα) και άνθρακα (π.χ. σε μερικά τρένα) και ένα πολύ μικρό ποσοστό υγραερίου για την κίνηση μικρού αριθμού ταξί.

Η χρήση του φυσικού αερίου είναι ιδιαίτερα ανεπτυγμένη στην Ευρώπη και σε πολλές άλλες χώρες όπως οι ΗΠΑ, η Ιαπωνία κ.α. Στην Ελλάδα, δέκα χρόνια μετά την αρχική διακρατική συμφωνία του 1987 μεταξύ Ελλάδας και πρώην Σοβιετικής Ένωσης, αρκετές επαναδιαπραγματεύσεις και αλλαγές, το 1997 ολοκληρώθηκε το έργο του κεντρικού αγωγού (υψηλής πίεσης-70bar) από τη Ρωσία (παροχής 2.4 δις m³ το χρόνο). Το καλοκαίρι του 1998 εγκρίθηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση και η σύνδεση της



Δυτικής Ελλάδας με την Ιταλία, μέσω υποθαλάσσιου αγωγού από το Οτράντο κοντά στο Πρίντεζι της Ιταλίας στην Πάργα. Το δίκτυο αυτό θα καλύψει τις αναμενόμενες

αυξημένες ανάγκες στο μέλλον και θα ομαλοποιήσει την εξάρτηση της Ελλάδας από το Ρωσικό και Αλγερινό αέριο.

Από τον κεντρικό αγωγό φυσικού αερίου από τη Ρωσία, οι πρώτοι καταναλωτές στη βιομηχανία (Ελληνική Βιομηχανία Ζάχαρης στη Λάρισα, Αθηναϊκή Ζυθοποιία, Softex, Ελληνική Βιομηχανία Γάλακτος), κτίρια του τριτογενή τομέα (νοσοκομεία Ευαγγελισμός, Ιπποκράτειο, Ερυθρός Σταυρός, 401 Στρατιωτικό Νοσοκομείο και ξενοδοχεία όπως το Hilton, Caravel, Intercontinental, Ledra Marriot) και τον οικιακό και εμπορικό τομέα έχουν αρχίσει να χρησιμοποιούν φυσικό αέριο.

Στις μεγάλες πόλεις, κοντά από τις οποίες περνάει ο κεντρικός αγωγός (Αθήνα, Βόλος, Λάρισα, Θεσσαλονίκη), αναπτύσσεται το δίκτυο διανομής του φυσικού αερίου χαμηλής πίεσης-4bar.

Δίκτυα διανομής φυσικού αερίου κατασκευάζονται κοντά στα εργοστάσια της ΔΕΗ και τις βιομηχανικές ζώνες (π.χ. κλάδοι υψηλής πίεσης-70bar προς Κερατσίνι και Λαύριο και δίκτυα μέσης πίεσης-19bar σε βιομηχανικές ζώνες). Στην Ελλάδα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο έχει αρχίσει να προχωρεί. Η ΔΕΗ έχει συμφωνήσει για την αγορά 1.3 δις m³ το χρόνο για τη λειτουργία των μονάδων στο Κερατσίνι (μετακατασκευή των μονάδων του παροπλισμένου σταθμού του Αγίου Γεωργίου ο οποίος κατανάλωνε αρχικά κάρβουνο και μετά το 1970 μόνο μαζούτ), στο Λαύριο (μονάδες συνδυασμένου κύκλου στον ατμοηλεκτρικό σταθμό Λαυρίου 180MW και 570MW) και Κομοτηνή (μονάδα συνδυασμένου κύκλου στη βιομηχανική περιοχή, ισχύος 370-480MW).

1.6 Το Ενεργειακό Πρόβλημα στην Ελλάδα

Το ενεργειακό πρόβλημα αποτελεί για την Ελλάδα έναν από τους βασικότερους παράγοντες επηρεασμού της οικονομίας. Οι σημαντικότερες διαστάσεις του ενεργειακού προβλήματος, όπως αυτό εμφανίζεται σήμερα στον ελληνικό χώρο είναι η μεγάλη εξάρτηση από την εισαγόμενη ενέργεια (εξάρτηση η οποία φθάνει το 58% σε ποσότητα πρωτογενούς ενέργειας και έχει πολλές δυσμενείς επιπτώσεις για τη χώρα, όπως τεράστια συναλλαγματική δαπάνη, εξάρτηση από τις χώρες προμήθειας της ενέργειας, αβεβαιότητα ενεργειακής τροφοδοσίας σε περιόδους κρίσεων κ.α.) και η χαμηλή απόδοση του ενεργειακού τομέα (η κατανάλωση ενέργειας ανά μονάδα παραγόμενου προϊόντος στην Ελλάδα, είναι ιδιαίτερα υψηλή, γεγονός το οποίο οφείλεται τόσο στις σχετικά μεγάλες απώλειες κατά τη φάση μετατροπής της πρωτογενούς ενέργειας σε τελική, όσο και στις σπατάλες κατά την κατανάλωση ενέργειας).

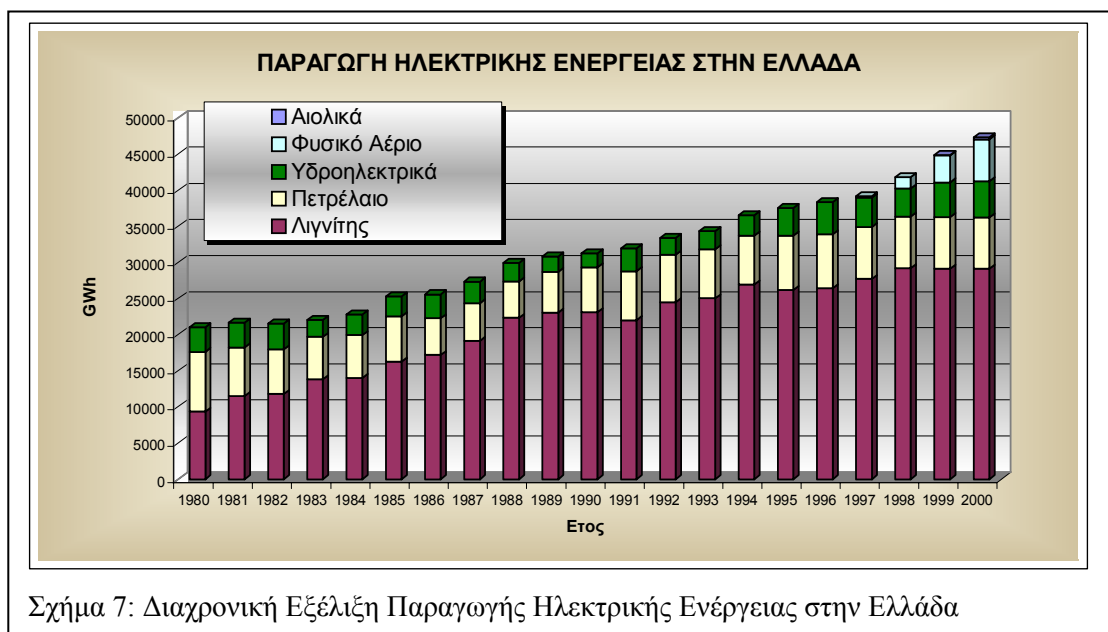
Πριν την ενεργειακή κρίση και ιδιαίτερα κατά τη δεκαετία του 1960, η κατανάλωση της ενέργειας στην Ελλάδα αυξανόταν ετησίως με ρυθμούς άνω του 10%. Μετά το 1973, οι ρυθμοί άρχισαν να μειώνονται. Ο συνολικός βαθμός χρήσης της ενέργειας στη χώρα μας είναι 30% ενώ το υπόλοιπο 70% αποτελεί ενεργειακές απώλειες. Είναι χαρακτηριστικό ότι ο βαθμός χρήσης του πετρελαίου έχει κατά μέσο όρο τιμή μόλις 8%, γεγονός το οποίο σημαίνει ότι από το 1kg πετρελαίου που καταναλώνεται, χρησιμοποιούνται επωφελώς μόνο τα 80gr, ενώ το υπόλοιπο αποτελεί απώλειες.

1.7 Το Ελληνικό Δίκτυο Ηλεκτρισμού

Το Ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής αποτελείται από το διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής της ηπειρωτικής χώρας και από τα ανεξάρτητα συστήματα παραγωγής των απομακρυσμένων νησιών. Το κύριο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ αποτελείται από θερμικούς σταθμούς λιγνιτικής και πετρελαϊκής βάσης καθώς επίσης και μονάδες φυσικού αερίου. Αντίστοιχα οι εγκατεστημένοι ανανεώσιμοι σταθμοί παραγωγής ενέργειας καλύπτουν μόλις το 10% περίπου της συνολικής παραγωγής, Σχήμα 7.

Η κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των νησιών καλύπτεται στο μεγαλύτερο μέρος της από Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής θερμικής βάσης, οι οποίοι έχουν εγκατασταθεί από τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού.

Σημαντικό πρόβλημα στην ηλεκτροδότηση των νησιών αποτελεί η ανισοκατανομή του πληθυσμού στην περιοχή του Αιγαίου, όπου εμφανίζεται μεγάλη διασπορά της



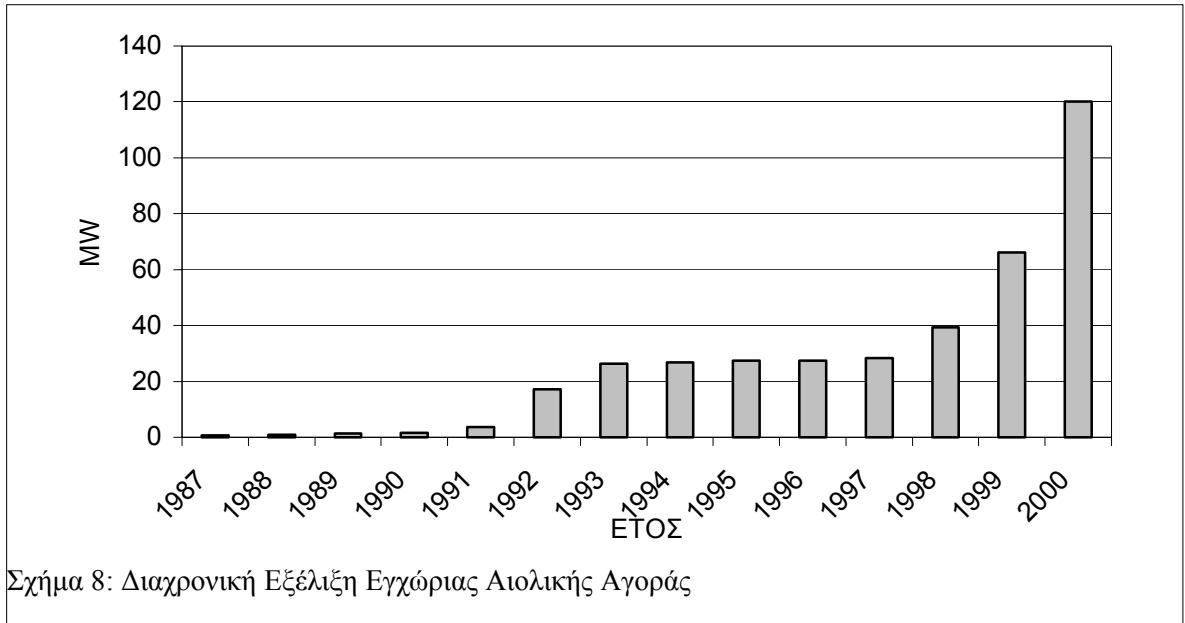
ενεργειακής κατανάλωσης. Παράλληλα ο πληθυσμός των νησιών παρουσιάζει μεγάλες αυξομειώσεις κατά τη διάρκεια του έτους καθώς στα περισσότερα νησιά εμφανίζεται έντονη τουριστική κίνηση κατά τους μήνες του καλοκαιριού.

Οι βασικοί παράγοντες της αγοράς, σύμφωνα με τις τελευταίες εξελίξεις στον τομέα της ελληνικής ηλεκτροπαραγωγής, είναι η Ρ.Α.Ε. ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., οι παραγωγοί, οι προμηθευτές και οι επιλέγοντες πελάτες. Η Ρ.Α.Ε. προτείνει το νομοθετικό πλαίσιο για την ανάπτυξη της αγοράς και ελέγχει τους κανόνες ανταγωνισμού. Οι παραγωγοί διαθέτουν το εγκατεστημένο δυναμικό ισχύος και έχουν το δικαίωμα να παράγουν και να πωλούν ενέργεια. Την ενέργεια αυτή αγοράζουν οι προμηθευτές μέσω της Ημερήσιας Αγοράς Ενέργειας με σκοπό, με τη σειρά τους, να την πουλήσουν στους επιλέγοντες πελάτες τους, δηλαδή σε τελικούς καταναλωτές. Ως επιλέγοντες πελάτες θεωρούνται οι καταναλωτές, οι οποίοι έχουν το δικαίωμα να επιλέξουν ελεύθερα και με τον πιο αποδοτικό τρόπο για την επιχείρησή τους τον προμηθευτή τους. Σήμερα οι επιλέγοντες πελάτες αντιστοιχούν στο 34% της ετήσιας κατανάλωσης αλλά, σύμφωνα με την απόφαση του Συμβουλίου της Ευρώπης στη Βαρκελώνη, μέχρι το 2005 θα πρέπει το σύνολο των βιομηχανικών και εμπορικών καταναλωτών (περίπου το 65%) να θεωρούνται επιλέγοντες πελάτες. Οι προμηθευτές εξασφαλίζουν την υποχρέωση και τη δυνατότητα των παραγωγών να προσφέρουν ενέργεια στην αγορά μέσω των Πιστοποιητικών Διαθεσιμότητας Ισχύος, που εκδίδονται από τους παραγωγούς. Ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. εξασφαλίζει τη μεταφορά των αναγκαίων ποσοτήτων ενέργειας ώστε να καλυφθεί η ζήτηση, βάσει του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και είναι υπεύθυνος για την αποδοτική χρήση και εκμετάλλευση του Συστήματος.

1.8 Η Εξέλιξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η πρώτη προσπάθεια ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έγινε με τον Ν.1559/85, με τον οποίο δόθηκε η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές σε ιδιώτες και τους Ο.Τ.Α. (αυτοπαραγωγούς), μέχρι το τριπλάσιο της ισχύος των εγκαταστάσεών τους και την πώληση της περίσσειας ενέργειας στη ΔΕΗ. Η συνεισφορά του νόμου στην ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ήταν μηδαμινή, λόγω της χαμηλής τιμής αγοράς της ενέργειας από τη ΔΕΗ, αλλά και των πολύπλοκων διαδικασιών αδειοδότησης. Το 1993 λειτουργούσαν ανεμογεννήτριες συνολικής ισχύος 27MW, από τις οποίες μόνον 3MW ανήκαν σε ιδιώτες, τους ΟΤΑ και τον ΟΤΕ, ενώ οι υπόλοιπες στη ΔΕΗ.

Η ουσιαστική έναρξη της ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έγινε με τον Ν.2244/94, ο οποίος έδωσε τη δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και σε ιδιώτες με μοναδικό σκοπό την πώληση της παραγόμενης ενέργειας στη ΔΕΗ, ενώ ενίσχυσε τις δυνατότητες αυτοπαραγωγής. Όρισε επίσης σχετικά επαρκείς τιμές πώλησης ενέργειας και δεκαετή διάρκεια συμβάσεων. Παράλληλα θεσπίστηκαν αναπτυξιακά κίνητρα (Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας, Αναπτυξιακός Νόμος κ.α.), τα οποία περιλάμβαναν επιδοτήσεις των δαπανών εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και συμπαραγωγής, ώστε παρά τα εμπόδια λόγω των πολύπλοκων διαδικασιών αδειοδότησης, που δεν κατέστη δυνατόν να ξεπεραστούν, να σημειωθεί σημαντική πρόοδος κατά τα τελευταία ιδίως έτη, Σχήμα 8.



Τα κυριότερα εμπόδια μεγαλύτερης ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ήταν τα ακόλουθα:

- Οι χρονοβόρες και επίπονες διαδικασίες έκδοσης Αδειών Εγκατάστασης, που κυρίως οφείλονται στην έλλειψη χωροταξικού σχεδιασμού, τη μη επαρκή στελέχωση και εκπαίδευση των αρμόδιων περιφερειακών υπηρεσιών και την πολυπλοκότητα και ασάφεια των υφισταμένων ρυθμίσεων.
- Η ανάγκη εκτεταμένων επεκτάσεων και ενισχύσεων των δικτύων της ΔΕΗ σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό (π.χ. Ν. Εύβοια, Λακωνία).
- Η έλλειψη κτηματολογίου και γενικότερου σχεδιασμού της χρήσης γης, η οποία σε συνδυασμό με την ελλιπή ενημέρωση των πολιτών για τα πλεονεκτήματα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οδήγησαν σε αντιδράσεις των κατοίκων.
- Η αδυναμία πλήρους αξιοποίησης του υψηλού αιολικού δυναμικού των νησιών, λόγω τεχνικών προβλημάτων συνεργασίας με τους υφιστάμενους συμβατικούς σταθμούς.

Με τον Ν.2773/99, για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, διατηρείται το καθεστώς του Ν.2244/95, με την προσθήκη ότι οι οριζόμενες τιμές αγοράς ενέργειας ανανεώσιμων πηγών και συμπαραγωγής θεωρούνται ως οι μέγιστες και μπορούν να μειωθούν κατά τη χορήγηση της Άδειας, με απόφαση του ΥΠ.ΑΝ. μετά από γνωμοδότηση της Ρ.Α.Ε. Επίσης προβλέπεται ότι κάθε παραγωγός ανανεώσιμων πηγών ενέργειας επιβαρύνεται με ανταποδοτικό τέλος, που αντιστοιχεί σε ποσοστό επί των πωλήσεων ενέργειας και αποδίδεται στον Ο.Τ.Α. (2% επί των ακαθαρίστων εσόδων). Τέλος ο Ν.2773/99 προβλέπει την κατά προτεραιότητα απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ώστε αυτές να αξιοποιούνται στο μέγιστο βαθμό που επιτρέπει η καλή λειτουργία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας. Στο τέλος του 2000 έγινε από τη Ρ.Α.Ε. πρόσκληση υποβολής Αιτήσεων για τη χορήγηση Αδειών Παραγωγής, Πίνακας 3.

Πίνακας 3: Αιτήσεις Χορήγησης Αδειών Παραγωγής έως το 2003

Τεχνολογία	Αριθμός Αιτήσεων	Ισχύς (MW)	Θετική Γνώμη Ρ.Α.Ε.
Αιολικά	862	14206	3046
Μικρά Υδροηλεκτρικά	368	824	364
Φωτοβολταϊκά	17	7.3	2.2
Βιομάζα	35	350	107.6
Γεωθερμία	6	335	8
<i>Σύνολο</i>	<i>1288</i>	<i>15722</i>	<i>3528</i>

Η πρόσθετη δυνατότητα του δικτύου της Εύβοιας για σύνδεση νέων αιολικών πάρκων εκτιμάται σε 530MW (περιλαμβανομένων και των νησιών των Κυκλάδων που διασυνδέονται με το Ηπειρωτικό Σύστημα), ενώ για τη Λακωνία σε 400MW. Επίσης, η σχεδιαζόμενη επέκταση του Συστήματος προς Τουρκία, στο επίπεδο των 400kV θα δώσει τη δυνατότητα για σημαντική απορρόφηση αιολικής ισχύος στην περιοχή της

Θράκης. Η Ρ.Α.Ε. έχει ήδη γνωμοδοτήσει θετικά και το ΥΠ.ΑΝ. έχει προχωρήσει στην έκδοση αδειών παραγωγής για 230MW αιολικών σταθμών στην περιοχή, οι οποίοι θα μπορέσουν να συνδεθούν μετά την επέκταση του συστήματος. Με τη δημιουργία των υποδομών αυτών θα είναι δυνατόν να αξιοποιηθεί μακροπρόθεσμα ο υφιστάμενος σημαντικός ενεργειακός πόρος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που υπάρχει στις περιοχές αυτές.

Εκτιμάται ότι τα έργα στα οποία έχει χορηγηθεί άδεια θα πραγματοποιηθούν σε ποσοστό άνω του 60% ή ότι οι νέες Αιτήσεις που θα υποβληθούν κατά τα αμέσως επόμενα χρόνια θα αντικαταστήσουν αυτό το μέρος των ήδη εγκεκριμένων έργων που δεν θα πραγματοποιηθούν, με την επιλογή καταλληλότερων θέσεων, λόγω της καλύτερης γνώσης του διατιθέμενου αιολικού δυναμικού και της γενικότερης εμπειρίας που ήδη αποκτάται.

Οι εγκαταστάσεις βιομάζας για τις οποίες έχει εκφράσει θετική γνώμη η Ρ.Α.Ε. ανέρχονται σε 108 MW περίπου, από το σύνολο των 350MW που υποβλήθηκαν. Οι λόγοι απόρριψης των προτάσεων ήταν κυρίως η μη εξασφάλιση της πρώτης ύλης. Οι περισσότερες από αυτές για τις οποίες εκφράστηκε θετική γνώμη της Ρ.Α.Ε. αφορούσαν την αξιοποίηση αερίου υφιστάμενης χωματερής ή γεωργικών αποβλήτων. Συνοψίζοντας τα προηγούμενα προκύπτουν τα ακόλουθα, για το σύνολο των έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας:

Σε λειτουργία ή υπό κατασκευή:	675MW
Με θετική γνώμη της Ρ.Α.Ε. (1/2/2003):	3.528MW
Σύνολο εγκατεστημένων έτους 2010:	3.500MW

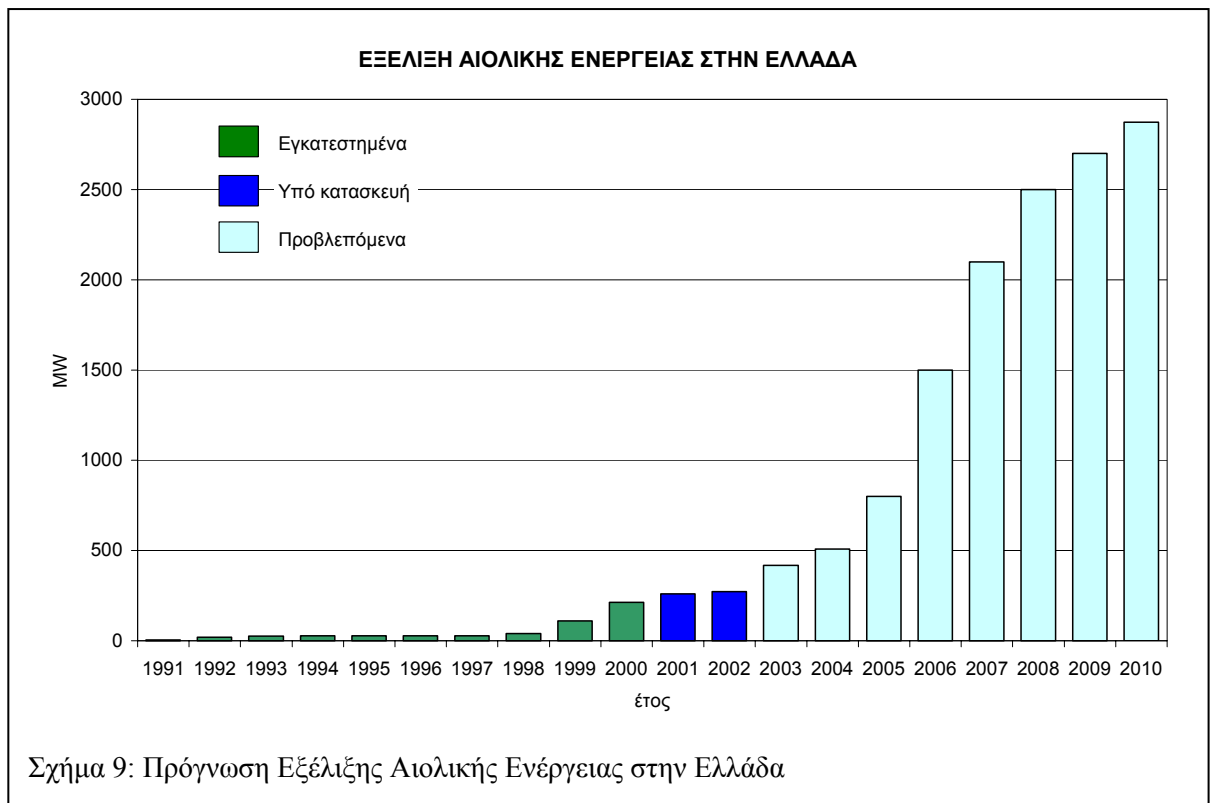
Πίνακας 4: Αναμενόμενη Εξέλιξη Επενδύσεων Αιολικής Ενέργειας στην Ελλάδα

Περιοχή	Με άδεια εγκατάστασης ή λειτουργίας (MW)	Με άδεια παραγωγής ή θετική γνώμη Ρ.Α.Ε. (MW)	Σύνολο αδειοδοτημένων έως 2003 (MW)	Έργα που αναμένονται να πραγματοποιηθούν (MW)	Πρόσθετες δυνατότητες έως το 2010 (MW)	Σύνολο έως το 2010 (MW)	Ετήσια παραγωγή το 2010 (GWh)
Θράκη	106	233	339	233	100	439	1077
Μακεδονία	0	72	72	72	0	72	164
Ήπειρος	0	87	87	20	0	20	35
Θεσσαλία	0	91	91	70	0	70	123
Κρήτη	80	46	127	46	50	176	525
Νησιά	66	131	196	131	30	227	714
Στερεά Ελλάδα	2	449	452	200	100	302	689
Πελοπόννησος	40	319	359	100	100	240	589
Δυτική Ελλάδα	1	191	193	130	50	181	381
Εύβοια-Άνδρος-Τήνος	238	634	873	634	0	872	2674
Λακωνία	29	89	118	50	50	129	338
Αττική	0	140	140	140	0	140	319
ΣΥΝΟΛΟ	563	2483	3046	1826	480	2869	7629

Πίνακας 5: Αναμενόμενη Εξέλιξη Επενδύσεων Υδροηλεκτρικών Έργων στην Ελλάδα

Περιοχή	Με άδεια εγκατάστασης ή λειτουργίας (MW)	Με άδεια παραγωγής ή θετική γνώμη Ρ.Α.Ε. (MW)	Σύνολο αδειοδοτημένων έως 2003 (MW)	Έργα που αναμένονται να πραγματοποιηθούν (MW)	Πρόσθετες δυνατότητες έως το 2010 (MW)	Σύνολο έως το 2010 (MW)	Ετήσια παραγωγή το 2010 (GWh)
Θεσσαλία	16	24	40	15	5	36	111
Μακεδονία-Θράκη	24	41	65	20	10	54	166
Ήπειρος	18	91	109	50	10	78	240
Κρήτη	0	1	1	1	0	1	3
Στερεά Ελλάδα	19	47	66	30	15	64	196
Πελοπόννησος	1	17	18	10	5	16	49
Δυτική Ελλάδα	6	58	64	30	15	51	157
Αττική	1	0	1	0	0	1	2
ΣΥΝΟΛΟ	86	279	364	156	60	302	924

Η ενέργεια που θα παράγεται από τα παραπάνω έργα (Πίνακας 4 και 5) εκτιμάται το έτος 2010 σε 8800GWh περίπου. Κατά το έτος 2010 εκτιμάται ότι οι ανάγκες της χώρας θα απαιτούν τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 76000GWh. Συνεπώς σύμφωνα με τις παραπάνω εκτιμήσεις η παραγόμενη από ανανεώσιμες πηγές ηλεκτρική ενέργεια θα αποτελεί ποσοστό ίσο με 11.6% της συνολικής. Εάν θεωρηθεί ότι το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας από τους Μεγάλους Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς παραμένει και το 2010 στα ίδια με τα σημερινά επίπεδα, δηλαδή 7% έως 8%, ο στόχος του 20.1% που θέτει η "Οδηγία 2001/77" του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, φαίνεται εφικτός. Στο Σχήμα 9 παρουσιάζεται η αναμενόμενη εξέλιξη του αιολικού δυναμικού ηλεκτροπαραγωγής, το οποίο θα παραμείνει ως κύρια ανανεώσιμη πηγή μέχρι το 2010.



Ωστόσο, ήδη εκφράζονται ορισμένες επιφυλάξεις για την επίτευξη του στόχου της Οδηγίας και για το αν πράγματι ο ρυθμός ανάπτυξης αυτών των πηγών στην Ελλάδα είναι ο αναμενόμενος. Η ανασφάλεια αυτή πηγάζει από το ρυθμό εγκατάστασης των έργων στην Ελλάδα, ο οποίος τα δύο τελευταία χρόνια δεν είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντικός.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΤΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ

2.1 Το Φαινόμενο του Θερμοκηπίου

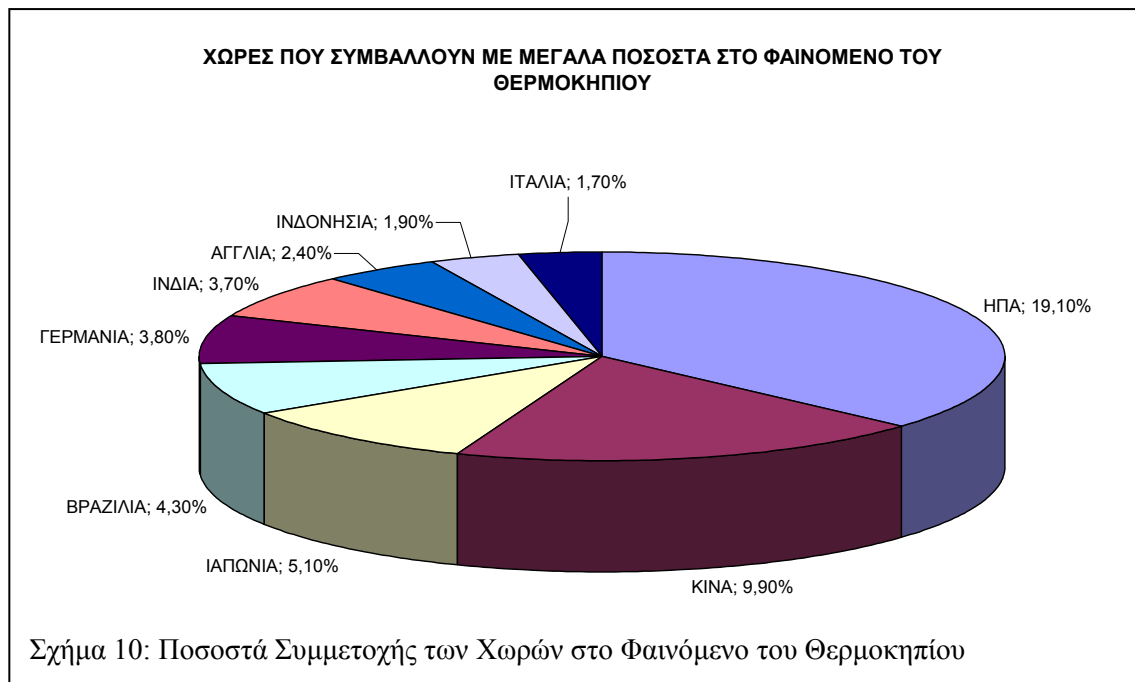
Το φαινόμενο του θερμοκηπίου, έχει τα τελευταία χρόνια αποκτήσει ιδιαίτερη σημασία και η αντιμετώπισή του απαιτεί συνδυασμένες προσπάθειες σε διεθνές επίπεδο (π.χ. η διεθνής συνάντηση στο Kyoto της Ιαπωνίας (Third Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1-10 Δεκεμβρίου, 1997)). Οι επιπτώσεις στο περιβάλλον έχουν τεκμηριωθεί με τις αλλαγές του κλίματος της ατμόσφαιρας γενικότερα σε μεγάλα αστικά κέντρα. Για παράδειγμα, σύμφωνα με τα διαθέσιμα στοιχεία ιστορικών μετρήσεων θερμοκρασίας, τα 10 πιο θερμά χρόνια από το 1880 παρουσιάστηκαν μέσα στην τελευταία δεκαετία.

Οι ρύποι που προκαλούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου περιλαμβάνουν κατά κύριο λόγο το διοξείδιο του άνθρακα, όπως επίσης το μεθάνιο, το οξείδιο του αζώτου, το όζον, τους χλωροφθοράνθρακες (καταστρέφουν το όζον-τρύπα του όζοντος) υδροφθοράνθρακες και φθοράνθρακες. Το διοξείδιο του άνθρακα που παράγεται κατά την καύση συμβατικών ορυκτών καυσίμων και απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα, είναι υπεύθυνο για το 70% της αύξησης της θερμοκρασίας στην ατμόσφαιρα.

Οι χώρες που συμβάλλουν περισσότερο στην απελευθέρωση των αερίων του θερμοκηπίου, είναι οι ΗΠΑ, η Κίνα, η Ιαπωνία, η Βραζιλία, η Γερμανία, η Ινδία, η Αγγλία, η Ινδονησία και η Ιταλία (Σχήμα 10). Σύμφωνα με τις αποφάσεις στη διεθνή

συνάντηση του Kyoto, μέχρι το 2012, ο μέσος όρος των αερίων του θερμοκηπίου πρέπει να μειωθεί κατά 5.2% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.

Στο Σχήμα 11 παρουσιάζεται ο ρυθμός αύξησης της συγκέντρωσης του διοξειδίου του άνθρακα, ενώ πρέπει να σημειωθεί ότι η ετήσια παγκόσμια παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα είναι περίπου 22 δις τόνοι, εκ των οποίων το ένα τέταρτο παράγεται στις ΗΠΑ. Παράλληλα στον Πίνακα 6 παρουσιάζονται οι οικονομικές επιπτώσεις από το διπλασιασμό του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα.





Πίνακας 6: Επιπτώσεις από το Διπλασιασμό του Διοξειδίου του Άνθρακα (δισ \$1998)

	Ευρωπαϊκή Ένωση	ΗΠΑ	Πρώην ΕΣΣΔ	Κίνα	Μη ΟΟΣΑ	ΟΟΣΑ	Υπόλοιπος Κόσμος
Προστασία των ακτών	0.1	0.2	0.0	0.0	0.9	0.5	1.4
Απώλεια ξηρών εκτάσεων	0.3	2.1	1.2	0.0	5.9	8.1	14.0
Απώλεια υγρών εκτάσεων	4.9	5.6	1.2	0.6	15.7	15.9	31.6
Απώλεια βιολογικών ειδών	7.1	6.4	2.6	1.5	10.9	17.3	28.2
Γεωργία	9.7	7.4	6.2	7.8	16.0	23.1	39.1
Δασοκομία	-4.1	-1.8	-2.9	1.1	-0.8	-10.0	-10.8
Νερό	14.1	13.7	3.0	1.6	11.9	34.8	46.7
Ενεξία	7.0	6.8	-0.7	0.7	3.0	20.1	23.1
Θνησιμότητα	22.0	16.6	3.9	7.3	32.0	57.3	89.3
Ατμοσφαιρική Ρύπανση	3.5	6.4	2.1	0.2	3.5	11.9	15.4
Μετανάστευση	1.0	0.5	0.2	0.6	2.3	2.0	4.3
Θεομηνίες	0.0	0.2	0.0	0.2	2.1	1.1	3.2
<i>Σύνολο</i>	<i>65.6</i>	<i>64.1</i>	<i>16.8</i>	<i>21.6</i>	<i>103.1</i>	<i>182.1</i>	<i>285.2</i>
<i>ΑΕΠ</i>	<i>1.5%</i>	<i>1.3%</i>	<i>0.7%</i>	<i>6.1%</i>	<i>1.8%</i>	<i>1.4%</i>	<i>1.5%</i>

2.2 Η Επίδραση της Παραγωγής Ενέργειας στην Περιβαλλοντική Ρύπανση

Η καύση των ορυκτών καυσίμων ευθύνεται για το 92% των συνολικών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην Ελλάδα, που φτάνουν τα 80 εκατ. τόνους το χρόνο. Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ανά κάτοικο στην Ελλάδα έφτασαν το 1995 τους 9.7 τόνους διοξειδίου του άνθρακα, ενώ ο μέσος όρος για την Ευρωπαϊκή Ένωση ήταν 8.2 τόνους διοξειδίου του άνθρακα ανά κάτοικο. Η Γερμανία συμβάλλει κατά 28% επί του συνόλου των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην Ευρωπαϊκή Ένωση (αν και παρουσίασε μια μείωση κατά 3% την περίοδο 90-95) με 10.4 τόνους διοξειδίου του άνθρακα ανά κάτοικο. Οι εκπομπές στη Γερμανία, Αγγλία, Ιταλία και Γαλλία αντιπροσωπεύουν το 70% των συνολικών εκπομπών στην Ευρωπαϊκή Ένωση.

Οι εκπομπές μεθανίου που ξεπερνούν τα 450 εκατ. τόνους το χρόνο προέρχονται κατά 61% από το γεωργικό τομέα (από τα ζώα και τη διαχείριση ζωικών αποβλήτων), 25% από τη διαχείριση στερεών και υγρών αστικών αποβλήτων και 14% από την καύση καυσίμων, εξόρυξη λιγνίτη, παραγωγή και επεξεργασία πετρελαίου και φυσικού αερίου.

Οι εκπομπές υποξειδίου του αζώτου, ξεπερνούν τους 16.5 εκατ. τόνους το χρόνο, αλλά παρά τη μικρή σχετικά ποσότητα το υποξείδιο του αζώτου είναι 270 περίπου φορές πιο δραστικό από το διοξείδιο του άνθρακα στη συμβολή του σαν αέριο στο φαινόμενο του θερμοκηπίου. Η καύση ορυκτών καυσίμων συμβάλλει κατά 39%, η χρήση λιπασμάτων κατά 49% και η παραγωγή νιτρικού οξέως κατά 12%.

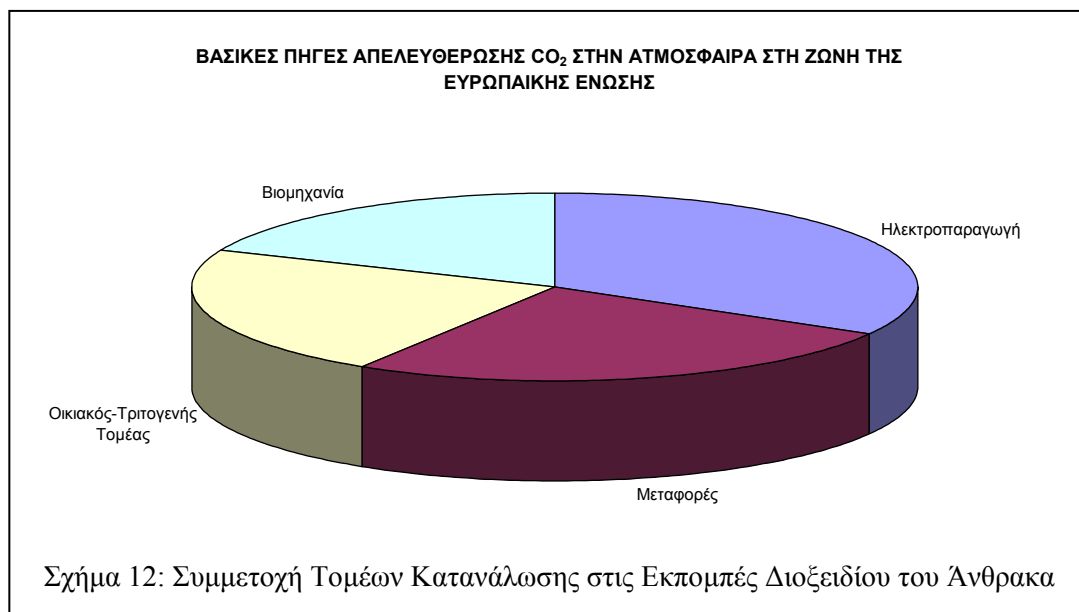
Άλλα αέρια όπως το μονοξείδιο του άνθρακα (περίπου 1.5 εκατ. τόνοι το χρόνο), τα οξείδια του αζώτου (πάνω από 370 εκατ. τόνοι το χρόνο) και οι μη μεθανιούχες

πτητικές οργανικές ενώσεις (πάνω από 335 εκατ. τόνοι το χρόνο) τα οποία συντελούν στη μεταβολή της συγκέντρωσης του τροποσφαιρικού όζοντος και μεταβάλλουν τη διάρκεια ζωής των άλλων αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα, προέρχονται από την καύση ορυκτών καυσίμων, την καύση στερεών αποβλήτων, την παραγωγή και επεξεργασία πετρελαίου και αερίου, διάφορες βιομηχανικές διεργασίες κλπ.

Σε σύγκριση με την καύση μαζούτ των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, με τη χρήση του φυσικού αερίου δεν παράγεται καθόλου καπνός, αιθάλη και διοξείδιο του θείου, ενώ τα οξείδια του αζώτου και οι φωτοχημικοί ρύποι μειώνονται κατά 30%-70%, ανάλογα με τον τύπο του καυστήρα που χρησιμοποιείται. Αντιπροσωπευτικές τιμές των εκπομπών από μονάδα φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου και ανθρακικής ατμοηλεκτρικής μονάδας παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.

Πίνακας 7: Εκπομπές Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής

Εκπομπές	Ατμοηλεκτρική μονάδα άνθρακα (βαθμός απόδοσης 42%)	Συνδυασμένος κύκλος φυσικού αερίου (βαθμός απόδοσης 52%)
CO ₂	830	380
CO	75	34
SO ₂	600	0
NO _x	600	350



2.3 Η Συμμετοχή της Ευρωπαϊκής Ένωσης στην Περιβαλλοντική Ρύπανση

Η συμμετοχή των τομέων κατανάλωσης ενέργειας στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στην Ευρώπη για την περίοδο 1985-1995, παρουσιάζονται στο Σχήμα 12. Για το 1995, η συνολική παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα στην Ευρώπη ήταν 3150.6 εκατ. τόνοι. Τη μεγαλύτερη άμεση συμμετοχή έχει ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής στους τελικούς χρήστες (931.8 εκατ. τόνοι) και στον ενεργειακό τομέα (155 εκατ. τόνοι), οι αερομεταφορές και η ναυτιλία (206.4 εκατ. τόνοι), η βιομηχανία (1857.4 εκατ. τόνοι), οι χερσαίες μεταφορές (707 εκατ. τόνοι) και ο τομέας των κτιρίων (οικιακός και τριτογενής τομέας) συμμετέχει με 637.7 εκατ. τόνους διοξειδίου του άνθρακα. Οι εκπομπές διοξειδίου του θείου έφτασαν το 1994 τους 12047.2 χιλ. τόνους (παρουσιάζοντας μείωση κατά 29% από το 1990) και για τα οξείδια του αζώτου 12544.4 χιλ. τόνους (παρουσιάζοντας μείωση κατά 8% από το 1990). Στην Ελλάδα οι συνολικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα για το 1995 ήταν 77.89 εκατ. τόνοι, παρουσιάζοντας την τελευταία δεκαετία μια αύξηση 3.2%. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συμμετείχε με 38.92 εκατ. τόνους (παρουσιάζοντας αύξηση 4.5% την

τελευταία δεκαετία) και οι τελικές χρήσεις σε όλους τους τομείς, 36.74 εκατ. τόνους (παρουσιάζοντας αύξηση 1.4% την τελευταία δεκαετία). Οι εκπομπές διοξειδίου του θείου έφτασαν το 1994 τους 556.3 χιλ. τόνους (παρουσιάζοντας μείωση κατά 13% από το 1990) και τα οξείδια του αζώτου τους 356.8 χιλ. τόνους (παρουσιάζοντας μείωση κατά 35% από το 1990)

Στην Ευρωπαϊκή Ένωση οι βασικές πηγές της απελευθέρωσης του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα (Σχήμα 12) είναι για:

- Παραγωγή ηλεκτρισμού (29.6%) η οποία παρουσιάζει ανοδική τάση.
- Μεταφορές (22.4%) με ανοδική τάση. Στην Ελλάδα τα αυτοκίνητα εκτιμάται ότι ευθύνονται για το 25% των εκπομπών. Αν συνυπολογιστεί δε και η ενέργεια που απαιτείται για την κατασκευή των αυτοκινητόδρομων και των αυτοκινήτων, τις εκπομπές από τα διυλιστήρια καυσίμων, τότε η συμβολή της αυτοκίνησης φτάνει περίπου στο 25% των συνολικών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.
- Οικιακός και τριτογενής τομέας (20%) με πτωτική τάση.
- Βιομηχανία (16.5%) με πτωτική τάση.

Ο δείκτης έντασης στην παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα (τόνοι διοξειδίου του άνθρακα ανά ΤΠΠ) παραμένει σταθερός τα τελευταία χρόνια στην Ευρώπη με μέσο όρο 2.2 τόνους διοξειδίου του άνθρακα ανά ΤΠΠ. Συγκεκριμένα το 1995, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 3.5 τόνους διοξειδίου του άνθρακα ανά ΤΠΠ, για την ιδιοπαραγωγή θερμότητας 2.9 τόνους διοξειδίου του άνθρακα ανά ΤΠΠ, στη βιομηχανία 2 τόνους διοξειδίου του άνθρακα ανά ΤΠΠ, στις μεταφορές 2.9 τόνους διοξειδίου του

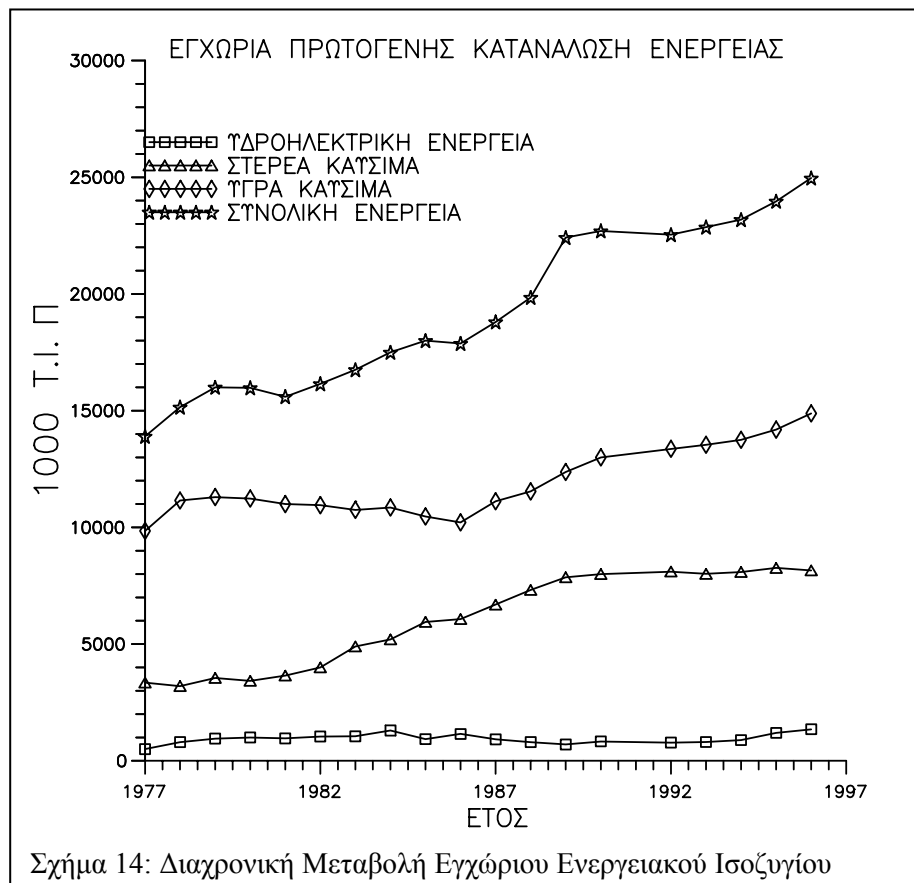
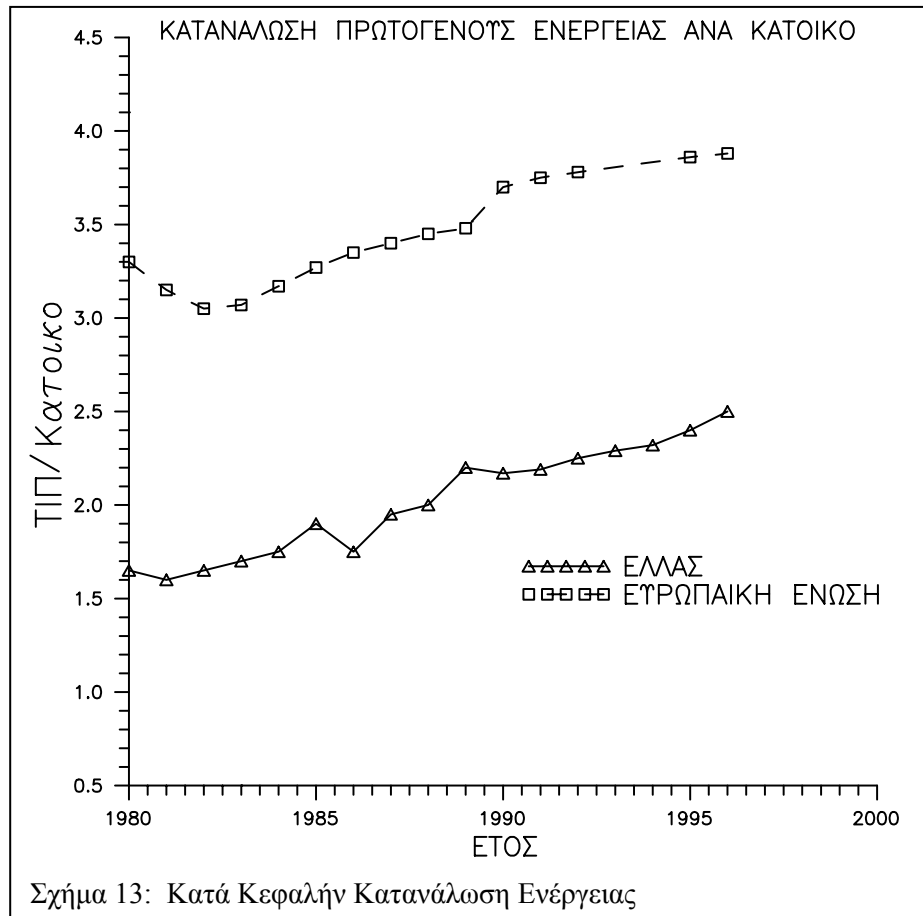
άνθρακα ανά ΤΠΠ και στον οικιακό-τριτογενή τομέα 1.7 τόνους διοξειδίου του άνθρακα ανά ΤΠΠ.

Η συνεισφορά της Ευρώπης στην παραγωγή του διοξειδίου του άνθρακα είναι σημαντική, δεδομένου ότι οι εκτιμήσεις αναφέρουν ότι η μείωση κατά 10% της ευρωπαϊκής παραγωγής διοξειδίου του άνθρακα θα επιφέρει αντίστοιχη μείωση κατά 5% σε παγκόσμιο επίπεδο.

2.4 Η Συμμετοχή της Ελλάδας στην Περιβαλλοντική Ρύπανση

Η χώρα μας ανήκει στις αναπτυσσόμενες περιοχές της Ευρωπαϊκής Ένωσης και ως εκ τούτου εμφανίζει ελαφρά υψηλότερους ρυθμούς αύξησης της ετησίως καταναλισκόμενης ανά κάτοικο ενέργειας σε σχέση με τον ευρωπαϊκό μέσο όρο, Σχήμα 13. Από τα διαθέσιμα στοιχεία η πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας αυξήθηκε περισσότερο από 40% τη δεκαετία 1986-1996, φθάνοντας το 1996 τα 24,965,000ΤΠΠ σε σχέση με τα 17,877,000ΤΠΠ το 1986.

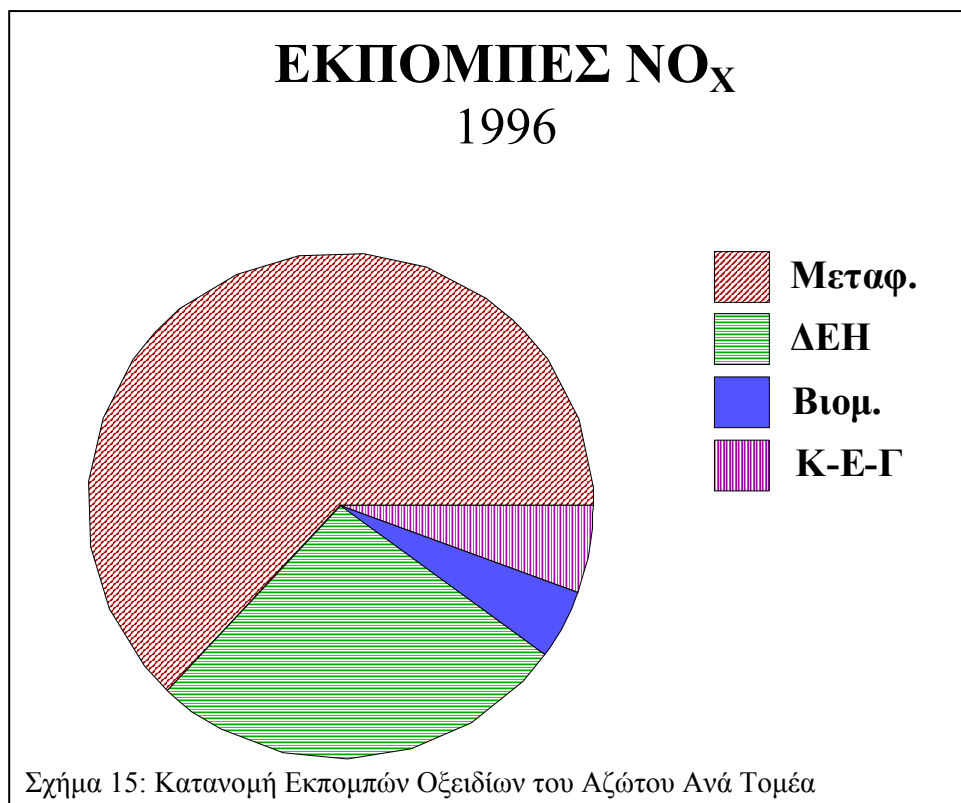
Επιπλέον, αναλύοντας το εγχώριο ενεργειακό ισοζύγιο, Σχήμα 14, παρατηρείται ότι ποσοστό ίσο με 60% περίπου των εγχώριων ενεργειακών αναγκών καλύπτεται από εισαγόμενα παράγωγα του πετρελαίου, ενώ ένα επίσης αξιόλογο ποσοστό της τάξεως του 32% καλύπτεται από την εκμετάλλευση των εγχώριων λιγνιτικών αποθεμάτων.

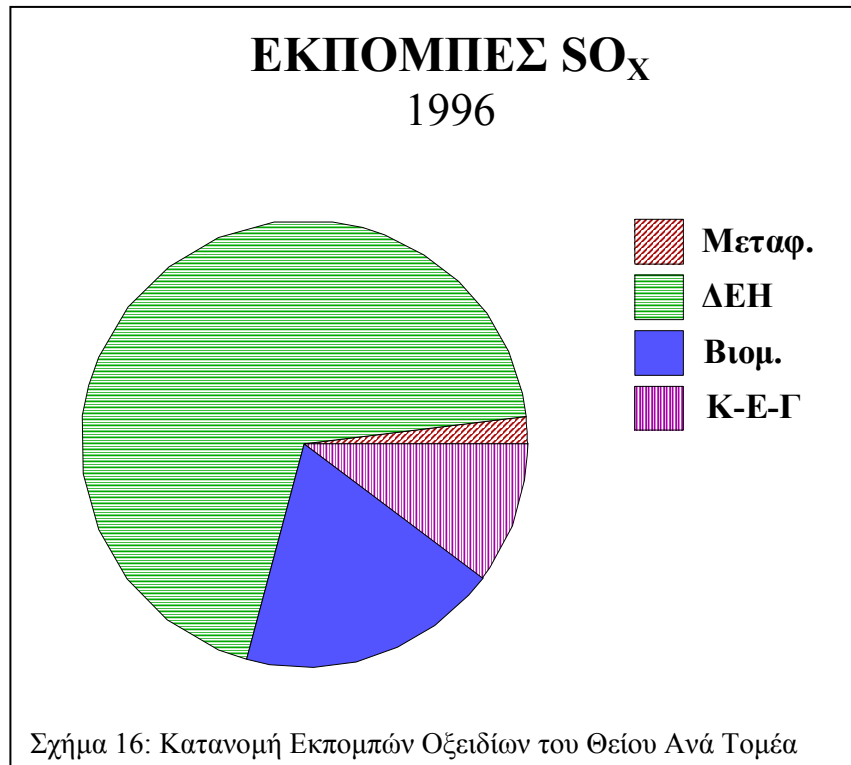


Αναλύοντας περαιτέρω τα διαθέσιμα στοιχεία προκύπτουν δύο ιδιαίτερα ανησυχητικά συμπεράσματα σε σχέση με το περιβαλλοντικό και το κοινωνικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας. Αρχικά παρατηρείται ότι η διαρκώς αυξανόμενη ενεργειακή ζήτηση καλύπτεται από εισαγωγές ενέργειας καθώς και από την υπερεκμετάλλευση των εγχώριων αποθεμάτων λιγνίτη. Το γεγονός αυτό οδηγεί σε σημαντική μακροοικονομική επιβάρυνση του κόστους της παραγόμενης ενέργειας στη χώρα μας, τόσο μέσω της πολιτικής εξάρτησης της χώρας μας από τους "προμηθευτές" πετρελαίου, όσο και από την επιβάρυνση του ισοζυγίου τρεχουσών συναλλαγών. Παράλληλα, συντελείται μια απαράδεκτη εξάντληση των μόνων βεβαιωμένων ενεργειακών αποθεμάτων της χώρας μας, δηλαδή των αποθεμάτων λιγνίτη της Μεγαλόπολης και της Πτολεμαΐδας. Αντίθετα, οι περισσότερες αναπτυγμένες χώρες ακολουθούν πολιτική αυστηρής προστασίας των ενεργειακών τους αποθεμάτων, για να τα χρησιμοποιήσουν στην περίπτωση νέας ενεργειακής κρίσης.

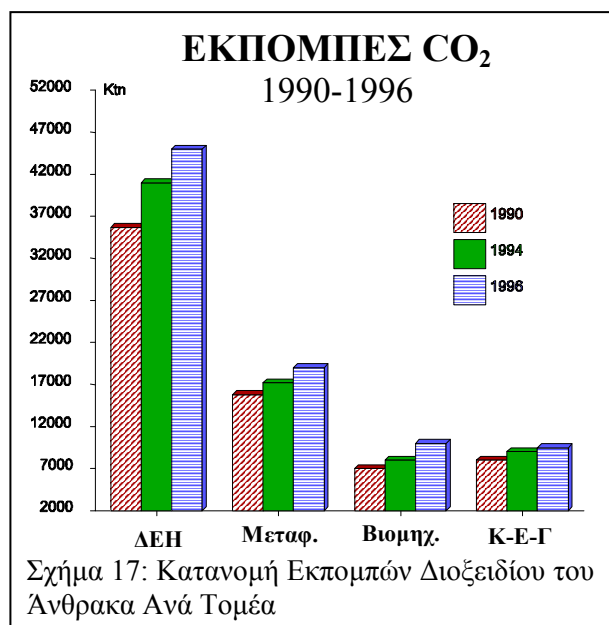
Το δεύτερο συμπέρασμα που προκύπτει αφορά την κατά 92% κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της χώρας μας με συμβατικά και περιβαλλοντικά επιβλαβή καύσιμα. Πράγματι η παραγωγή ενέργειας (θερμικής, ηλεκτρικής ή μηχανικής) τόσο με την καύση πετρελαιοειδών όσο και με τη χρήση στερεών καυσίμων δημιουργεί μια σειρά ατμοσφαιρικών ρυπαντών (πέραν της θερμικής ρύπανσης), όπως τα οξειδία του αζώτου (NO_x), το διοξείδιο του θείου (SO_2), το μονοξείδιο του άνθρακα (CO), οι άκαυστοι υδρογονάνθρακες (C_xH_y), τα αιωρούμενα σωματίδια και ο καπνός, καθώς φυσικά και το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2).

Οι δύο κατ' εξοχήν επικίνδυνοι αέριοι ρυπαντές (σύμφωνα και με τους διεθνείς συντελεστές τοξικότητας) είναι τα οξείδια του αζώτου και τα οξείδια του θείου, που συν τοις άλλοις θεωρούνται υπεύθυνα και για το φαινόμενο της όξινης βροχής. Από τα Σχήματα 15 και 16 προκύπτει ότι οι μεταφορές είναι υπεύθυνες κατά 60% των εκπομπών NO_x , ενώ η ηλεκτροπαραγωγή συμμετέχει σε ποσοστό 30% περίπου. Αντίστοιχα, η βιομηχανία και ο οικιακός-εμπορικός-γεωργικός τομέας συμμετέχουν κατά 5% έκαστος. Ακολούθως, από την ανάλυση των διαθέσιμων στοιχείων που αφορούν την παραγωγή SO_2 προκύπτει ότι η ηλεκτροπαραγωγή είναι η κύρια πηγή (72%) των εν λόγω εκπομπών. Ταυτόχρονα, η συμμετοχή του βιομηχανικού τομέα εκτιμάται στο 18%, ενώ ένα ποσοστό περίπου 9% αναλογεί στον τομέα κατοικία-εμπόριο-γεωργία, (Κ-Ε-Γ).





Το CO₂, αν και δε θεωρείται τοξικό αέριο, τα τελευταία χρόνια έχει θεωρηθεί σαν ο κυριότερος υπεύθυνος (σε ποσοστό ≈50%) της επιδείνωσης του φαινομένου του θερμοκηπίου και συνεπώς της παρατηρούμενης κλιματολογικής μεταβολής. Για το λόγο αυτό έχουν αναληφθεί τα τελευταία χρόνια σημαντικές πρωτοβουλίες για τον περιορισμό των εκπομπών του, τόσο από την Ευρωπαϊκή Ένωση όσο και διεθνώς. Για την καλύτερη αξιολόγηση των πρωτοβουλιών αυτών παρατίθεται στο Σχήμα 17 η ανά τομέα δραστηριότητας κατανομή του ετησίως παραγομένου διοξειδίου του άνθρακα στη χώρα μας. Συνοψίζοντας τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις λόγω των



αέριων ρυπαντών που δημιουργεί η παραγωγή, η διαχείριση και κατανάλωση ενέργειας

στη χώρα μας, μπορούμε με σαφήνεια να ισχυρισθούμε ότι η κάθε kWh ενέργειας που καταναλώνεται στη χώρα μας, προερχόμενη από συμβατικά καύσιμα, συνοδεύεται με την παραγωγή περίπου 1100gr CO₂, 5gr NO_x και 7gr SO₂, καθώς και άλλων επιβλαβών περιβαλλοντικά ρυπαντών.

Το Φ.Α. σαν αέριο καύσιμο έχει υψηλότερη θερμογόνο ικανότητα και συμμετέχει σε τέλεια κατά κανόνα καύση. Για το λόγο αυτό εκπέμπει 5,000 φορές περίπου λιγότερο SO₂ σε σχέση με το πετρέλαιο (μαζούτ) και 700 φορές λιγότερο σε σχέση με το "diesel" για την παραγωγή της ίδιας ωφέλιμης ποσότητας ενέργειας, Πίνακας 8. Παράλληλα, έχει σημαντικά χαμηλότερες εκπομπές σωματιδίων και άκαυστων υδρογονανθράκων, όχι όμως και εκπομπών οξειδίων του αζώτου. Τέλος, παράγει περίπου 50% λιγότερο CO₂ σε σχέση με τα υπόλοιπα συμβατικά καύσιμα, κυρίως γιατί αποτελείται από ελαφρύτερους υδρογονάνθρακες με μεγαλύτερη αναλογία ατόμων υδρογόνου ως προς άνθρακα στη σύνθεσή του.

Πίνακας 8: Συγκριτική Παρουσίαση Ρύπανσης

Ρύπος	Φ.Α.	Λιγνίτης	Μαζούτ	Diesel
CO ₂	1:1	1.9:1	2:1	2.3:1
NO _x	1:1	3.9:1	1.7:1	1:1
SO ₂	1:1	8170:1	4670:1	733:1
C _x H _y	1:1	2:1	3:1	3:1
Σωματίδια	1:1	273:1	24:1	1.5:1

Συνεπώς, από περιβαλλοντικής απόψεως το Φ.Α. αναμένεται να βοηθήσει στον περιορισμό της ατμοσφαιρικής ρύπανσης, τουλάχιστον στον τομέα των εκπομπών SO₂ και CO₂. Οι εκτιμήσεις των αρμόδιων φορέων ανεβάζουν τον περιορισμό των

εκπομπών του CO₂ στα επίπεδα των 5,000,000tn/έτος, δηλαδή ποσοστιαία μείωση κατά 7% σε σχέση με τις συνολικές εγχώριες εκπομπές του 1996, εφόσον βέβαια ολοκληρωθεί το πρόγραμμα διείσδυσης του Φ.Α. στην εγχώρια ενεργειακή αγορά. Αντίθετα, η συμβολή του Φ.Α. στον περιορισμό των οξειδίων του αζώτου δεν είναι σημαντική, ενώ περιορισμένη είναι και η αναμενόμενη μείωση των υδρογονανθράκων και των αιωρούμενων σωματιδίων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

3.1 Εισαγωγή

Η ανάπτυξη της τεχνολογίας σήμερα επιτρέπει τη δημιουργία συστημάτων τέτοιων που να εξασφαλίζουν την τροφοδοσία των καταναλωτών κατά τρόπο αξιόπιστο, οικονομικό και φιλικό προς το περιβάλλον από τις συμβατικές μεθόδους. Έτσι δημιουργήθηκαν τα υβριδικά συστήματα, τα οποία τα τελευταία χρόνια γνωρίζουν ολοένα μεγαλύτερη ανάπτυξη.

Ο όρος υβριδικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται για να περιγράψει οποιοδήποτε σύστημα που περιλαμβάνει περισσότερους από έναν τύπο γεννήτριας-συνήθως μία συμβατική γεννήτρια που κινείται με πετρέλαιο και μια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας όπως ένα φωτοβολταϊκό σύστημα, μια ανεμογεννήτρια ή ένα υδροηλεκτρικό σύστημα. Υπάρχουν εκατοντάδες τέτοια συστήματα σήμερα παγκοσμίως. Το μέγεθός τους μπορεί να ποικίλει από τα σχετικά μεγάλα δίκτυα μερικών MW μέχρι τα μικρά συστήματα της τάξης του ενός kW που χρησιμοποιούνται σε κατοικίες.

Τα υβριδικά συστήματα μπορούν να λειτουργήσουν είτε σε σύνδεση με το υπόλοιπο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, είτε αυτόνομα, το οποίο είναι και το πιο σύνηθες. Άλλωστε, ένας μεγάλος αριθμός απομονωμένων περιοχών, μικρών νησιών και χωριών σε αγροτικές περιοχές, δε διαθέτουν δυνατότητα σύνδεσης με το τοπικό δίκτυο διανομής με χαμηλό κόστος, ενώ παράλληλα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις κοινές γεννήτριες πετρελαίου παρουσιάζουν το σημαντικό μειονέκτημα του υψηλού

κόστους καυσίμου, ιδιαίτερα λόγω των υψηλών εξόδων μεταφοράς. Έτσι η διαθεσιμότητα ανανεώσιμων πηγών, όπως είναι ο άνεμος, ο ήλιος, το νερό κλπ. συμβάλλει στην καλλιέργεια μιας άποψης για πιθανή μετατροπή των συστημάτων με μικρούς αυτόνομους σταθμούς παραγωγής, σε αυτόνομα υβριδικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα μεγαλύτερα συστήματα (>100kW ονομαστικής ισχύος) βασίζονται σε εναλλασσόμενο ρεύμα σταθερής συχνότητας. Τα συστήματα αυτά περιλαμβάνουν τις ακόλουθες βασικές συνιστώσες:

- συμβατικές γεννήτριες εναλλασσόμενου ρεύματος
- δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας
- διανεμημένα φορτία
- ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
- συστήματα αποθήκευσης ενέργειας

Τα συστήματα μεσαίου μεγέθους (>10kW) μπορεί επίσης να βασίζονται σε εναλλασσόμενο ρεύμα, όπως και τα μεγαλύτερα, είναι ωστόσο δυνατό να περιλαμβάνουν και συνιστώσες συνεχούς ρεύματος όπως οι ακόλουθες:

- DC γεννήτριες diesel
- DC ανανεώσιμες πηγές
- συστήματα αποθήκευσης ενέργειας

Τα μικρά υβριδικά συστήματα βασίζονται κυρίως στο συνεχές ρεύμα. Σε περίπτωση όπου χρησιμοποιούνται περισσότερες της μιας γεννήτριες απαιτείται ένας ελεγκτής, ο οποίος θα παίρνει αποφάσεις για τον τρόπο λειτουργίας τους. Βασιζόμενοι σε παραμέτρους όπως η ζήτηση του φορτίου, η κατάσταση των γεννητριών και η στάθμη φόρτισης των μπαταριών, οι ελεγκτές πρέπει να ενεργούν ώστε να εξασφαλίζουν τη συνεχή τροφοδότηση του φορτίου και να προστατεύουν τον εξοπλισμό.

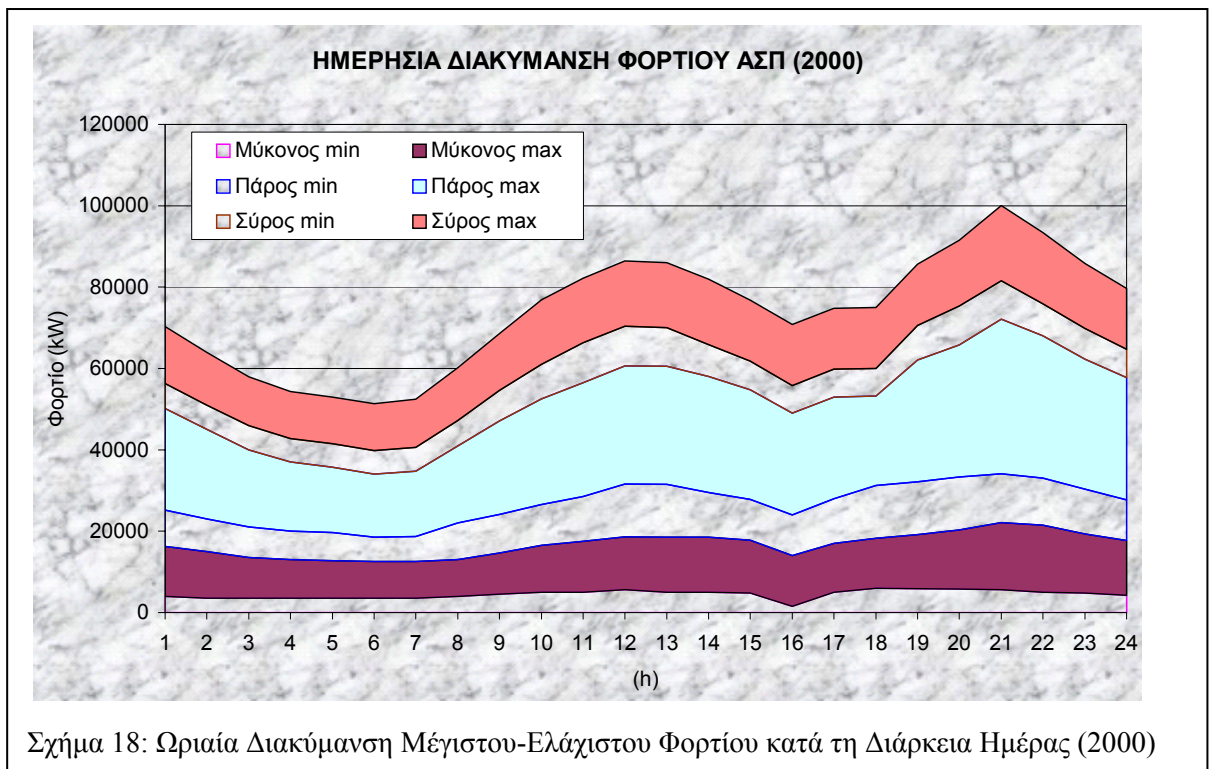
3.2 Υβριδικοί Σταθμοί Ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα

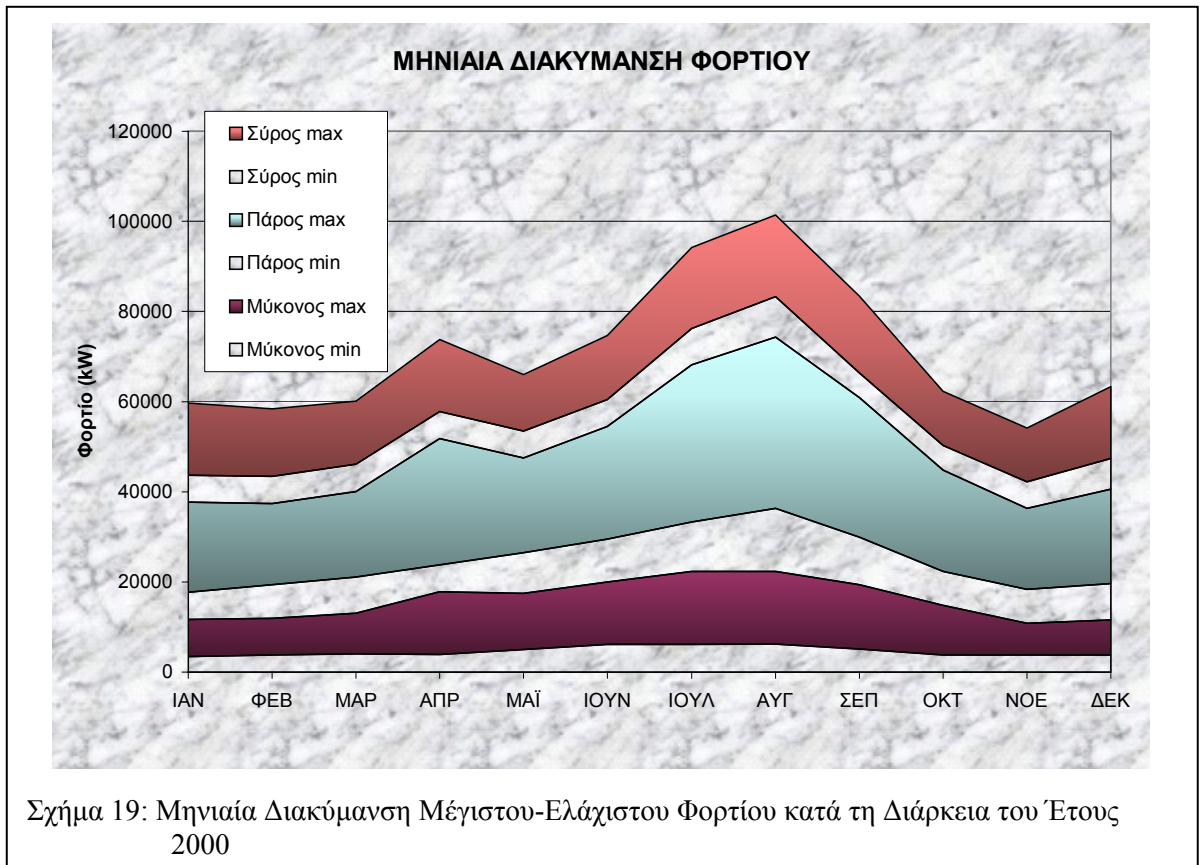
Δεδομένης της ύπαρξης τεχνικών ελαχίστων στις περισσότερες μονάδες βάσης των ηλεκτρικών δικτύων, κάτω από τα οποία δεν είναι δυνατή η λειτουργία των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και για να αποφευχθεί το κλείσιμο των εν λόγω μονάδων, αποθηκεύεται η πλεονάζουσα ενέργεια του δικτύου, μέσω της μεταφοράς (άντλησης) ύδατος από μια κάτω λίμνη σε μια άνω λίμνη. Με τον τρόπο αυτό αποφεύγεται αφενός η σπατάλη ηλεκτρικής ενέργειας, αφετέρου η ανάγκη διακοπής και επανέναρξης λειτουργίας μεγάλων συμβατικών μονάδων, η οποία στις περισσότερες περιπτώσεις είναι ιδιαίτερα χρονοβόρα έως αδύνατη.

Στα πλαίσια αυτά αντίστοιχες μονάδες αναστρέψιμης λειτουργίας υφίστανται σε αρκετές χώρες του κόσμου, όπως για παράδειγμα στην Ιαπωνία όπου λειτουργούν περισσότερες από σαράντα (40) αντίστοιχες μονάδες κατά μήκος ποταμών, ενώ πρόσφατα (1999) ιδρύθηκε και λειτουργεί με ικανοποιητικά αποτελέσματα μονάδα άντλησης θαλασσινού νερού στην Okinawa της Ιαπωνίας. Αντίστοιχες μονάδες καταγράφονται στην Ιρλανδία και στη Γαλλία, ενώ στη χώρα μας λειτουργεί από τις αρχές της δεκαετίας του '70 το αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό της Σφηκιάς, το οποίο ανήκει στη ΔΕΗ και έχει ονομαστική ισχύ 315MW. Πρόσφατα, εντάχθηκε στο εγχώριο

ηλεκτρικό δίκτυο νέα μονάδα αναστρέψιμης λειτουργίας της ΔΕΗ, στο Θησαυρό, ονομαστικής ισχύος 300MW. Και στις δύο αυτές περιπτώσεις, τις ώρες χαμηλής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (συνήθως νυκτερινές ώρες) αξιοποιείται η περίσσεια της ηλεκτρικής ενέργειας των λιγνιτικών μονάδων βάσης, οπότε και μεταφέρεται σημαντική ποσότητα ύδατος από την κάτω λίμνη της εγκατάστασης στην αντίστοιχη πάνω λίμνη. Στη συνέχεια, τις ώρες υψηλής ζήτησης, το νερό διοχετεύεται σε κατάλληλο συγκρότημα υδροστροβίλων, οπότε αξιοποιείται η αποθηκευμένη υδροδυναμική ενέργεια και αποδίδεται ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο, συμβάλλοντας στην ευστάθεια του συστήματος.

Το πολύ υψηλό αιολικό δυναμικό σε συνδυασμό με το μεγάλο αριθμό ωρών ηλιοφάνειας που επικρατεί στις περισσότερες περιοχές της χώρας μας, δημιουργούν θαυμάσιες συνθήκες για την ανάπτυξη συστημάτων βέλτιστης συνεργασίας των αυτόνομων σταθμών παραγωγής με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

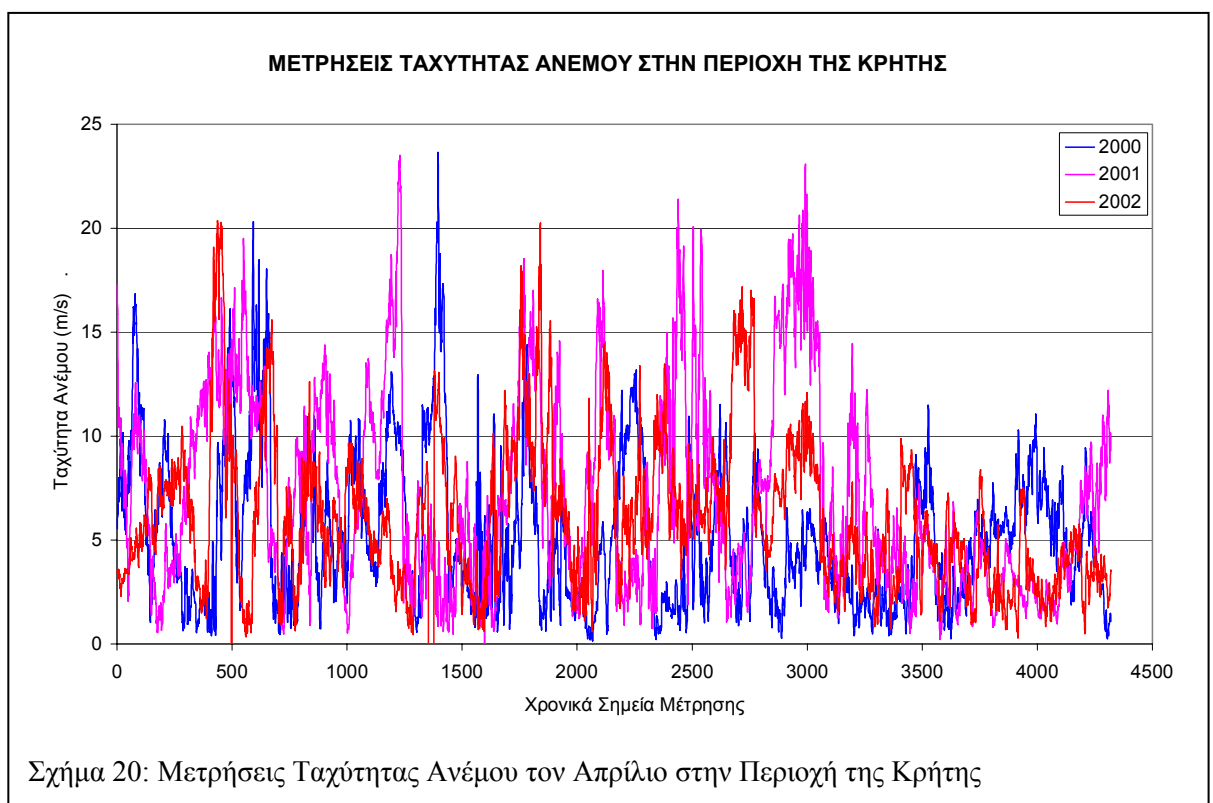




Ειδικότερα στα αυτόνομα δίκτυα των νησιών μας και ιδιαίτερα στα νησιά του Αιγαίου, η παράλληλη λειτουργία μόνο ανεμογεννητριών με τις πετρελαϊκές μονάδες έχει σαν αποτέλεσμα την εμφάνιση προβλημάτων ευστάθειας στα κατά κανόνα ασθενή αυτά δίκτυα, τα οποία περιορίζουν σε μεγάλο βαθμό τη διείσδυση της αιολικής ενέργειας. Ιδιαίτερη σημασία και προσοχή πρέπει να δοθεί στο γεγονός ότι για κάθε kWh που παράγεται με συμβατικά καύσιμα σπαταλούνται περίπου άλλες δύο kWh, οι οποίες συνήθως όταν δεν έχουμε συμπαραγωγή χάνονται σε θερμικές απώλειες. Το γεγονός από την άλλη πλευρά ότι στα νησιά μας έχουμε κατά κανόνα μεγάλες διακυμάνσεις στη ζήτηση τόσο σε 24ωρη όσο και σε εποχική βάση, όπως φαίνεται για παράδειγμα στα Σχήματα 18 και 19, βάζει καθοριστικούς φραγμούς στην ευρύτερη εγκατάσταση και προπάντων στην οικονομική λειτουργία των ανεμογεννητριών στα δίκτυα αυτά.

Η ευρύτερη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε αυτόνομα δίκτυα γίνεται πιο δύσκολη επίσης και λόγω της στοχαστικής διαθεσιμότητας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ιδιαίτερα της ηλιακής και αιολικής ενέργειας, Σχήμα 20. Έτσι για την καλύτερη δυνατή προσαρμογή των μορφών αυτών ενέργειας στην εκάστοτε ζήτηση αυτόνομων δικτύων καθίσταται απαραίτητη η αναζήτηση και ανάπτυξη κατάλληλων τρόπων βραχυπρόθεσμης ή μεσοπρόθεσμης αποθήκευσης ενέργειας.

Η ευστάθεια ενός αυτόνομου δικτύου που προσδιορίζεται κυρίως από τη σταθερότητα της συχνότητας και της τάσης επιτυγχάνεται με κατάλληλες ρυθμίσεις που γίνονται στις σύγχρονες ηλεκτρικές γεννήτριες των αυτόνομων σταθμών παραγωγής. Η σταθερότητα της συχνότητας για παράδειγμα επιτυγχάνεται με λειτουργία κινητήρα diesel σε σταθερές στροφές. Η λειτουργία όμως του κινητήρα είναι οικονομική όταν το εκάστοτε πραγματικό του φορτίο είναι κοντά στο ονομαστικό φορτίο. Με τη μείωση επομένως



του φορτίου αυξάνεται δυστυχώς και η κατανάλωση του καυσίμου.

Κατά συνέπεια για λόγους οικονομικής λειτουργίας των θερμικών μονάδων και μείωσης της καταπόνησης του εξοπλισμού τους, δεν επιτρέπεται η μείωση του φορτίου τους κάτω από το 30% της ονομαστικής τους ισχύος, ενώ δεν είναι επιθυμητή η λειτουργία τους σε φορτία κάτω του 70% για μεγάλα χρονικά διαστήματα. Σε περιπτώσεις αυτόνομων δικτύων με παράλληλη λειτουργία θερμικών μονάδων και ανεμογεννητριών και σε περιόδους χαμηλής ζήτησης, οι διακυμάνσεις της ισχύος των ανεμογεννητριών (λόγω των αυξομειώσεων της ταχύτητας του ανέμου) σε συνδυασμό και με τις διακυμάνσεις της ζήτησης είναι δυνατόν να διαταράσσουν σε τέτοιο βαθμό την ευστάθεια του δικτύου, ώστε ανά πάσα στιγμή να υπάρχει κίνδυνος ανεπιθύμητων γενικών διακοπών ρεύματος, αν οι θερμικές μονάδες δεν είναι σε θέση ανά πάσα στιγμή να απορροφούν της διακυμάνσεις αυτές.

Εκτός από αυτό, σε περιπτώσεις δυσμενούς λειτουργίας των θερμικών μονάδων (υψηλή κατανάλωση, χαμηλό συνημίτονο κλπ.) κάθε όφελος από τη λειτουργία των ανεμογεννητριών εξανεμίζεται λόγω της επιδείνωσης της λειτουργίας των θερμικών μονάδων. Σε τέτοιες περιπτώσεις, που έχουν παρατηρηθεί συχνά σε νησιά που λειτουργούν σήμερα ανεμογεννήτριες, το σταμάτημα λειτουργίας ορισμένων ή ακόμη και όλων των ανεμογεννητριών είναι αναπόφευκτο.

Στην Κύθνο από τις αρχές της δεκαετίας του 1990 έχουν εγκατασταθεί οι εξής πηγές ενέργειας με την αντίστοιχη εγκατεστημένη πηγή:

- Αυτόνομος σταθμός παραγωγής συνολικής ισχύος 1990kW
- Φωτοβολταϊκός σταθμός συνολικής ισχύος 100kW

- Αιολικό πάρκο πέντε ανεμογεννητριών (5x33kW)

Σύμφωνα με στοιχεία του 1993 η μέση ετήσια διείσδυση ήταν της τάξης του 10% και το φορτίο του νησιού κυμαινόταν από 180kW τη χειμερινή περίοδο μέχρι 1500kW τη θερινή περίοδο. Για λόγους ευστάθειας του δικτύου, όταν το φορτίο ήταν χαμηλό οι χειριστές του σταθμού ήταν αναγκασμένοι να θέτουν εκτός λειτουργίας πολλές φορές ακόμη και όλες τις ανεμογεννήτριες.

Για την αντιμετώπιση της κατάστασης αυτής και με στόχο πάντα τη μέγιστη δυνατή διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε αυτόνομα δίκτυα, σχεδιάστηκε ένα σύστημα βέλτιστης συνεργασίας που περιλαμβάνει ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, μπαταρίες και συμβατικό σταθμό παραγωγής. Ο πρόσθετος εξοπλισμός του συστήματος αυτού πέραν του φωτοβολταϊκού σταθμού και των πέντε ανεμογεννητριών που ενσωματώθηκαν στο σύστημα αποτελείται από:

- Ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 500kW
- Περιστερόμενο πυκνωτή ισχύος 400kVA
- Μπαταρίες χωρητικότητας 330Ah
- Μετατροπείς ισχύος 500kW
- Αντιστάσεις απόρριψης φορτίου
- Σύστημα ελέγχου

Τη φροντίδα για την ευστάθεια του δικτύου, που αρχικά την είχαν οι μονάδες του σταθμού παραγωγής, αναλαμβάνει πλέον το σύστημα βέλτιστης συνεργασίας, για όσο χρονικό διάστημα αυτές θα είναι εκτός λειτουργίας, ο περιστερόμενος πυκνωτής

(παραγωγή άεργων φορτίων και σταθερότητα τάσης) και ο μετατροπέας DC/AC (σταθερότητα συχνότητας). Με τον τρόπο αυτό, καθίσταται περιττή η παράλληλη με τις ανεμογεννήτριες λειτουργία των πετρελαϊκών μονάδων, όταν το φορτίο του νησιού είναι μικρότερο ή ίσο με την ενέργεια που θα παράγεται από τις ανεμογεννήτριες και το φωτοβολταϊκό σταθμό.

Έτσι ενώ αρχικά το δίκτυο της Κύθνου πολλές φορές δε μπορούσε να απορροφήσει την ενέργεια που παράγονταν από τις πέντε ανεμογεννήτριες και το φωτοβολταϊκό σταθμό (συνολικής ισχύος 265kW), τώρα ανάλογα με τις συνθήκες, είναι σε θέση να απορροφά ενέργεια από τις ανανεώσιμες πηγές μέχρι 765kW. Η διείσδυση φθάνει πλέον μέχρι τα επίπεδα του 60% κατά μέσο όρο έναντι του 10% που ήταν αρχικά, ενώ σε αρκετές περιπτώσεις μπορεί να φθάσει και το 100%. Το σύστημα αυτό μπορεί επίσης να συμβάλει ουσιαστικά στην οικονομικότερη λειτουργία των πετρελαϊκών μονάδων του σταθμού, αφού αυτές θα λειτουργούν με υψηλό φορτίο βελτιώνοντας παράλληλα και την ευστάθεια του δικτύου της Κύθνου.

Για την απόρριψη φορτίου, της ενέργειας δηλαδή που δεν είναι δυνατόν ανά πάσα στιγμή να διανεμηθεί στην κατανάλωση, το σύστημα χρησιμοποιεί κατάλληλες αντιστάσεις.

Στα Αντικύθηρα, αρχικά είχαν δημιουργηθεί δύο ξεχωριστά δίκτυα, το ένα από τα οποία τροφοδοτούνταν από αυτόνομο φωτοβολταϊκό σταθμό ισχύος αιχμής 25kWp. Το άλλο από σταθμό παραγωγής με 3 γεννήτριες diesel ισχύος 40kVA η καθεμιά. Επίσης ένας ξεχωριστός σταθμός με μηχανές diesel τροφοδοτούσε το κτίριο του Ο.Τ.Ε. Από τα στοιχεία λειτουργίας του δικτύου του νησιού προέκυψε ότι κανένας από τους

παραπάνω τρεις σταθμούς δε λειτουργούσε αποδοτικά. Αντιθέτως μάλιστα λειτουργούσαν κάτω από τις χειρότερες οικονομικά και τεχνικά συνθήκες. Οι μηχανές συχνά λειτουργούσαν κάτω από το επιτρεπτό ελάχιστο φορτίο προκαλώντας πολύ μεγάλο κόστος παραγωγής ενέργειας.

Από την άλλη πλευρά, η διαθέσιμη ηλιακή ενέργεια σε περιόδους με συννεφιά κατά τη διάρκεια του χειμώνα ή σε περιπτώσεις βλαβών στον εξοπλισμό του φωτοβολταϊκού σταθμού, έκανε αδύνατη μερικές φορές την κάλυψη της ζήτησης. Αυτό είχε ως συνέπεια τις βαθιές εκφορτίσεις των μπαταριών και σε ορισμένες περιπτώσεις τη διακοπή της τροφοδότησης. Κατά τη θερινή περίοδο, σε πολλές περιπτώσεις, ενώ η συνολική ισχύς του φωτοβολταϊκού σταθμού ήταν αρκετή για να καλύψει όλη τη ζήτηση του νησιού, η ενέργεια που θα μπορούσε να παραχθεί χανόταν.

Προκειμένου να βελτιωθεί η ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος και να επιλυθούν τα προαναφερθέντα προβλήματα, σχεδιάστηκε εκ νέου ένα υβριδικό σύστημα. Τα δύο ξεχωριστά δίκτυα μαζί με το σταθμό τροφοδοσίας του Ο.Τ.Ε., συνδέθηκαν σε ενιαίο δίκτυο. Η ζήτηση του φορτίου καλύπτεται από τον υπάρχοντα φωτοβολταϊκό σταθμό με τη σύνδεση μιας ανεμογεννήτριας ισχύος 50kW. Επίσης τέθηκαν εκτός λειτουργίας οι δύο μικροί σταθμοί παραγωγής και το φορτίο που δε μπορεί να καλυφθεί από την παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών, εξυπηρετείται από μία καινούργια γεννήτρια diesel εξοπλισμένη με ένα ηλεκτρονικά ελεγχόμενο ηλεκτρομαγνητικό σύνδεσμο που επιτρέπει σε αυτή να λειτουργεί σαν στρεφόμενος πυκνωτής, όταν ο κινητήρας diesel τίθεται εκτός λειτουργίας.

Παράλληλα με τα παραπάνω, ένα σύστημα διαχείρισης της ισχύος μεγιστοποιεί την απόδοση του νέου υβριδικού συστήματος, ενώ ταυτόχρονα προστατεύονται οι μπαταρίες από τις βαθιές εκφορτίσεις και αποφεύγεται ο κίνδυνος διακοπής της παροχής ηλεκτρικού ρεύματος. Με το παραπάνω σύστημα η πιθανότητα μη επαρκούς διαθέσιμης ενέργειας από τις ανανεώσιμες πηγές σχεδόν μηδενίζεται με αποτέλεσμα να καλύπτεται άνετα η ζήτηση και σε πολλές περιπτώσεις η διείδυση να φθάνει μέχρι και το 100%.

Τέλος μια ακόμη περίπτωση υβριδικού συστήματος στον ελληνικό χώρο αποτελεί το ηλεκτρικό σύστημα της Γαύδου. Από το 1987 ήταν σε λειτουργία ένας κεντρικός φωτοβολταϊκός σταθμός ισχύος αιχμής 20kWp καθώς και 16 διεσπαρμένες μικρές φωτοβολταϊκές γεννήτριες που κάλυπταν τις ανάγκες των κατοίκων (οικιακό και δημοτικό φωτισμό, τηλεοράσεις, τηλέφωνο, ψυγεία). Με την πάροδο των ετών γνώρισε τουριστική ανάπτυξη με αποτέλεσμα να αυξηθεί η ζήτηση ισχύος.

Για την αντιμετώπιση της αύξησης αυτής σε συνδυασμό με την ανάγκη επίλυσης προβλημάτων, όπως είναι η διαθεσιμότητα πόσιμου νερού, σχεδιάστηκε ένα υβριδικό σύστημα που περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

- Τον υπάρχοντα φωτοβολταϊκό σταθμό
- Δύο ανεμογεννήτριες ισχύος 30 και 50kW αντίστοιχα
- Μετατροπείς και συστήματα ελέγχου
- Μονάδα αφαλάτωσης που περιλαμβάνει μονάδα άντλησης
- Γεννήτριες diesel που λειτουργούν σε έκτακτες καταστάσεις

Όλη η ενεργειακή κατανάλωση του νησιού καλύπτεται από τις ανανεώσιμες πηγές (ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκός σταθμός) ενώ η μονάδα αφαλάτωσης εκμεταλλεύεται την περίσσεια της παραγόμενης ενέργειας.

3.3 Υπολογιστικό Μοντέλο Σχεδιασμού Υβριδικού Σταθμού Ηλεκτροπαραγωγής

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το υπολογιστικό πλαίσιο σχεδιασμού ενός υβριδικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής σε αυτόνομο δίκτυο, ο οποίος βασίζεται σε αιολικό-αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό σταθμό Σχήμα 21.

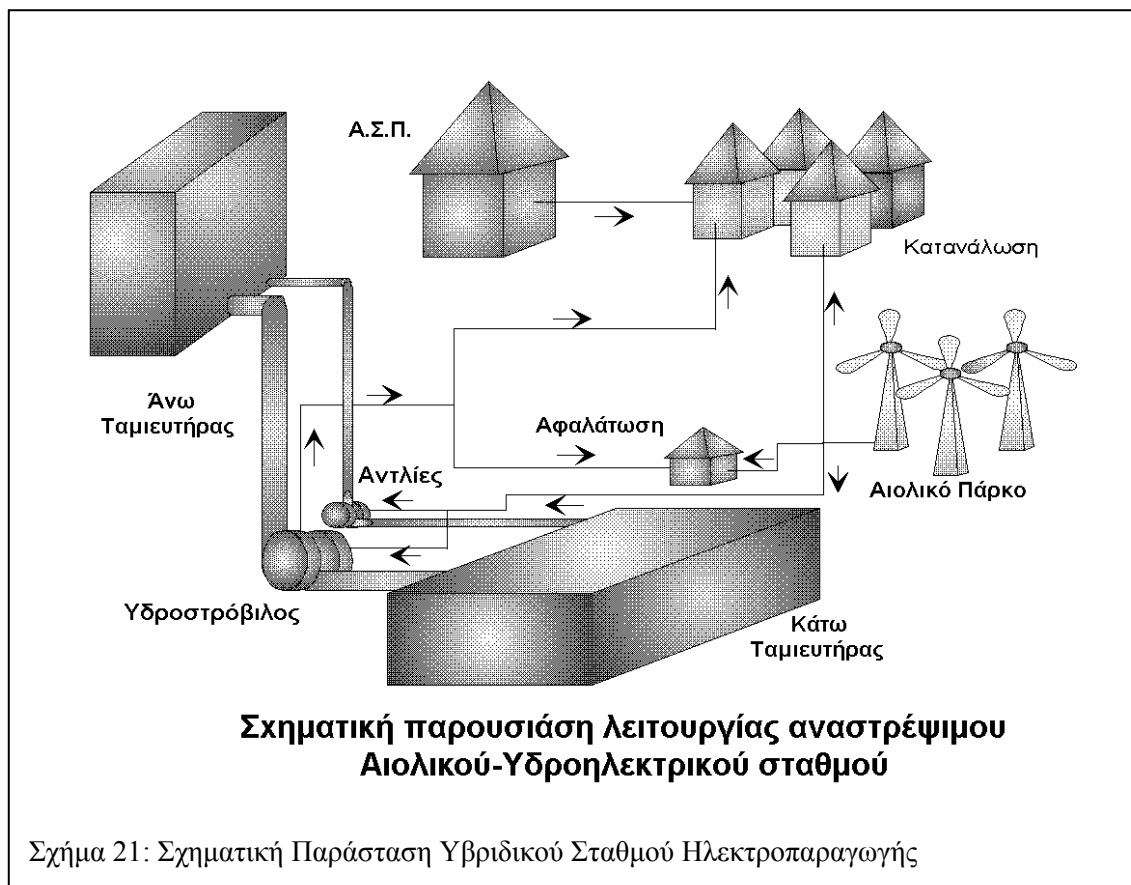
Τα προτεινόμενα βήματα σχεδιασμού της εγκατάστασης είναι τα ακόλουθα :

1. Εκτίμηση του αριθμού και του μεγέθους των αιολικών μηχανών, με βάση το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό και την παρούσα αλλά και την αναμενόμενη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας.
2. Εύρεση-δημιουργία ταμιευτήρων καθορισμένης χωρητικότητας, για την απαραίτητη αυτονομία του νησιού, με δεδομένους τους περιορισμούς χρήσης γης.
3. Επιλογή αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού, με στόχο την κάλυψη της στιγμιαίας ζήτησης φορτίου, με βάση και τα διαθέσιμα τοπογραφικά στοιχεία των υποψήφιων προς εγκατάσταση περιοχών.
4. Καθορισμός των διαστάσεων παράλληλου αντλητικού συγκροτήματος, το οποίο να έχει την ικανότητα αποδοτικής μεταφοράς της περίσσειας αιολικής ενέργειας στον άνω ταμιευτήρα του σταθμού, ώστε να αποθηκεύεται υδροδυναμική ενέργεια για τις πιθανές ώρες άπνοιας. Παράλληλα, καθορίζονται και οι διαστάσεις του δικτύου μεταφοράς του νερού με τις ελάχιστες δυνατές απώλειες σε συνδυασμό με το ελάχιστο κόστος αρχικής επένδυσης.

5. Περιορισμό στο ελάχιστο της χρήσης των Μ.Ε.Κ., για μέγιστη οικονομία στην κατανάλωση καυσίμου, θεωρώντας ότι οι κινητήρες Μ.Ε.Κ. θα βρίσκονται κατά κανόνα σε ψυχρή εφεδρεία.

Οι βασικοί στόχοι είναι:

- Η επιτυχής διαστασιολόγηση των συνιστωσών του συστήματος, έτσι ώστε να επιτευχθεί το ελάχιστο κόστος αρχικής επένδυσης, χωρίς να μειωθεί η αποτελεσματικότητα του σταθμού.
- Η ελαχιστοποίηση των λειτουργικών εξόδων των Α.Σ.Π. (καύσιμο, συντήρηση κλπ.) με την κάλυψη της ηλεκτρικής ζήτησης από Α.Π.Ε., με άμεσο όφελος τόσο για τη Δ.Ε.Η., όσο και για την εθνική οικονομία.



- Η ενεργειακή ανεξαρτησία των τοπικών οικονομιών με ενίσχυση της αποκεντρωμένης ανάπτυξης (άφθονη ενέργεια), αλλά και ταυτόχρονη συμβολή στον περιορισμό των περιβαλλοντικών προβλημάτων.

3.3.1 Αιολικό Πάρκο

Ο καθορισμός των διαστάσεων του αιολικού πάρκου εξαρτάται κύρια από το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό, δεδομένης της στρατηγικής επιλογής για εξασφάλιση αυτονομίας του τοπικού δικτύου με αποκλειστική (εάν είναι δυνατόν) λειτουργία του αιολικού-υδροηλεκτρικού σταθμού. Ο αριθμός των Α/Γ (ισχύος " N_0 ") του αιολικού πάρκου καθορίζεται σαν:

$$z_{\min} < z < z_{\max} \quad (1)$$

όπου ο ελάχιστος αριθμός των μηχανών " z_{\min} " προκύπτει σαν:

$$z_{\min} = \frac{E_{O\Lambda}}{\Delta \cdot \omega \cdot N_0} \quad (2)$$

Στην εξίσωση (2) με " $E_{O\Lambda}$ " συμβολίζεται η συνολική ετήσια κατανάλωση ενέργειας του τοπικού δικτύου, προσαυξημένη με κατάλληλο συντελεστή ασφαλείας και λαμβάνοντας υπόψη κάποια πιθανή αύξηση της ζήτησης με την πάροδο των ετών. Αντίστοιχα με " ω " συμβολίζεται ο μέσος συντελεστής ισχύος της εγκατάστασης (capacity factor), εξαρτώμενος από το βαθμό συνεργασίας του τοπικού αιολικού δυναμικού και της υποψήφιας προς εγκατάσταση μηχανής, ενώ με " Δ " συμβολίζεται η μέση τεχνική διαθεσιμότητα του πάρκου. Η ακραία αυτή τιμή του πλήθους των

απαιτούμενων Α/Γ προκύπτει αγνοώντας το γεγονός ότι μέρος της αιολικής-ηλεκτρικής ενέργειας δεν θα διατίθεται απευθείας στην κατανάλωση, αλλά θα αποθηκεύεται σε μορφή υδροδυναμικής ενέργειας για να χρησιμοποιηθεί στη συνέχεια, όταν η ζήτηση υπερβεί τη στιγμιαία παραγωγή.

Αντίστοιχα ο μέγιστος αριθμός των απαιτούμενων Α/Γ " z_{\max} " προκύπτει εάν θεωρηθεί η δυσμενέστερη περίπτωση λειτουργίας της εγκατάστασης, δηλαδή ότι το σύνολο της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας θα προέλθει από ενδιάμεσα αποθηκευμένη, υπό μορφή υδροδυναμικής ενέργειας, αιολική ενέργεια. Στην περίπτωση αυτή θα ισχύει ότι:

$$z_{\max} = \frac{E_{\text{ΟΛ}}}{\Delta \cdot \omega \cdot N_0 \cdot \eta^*} \quad (3)$$

όπου με " η^* " συμβολίζεται ο βαθμός τελικής απόδοσης στην κατανάλωση μιας αποθηκευμένης μονάδας αιολικής-ηλεκτρικής ενέργειας. Για τον καθορισμό της ακριβούς τιμής του " η^* " απαιτείται λεπτομερής ανάλυση και καθορισμός των στοιχείων του υδραυλικού δικτύου, αλλά και της ενεργειακής συμπεριφοράς του αντλητικού και αντλιοστροβιλικού συγκροτήματος. Από αντίστοιχες μελέτες εκτιμάται ότι ένας συνδυασμένος αιολικός-υδροδυναμικός τρόπος διαχείρισης της ενέργειας προκαλεί επιπλέον απώλειες της τάξης του 30% έως και 50%.

Ο καθορισμός της ονομαστικής ισχύος των χρησιμοποιούμενων Α/Γ συνδέεται αφενός με το κόστος αγοράς και τις διεθνείς τάσεις της αιολικής αγοράς, αφετέρου με τα χαρακτηριστικά του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού αλλά και την υφιστάμενη υποδομή της υποψήφιας περιοχής. Έχοντας προσδιορίσει την περιοχή ισχύος των υπό

εγκατάσταση Α/Γ εφαρμόζεται πολυκριτηριακή ανάλυση για την επιλογή του καταλληλότερου για τη συγκεκριμένη περίπτωση τύπου μηχανής. Για την εφαρμογή της ανωτέρω μεθόδου καθορίζονται οι απαραίτητοι συντελεστές βαρύτητας και οι αντίστοιχοι συντελεστές επιρροής. Ο συντελεστής βαρύτητας συνδέεται με τη σημαντικότητα των κριτηρίων επιλογής, ανάμεσα στα οποία συμπεριλαμβάνονται η ετήσια ενεργειακή παραγωγή μιας μηχανής, το αρχικό κόστος αγοράς και εγκατάστασης σε συνδυασμό με το διακανονισμό πληρωμής, η ύπαρξη δικτύου συντήρησης-υποστήριξης στην Ελλάδα, ο αριθμός των ίδιων εγκατεστημένων μηχανών διεθνώς, η εμπειρία της κατασκευάστριας εταιρείας σε εγχώριες εφαρμογές κ.α. Αντίστοιχα, ο συντελεστής επιρροής προσδιορίζει τις αξιολογημένες επιδόσεις της κάθε μηχανής, όσον αφορά το βαθμό ικανοποίησης κάθε κριτηρίου. Η τελική κατάταξη των υποψηφίων επιλογών προκύπτει αθροίζοντας σε κάθε περίπτωση το γινόμενο του συντελεστή επιρροής επί τον αντίστοιχο συντελεστή βαρύτητας κάθε κριτηρίου.

3.3.2 Υδάτινος Ταμιευτήρας

Η επιλογή των διαστάσεων του υδάτινου ταμιευτήρα εξαρτάται αφενός από τον επιθυμητό βαθμό αυτονομίας του δικτύου και τις ενεργειακές του ανάγκες, αφετέρου από την τοπογραφία της περιοχής και τις διαθέσιμες εκτάσεις. Εάν συμβολίσουμε με " y_{\max} " το μέγιστο (υπερχείλιση) και με " y_{\min} " το ελάχιστο (αξιοποιήσιμο) ύψος του ταμιευτήρα και με " \bar{S} " το μέσο εμβαδόν του (εν γένει ισχύει $S=S(y)$), τότε ο αριθμός των τυπικών ημερών αυτονομίας " d " που παρέχει ο ταμιευτήρας δίνεται σαν:

$$d = \frac{\eta_2 \cdot \eta_{Y/\Sigma} \cdot \rho \cdot g \cdot (h - \delta H_{f_2}) \cdot \bar{S} \cdot (y_{\max} - y_{\min})}{E_{O\lambda} / 365} \quad (4)$$

όπου με " η_2 " και " $\eta_{Y/\Sigma}$ " συμβολίζεται ο βαθμός απόδοσης της Η/Γ και του Υ/Σ αντίστοιχα, ενώ με " $H-\delta H_{f2}$ " περιγράφεται το καθαρό ύψος του Υ/Σ.

Με τη χρήση του όρου "τυπικές ημέρες αυτονομίας" προσδιορίζεται το πλήθος των τυπικών ημερών που είναι δυνατόν να καλυφθούν ενεργειακά από τη διάθεση του αποθηκευμένου νερού στον Υ/Σ της εγκατάστασης.

Σημαντική τέλος είναι και η επίδραση της υψομετρικής διαφοράς " h_0 " μεταξύ της κατώτατης στάθμης του ταμιευτήρα και του ύψους τοποθέτησης του Υ/Σ, καθώς ισχύει ότι:

$$h = h_0 + y \quad (5)$$

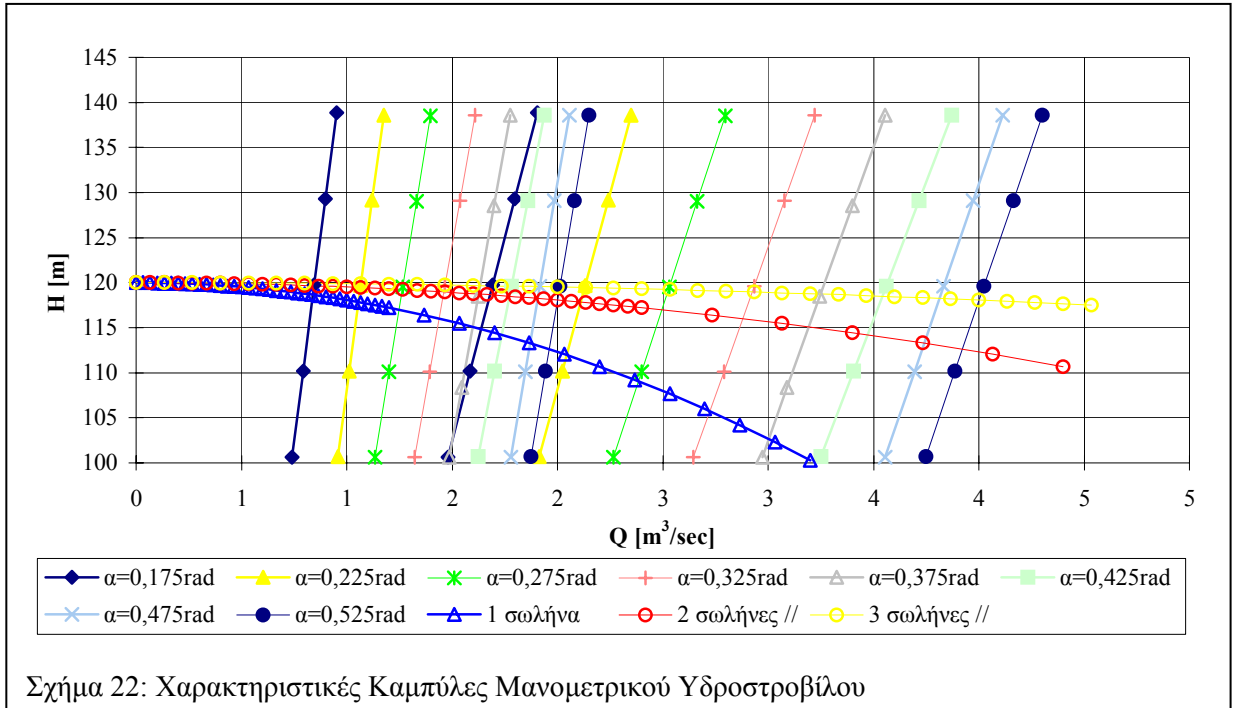
όπου " y " ($y_{\min} \leq y \leq y_{\max}$) το σχετικό ύψος της στάθμης του ταμιευτήρα.

3.3.3 Αναστρέψιμος Αντλιοστρόβιλος

Η ονομαστική ισχύς του αντλιοστροβίλου, εργαζόμενου ως υδροστροβίλου, καθορίζεται από την απαίτηση κάλυψης του φορτίου αιχμής του δικτύου, με κατάλληλη προσαύξηση (π.χ. 30%) για την αντιμετώπιση πιθανών μελλοντικών αιχμών ζήτησης. Ο Υ/Σ θα πρέπει να ικανοποιεί τους τοπικούς περιορισμούς μανομετρικού ύψους, δηλαδή:

$$h_0 + y_{\min} \leq h \leq h_0 + y_{\max} \quad (6)$$

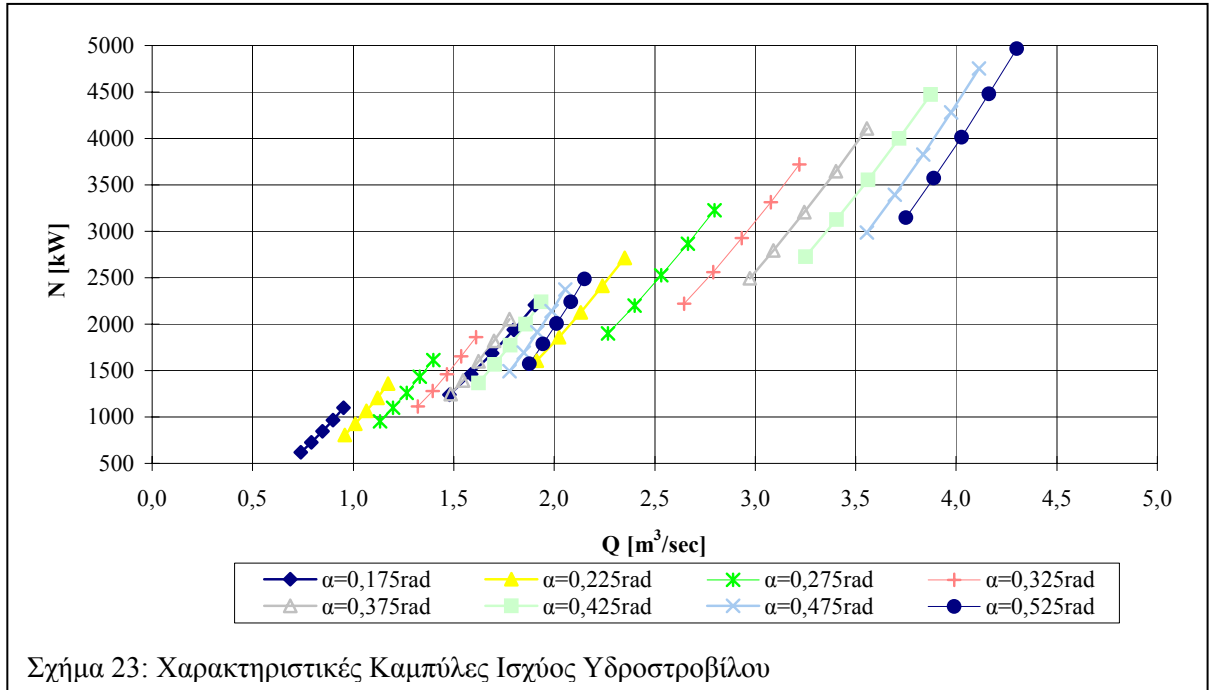
ώστε να συνεργάζεται αρμονικά με τον άνω ταμιευτήρα της εγκατάστασης. Παράλληλα, η περιοχή λειτουργίας με βάση τη διακινούμενη παροχή θα πρέπει να



καλύπτει το ευρύτερο δυνατό φάσμα παροχής, χωρίς την εμφάνιση φαινομένων σπηλαιώσης ή ασταθούς λειτουργίας του Υ/Σ.

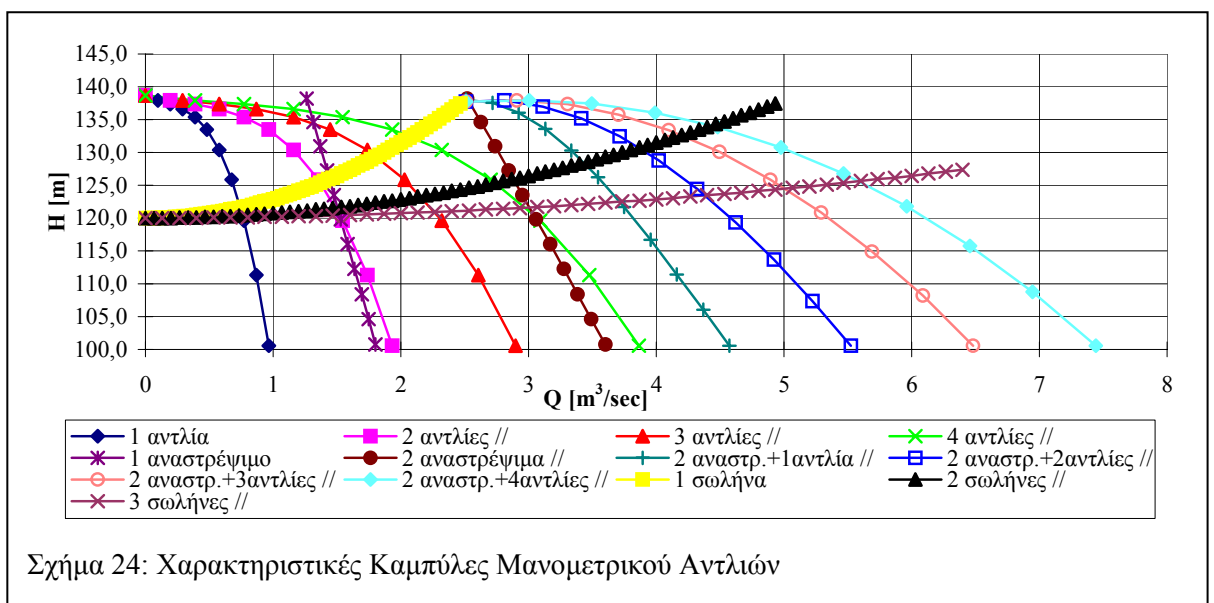
Για την αξιοποίηση του μέγιστου εύρους παροχής επιλέγεται συνδυασμός όμοιων υδροστροβίλων συνδεδεμένων εν παραλλήλω, με αποτέλεσμα να μη διακόπτεται η λειτουργία του συστήματος από τυχόν βλάβες, με συνέπεια μεγαλύτερη ευελιξία και μεγαλύτερη διαθεσιμότητα της εγκατάστασης, υπερκαλύπτοντας τα αυξημένο κόστος προμήθειας Υ/Σ.

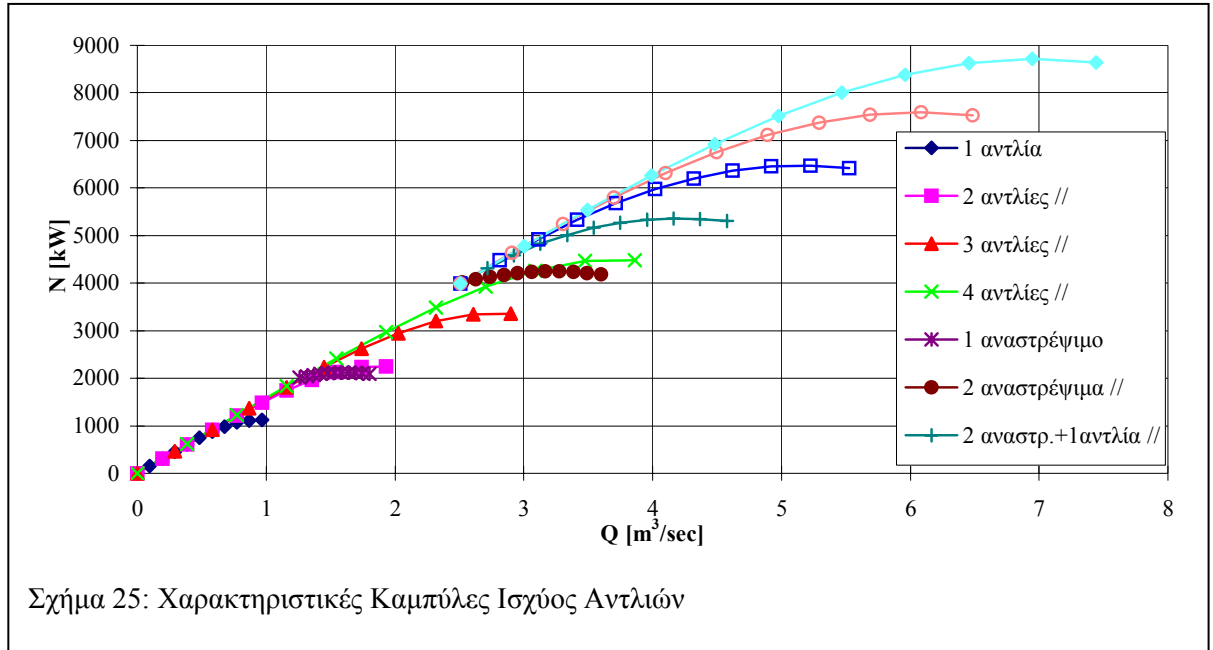
Στο Σχήμα 22 δίνονται οι χαρακτηριστικές (H-Q) ενός αναστρέψιμου συγκροτήματος εργαζομένου ως Υ/Σ συναρτήσει της κλίσεως "α" των ρυθμιστικών πτερυγίων. Αντίστοιχα, αυξανόμενης της κλίσεως των ρυθμιστικών πτερυγίων αυξάνεται και η αποδιδόμενη ισχύς, Σχήμα 23.



Έχοντας καθορίσει τα χαρακτηριστικά του αναστρέψιμου εργαζομένου ως Υ/Σ έχουν ουσιαστικά δεσμευθεί και τα αντίστοιχα λειτουργικά χαρακτηριστικά του αναστρέψιμου όταν λειτουργεί ως αντλία, Σχήμα 24.

Αξίζει να επισημανθεί ότι ο βαθμός απόδοσης των αντλιών του αναστρέψιμου αντλιοστρόβιλου είναι σαφώς υψηλότερος του αντίστοιχου βαθμού απόδοσης





μεμονωμένων αντλιών, ως εκ τούτου προτιμάται η λειτουργία του αναστρέψιμου σε σχέση με τη λειτουργία του αντλητικού συγκροτήματος, που περιγράφεται στη συνέχεια.

3.3.4 Αντλητικό Συγκρότημα

Ο καθορισμός της συνολικής αντλητικής ισχύος εξαρτάται αποκλειστικά από το μέγεθος του αιολικού πάρκου, εφόσον έχουν ήδη καθορισθεί τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά του υδάτινου ταμιευτήρα. Πράγματι στην ακραία υποθετική περίπτωση όπου η ενεργειακή κατανάλωση του τοπικού δικτύου είναι ελάχιστη (ή ακόμα και μηδενική), ενώ στην περιοχή πνέουν άνεμοι υψηλής έντασης, οπότε το αιολικό πάρκο αποδίδει τη μέγιστη ισχύ του, πρέπει οι αντλίες του συγκροτήματος να έχουν την ικανότητα αποθήκευσης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας στον υπάρχοντα ταμιευτήρα.

Όπως προαναφέρθηκε σημαντικό μέρος της αποδιδόμενης ισχύος καλύπτεται από τον αντλιοστρόβιλο, ενώ η υπόλοιπη ισχύς (που εξαρτάται σαφώς από το πλήθος "z" των

α/γ) απορροφάται από το ανεξάρτητο αντλητικό συγκρότημα. Για λόγους μεγαλύτερης ευελιξίας και ελαστικότητας χρησιμοποιούνται ανεξάρτητα συγκροτήματα αντλιών συνδεδεμένα μεταξύ τους εν παραλλήλω.

Στα Σχήματα 24 και 25 αντίστοιχα παρουσιάζονται οι χαρακτηριστικές (H-Q) και (N-Q) ανεξάρτητου συγκροτήματος αντλιών.

3.3.5 Σωληνογραμμές μεταφοράς

Η επιλογή των απαραίτητων σωληνογραμμών του αιολικού-αντλιοστροβλικού συγκροτήματος βασίζεται στην προσπάθεια ελαχιστοποίησης των απωλειών μεταφοράς του νερού, στον περιορισμό του κόστους εγκατάστασης αλλά και στην εξασφάλιση μεγαλύτερης διαθεσιμότητας καθώς και μεγαλύτερης ποικιλίας στις επιλογές λειτουργίας του συστήματος.

Στο Σχήμα 23 παρουσιάζονται οι χαρακτηριστικές H-Q συνδυασμών σωλήνων μεταφοράς σε σύγκριση με τις χαρακτηριστικές των υδροστροβίλων αναστρέψιμου. Αντίστοιχα, στο Σχήμα 24 δίνονται οι χαρακτηριστικές H-Q του δικτύου μεταφοράς, όταν αυτό λειτουργεί για άντληση νερού στον άνω ταμιευτήρα, σε σύγκριση με τις χαρακτηριστικές του συνολικού αντλητικού συγκροτήματος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ

4.1 Εισαγωγή

Το πρόβλημα αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας διερευνάται εδώ και αρκετά χρόνια από τις διάφορες επιστημονικές ομάδες, όπου εξετάζονται συστήματα περιστρεφόμενων σφονδύλων, ηλεκτρικών συσσωρευτών, αντλητικών συγκροτημάτων και παραγωγής υδρογόνου. Για τα μεγέθη των αιολικών πάρκων της νήσου Κρήτης επιλέγεται η λύση των αντλητικών συγκροτημάτων, η οποία εμφανίζει σημαντικά ανταγωνιστικά πλεονεκτήματα.

Η προτεινόμενη λύση βασίζεται:

- Στη λειτουργία αιολικού πάρκου "z" μηχανών
- Στην ύπαρξη ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού αποτελούμενου από μικρούς-τυποποιημένους υδροστροβίλους
- Στη λειτουργία μιας κατάλληλου δυναμικού αντλητικής εγκατάστασης
- Στην ύπαρξη δύο υδάτινων ταμιευτήρων
- Στο δίκτυο μεταφοράς του ύδατος από τον πάνω στον κάτω ταμιευτήρα και αντιστρόφως

Στόχος της παρούσας διερεύνησης είναι η μεγιστοποίηση των οικονομικών αποτελεσμάτων της εγκατάστασης, με βέλτιστη αξιοποίηση της απορριπτόμενης

αιολικής ενέργειας των υπό μελέτη αιολικών πάρκων. Ανάμεσα στους βασικούς στόχους λειτουργίας της εγκατάστασης είναι η απορρόφηση του μέγιστου δυνατού ποσοστού της απορριπτόμενης ενέργειας και η προσπάθεια κάλυψης στις ώρες αυξημένης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του τοπικού δικτύου.

Το αυξημένο κόστος δημιουργίας, επιπλέον των αιολικών πάρκων, της αναστρέψιμης υδροηλεκτρικής εγκατάστασης σε συνδυασμό με το σύστημα των ταμιευτήρων αναμένεται να καλυφθεί σε σημαντικό βαθμό από την αξιοποίηση της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας και τη διάθεσή της σε ώρες αιχμής-υψηλού κόστους λειτουργίας των τοπικών θερμοηλεκτρικών μονάδων.

Συνοψίζοντας, η λειτουργία του αιολικού-αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού σταθμού παρουσιάζει τις ακόλουθες περιπτώσεις:

1. Η υλοποιούμενη αιολική παραγωγή είναι μικρότερη του άνω ορίου διείσδυσης της αιολικής ισχύος στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο. Στην περίπτωση αυτή παρέχεται η δυνατότητα πλήρους απορρόφησης της αιολικής ενέργειας των αιολικών πάρκων.
2. Η παραγόμενη αιολική παραγωγή είναι μεγαλύτερη του άνω ορίου διείσδυσης της αιολικής ισχύος στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο. Στην περίπτωση αυτή η πλεονάζουσα ενέργεια αποταμιεύεται υπό μορφή υδροδυναμικής ενέργειας στον άνω ταμιευτήρα, με τη βοήθεια του αντλητικού συγκροτήματος της εγκατάστασης.
3. Στις ώρες υψηλής ζήτησης, και εφόσον υπάρχει διαθέσιμη ποσότητα νερού στον άνω ταμιευτήρα, ποσά ενέργειας διοχετεύονται από τους υδροστροβίλους της εγκατάστασης στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο.

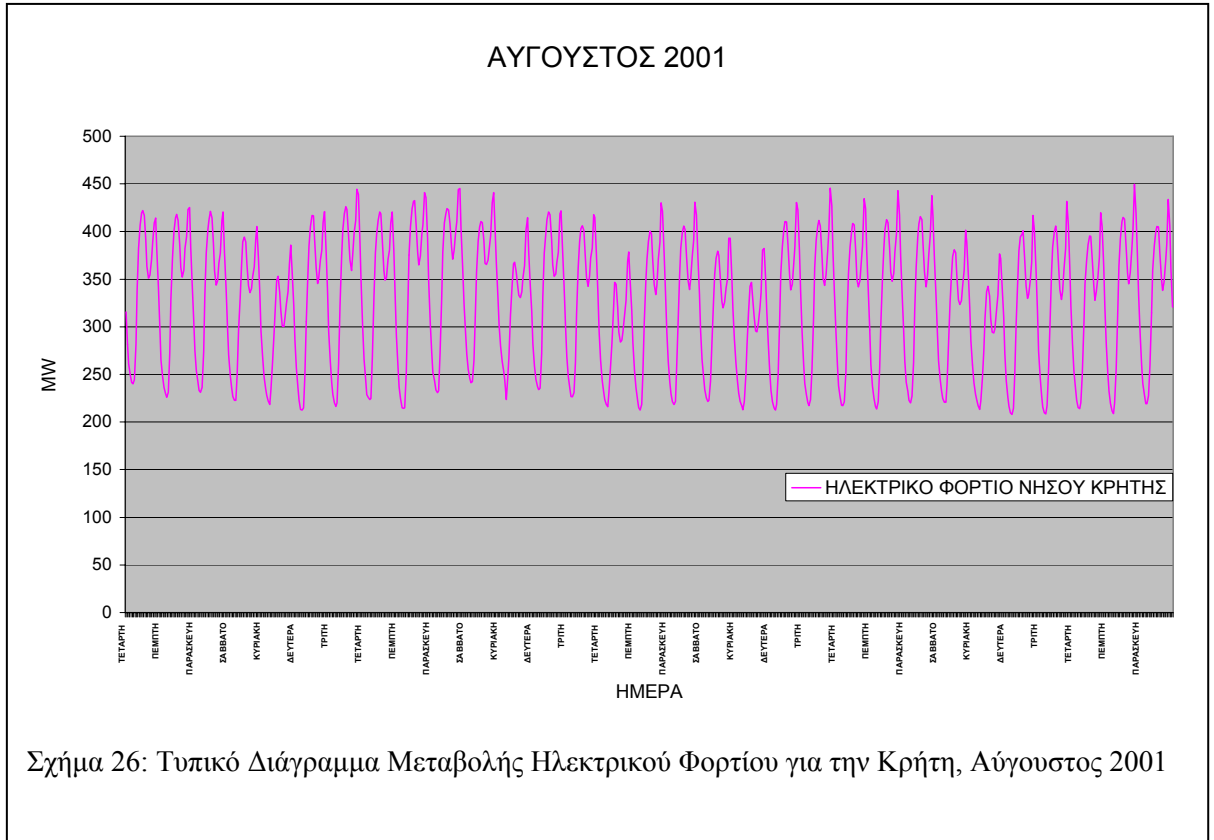
Για τον προσδιορισμό των χαρακτηριστικών του αντλητικού-αποταμιευτικού συστήματος απαιτείται εκτίμηση των χρονοσειρών της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας.

Οι απαραίτητες πληροφορίες για την εκτίμηση των χρονοσειρών είναι:

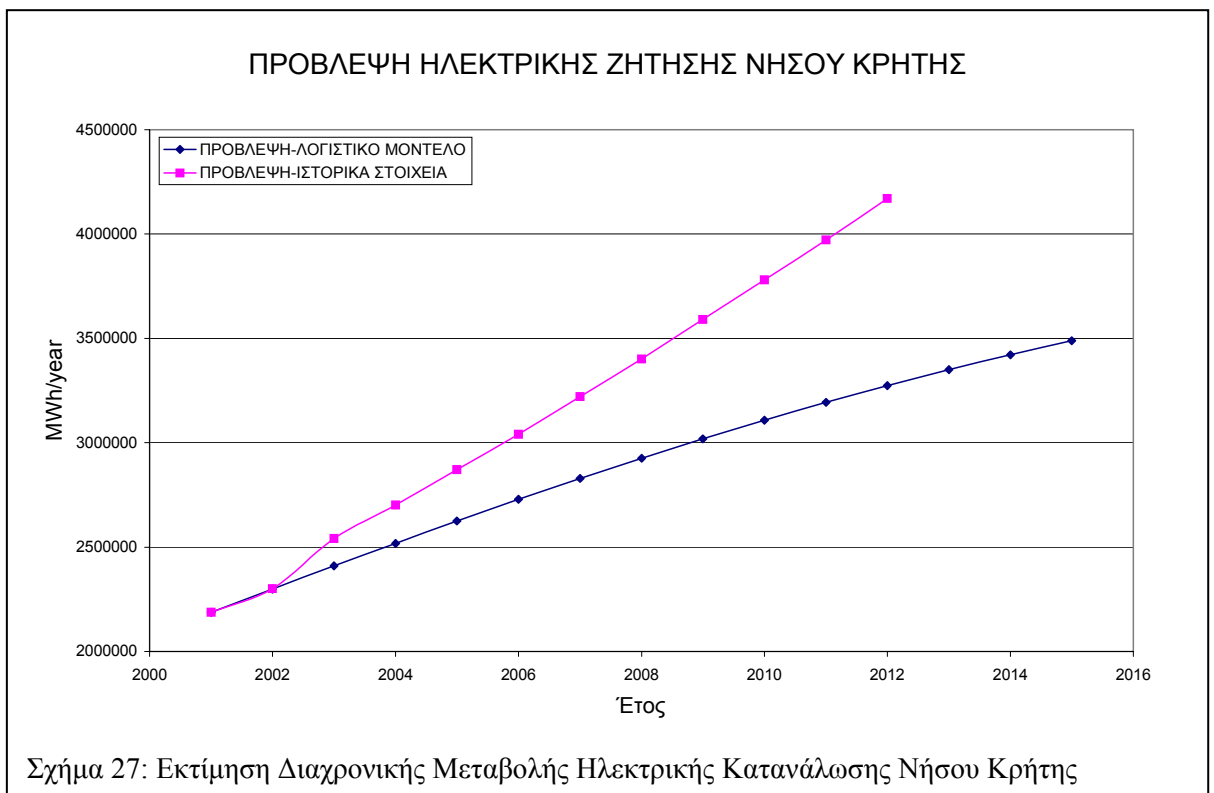
1. Διαχρονική μεταβολή του ηλεκτρικού φορτίου του τοπικού δικτύου
2. Διαχρονική μεταβολή των τεχνικών ελαχίστων του συστήματος
3. Ονομαστική ισχύς των εν λειτουργία αιολικών πάρκων
4. Ρυθμός ένταξης νέων αιολικών εγκαταστάσεων στο τοπικό δίκτυο
5. Καθορισμός της Ενεργειακής Συμπεριφοράς των αιολικών πάρκων
6. Ανάλυση του αιολικού δυναμικού στις υπό μελέτη περιοχές
7. Δημιουργία χρονοσειρών συμπεριφοράς ανέμου κατά την υπό μελέτη χρονική περίοδο
8. Εκτίμηση χρονοσειράς αιολικής παραγωγής των αιολικών πάρκων
9. Εκτίμηση της αιολικής παραγωγής των εν λειτουργία αιολικών πάρκων
10. Εκτίμηση των περικοπών της αιολικής παραγωγής

4.2 Εκτίμηση Μεταβολής Ηλεκτρικού Φορτίου

Για την εκτίμηση της διαχρονικής μεταβολής του ηλεκτρικού φορτίου του τοπικού δικτύου χρησιμοποιούνται αρχικά οι αναλυτικές χρονοσειρές των προηγούμενων ετών, Σχήμα 26, ενώ παράλληλα αξιοποιούνται πληροφορίες και θεωρητικά μοντέλα της βιβλιογραφίας. Στα πλαίσια αυτά υιοθετείται η πρόβλεψη ότι το ετήσιο ποσοστό αύξησης της ζήτησης θα προσεγγίσει σταδιακά τη συμπεριφορά του διασυνδεδεμένου συστήματος, περίπου έως το 2010.



Συνεπώς, η καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα της Κρήτης προβλέπεται ότι θα συνεχίσει να αυξάνεται αρχικά με γρηγορότερους ρυθμούς από



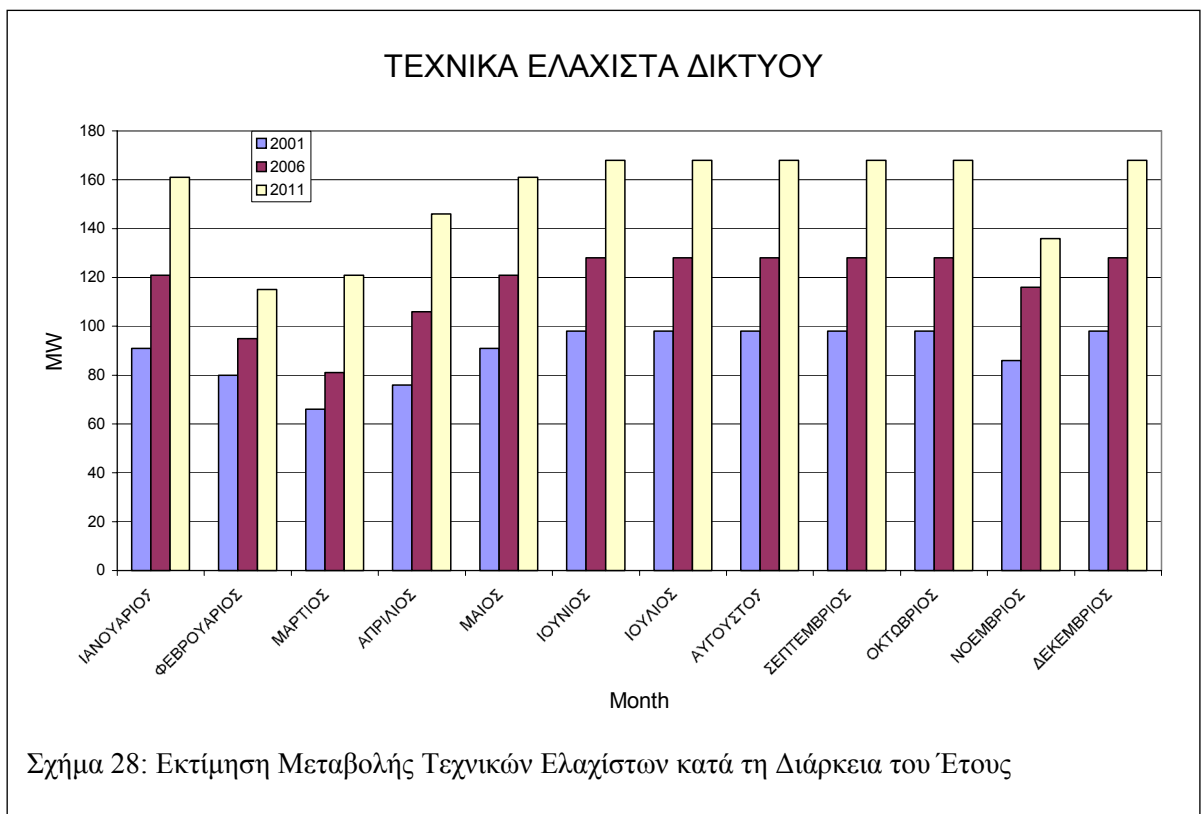
αυτήν του διασυνδεδεμένου συστήματος, με διαρκώς όμως μειούμενη απόκλιση. Ειδικότερα, αναμένεται εμφάνιση σημείου καμπής περί του 2005 και ανώτατη ενεργειακή παραγωγή το 2025 στα όρια των 4200GWh ανά έτος, Σχήμα 27. Για λόγους σύγκρισης παρατίθενται στο Σχήμα 27 και τα αποτελέσματα εκτιμήσεων της ΔΕΗ (έως το 2012), τα οποία στηρίζονται κατά βάση στην αριθμητική προεκβολή ιστορικών στοιχείων.

4.3 Εκτίμηση Μεταβολής Τεχνικών Ελαχίστων Θερμικών Μονάδων του Νησιού

Από την ανάλυση της υφιστάμενης κατάστασης των θερμικών μονάδων του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος νήσου Κρήτης προκύπτουν τα ακόλουθα:

1. Στο δίκτυο εμφανίζονται ενταγμένες 22 θερμικές μονάδες ονομαστικής ισχύος 580.91MW, με μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ 533.2MW κατά τη διάρκεια του χειμώνα και 496.2MW κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού.
2. Το σύνολο των θερμικών μονάδων βρίσκεται συγκεντρωμένο στο κεντρικό και δυτικό τμήμα του νησιού, δηλαδή στους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς των Λινοπεραμάτων (Ν. Ηρακλείου) και Χανίων.
3. Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής βασίζονται σε:
 - i) ατμοπαραγωγούς (6 στα Λινοπεράματα συνολικής ισχύος 111.25MW και 1 στα Χανιά -ονομαστικής ισχύος 44.4MW- στα πλαίσια συνδυασμένου κύκλου) συνολικής ισχύος 155.65MW

- ii) μηχανές εσωτερικής καύσης (4 ντιζελοκινητήρες στα Λινοπεράματα συνολικής ισχύος 49.12MW
- iii) αεριοστροβίλους (4 στα Λινοπεράματα συνολικής ισχύος 91.3MW, οι δύο τελευταίοι έχουν ενταχθεί στο σύστημα το 2001 και 2002 αντίστοιχα, καθώς και 7 μονάδες στα Χανιά, ονομαστικής ισχύος 284.84MW, δύο από τις οποίες (89.9MW) ανήκουν στον υπάρχοντα από το 1992 συνδυασμένο κύκλο του δικτύου) συνολικής ισχύος 376.14MW.
4. Από το σύνολο των προαναφερθέντων μονάδων, μονάδες βάσης χαρακτηρίζονται οι 6 ατμοηλεκτρικές μονάδες (155.65MW) και η μονάδα συνδυασμένου κύκλου 134.3MW.
5. Τα τεχνικά ελάχιστα των υφιστάμενων μονάδων βάσης τοποθετούνται στα επίπεδα των 98MW, ενώ προγραμματίζονται εργασίες συντήρησης κατά τους μήνες χαμηλής ζήτησης, οπότε και συντηρούνται διαδοχικά οι θερμικές μονάδες βάσης.
6. Στο σύστημα αναμένεται να ενταχθούν δύο μονάδες εσωτερικής καύσης 80MW και



δύο ατμοηλεκτρικές μονάδες 100MW, στην περιοχή Αθερινόλακος, με περίοδο ένταξης 2005-2006.

7. Κατά τα τέλη της τρέχουσας δεκαετίας εκτιμάται ότι υπάρχει πρόβλεψη ένταξης στο σύστημα και της νέας υπό προκήρυξη θερμικής μονάδος Ρεθύμνου ονομαστικής ισχύος 220MW.
8. Τέλος στο σύστημα βρίσκονται εγκατεστημένα (φθινόπωρο 2002) αιολικά πάρκα 70MW, δύο μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί 0.6MW και φωτοβολταϊκή εγκατάσταση 0.17MW.

Από την ανάλυση των διαθέσιμων στοιχείων και λαμβάνοντας υπόψη τα καθιερωμένα πλάνα συντήρησης των εν λειτουργία συμβατικών σταθμών, καθώς και την πορεία ένταξης των υπό "κατασκευή" μονάδων, προκύπτει στο Σχήμα 28 η μηνιαία μεταβολή των τεχνικών ελαχίστων των θερμικών μονάδων του νησιού για τα έτη 2001, 2006 και 2011, που τοποθετείται η ένταξη στο σύστημα των νέων θερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής.

4.4 Εκτίμηση Νέων Αιολικών Πάρκων στο Τοπικό Δίκτυο

Από τα τέλη του 1994 ήταν εγκατεστημένες στο νησί 20 ανεμογεννήτριες (17x300kW και 3x500kW) συνολικής ισχύος 6.6MW, που ανήκαν στη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού και μία ανεμογεννήτρια 500kW που ανήκε σε τοπικό συνεταιρισμό. Αντίστοιχα, στο νησί λειτούργησε τα μέσα του 1998 ιδιωτική επένδυση 10.2MW (17x600kW) αιολικής ενέργειας.

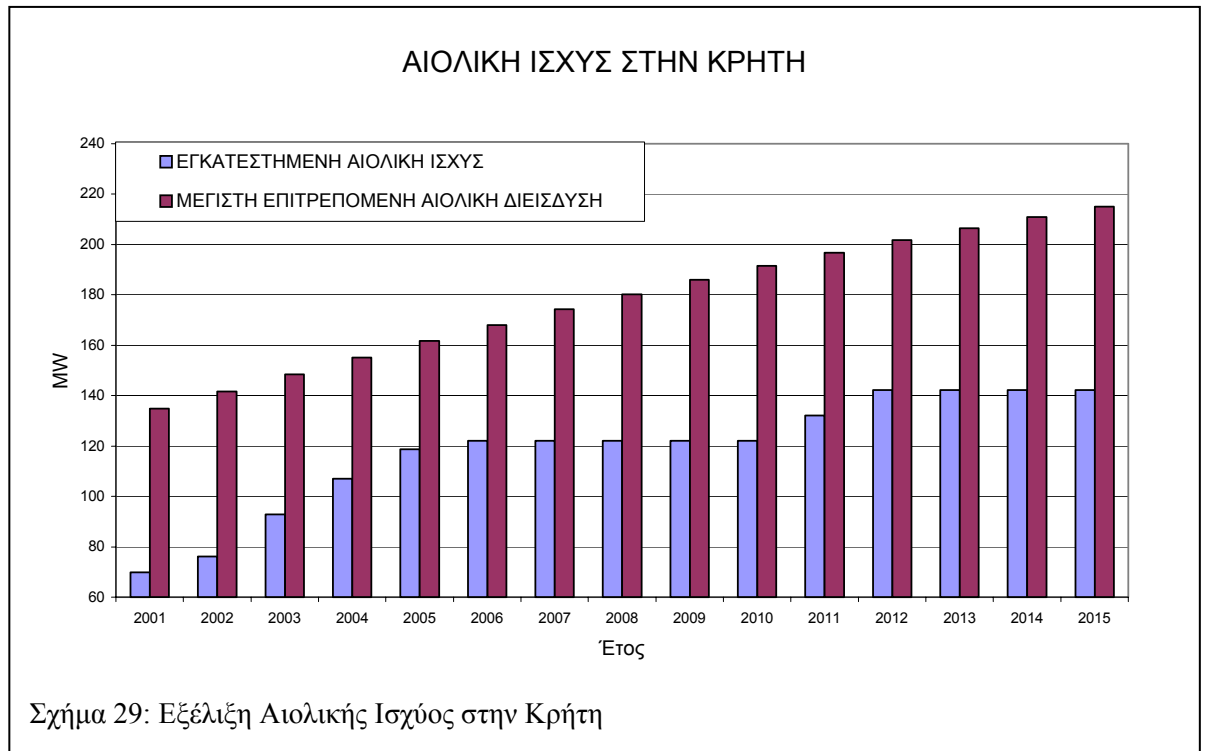
Πίνακας 9: Εγκατεστημένα Αιολικά Πάρκα στην Κρήτη, στα μέσα 2002

Τοποθεσία	Περιοχή	Ονομαστική Ισχύς (MW)	Έτος Λειτουργίας	Αριθμός Μηχανών	Ιδιοκτησία	Τύπος Μηχανών
Τοπλού	Λασιθι	5.10	1993	17x300	ΔΕΗ	Windmaster
Τοπλού	Λασιθι	1.00	1993	2x500	ΔΕΗ	Tacke
Τοπλού	Λασιθι	0.50	1995	1x500	ΔΕΗ	Nordtank
Ξηρολίμνη	Λασιθι	10.20	2000	17x600	ΔΕΗ	NEG-Micon
Μόδι	Λασιθι	10.20	1998	17x600	Ιδιώτης	Bonus
Χανδράς	Λασιθι	9.90	1999	18x550	Ιδιώτης	Zond
Μ. Βρύση	Ηράκλειο	4.95	1999	9x550	Ιδιώτης	Zond
Κρυά	Λασιθι	10.00	1999	20x500	Ιδιώτης	Enercon
Αχλάδια	Λασιθι	10.00	1999	20x500	Ιδιώτης	Enercon
Βιγλί	Λασιθι	5.00	2000	10x500	Ιδιώτης	Enercon
Πλατύβολο	Λασιθι	2.50	2000	5x500	ΟΤΑ	Enercon
Μάρε	Λασιθι	0.50	1993	1x500	ΟΤΑ	Tacke
<i>ΣΥΝΟΛΟ</i>	<i>ΚΡΗΤΗ</i>	<i>69.85</i>		<i>137</i>		

Το 2002 λειτουργούν στο νησί 137 μηχανές μεγέθους τουλάχιστον 300kW, συνολικής ονομαστικής ισχύος 69.85MW, Πίνακας 9.

Πιο συγκεκριμένα 16.8MW και 37 μηχανές ανήκουν στη ΔΕΗ, ενώ 53.05MW και 100 μηχανές ανήκουν σε ιδιώτες επενδυτές και ΟΤΑ. Η συνεισφορά των αιολικών πάρκων στην τοπική ενεργειακή κατανάλωση είναι ήδη αξιόλογη, ωστόσο καταγράφεται άμεσος κίνδυνος περικοπών αιολικής παραγωγής τις ώρες χαμηλής ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου και υψηλών ταχυτήτων ανέμου. Τα επίπεδα των περικοπών τα έτη 2001 και 2002 κυμαίνονται στο 5% της συνολικής παραγωγής των πάρκων.

Τα αρχικά αιολικά πάρκα της ΔΕΗ εντάσσονται κατά προτεραιότητα στο δίκτυο, εφόσον η ζήτηση ξεπεράσει τα τεχνικά ελάχιστα των θερμικών μονάδων, δεδομένου ότι δεν υπάγονται στο νομικό καθεστώς του Ν.2244/94.



Στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας έχουν υποβληθεί αιτήσεις για υλοποίηση αιολικών πάρκων τουλάχιστον 370MW. Βέβαια, δεδομένων των τεχνικών περιορισμών του δικτύου είναι αδύνατη η ένταξη του συνόλου των αιολικών εγκαταστάσεων, ενώ λόγοι οικονομικοτεχνικής αξιολόγησης δεν αναμένεται να ευνοήσουν την ένταξη στο δίκτυο περισσότερων από 150MW συνολικά μέχρι το 2015, εκτός της περίπτωσης δημιουργίας μεγάλου αριθμού έργων αποταμίευσης της αιολικής ενέργειας.

Πίνακας 10: Υπό Εγκατάσταση Αιολικά Πάρκα στην Κρήτη, στα μέσα 2002

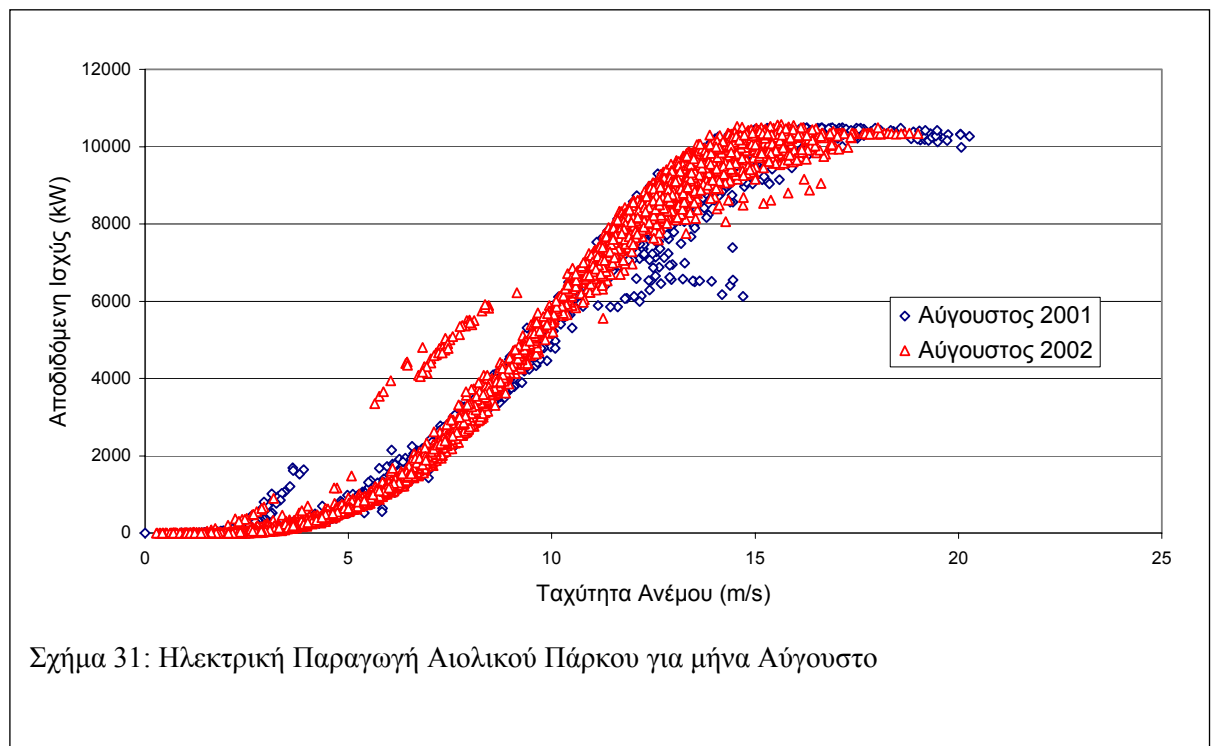
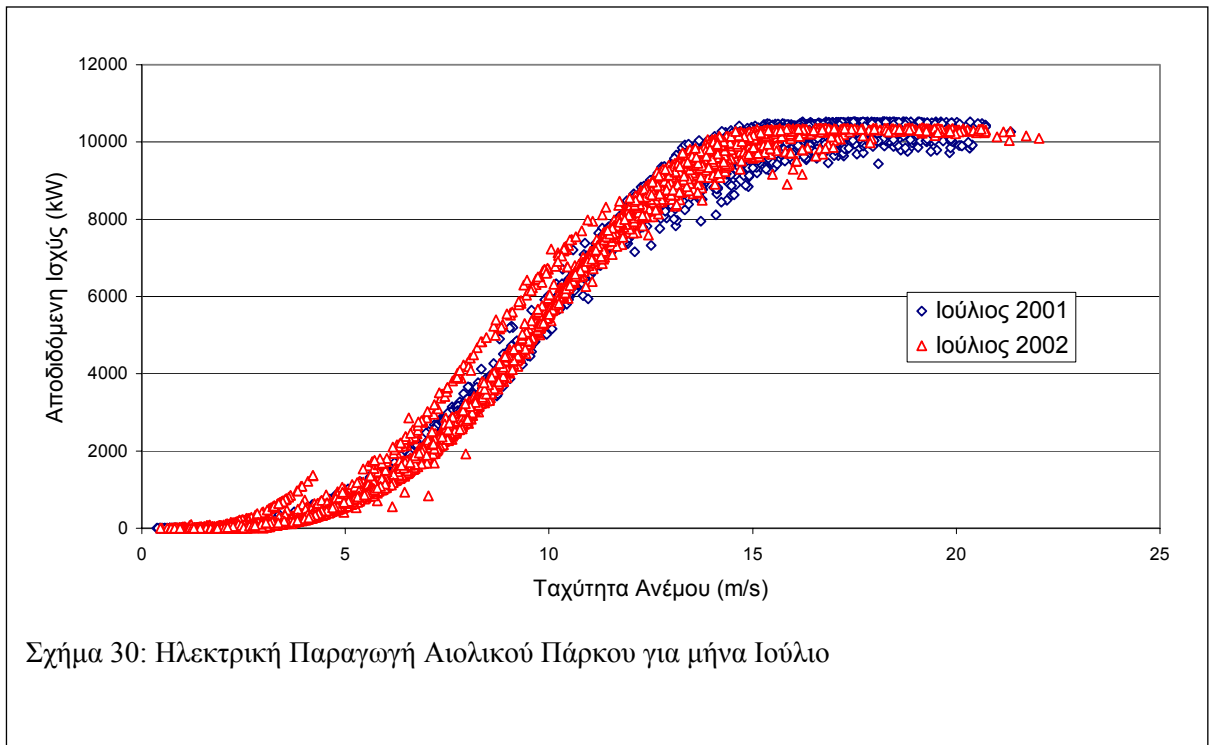
Τοποθεσία	Περιοχή	Ονομαστική Ισχύς (MW)	Ιδιοκτησία
Ξηρολίμνη	Λασιθί	3.0	ΔΕΗ
Βρουχάς	Λασιθί	6.0	Πλαστικά Κρήτης
Επανωσήφι	Λασιθί	6.3	ΕΛ.Ε.
Μόδι	Λασιθί	3.0	Ρόκας
	Λασιθί	5.2	Σαραντόπουλος
Μοίρες	Ηράκλειο	5.2	Envitec
Πλάτανος	Χανιά	3.3	ΜΕΤΚΑ
Σπάθα	Χανιά	4.2	Αιολικά Σπάθας
Χόνος	Λασιθί	4.5	ΙWECO
Ηράκλειο	Ηράκλειο	5.0	Δομική Κρήτης
Πλατύβολο	Λασιθί	2.4	WRE
Ξηρολίμνη	Λασιθί	3.0	ΕΝΤΕΚΑ
Μάρε	Λασιθί	1.2	ΟΑΣ
ΣΥΝΟΛΟ	ΚΡΗΤΗ	52.3	

Από τα διαθέσιμα στοιχεία έχουν ήδη αδειοδοτηθεί 13 νέα αιολικά πάρκα, συνολικής ονομαστικής ισχύος 52.3MW, τα οποία έχουν επίσης υπαχθεί σε μεγάλο ποσοστό σε υφιστάμενα χρηματοδοτικά προγράμματα (ΕΠΑΝ, Αναπτυξιακός Νόμος, κ.λπ.) και αναμένεται να ενταχθούν στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο μέχρι τα μέσα του 2006, με εκτιμώμενο ρυθμό όπως στο Σχήμα 29. Επίσης στον Πίνακα 10 καταγράφονται τα αδειοδοτημένα νέα αιολικά πάρκα, ενώ οι τρέχουσες εκτιμήσεις τοποθετούν τη συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύ το 2015 στα επίπεδα των 140MW.

4.5 Ενεργειακή Συμπεριφορά Αιολικών Πάρκων

Για τον ακριβή υπολογισμό της αιολικής παραγωγής ενός αιολικού πάρκου συγκροτούμενου από "z" μηχανές, απαιτείται η γνώση της στιγμιαίας ταχύτητας του ανέμου στο ύψος της πλήμνης της μηχανής, καθώς και η πυκνότητα του ατμοσφαιρικού αέρα. Τα εν λόγω μεγέθη σε συνδυασμό με την καμπύλη λειτουργίας του κατασκευαστή για κάθε μηχανή, συνυπολογίζοντας και τον ετήσιο ρυθμό γήρανσης των μηχανών, καθορίζουν τη στιγμιαία αποδιδόμενη αιολική ισχύ της εγκατάστασης, λαμβάνοντας υπόψη και την τεχνική διαθεσιμότητα κάθε μηχανής.

Ωστόσο στην περίπτωσή μας είναι αδύνατη η συγκέντρωση του συνόλου των μετρήσεων των μηχανών που συγκροτούν τα υπό μελέτη αιολικά πάρκα, ως εκ τούτου επιχειρείται η προσομοίωση της συμπεριφοράς κάθε πάρκου ξεχωριστά με βάση τη μέση ταχύτητα του ανέμου που αντιστοιχεί στο πάρκο αυτό. Συνεπώς τα δεδομένα της ανάλυσης είναι η τελική παραγωγή των πάρκων για τις χρονικές περιόδους 2001 και 2002.



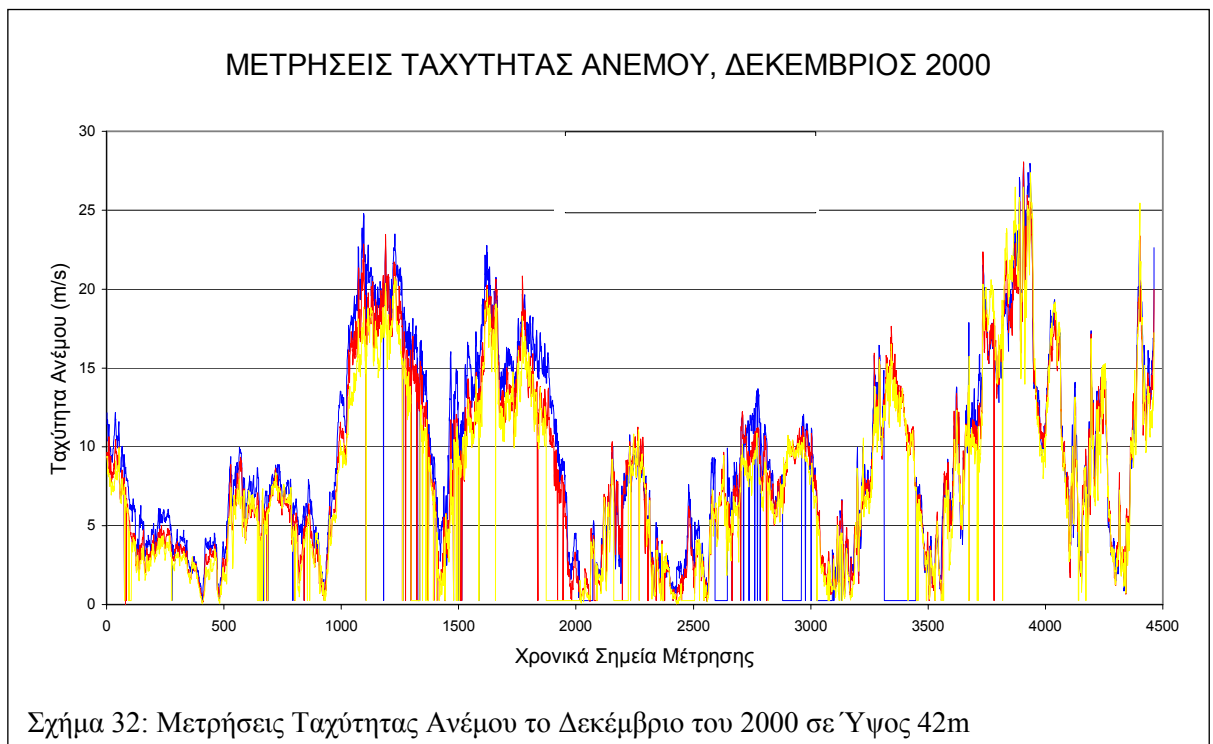
Για την εξαγωγή των καμπυλών βαθμονόμησης χρησιμοποιούνται οι ανά δεκάλεπτο μετρήσεις της αιολικής παραγωγής προς το δίκτυο, τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο, όπου λόγω της αυξημένης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του δικτύου δεν αναμένονται σημαντικές περικοπές αιολικής παραγωγής. Συνεπώς, στα Σχήματα 30 και 31

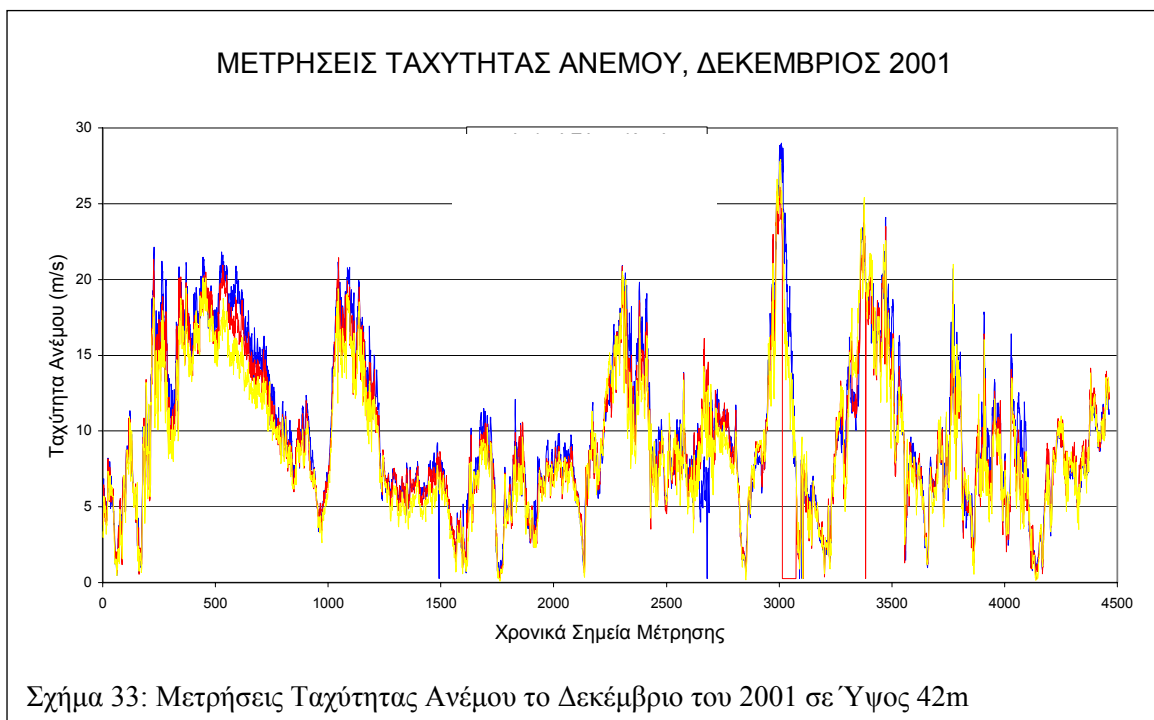
παρουσιάζονται τα δεδομένα της αιολικής παραγωγής για το αιολικό πάρκο κατά τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο.

Από την επεξεργασία των διαθέσιμων στοιχείων προκύπτουν τελικά οι εξισώσεις συμπεριφοράς των αιολικών πάρκων για τυπικές ατμοσφαιρικές συνθήκες (15°C , 1atm), οι οποίες θα χρησιμοποιηθούν στη συνέχεια για την προσομοίωση της ενεργειακής απόδοσης των υπό μελέτη εγκαταστάσεων, δεδομένης της μέσης ταχύτητας ανά πάρκο και λαμβάνοντας υπόψη τη διόρθωση της πυκνότητας λόγω μεταβολής της ατμοσφαιρικής πίεσης και θερμοκρασίας και τη συνεισφορά της υγρασίας.

4.6 Ανάλυση Αιολικού Δυναμικού

Για τον προσδιορισμό του αιολικού δυναμικού στις περιοχές των αιολικών πάρκων χρησιμοποιούνται οι διαθέσιμες χρονοσειρές των ανά δεκάλεπτο μετρήσεων της μέσης

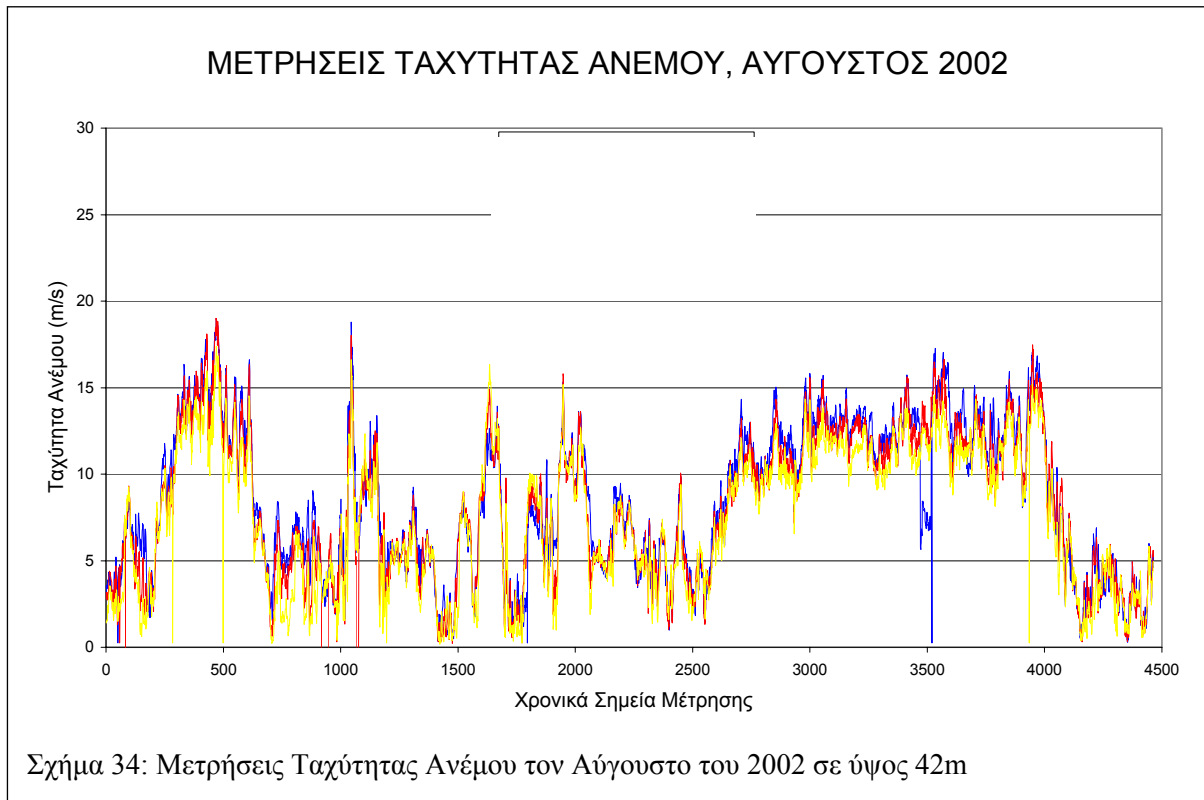




ταχύτητας των πάρκων για τα έτη 2000, 2001 και 2002. Στα Σχήματα 32, 33 και 34 δίνονται αντιπροσωπευτικές διανομές ταχύτητας ανέμου σε ύψος 42m.

Για την εξαγωγή ασφαλών συμπερασμάτων ακολουθείται η παρακάτω διαδικασία:

1. Ανάγνωση και αρχική αξιολόγηση των μετρήσεων, ώστε να αποφευχθούν μη ρεαλιστικές τιμές, από λάθη καταγραφής.
2. Διόρθωση των εσφαλμένων τιμών.
3. Εντοπισμός κενών διαστημάτων, όπου απουσιάζουν μετρήσεις σε ένα ή περισσότερα αιολικά πάρκα.
4. Αναπαραγωγή των μετρήσεων στα κενά διαστήματα με τη χρήση των μετρήσεων των υπολοίπων εγκαταστάσεων και των αντίστοιχων χρονικών και τοπικών διορθωτικών συντελεστών.
5. Εξαγωγή των μέσων ωριαίων τιμών.
6. Εξαγωγή μέσων ημερήσιων και μηνιαίων τιμών και αξιολόγηση του αιολικού δυναμικού.



Για την εκτίμηση της συμπεριφοράς του ανέμου την περίοδο 2001-2015 δημιουργούνται χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου βασισμένες στις μετρημένες χρονοσειρές των τεσσάρων ετών μελέτης.

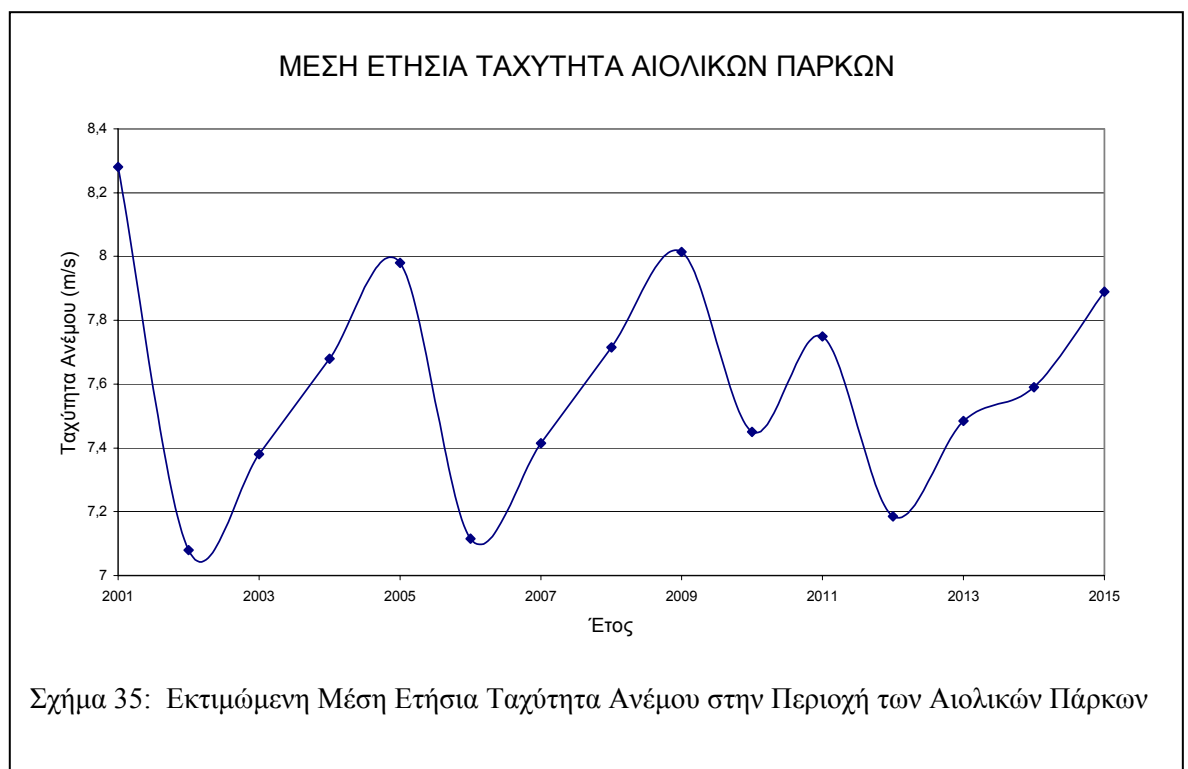
Στη συνέχεια παρουσιάζεται η διαχρονική διανομή της μέσης εκτιμώμενης ετήσιας ταχύτητας και των αιολικών πάρκων για την περίοδο 2001-2015, Σχήμα 35.

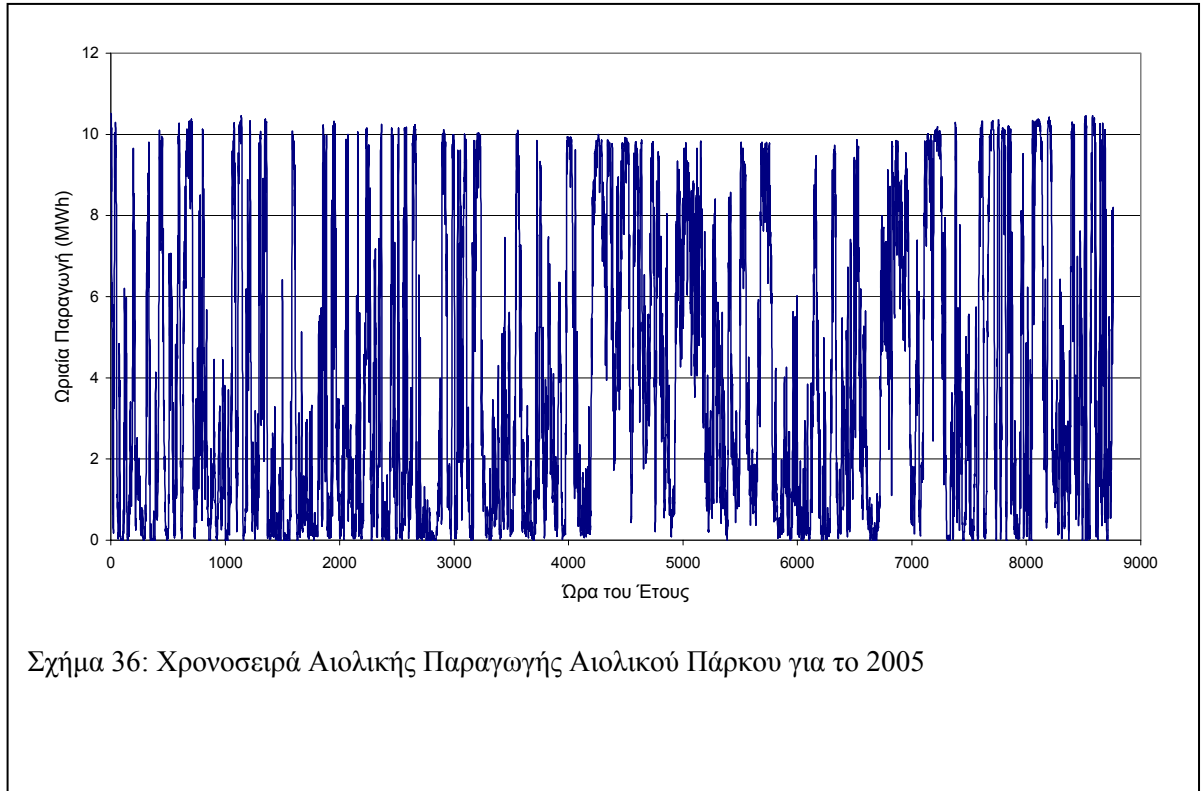
4.7 Εκτίμηση Ενεργειακής Παραγωγής Πάρκων

Αξιοποιώντας τα ανεμολογικά στοιχεία της υπό μελέτη χρονικής περιόδου και τα μακροχρόνια μετεωρολογικά στοιχεία θερμοκρασίας, ατμοσφαιρικής πίεσης και υγρασίας είναι δυνατή στη συνέχεια η εκτίμηση της ενεργειακής παραγωγής των αιολικών πάρκων την υπό μελέτη περίοδο.

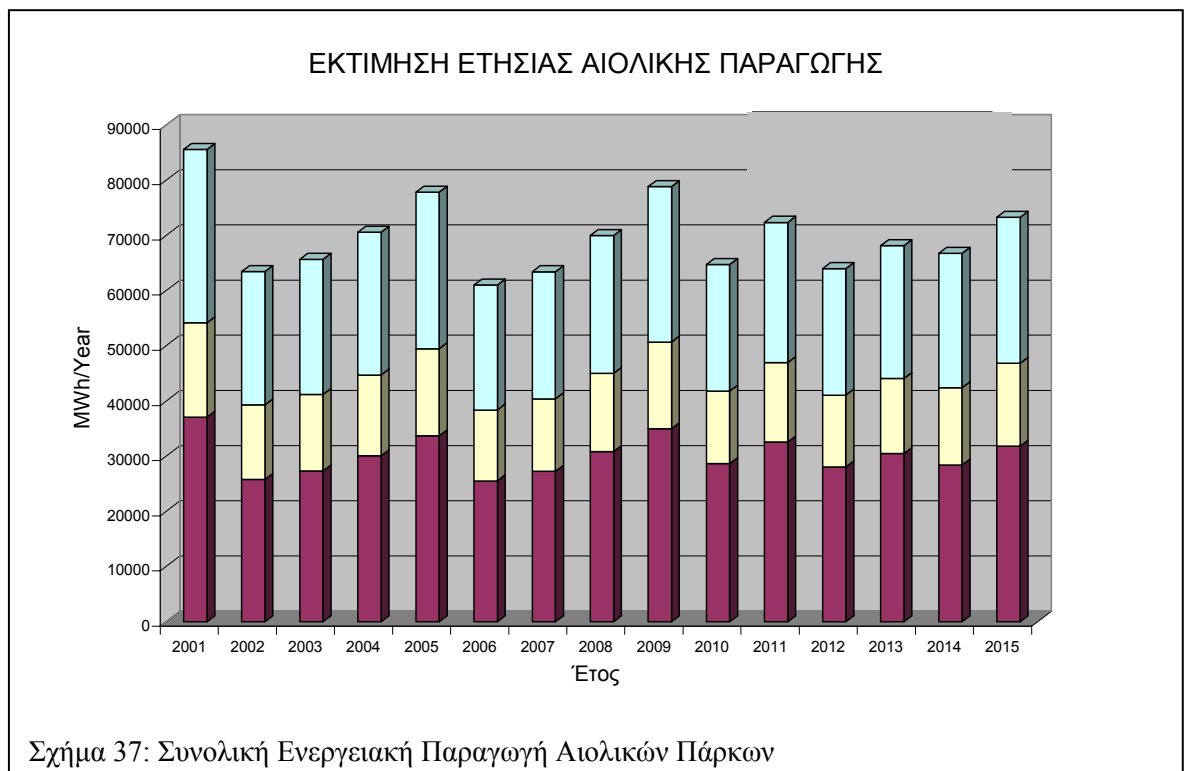
Στο Σχήμα 36 δίνονται οι χρονοσειρές παραγωγής των αιολικών πάρκων για το έτος 2005.

Τέλος, με ολοκλήρωση της ετήσιας διανομής για την περίοδο 2001-2015 προκύπτει η συνολική ετήσια παραγωγή των αιολικών πάρκων, όπως παρουσιάζεται στο συγκεντρωτικό Σχήμα 37.





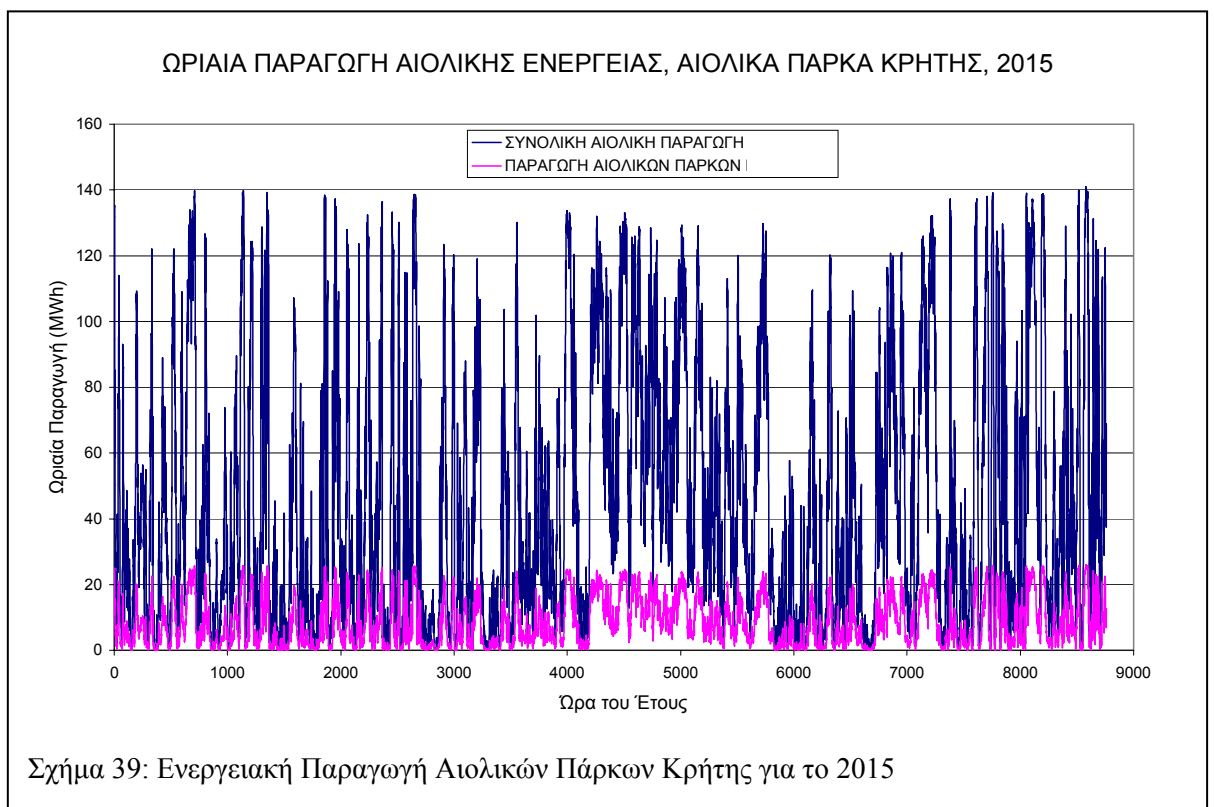
Για το προσδιορισμό της συνολικής ηλεκτρικής παραγωγής των αιολικών πάρκων του νησιού απαιτείται η γνώση της ονομαστικής ισχύος των εγκαταστάσεων, του αριθμού και του τύπου των χρησιμοποιούμενων μηχανών, του ρυθμού ένταξης των νέων



πάρκων στο δίκτυο, της ταχύτητας του ανέμου στην περιοχή του κάθε πάρκου, των μετεωρολογικών συνθηκών και της τεχνικής διαθεσιμότητας των εγκαταστάσεων.

Λόγω έλλειψης αναλυτικών στοιχείων, η εκτίμηση της αιολικής παραγωγής των υπόλοιπων αιολικών πάρκων του δικτύου, βασίζεται στην ενεργειακή παραγωγή των αιολικών πάρκων, με συντελεστές διόρθωσης το λόγο εγκατεστημένης ισχύος επί το γινόμενο του συντελεστή φορτίου (CF) των υπολοίπων αιολικών πάρκων προς τα αντίστοιχα μεγέθη του επενδυτή. Η μέθοδος αυτή, αν και όχι απόλυτα ακριβής είναι η μόνη εναλλακτική λύση για την εκτίμηση της διαχρονικής ετήσιας διανομής της παραγωγής του συνόλου των αιολικών πάρκων του δικτύου.

Στα πλαίσια αυτά στα Σχήματα 38 και 39 παρουσιάζεται η αιολική παραγωγή του συνόλου των αιολικών πάρκων του δικτύου σε σύγκριση με την αιολική παραγωγή των υπό μελέτη εγκαταστάσεων για τα έτη 2005 και 2015.

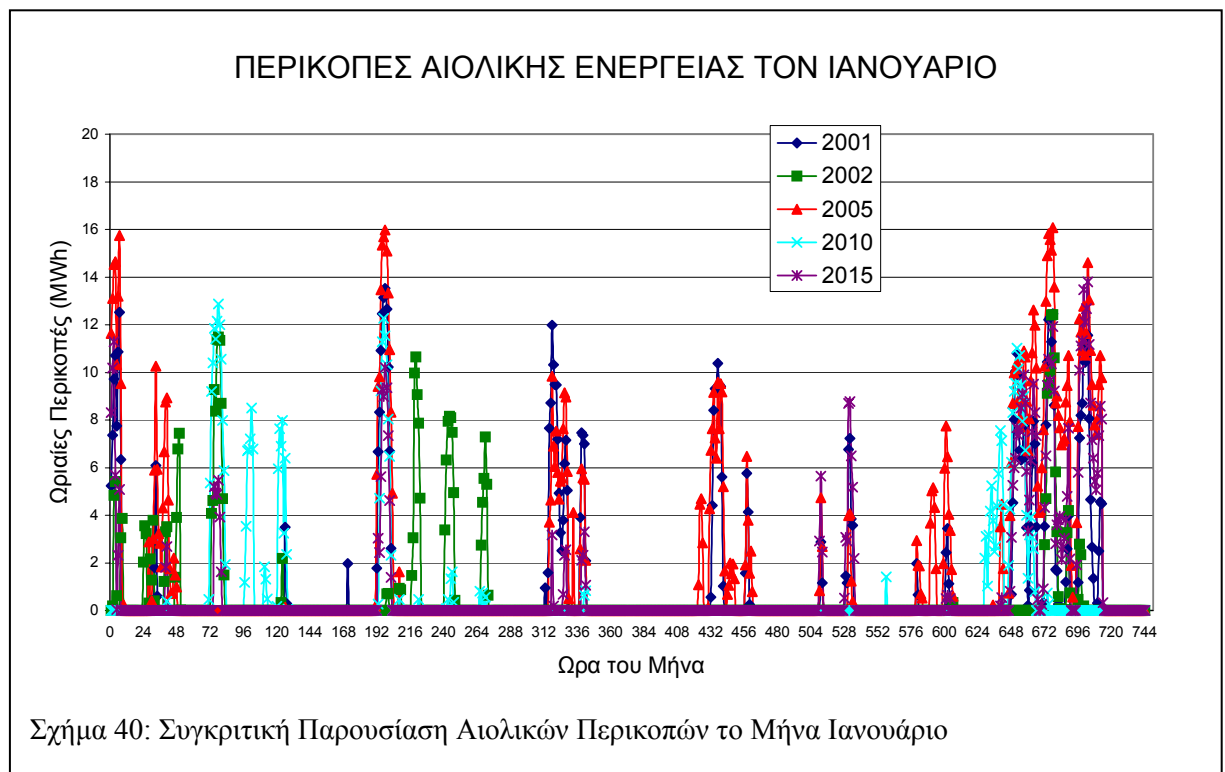


4.8 Εκτίμηση Περικοπών Αιολικής Παραγωγής

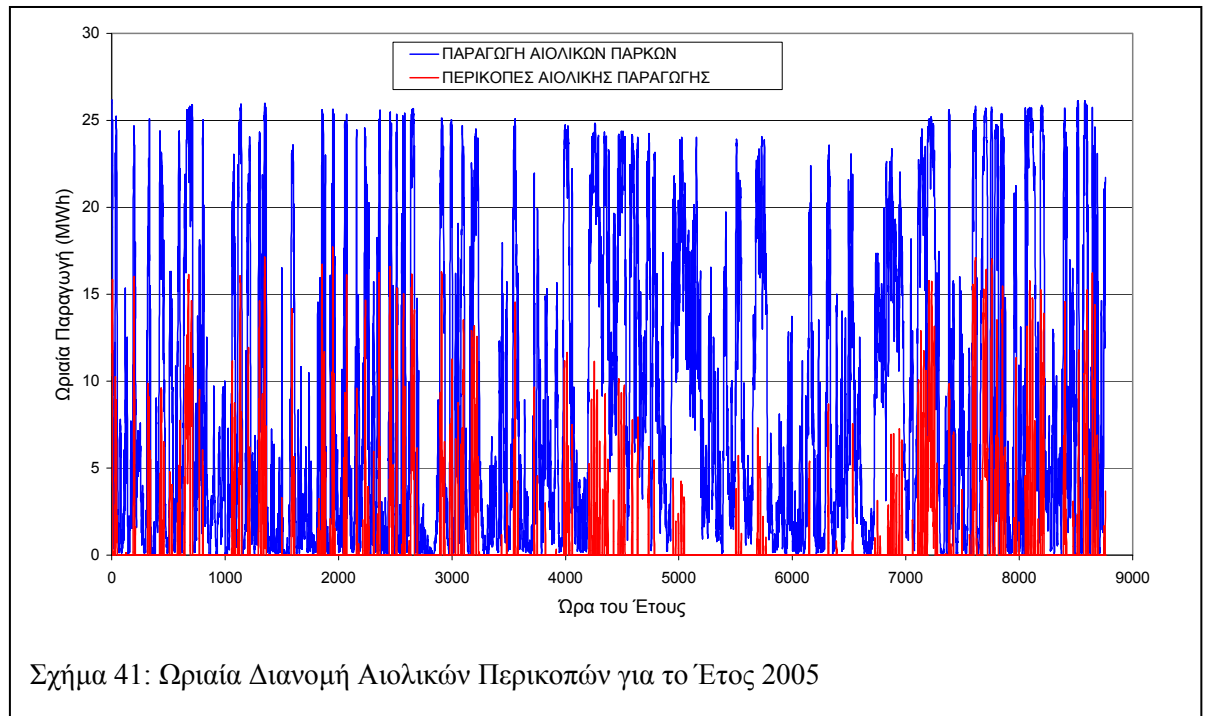
Για τον υπολογισμό της χρονικής διανομής των περικοπών της αιολικής παραγωγής των υπό μελέτη εγκαταστάσεων ακολουθείται για κάθε χρονική στιγμή η ακόλουθη μεθοδολογία:

1. Εκτιμάται το φορτίο του δικτύου.
2. Συγκρίνεται το στιγμιαίο φορτίο με τα τεχνικά ελάχιστα των εν λειτουργία θερμικών σταθμών παραγωγής, ανάλογα και με την εποχή του χρόνου.
3. Στη συνέχεια καθορίζεται η μέγιστη αποδεκτή αιολική ισχύς από το δίκτυο, λαμβάνοντας υπόψιν τους περιορισμούς ευσταθούς λειτουργία και δίνοντας προτεραιότητα στην απορρόφηση της αιολικής παραγωγής των αιολικών πάρκων, που υπάγονται στο προηγούμενο νομοθετικό καθεστώς.
4. Αντίστοιχα, βάσει των στιγμιαίων ανεμολογικών δεδομένων και των αντίστοιχων μετεωρολογικών συνθηκών, καθορίζεται η αιολική παραγωγή των αιολικών πάρκων.
5. Ακολούθως, υπολογίζεται η συνολική αιολική παραγωγή των εν λειτουργία αιολικών πάρκων του δικτύου.
6. Τέλος, η αιολική παραγωγή συγκρίνεται με την αποδεκτή αιολική ισχύ εκ μέρους του τοπικού δικτύου. Εάν η παραγωγή είναι μικρότερη της απορροφούμενης ισχύος οι περικοπές είναι μηδενικές. Αντίθετα, στην περίπτωση όπου η αποδιδόμενη αιολική ισχύς είναι μεγαλύτερη της αποδεκτής από το δίκτυο, το υπερβάλλον τμήμα της απορρίπτεται, η δε κατανομή των περικοπών γίνεται ανάλογα με την αιολική ισχύ του κάθε αιολικού πάρκου, εξαιρουμένων των εγκαταστάσεων που υπάγονται σε προηγούμενο νομοθετικό πλαίσιο και εισέρχονται στο δίκτυο κατά προτεραιότητα.

Από την εφαρμογή της παραπάνω διαδικασίας προκύπτουν οι τελικές χρονοσειρές περικοπών της ενεργειακής παραγωγής των αιολικών πάρκων για το χρονικό διάστημα 2001-2015. Στο Σχήμα 40 παρατίθενται οι περικοπές των αιολικών πάρκων το μήνα Ιανουάριο και για επιλεγμένα αντιπροσωπευτικά έτη.



Αντίστοιχα, στο Σχήμα 41 παρουσιάζεται η διανομή των ωριαίων περικοπών αιολικής ενέργειας για τα αιολικά πάρκα του επενδυτή το έτος 2005, σε αντιπαραβολή με την ετήσια παραγωγή αιολικής ενέργειας των ίδιων εγκαταστάσεων. Όπως προκύπτει από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων οι περικοπές αιολικής παραγωγής καταγράφονται κυρίως τους χειμερινούς και εαρινούς μήνες και σε αρκετές περιπτώσεις πλησιάζουν τη συνολική παραγωγή των εγκαταστάσεων.



4.9 Διαστασιολόγηση της Εγκατάστασης

4.9.1 Εκτίμηση Διαστάσεων Αντλιοστασίου

Το αντλιοστάσιο είναι εξοπλισμένο με ένα πλήθος N ταυτόσημων αντλιών, συνδεδεμένων παράλληλα. Ως μέγεθος των αντλιών θεωρείται η παροχή τους στο κανονικό σημείο λειτουργίας τους, δεδομένου ότι το ολικό ύψος τους καθορίζεται από τη δεδομένη υψομετρική διαφορά μεταξύ των δύο δεξαμενών. Επομένως και η απορροφούμενη ονομαστική ισχύς τους χαρακτηρίζεται από την ονομαστική παροχή τους. Παράλληλα εξετάζεται η λειτουργία των αντλιών με σταθερές και μεταβλητές στροφές.

Για την επιλογή του βέλτιστου πλήθους και μεγέθους των αντλιών, οι υπόλοιπες βασικές παράμετροι της διαστασιολόγησης διατηρούνται σταθερές και συγκεκριμένα:

- ❖ η παραγόμενη ισχύς λαμβάνεται ίση προς $P_T=1500$ KW.

- ❖ η χωρητικότητα του ταμιευτήρα λαμβάνεται ίση προς $V=100000 \text{ m}^3$
- ❖ η διάμετρος του αγωγού ίση προς $D=0.90 \text{ m}$

Στον Πίνακα 11 που ακολουθεί δίνονται τα κύρια αποτελέσματα και συγκεκριμένα ο λόγος R_E της εισαγόμενης ενέργειας προς την παραγόμενη εγγυημένη συναρτήσει της ονομαστικής παροχής Q_P των αντλιών και για την περίπτωση εγκατάστασης 6 ταυτόσημων αντλιών παράλληλα συνδεδεμένων, τόσο για την περίπτωση μεταβλητών όσο και σταθερών στροφών των αντλιών.

Πίνακας 11: Λόγος R_E της Εισαγόμενης προς την Εγγυημένη Παραγόμενη Ενέργεια για την Περίπτωση Εγκατάστασης 6 Αντλιών

Q_P (m^3/h)	R_E (Μεταβλητές στροφές)	R_E (Σταθερές στροφές)
200	0.662	0.652
300	0.446	0.446
400	0.335	0.336
500	0.311	0.314
600	0.295	0.300
700	0.284	0.289
800	0.277	0.284
900	0.262	0.272
1000	0.279	0.288
1100	0.280	0.290
1200	0.280	0.291
1300	0.285	0.303
1400	0.284	0.308
1500	0.288	0.309
1600	0.291	0.322
1700	0.303	0.338
1800	0.317	0.353
1900	0.329	0.365

Από τις τιμές του Πίνακα 11 προκύπτει ότι η βέλτιστη επιλογή του μεγέθους των αντλιών είναι αυτή των $900 \text{ m}^3/\text{h}$ στην περίπτωση μεταβλητών στροφών και των $700 \text{ m}^3/\text{h}$ στην περίπτωση των σταθερών στροφών περιστροφής των αντλιών.

Εάν επαναληφθεί η ίδια διαδικασία για αντλιοστάσιο με διαφορετικό πλήθος ταυτόσημων αντλιών και συγκεκριμένα για πλήθος αντλιών από 4 έως και 10, η βέλτιστη επιλογή κάθε φορά έχει όπως δίνεται στον Πίνακα 12.

Πίνακας 12: Ελάχιστη τιμή του λόγου R_E συναρτήσει του πλήθους και του μεγέθους των αντλιών

Πλήθος αντλιών	Μεταβλητές στροφές		Σταθερές στροφές	
	Ον. παροχή αντλιών Q_P (m ³ /h)	Ελάχιστη τιμή R_E	Ον. παροχή αντλιών Q_P (m ³ /h)	Ελάχιστη τιμή R_E
4	1100	0.272	1100	0.286
5	1100	0.267	1100	0.281
6	900	0.262	900	0.272
7	800	0.269	800	0.276
8	700	0.268	700	0.275
9	600	0.261	600	0.268

Από τις τιμές του Πίνακα 12 προκύπτει ότι για την ελαχιστοποίηση του λόγου R_E της εισαγόμενης προς την εγγυημένη παραγόμενη ενέργεια δεν παίζει ιδιαίτερο ρόλο το πλήθος των αντλιών όσο η συνολική αντλητική ικανότητα του αντλιοστασίου, διακρίνεται όμως μία βέλτιστη επιλογή και συγκεκριμένα αυτή των:

- 9 αντλιών, κάθε μία ικανότητας 600 m³/h προκειμένου για σταθερές στροφές
- 6 αντλιών, κάθε μία ικανότητας 900 m³/h προκειμένου για μεταβλητές στροφές.

Λαμβάνοντας υπόψη τη μικρή διαφορά στην αποδοτικότητα μεταξύ των δύο προηγούμενων επιλογών και το αυξημένο κόστος που έχει το αντλιοστάσιο των 9 αντλιών έναντι αυτού των 6 αντλιών, ως οικονομικά συμφερότερη επιλογή κρίνεται αυτή των 6 ταυτόσημων αντλιών κάθε μία ικανότητας 900 m³/h.

4.2.2 Εκτίμηση της Χωρητικότητας των Δεξαμενών

Για το βέλτιστο συνδυασμό πλήθους και μεγέθους αντλιών όπως προέκυψε στην προηγούμενη παράγραφο, δηλ. για 6 αντλίες κάθε μία ονομαστικής παροχής 900 m³/h και για ισχύ ίση προς $P_T=1500$ KW εξετάζεται στη συνέχεια η αποδοτικότητα του συστήματος θέτοντας ως παράμετρο τη χωρητικότητα V των δεξαμενών.

Στον Πίνακα 13 δίνεται η τιμή του λόγου R_E της εισαγόμενης ενέργειας προς την παραγόμενη εγγυημένη για διάφορες τιμές της χωρητικότητας V της δεξαμενής, τόσο για μεταβλητές και όσο και για σταθερές στροφές του αντλιοστασίου.

Πίνακας 13: Λόγος R_E της Εισαγόμενης προς την Εγγυημένη Παραγόμενη Ενέργεια Συναρτήσει της Χωρητικότητας των Δεξαμενών

V (m ³)	R_E (Μεταβλ. Στροφές)	R_E (Σταθ. Στροφές)
20000	0.678	0.679
40000	0.461	0.467
60000	0.357	0.365
70000	0.325	0.334
80000	0.297	0.307
90000	0.276	0.287
100000	0.262	0.272

Όπως αναμένεται η αύξηση της χωρητικότητας των δεξαμενών μειώνει την ποσότητα της εισαγόμενης ενέργειας καθώς επιτρέπει την καλύτερη αξιοποίηση της απορριπτόμενης ισχύος, ιδίως κατά τα σύντομα χρονικά διαστήματα κατά τα οποία αυτή είναι υψηλή.

4.9.3 Εκτίμηση της Σωληνογραμμής

Για το βέλτιστο συνδυασμό πλήθους και μεγέθους αντλιών όπως προέκυψε στις προηγούμενες παραγράφους, δηλαδή για

- 6 αντλίες κάθε μία ονομαστικής παροχής $900 \text{ m}^3/\text{h}$
- εγγυημένη ισχύ ίση προς $P_T=1500 \text{ KW}$ και
- χωρητικότητα της δεξαμενής ίση προς $V=100000 \text{ m}^3$

εξετάζεται στη συνέχεια η αποδοτικότητα του συστήματος θέτοντας ως παράμετρο την διάμετρο D του αγωγού. Σημειώνεται ότι τα προηγούμενα αποτελέσματα έχουν προκύψει με διάμετρο του αγωγού ίση προς $D=0.90 \text{ m}$.

Στον Πίνακα 14 δίνεται η τιμή του λόγου R_E της εισαγόμενης ενέργειας προς την παραγόμενη εγγυημένη για διάφορες τιμές της εγγυημένης ισχύος P_T για μεταβλητές και σταθερές στροφές του αντλιοστασίου για διάφορες τιμές της διαμέτρου D του αγωγού.

Πίνακας 14: Λόγος R_E της Εισαγόμενης προς την Εγγυημένη Παραγόμενη Ενέργεια Συναρτήσεως της Χωρητικότητας των Δεξαμενών

D (m)	R_E (Μεταβλ. Στροφές)	R_E (Σταθ. Στροφές)
0.600	0.710	0.718
0.650	0.479	0.485
0.700	0.390	0.398
0.750	0.335	0.345
0.800	0.308	0.318
0.850	0.288	0.297
0.900	0.262	0.272

Η αύξηση της διαμέτρου του αγωγού έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της εισαγόμενης ενέργειας, για την ίδια ποσότητα παραγόμενης ενέργειας, λόγω καλύτερης αξιοποίησης της απορριπτόμενης ενέργειας (μείωσης των υδραυλικών απωλειών). Ως βέλτιστη επιλογή της διαμέτρου D θεωρείται σύμφωνα με τον Πίνακα 14 $D \approx 0.85\text{m}$. Η τελική επιλογή της διαμέτρου θα πρέπει να γίνει λαμβάνοντας επιπλέον το κόστος του αγωγού.

4.9.4 Επιλογή Διαστάσεων

Η βέλτιστη διαστασιολόγηση που προέκυψε έχει ως εξής:

Αντλιοστάσιο με 6 αντλίες, παράλληλα συνδεδεμένες, κάθε μία με το ακόλουθο κανονικό σημείο λειτουργίας:

Παροχή	$Q=900 \text{ m}^3/\text{h}$
Ονομαστικό ύψος	$H=280.5 \text{ mH}_2\text{O}$
Ολικός βαθμός απόδοσης	$\eta=0.88$
Απορριπτόμενη ισχύς	$P_p=848 \text{ KW}$
Διάμετρος Αγωγού	$D=0.85 \text{ m}$

Δεξαμενές ωφέλιμης χωρητικότητας $V=100000 \text{ m}^3$

Υδροστρόβιλος Pelton:	Ονομαστικής ισχύος	$P_T=1500 \text{ KW}$
	Ονομαστική παροχή Y/Σ	$Q_T=0.657 \text{ m}^3/\text{sec}$
	Ονομαστική υδραυλική πτώση	$H_T=274 \text{ m}$
	Παραγωγή εγγυημένης ενέργειας	$E_T=2190 \text{ MWh}$

Τα ενεργειακά αποτελέσματα για ένα έτος, όπως προκύπτουν από την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος με τη διαστασιολόγηση που αναφέρθηκε και με χρονικό βήμα $\Delta t=10\text{min}$, έχουν ως εξής:

Αντλιοστάσιο μεταβλητών στροφών:

Απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	9774.97
Ενέργεια απορριπτόμενη τις ώρες παραγωγής	MWh	507.83
Διαθέσιμη απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	9267.17
Εισαγόμενη ενέργεια	MWh	631.31
Εισερχόμενη ενέργεια	MWh	9898.48
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω πληρότητας δεξαμενής	MWh	5011.98
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μικρής ισχύος	MWh	5.28
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μεγάλης ισχύος	MWh	1326.85
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες αντλιοστασίου	MWh	624.23
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες αγωγού (άντληση)	MWh	224.98
Ενέργεια που μετατρέπεται σε υδραυλική μέσω της άντλησης	MWh	2704.89
Παραγωγή ενέργειας:		
Ενέργεια παραγόμενη από τον υδροστροβίλο-γεννήτρια	MWh	2190
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες Υ/Σ	MWh	402.34
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες αγωγού (λειτουργία Υ/Σ)	MWh	56.76

Αντλιοστάσιο σταθερών στροφών:

Απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	9774.97
Ενέργεια απορριπτόμενη τις ώρες παραγωγής	MWh	507.83
Διαθέσιμη απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	9267.17

Εισαγόμενη ενέργεια	MWh	650.81
Εισερχόμενη ενέργεια	MWh	9917.98
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω πληρότητας δεξαμενής	MWh	4892.87
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μικρής ισχύος	MWh	46.56
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μεγάλης ισχύος	MWh	1421.62
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες αντλιοστασίου	MWh	518.70
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες αγωγού (άντληση)	MWh	226.48
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω κλιμάκωσης ισχύος	MWh	171.89
Ενέργεια που μετατρέπεται σε υδραυλική μέσω της άντλησης	MWh	2702.69
Παραγωγή ενέργειας:		
Ενέργεια παραγόμενη από τον υδροστροβίλο-γεννήτρια	MWh	2190
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες Υ/Σ	MWh	402.34
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες αγωγού (λειτουργία Υ/Σ)	MWh	56.76

Με στόχο τον περιορισμό του αρχικού κόστους επιλέγεται τελικά λύση η οποία δεν περιορίζεται μόνο από την προσπάθεια ελαχιστοποίησης της εισαγόμενης στο σύστημα εξωτερικής ενέργειας αλλά και από την παράλληλη ελαχιστοποίηση του αρχικού κόστους εγκατάστασης, στα πλαίσια μιας ολοκληρωμένης τεχνικοοικονομικής επιλογής. Με χρήση των παραπάνω στοιχείων η εκτιμώμενη συμμετοχή της ενέργειας του ηλεκτρικού δικτύου δεν ξεπερνά το 35%, συνεπώς $\xi=0.35$.

Αντίστοιχα, μετά από ανάλυση κόστους που συνοψίζεται στον Πίνακα 15, το συνολικό κόστος του έργου εκτιμάται σε 3,200,000Euro (-10% έως +20%). Όπως προκύπτει από τα συλλεχθέντα στοιχεία κόστους, το ανηγμένο κόστος της εγκατάστασης κυμαίνεται στα επίπεδα των 2130€/kW αποδιδόμενης ισχύος.

Πίνακας 15: Στοιχεία Κόστους Εγκατάστασης

ΕΙΔΟΣ	Κόστος (Euro)
Αγωγός Προσαγωγής	676,000
Παραγωγικός Εξοπλισμός	1,450,000
Συγκρότημα Ταμιευτήρων	900,000
Δαπάνες Υποστήριξης	140,000
Απρόβλεπτα	34,000
ΣΥΝΟΛΟ	3,200,000

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ

5.1 Προσδιορισμός Χρόνου Απόσβεσης

Για τον προσδιορισμό του χρόνου απόσβεσης " n^* " της εγκατάστασης λαμβάνεται υπόψη το καθιερωμένο στη διεθνή βιβλιογραφία μοντέλο του έντοκου χρόνου απόσβεσης, βάσει του οποίου τη χρονική στιγμή της απόσβεσης των επενδεδυμένων κεφαλαίων η διαφορά μεταξύ των έντοκων συνολικών εσόδων της επένδυσης " R_n " και της υπολείπουσας αξίας αυτής " Y_n ", με το άθροισμα του αρχικά επενδεδυμένου κεφαλαίου " IC_n " (συνυπολογίζοντας το ετήσιο κόστος του χρήματος) των εξόδων συντήρησης και λειτουργίας " FC_n ", του κόστους προμήθειας συμπληρωματικής ηλεκτρικής " EC_1 " και πλεονάζουσας αιολικής ενέργειας " EC_2 " και των συνολικών φόρων κατά την περίοδο ανάλυσης είναι μηδέν, δηλαδή:

$$R_n + Y_n - IC_n - FC_n - EC_1 - EC_2 - \Phi_n = 0 \quad (7)$$

για $n=n^*$

όπου:

$$R_n = R_o \cdot (1 + e) \cdot (1 + i)^n \cdot f_{II} \quad (8)$$

$$R_o = E_o \cdot c_o = (8760 \cdot CF \cdot N_{Y/2}) \cdot c_o \quad (9)$$

$$IC_n = \alpha \cdot IC_0 \cdot (1+i)^n + \beta \cdot IC_0 \cdot (1+i-\delta i)^n \quad (10)$$

$$\alpha + \beta = 1 - \gamma \quad (11)$$

$$FC_n = m \cdot IC_0 \cdot (1+g) \cdot (1+i)^n \cdot f_I \quad (12)$$

$$EC_1 = \xi \cdot y \cdot R_0 \cdot (1+e) \cdot (1+i)^n \cdot f_{II} \quad (13)$$

$$EC_2 = \rho \cdot R_n \quad (14)$$

Θεωρώντας ότι:

$$f_I = \frac{1 - \left(\frac{1+g}{1+i}\right)^n}{i-g} \quad (15)$$

και

$$f_{II} = \frac{1 - \left(\frac{1+e}{1+i}\right)^n}{i-e} \quad (16)$$

Αντικαθιστώντας τις εξισώσεις (8) έως (16) στην (7) προκύπτει η προς επίλυση εξίσωση, δηλαδή:

$$x \cdot (1 + e) \cdot f_{II} \cdot [1 - \xi \cdot y - \rho] - \alpha - \beta \cdot \left(1 - \frac{\delta i}{1 + i}\right)^n - m \cdot (1 + g) \cdot f_I = 0 \quad (17)$$

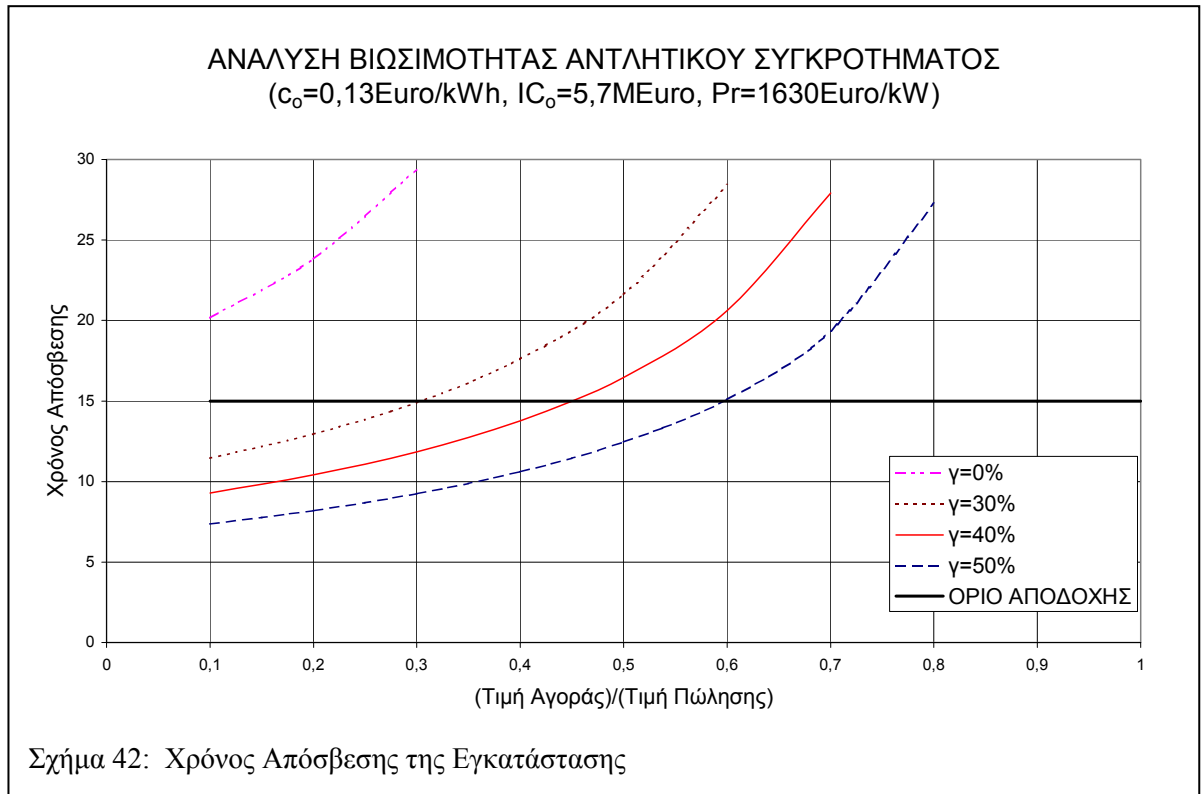
όπου "x" είναι ο λόγος των ετήσιων εισπράξεων σε σταθερές σημερινές τιμές από την πώληση ενέργειας προς το συνολικό αρχικό κόστος της εγκατάστασης, δηλαδή:

$$x = \frac{R_o}{IC_o} \quad (18)$$

Να σημειωθεί ότι στην εξίσωση (17) έχει παραληφθεί η επίδραση της φορολογίας, καθώς και η συμβολή της υπολείπουσας αξίας στη συμπεριφορά της επένδυσης.

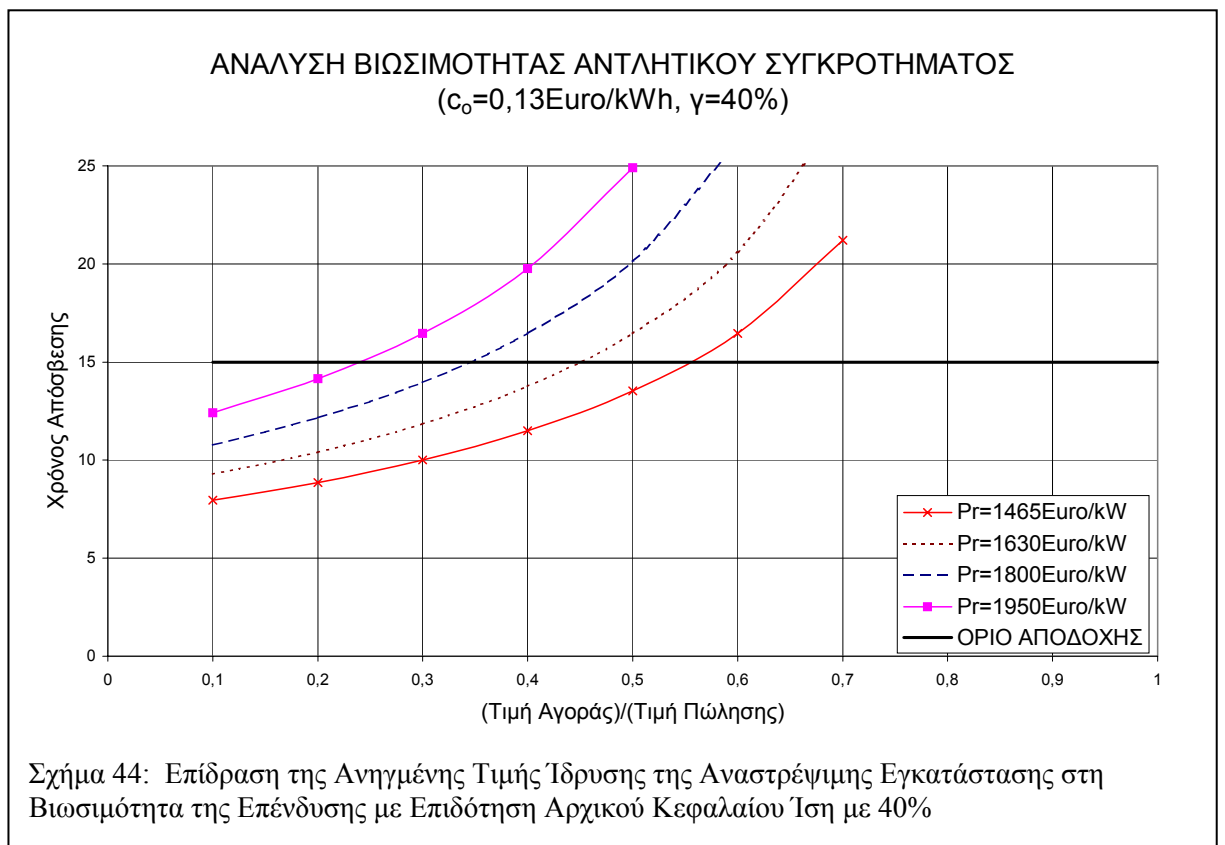
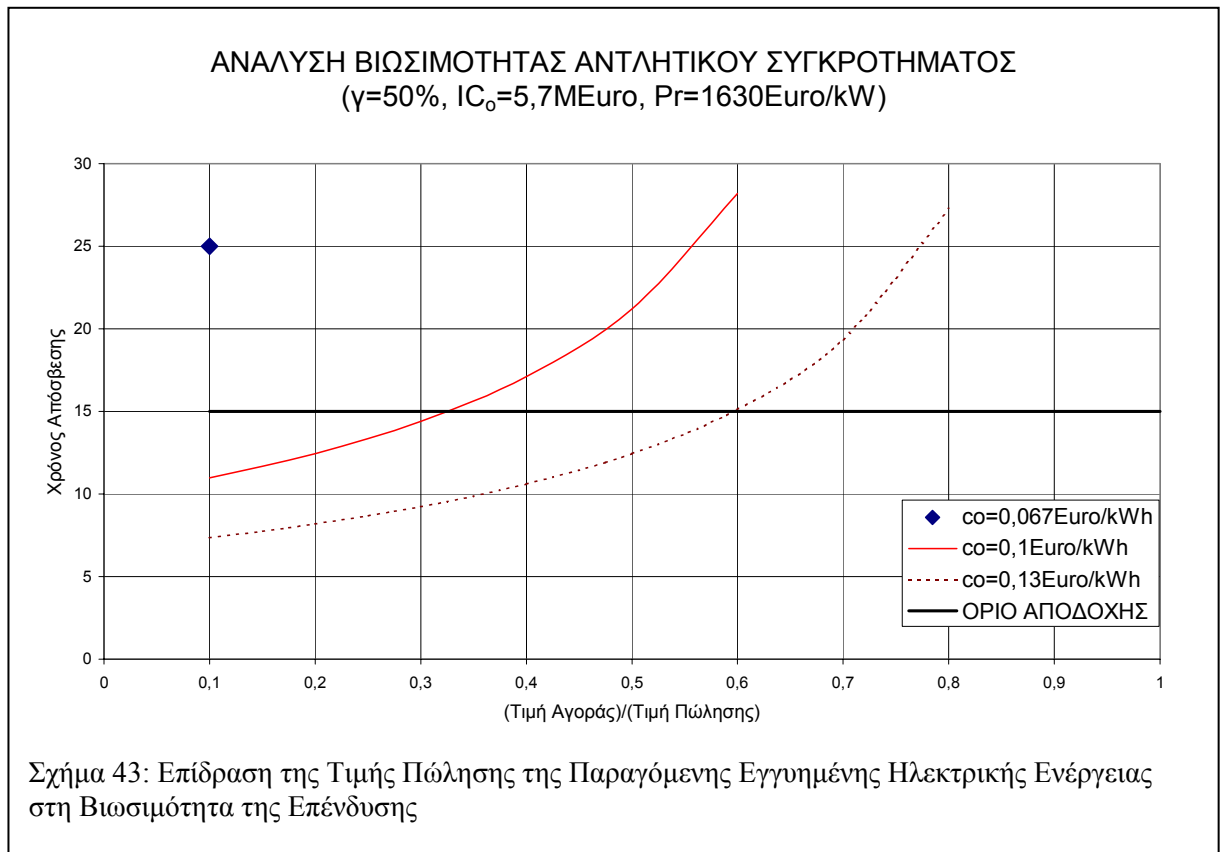
Συνοψίζοντας, με την εφαρμογή του υπολογιστικού πλαισίου των εξισώσεων (7) έως (18) είναι δυνατός με αρκετή ακρίβεια ο αριθμητικός υπολογισμός του χρόνου απόσβεσης της επένδυσης και η σύγκρισή του με το επενδυτικό όριο των δεκαπέντε (15) ετών, ώστε να οριστεί η βιωσιμότητα ή μη της επένδυσης.

Για την παρουσίαση των αποτελεσμάτων προσδιορισμού του χρόνου απόσβεσης της υπό μελέτη εγκατάστασης να ληφθεί υπόψη ότι $e=2\%$, $i=8\%$, $g=3\%$, $\delta i=1\%$, $m=1.5\%$. Συνεπώς, οι παράμετροι που αναλύονται στη συνέχεια είναι το ποσοστό αρχικής επιδότησης "γ" του αρχικού κόστους της εγκατάστασης, η αναλογία τιμής αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας "y", η τιμή πώλησης της ενέργειας στο δίκτυο τις συμφωνημένες ώρες αιχμής "c₀" και το ανηγμένο αρχικό κόστος του σταθμού "Pr".



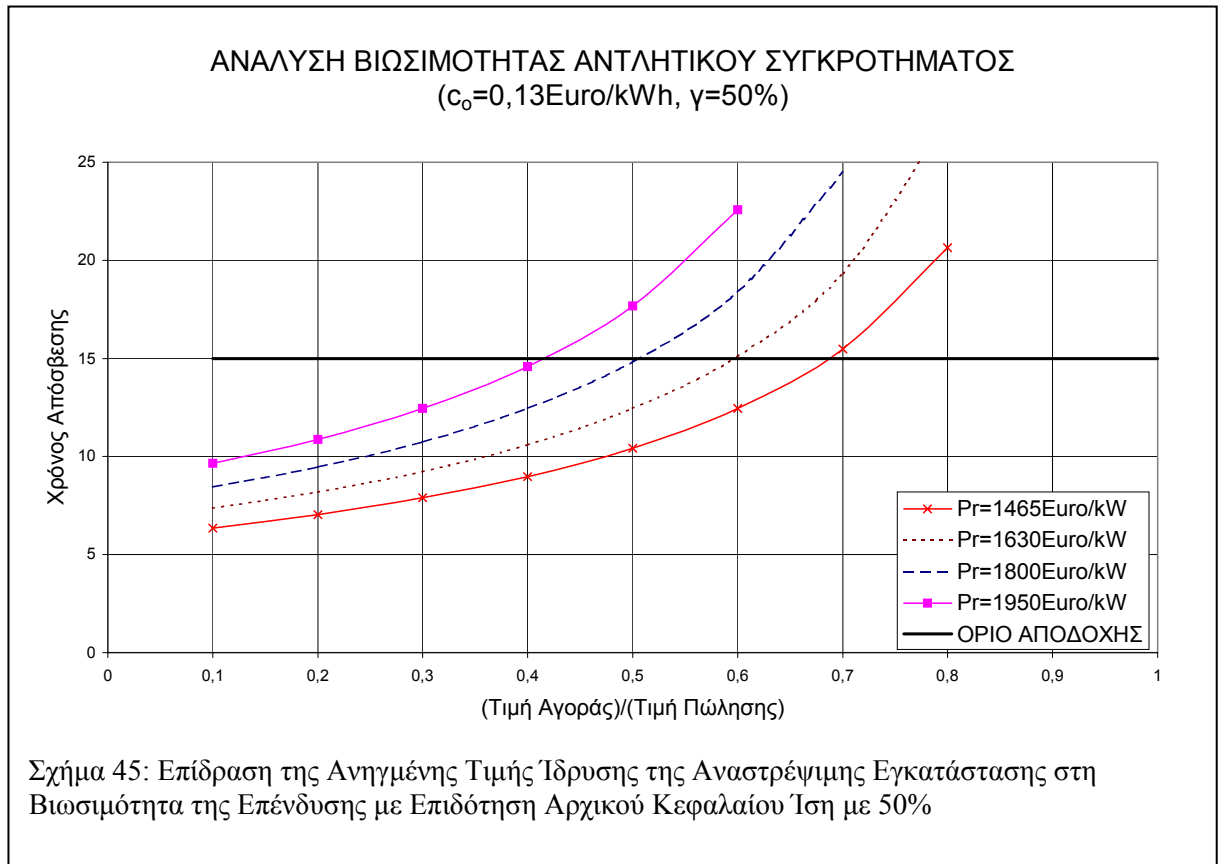
Αρχικά στο Σχήμα 43 παρουσιάζεται η επίδραση της παραμέτρου "γ" στο χρόνο απόσβεσης της εγκατάστασης, με παράμετρο μεταβολής το ποσοστό επιδότησης "γ", και για τιμή πώλησης της εγγυημένης ηλεκτρικής ενέργειας τις ώρες αιχμής ίση με 0.13€/kWh , τιμή που αντιπροσωπεύει το κόστος λειτουργίας των μονάδων αιχμής του τοπικού δικτύου. Όπως είναι προφανές, η επένδυση δεν είναι οικονομικά ελκυστική και σε αρκετές περιπτώσεις ούτε καν οικονομικά βιώσιμη χωρίς το συνυπολογισμό των περιβαλλοντικών και κοινωνικών ωφελειών τις οποίες προσφέρει, καθώς στην καλύτερη περίπτωση ο χρόνος απόσβεσης υπερβαίνει τα 20 έτη. Αντίστοιχα, με επιδότηση 30%, ο χρόνος απόσβεσης γίνεται χαμηλότερος των 15 ετών για $\gamma=0.30$, τιμή που μεταφράζεται στην αγορά συμπληρωματικής ενέργειας από το δίκτυο με κόστος ($c_1=0,039\text{€/kWh}$). Αντίθετα, η επένδυση είναι οριακά οικονομικά ελκυστική για $\gamma=40\%$ και $\gamma\leq 0.45$. Τέλος, για $\gamma=50\%$ και $\gamma\leq 0.35$ ο χρόνος απόσβεσης της επένδυσης γίνεται μικρότερος των 10 ετών, χρονικό διάστημα που πιθανόν να αποτελέσει επενδυτικό κίνητρο για ιδιώτες επενδυτές.

Στη συνέχεια διερευνάται η επίδραση της τιμής αγοράς της αποδιδόμενης εγγυημένης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης για ύψος επιδότησης του αρχικού κόστους εγκατάστασης ίσο με $\gamma=50\%$. Από τα αποτελέσματα της αριθμητικής διερεύνησης, Σχήμα 43, προκύπτει ότι η επένδυση δεν είναι ελκυστική για τιμή αγοράς της ενέργειας εκ μέρους του τοπικού δικτύου ίση με την τιμή αγοράς από ανεξάρτητους αιολικούς παραγωγούς, έστω και αν η επιδότηση του αρχικού κόστους ξεπερνά το 50%. Αντίθετα, εάν η τιμή διάθεσης στο δίκτυο της εγγυημένης ηλεκτρικής ισχύος πλησιάσει το αποφευκτέο κόστος των εν λειτουργία θερμικών σταθμών αιχμής του νησιού, τότε η βιωσιμότητα της εγκατάστασης εξασφαλίζεται και με αναλογία τιμής πώλησης προς τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας εκ μέρους του αναστρέψιμου αντλητικού υδροηλεκτρικού σταθμού μικρότερης του 60%, δηλαδή για $y \leq 0.6$.



Ολοκληρώνοντας την παραμετρική ανάλυση της οικονομικής συμπεριφοράς της

επένδυσης, εξετάζεται η επίδραση του ανηγμένου κόστους ίδρυσης της εγκατάστασης



στο χρόνο απόσβεσης αυτής. Συνεπώς, από τα αποτελέσματα των Σχημάτων 44 και 45 προκύπτει ότι η επένδυση δεν είναι οικονομικά ελκυστική για ανηγμένο κόστος που ξεπερνά τα 1800€/kW, εφόσον η επιδότηση του αρχικού κεφαλαίου κυμανθεί στα επίπεδα του $\gamma=40\%$. Αντίθετα, η ελκυστικότητα της επένδυσης ενισχύεται σημαντικά εφόσον το αρχικό ανηγμένο κόστος μειωθεί από το αρχικά προσδιορισμένο (1630€/kW) σε 1465€/kW. Πράγματι, στην περίπτωση αυτή η οικονομική ελκυστικότητα της εγκατάστασης εξασφαλίζεται και με $\gamma \leq 0.56$, εφόσον βέβαια θεωρηθεί ότι $c_0=0.13\text{€/kWh}$. Από τα στοιχεία του Σχήματος 45 (με επιδότηση αρχικού κεφαλαίου ίση με $\gamma=50\%$ και $c_0=0.13\text{€/kWh}$) που αποτελεί και την ευνοϊκότερη περίπτωση λειτουργίας της προτεινόμενης εγκατάστασης, η βιωσιμότητα της επένδυσης εξασφαλίζεται, όμως για να επιτευχθεί χρόνος απόσβεσης μικρότερος των δέκα ετών και να δημιουργηθεί σοβαρό επενδυτικό ενδιαφέρον η αναλογία τιμής αγοράς προς τιμή

πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με $\gamma=0.37$.

Ανακεφαλαιώνοντας, είναι δυνατόν να ισχυρισθεί κανείς ότι η προτεινόμενη επένδυση είναι οικονομικά ελκυστική μόνο υπό συγκεκριμένες προϋποθέσεις. Πιο συγκεκριμένα, χρόνος απόσβεσης μικρότερος από 10 έτη εξασφαλίζεται με ανηγμένο κόστος που δεν ξεπερνά τα 1630€/kW, επιδότηση αρχικού κεφαλαίου τουλάχιστον 50%, τιμή πώλησης της παραγόμενης εγγυημένης ενέργειας σε ώρες αιχμής μεγαλύτερη των 0.13€/kWh και αναλογία τιμής αγοράς προς τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας μικρότερης του 0.37. Υπό αυτές τις προϋποθέσεις ο χρόνος απόσβεσης της επένδυσης δεν ξεπερνά τα 10 έτη, γεγονός που εγγυάται αξιόλογες προοπτικές οικονομικής ελκυστικότητας της επένδυσης.

5.2 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης της Εγκατάστασης

Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης "IRR" μιας ενεργειακής επένδυσης μετά από προκαθορισμένο χρόνο απρόσκοπτης λειτουργίας της εγκατάστασης (π.χ. 10 ή 15 έτη) προκύπτει όταν μηδενισθεί η καθαρά παρούσα αξία της επένδυσης. Πιο συγκεκριμένα, η καθαρά παρούσα αξία "NPV" της επένδυσης προσδιορίζεται συγκρίνοντας την παρούσα αξία των καθαρών χρηματοροών της επένδυσης (έσοδα μείον έξοδα και φόρους) με το αρχικά επενδεδυμένο κεφάλαιο μείον την παρούσα τιμή της υπολείπουσας αξίας της επένδυσης, δηλαδή:

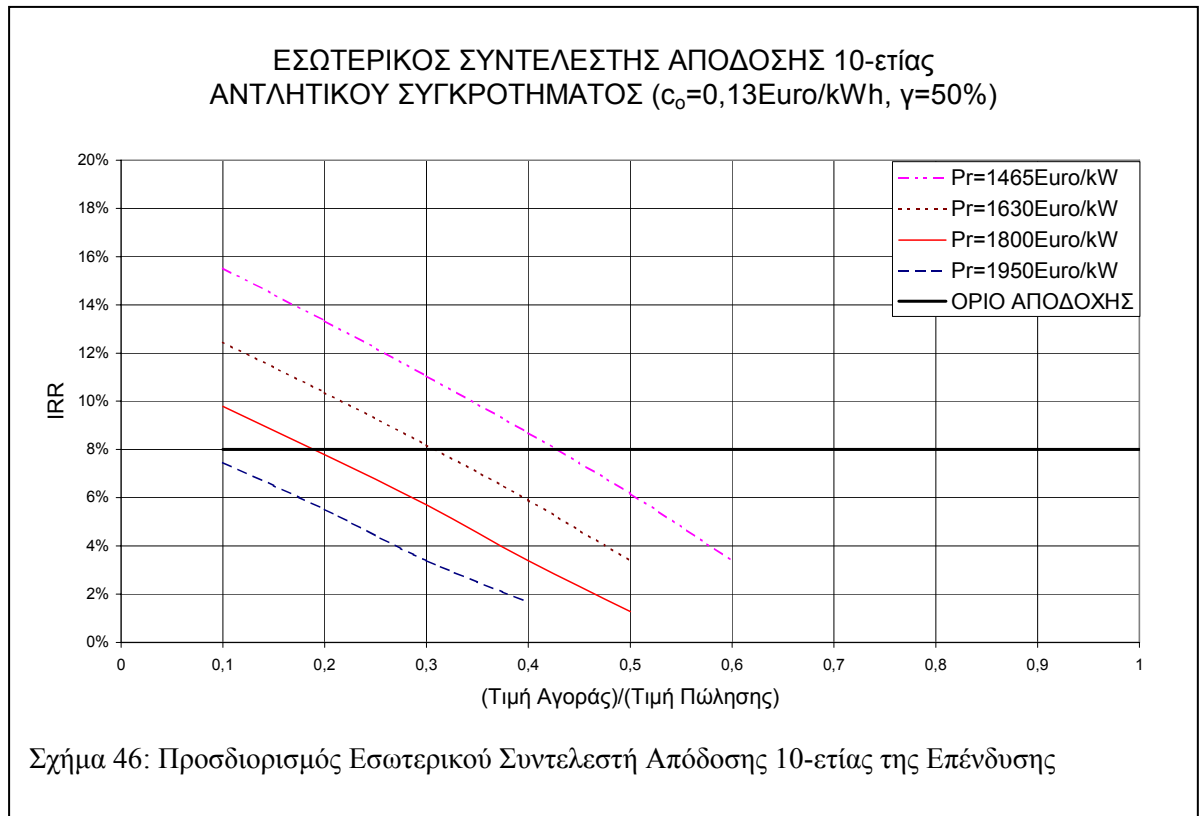
$$NPV = x \cdot (1 + e) \cdot f_{II} \cdot [1 - \xi \cdot y - \rho] - m \cdot (1 + g) \cdot f_I - (1 - \gamma) \quad (19)$$

όπου ο συντελεστής αναγωγής των μελλοντικών χρηματοροών στο παρόν "i" τίθεται ίσος με "IRR" όταν το NPV=0. Συνεπώς, στην περίπτωση αυτή θα ισχύει:

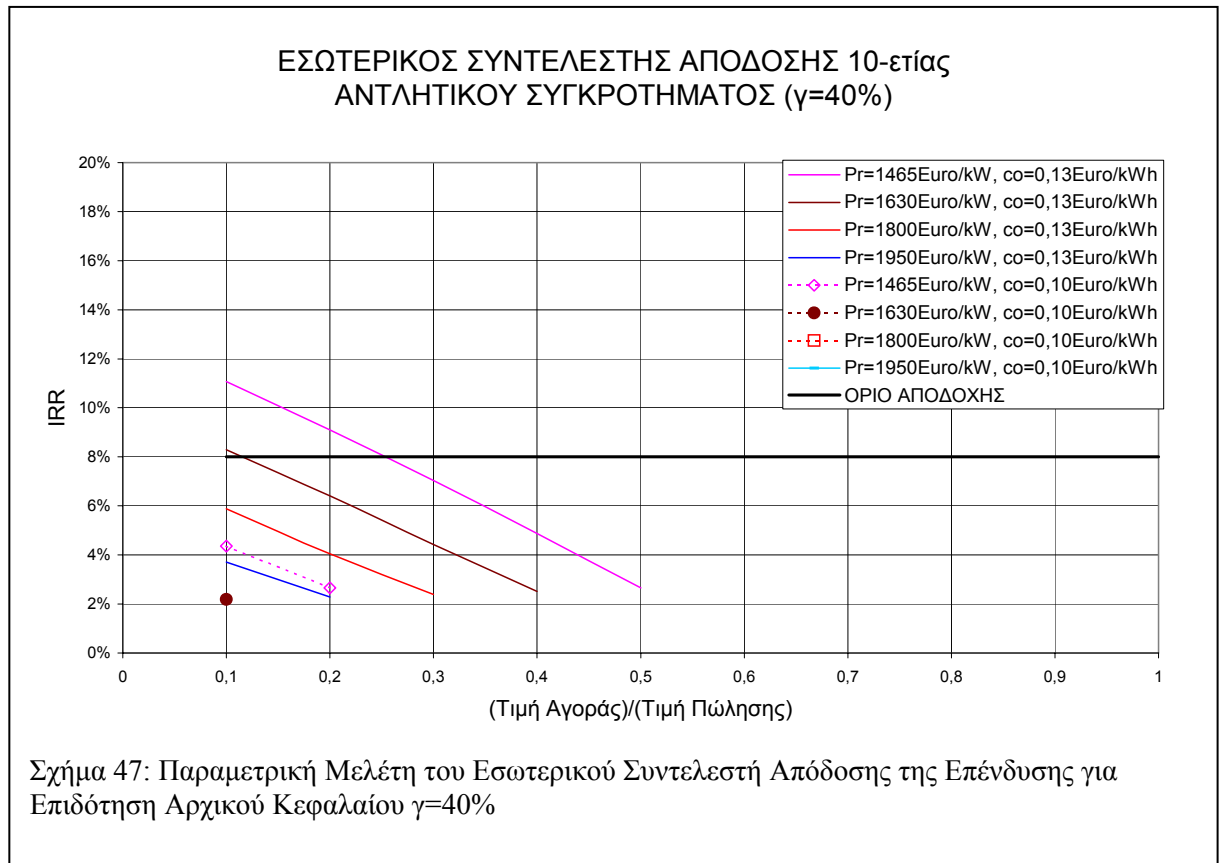
$$NPV = 0 \quad \text{για } (i=IRR) \quad (20)$$

Για να είναι οικονομικά αποδεκτή μια ενεργειακή επένδυση θα πρέπει ο εκτιμώμενος συντελεστής "IRR" να υπερβαίνει την απόδοση αντίστοιχου επενδυτικού ρίσκου και κεφαλαιουχικών απαιτήσεων επενδύσεων, που στην παρούσα ανάλυση λαμβάνεται ίση με 8% για δεκαετή λειτουργία και ίση με 12% για δεκαπενταετή παραγωγική λειτουργία της επένδυσης.

Όπως και στην περίπτωση προσδιορισμού του χρόνου απόσβεσης, έτσι και στην παρούσα ανάλυση για την παρουσίαση των αποτελεσμάτων πρέπει να ληφθεί υπόψιν ότι $e=2\%$, $i=8\%$, $g=3\%$, $m=1.5\%$. Ακολουθώς, οι παράμετροι που διερευνώνται είναι το ποσοστό επιδότησης "γ" του αρχικού κόστους της εγκατάστασης, η αναλογία τιμής αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας "y", η τιμή πώλησης της ενέργειας στο δίκτυο τις συμφωνημένες ώρες αιχμής "c_o" και το ανηγμένο αρχικό κόστος του σταθμού "Pr".



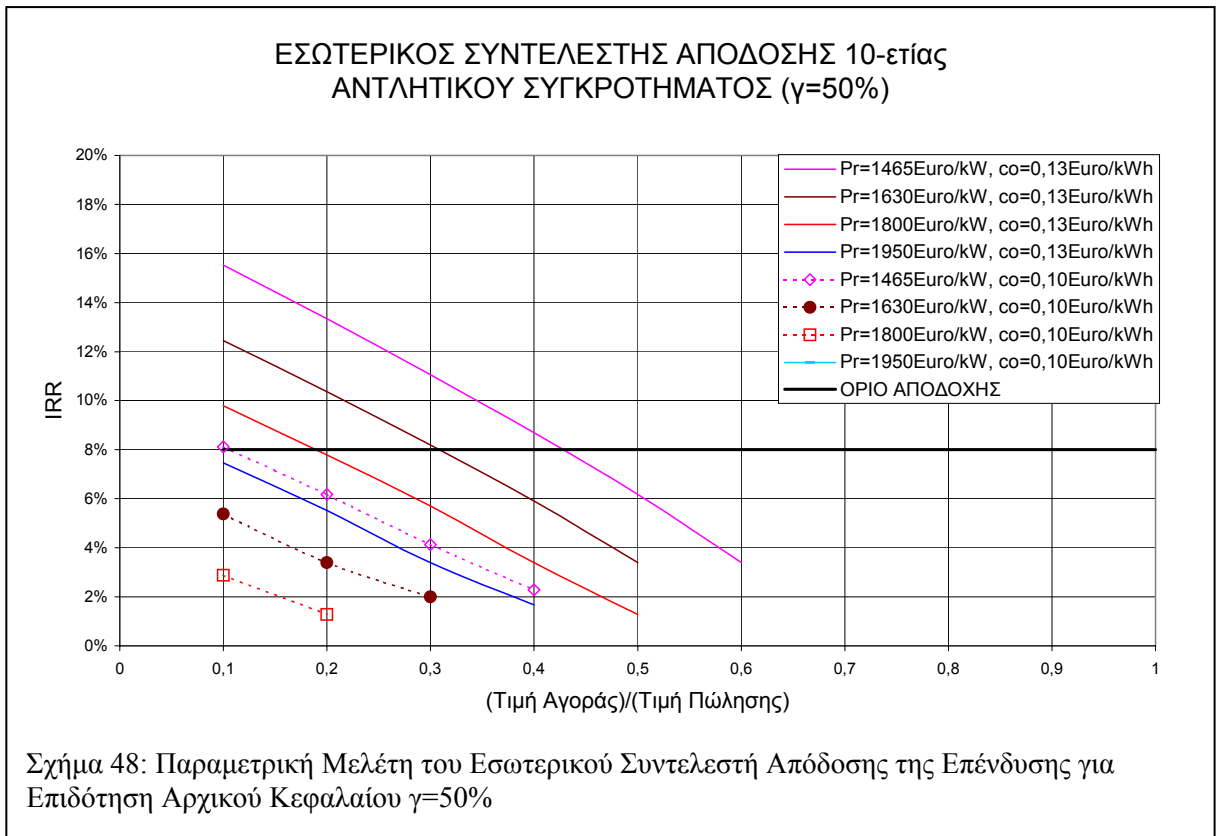
Στο Σχήμα 46 δίνεται η μεταβολή του "IRR" συναρτήσει της τιμής του "y" με παράμετρο μεταβολής το ανηγμένο κόστος ίδρυσης της εγκατάστασης "Pr" για ύψος επιδότησης του κόστους αρχικής εγκατάστασης ίσο με $\gamma=50\%$. Από τα αποτελέσματα του Σχήματος 46 προκύπτει ότι η επένδυση είναι οικονομικά ελκυστική για ανηγμένο κόστος μικρότερο των 1465€/kW, τιμή πώλησης της εγγυημένης ηλεκτρικής ενέργειας ίση με 0.13€/kWh και $y \leq 0.42$. Αντίστοιχα, για ανηγμένη τιμή κόστους αρχικής εγκατάστασης 1630€/kW (που αποτελεί και την πιθανότερη τιμή) η εγκατάσταση είναι οικονομικά ελκυστική για $y \leq 0.30$. Τέλος, για Pr=1800€/kW η επένδυση είναι αποδεκτή για $y \leq 0.19$, ενώ για Pr=1950€/kW δεν είναι σε καμία περίπτωση ελκυστική. Τα αποτελέσματα της παρούσας ανάλυσης είναι σχεδόν ταυτόσημα με αυτά του χρόνου απόσβεσης, και οι τυχόν μικρές αποκλίσεις που καταγράφονται οφείλονται στη συμμετοχή ή όχι του δανειακού κεφαλαίου με κόστος μικρότερο του "IRR" κατά "di".

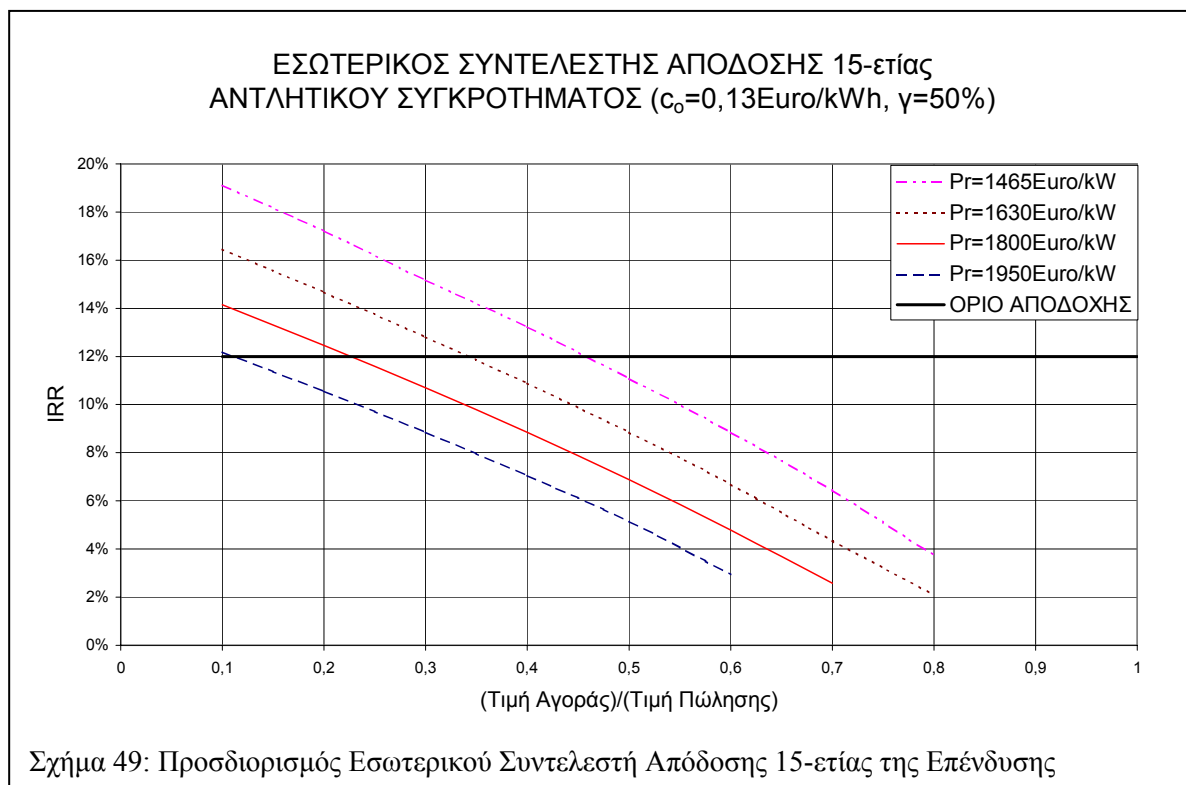


Στη συνέχεια τα αποτελέσματα υπολογισμού του "IRR" για δεκαετή περίοδο λειτουργίας συνοψίζονται για διάφορα οικονομικά σενάρια στα Σχήματα 47 και 48 για $\gamma=40\%$ και 50% αντίστοιχα. Πράγματι, για επιδότηση 40% του αρχικού κόστους της εγκατάστασης, η εγκατάσταση είναι ελκυστική μόνο σε οριακές περιπτώσεις χαμηλού αρχικού κόστους επένδυσης ($Pr \leq 1465 \text{ €/kWh}$) και τιμής διάθεσης της ηλεκτρικής ενέργειας ίσης με το αποφευκτέο κόστος των εν λειτουργία θερμικών σταθμών αιχμής του νησιού και κάτω από αυστηρούς περιορισμούς μεταβολής της τιμής της παραμέτρου "y". Αντίστοιχα, για $\gamma=50\%$ η κατάσταση εμφανίζεται πιο ευνοϊκή, ιδιαίτερα όταν $c_o=0.13 \text{ €/kWh}$. Στη συντηρητική περίπτωση όπου $c_o=0.13 \text{ €/kWh}$ και $Pr \leq 1630 \text{ €/kWh}$ η επένδυση χαρακτηρίζεται σαν οικονομικά ελκυστική όταν το $y \leq 0.30$.

Το όριο οικονομικής απόδοσης στην περίπτωση δεκαπενταετούς λειτουργίας της επένδυσης λαμβάνεται ίσο με 12%

Στο Σχήμα 49 δίνεται η μεταβολή του "IRR" συναρτήσει της τιμής του "y" με παράμετρο μεταβολής το ανηγμένο κόστος ίδρυσης της εγκατάστασης "Pr" για ύψος επιδότησης του κόστους αρχικής εγκατάστασης ίσο με $\gamma=50\%$. Από τα αποτελέσματα του Σχήματος 49 προκύπτει ότι η επένδυση είναι οικονομικά ελκυστική για ανηγμένο κόστος μικρότερο των 1465€/kW, τιμή πώλησης της εγγυημένης ηλεκτρικής ενέργειας ίση με 0.13€/kWh και $y \leq 0.46$. Αντίστοιχα, για ανηγμένη τιμή κόστους αρχικής εγκατάστασης 1630€/kW (που αποτελεί και την πιθανότερη τιμή) η εγκατάσταση είναι οικονομικά ελκυστική για $y \leq 0.34$. Τέλος, για Pr=1800€/kW η επένδυση είναι αποδεκτή για $y \leq 0.22$, ενώ για Pr=1950€/kW δεν είναι σε καμία περίπτωση ελκυστική. Τα αποτελέσματα της παρούσας ανάλυσης είναι αφενός σχεδόν ταυτόσημα με αυτά του χρόνου απόσβεσης και αφετέρου συμφωνούν με τα αποτελέσματα της δεκαετούς





ανάλυσης λειτουργίας της επένδυσης, ενώ οι τυχόν μικρές αποκλίσεις που καταγράφονται οφείλονται στη συμμετοχή ή όχι του δανειακού κεφαλαίου με κόστος μικρότερο του "IRR" κατά "δ_i".

Ανακεφαλαιώνοντας, η υπολογισθείσα τιμή του εσωτερικού συντελεστή απόδοσης της επένδυσης υπερβαίνει το όριο του 8% για δεκαετή και 12% για δεκαπενταετή παραγωγική λειτουργία ετησίως μόνο υπό συγκεκριμένους συνδυασμούς αρχικού κόστους επένδυσης, κρατικής επιδότησης, τιμής πώλησης της εγγυημένης ηλεκτρικής ενέργειας του σταθμού και αναλογίας τιμής αγοράς προς τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Στις υπόλοιπες περιπτώσεις η επένδυση δεν είναι οικονομικά ελκυστική, τουλάχιστον στο μελετηθέντα χρονικό ορίζοντα ανάλυσης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Από το σύνολο των παρουσιασθέντων αποτελεσμάτων προκύπτει ότι η υπό διερεύνηση αναστρέψιμη αντλητική-υδροηλεκτρική επένδυση, που αξιοποιεί την απορριπτόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων, διαθέτοντας εγγυημένη ηλεκτρική ενέργεια (5100MWh/year) και ισχύ (3.5MW) στο αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο της νήσου Κρήτης σε ώρες αιχμής είναι οριακά βιώσιμη και κάτω από συγκεκριμένες προϋποθέσεις. Τα συμπεράσματα αυτά υποστηρίζουν τόσο ο υπολογισμός του χρόνου απόσβεσης της εγκατάστασης όσο και ο εκτιμηθείς εσωτερικός συντελεστής απόδοσης της επένδυσης.

Αρχικά να διευκρινισθεί ότι τα όρια οικονομικής ελκυστικότητας της επένδυσης, δηλαδή χρόνος απόσβεσης ίσος με δέκα έτη και IRR=8% ή 12%, είναι ιδιαίτερα ελαστικά και σε πολλές μη ενεργειακές επενδύσεις δεν θεωρούνται ικανοποιητικά. Εν τούτοις, παρά την ελαστικότητα των προαναφερθέντων ορίων, η υπό διερεύνηση επένδυση είναι πιθανόν να υλοποιηθεί εφόσον:

- α. Το ανηγμένο αρχικό κόστος εγκατάστασης δεν υπερβεί τα 1630€/kW ονομαστικής ισχύος του υδροηλεκτρικού σταθμού ή το συνολικό κόστος δεν ξεπεράσει τα 5700000Euro
- β. Η επιδότηση της Πολιτείας ισούται τουλάχιστον με 50% του αρχικού επενδεδυμένου κεφαλαίου
- γ. Η τιμή διάθεση της εγγυημένης ηλεκτρικής ενέργειας τις ώρες αιχμής στο δίκτυο ξεπερνά τα 0.13€/kWh

- δ. Το κόστος προμήθειας της συμπληρωματικής ηλεκτρικής ενέργειας εκ μέρους του δικτύου τις ώρες χαμηλής ζήτησης δεν ξεπερνά το 30% της τιμής διάθεσης της ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή τα 0.039€/kWh
- ε. Ο χρόνος εγγυημένης λειτουργίας της εγκατάστασης ξεπεράσει τα δεκαπέντε έτη
- στ. Τα οικονομικά μεγέθη της εγχώριας αγοράς δεν διαφοροποιηθούν σημαντικά από τις τρέχουσες τιμές κατά την επόμενη δεκαπενταετία
- ζ. Οι ετήσιες περικοπές αιολικής ενέργειας από τα πάρκα του επενδυτή ξεπεράσουν τις 5200MWh κατά μέση τιμή.

Εφόσον ικανοποιηθούν οι παραπάνω προϋποθέσεις είναι δυνατή η υλοποίηση παρόμοιου έργου, συντελώντας στην εξομάλυνση του φορτίου του αυτόνομου νησιωτικού ηλεκτρικού δικτύου, στην ορθολογικότερη αξιοποίηση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας και σε σημαντικά περιβαλλοντικά και μακροοικονομικά οφέλη για την τοπική κοινωνία και την εθνική οικονομία.

Εναλλακτικά, είναι δυνατή η υλοποίηση ανάλογου έργου μικρότερης ενεργειακής δυναμικότητας (ισχύς 1.5 MW, ετήσια ενεργειακή παραγωγή 2190MWh) και χαμηλότερου αρχικού κόστους ($\approx 2,500,000$ Euro), το οποίο θα λειτουργεί κυρίως με βάση την απορριπτόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων, οπότε και η απαιτούμενη συμπληρωματική ενέργεια από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο δεν θα υπερβαίνει το 20% του συνόλου.

Η επιτυχής λειτουργία της εγκατάστασης θα προσφέρει τα απαραίτητα πραγματικά στοιχεία και συμπεράσματα, οπότε είναι δυνατό να οδηγήσει σε περαιτέρω αύξηση της αποταμιευτικού δυναμικού του ηλεκτρικού δικτύου.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- **Δ. Διακουλάκη, 1999**, "Οικονομική της Ενέργειας και του Περιβάλλοντος", Σημειώσεις Μεταπτυχιακού, Ε.Μ.Π., Τμήμα Χημικών Μηχανικών, Αθήνα.
- **Ι.Κ. Καλδέλλης, 1999**, "Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας", Εκδόσεις Σταμούλη, Αθήνα.
- **Ι.Κ. Καλδέλλης, Κ.Α. Καββαδίας, 2000**, "Εργαστηριακές Εφαρμογές Ήπιων Μορφών Ενέργειας", Σταμούλης εκδ., Αθήνα.
- **Μ. Φούντη, 1999**, "Εξοικονόμηση και Αποθήκευση Ενέργειας", Σημειώσεις Μεταπτυχιακού, Ε.Μ.Π., Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, Τομέας Θερμότητας, Αθήνα.
- **Ρ.Α.Ε., 2003**, "Στοιχεία Ενεργειακού Συστήματος", www.rae.gr.
- **Ρ.Α.Ε., 2003**, "Η Πορεία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα", www.rae.gr.
- **Ρ.Α.Ε., 2003**, "Αποτελέσματα Αξιολόγησης για Νέα Έργα ΑΠΕ στην Κρήτη", www.rae.gr.
- **Ρ.Α.Ε., 2003**, "Αποτελέσματα Αιτήσεων Άδειας Παραγωγής από ΑΠΕ στα μη Διασυνδεδεμένα Νησιά ", www.rae.gr.
- **Ρ.Α.Ε., 2003**, "Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)", www.rae.gr.
- **Ρ.Α.Ε., 2002**, "Προβλέψεις Σχετικά με την Επάρκεια και Λειτουργία της Προσφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα το 2005", www.rae.gr.
- **Καββαδίας Κ.Α., Καλδέλλης Ι.Κ., 2002**, "Διαχρονική Ανάλυση Παραμέτρων Ηλεκτροπαραγωγής στο Αρχιπέλαγος. Η Ανανεώσιμη Προοπτική", 2^ο Συνέδριο Τεχνολογίες Αρχιπελάγους, Απρίλιος 2002, Πειραιάς.
- **Καλδέλλης Ι.Κ., 2001**, "Προσδιορισμός Ενεργειακής Παραγωγής Αιολικών Εγκαταστάσεων με Χρήση Μακροχρόνιων Μετρήσεων Αιολικού Δυναμικού. Η Αξιοπιστία των Αναλυτικών Προσομοιώσεων", 4^ο Πανελλήνιο Συνέδριο Περιβάλλοντος, Ένωση Ελλήνων Φυσικών, "Εξελίξεις και Προοπτικές στα Περιβαλλοντικά Ζητήματα", Καλαμπάκα, Ελλάς.

- **Δ.Ε.Η., 2001**, "Ετήσιο Πρόγραμμα Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής", Αθήνα.
- **Γ. Μπεργελές**, "Ανεμοκινητήρες", Συμεών εκδ., Αθήνα
- **Αργυρίου Αθ., Μπαλαράς Κ., Στεργιόπουλος Β., 1999**, "Συμβατικές και Ήπιες Μορφές Ενέργειας", Σημειώσεις Προγράμματος Εξειδίκευσης, Τ.Ε.Ι. Πειραιά, Αιγάλεω.
- **Αργυρίου Αθ., Βόκας Γ., Θεοφύλακτος Κ., 2000**, "Αποθήκευση και Εξοικονόμηση Ενέργειας", Σημειώσεις Προγράμματος Εξειδίκευσης, Τ.Ε.Ι. Πειραιά, Αιγάλεω.
- **L.L. Freris, 1990**, "Wind Energy Conversion Systems", Prentice Hall International pub., Cambridge, UK.
- **Kavadias K., Komnimglou A., Kaldellis J.K., 2001**, "Wind Energy Surplus Management for Remote Consumers Using a Water Pumping Storage System", European Wind Energy Conference and Exhibition 2001, Paper PG6.13, Bella Centre, Copenhagen.
- **Kaldellis J.K., Spyropoulos G., Halvatzis K., Paliatsos Ath., 2003**, "Analyzing the Air Pollutants Production of Greek Electricity Sector for 1995–2010 Period", "Ecological Protection of the Planet Earth II", Sofia, Bulgaria.
- **Kaldellis J.K., Paliatsos A.G., Toumbaniaris P., Kavadias K., 2001**, "The Impact of Fossil Fuel Consumption on Air Pollution Problem in Greece", presented in the First Hellenic-Turkish International Physics Conference, Kos-Alikarnassos, published also in "Balkan Physics Letters" Journal, SI/2001, pp.194-205.
- **Kaldellis J.K., Kavadias K.A., Vlachou D.S., 2002**, "Electricity Load Management of APS Using Wind-Hydro Solution", presented in "Med Power 2002" International Conference, Paper MED02_126a, Athens, Greece.
- **Kaldellis J.K., Kavadias K.A., Neonakis J.K., 2002**, "A Probabilistic Computational Method for the Economic Evaluation of Soft Energy Applications in Course of Time", 4th GRACM Congress on Computational Mechanics, Paper 2002_60, Patras, Greece.
- **Kaldellis J.K., Kavadias K.A., 2002**, "Optimum Wind-Hydro Configuration for Remote Islands on the Basis of Maximum Benefit to Cost Ratio", Presented at 2002 Global Windpower, Paper GWP_081, Paris.

- **Kaldellis J.K., Kavadias K.A., 2001**, "Optimal Wind-Hydro Solution for Aegean Sea Islands Electricity Demand Fulfillment", *Journal of Applied Energy*, Vol.70, pp.333-354.
- **Kaldellis J.K., Kavadias K., Christinakis E., 2001**, "Evaluation of the Wind-Hydro Energy Solution for Remote Islands", *Journal of Energy Conversion and Management*, vol.42/9, pp.1105-1120.
- **Kaldellis J.K., Halvatzis K., Spyropoulos G., Paliatsos Ath., 2003**, "Estimating the Energy Related Sulphur Oxides Production in Greece, for the Next Decade", 8th International Conference on Environmental Science and Technology, Conference Proceedings, University of Aegean, Global-NEST, Lemnos, Greece.
- **Kaldellis J.K., 2003**, "Parametric Investigation Concerning Dimensions of a Stand-Alone Wind Power System", *Journal of Applied Energy*, Vol.77/1, pp.35-50.
- **Kaldellis J.K., 2002**, "Parametrical Investigation of the Wind-Hydro Electricity Production Solution for Aegean Archipelago", *Journal of Energy Conversion and Management*, vol.43/16, pp.2097-2113.
- **Kaldellis J.K., 2002**, "Evaluation of Methods Used to Analyze the Economic Behaviour of Wind Power Applications", 1st World Wind Energy Conference, Paper PB2.2, July-2002, Berlin, Germany.
- **Kaldellis J.K., 2001**, "Evaluating the Maximum Wind Energy Penetration Limit for Weak Electrical Grids", European Wind Energy Conference and Exhibition 2001, Paper PG3.65, Bella Centre, Copenhagen, Denmark.
- **Kaldellis J.K., Neonakis J.K., Kavadias K.A., 2001**, "A Time-Depending Cost-Benefit Analysis Concerning the Economic Attractiveness of Wind Parks in Greece", European Wind Energy Conference and Exhibition 2001, Paper PF1.5, Bella Centre, Copenhagen, Denmark.
- **James L. Williams, 2001**, "History and Analysis – Crude Oil Prices", WTRG Economics, London, UK.
- **Energy Information Administration, 2003**, "Annual Energy Review 2002", www.eia.doe.gov

- **Christinakis E., Kavadias K., Kaldellis J.K., 2001**, "Maximum Wind-Hydro Power Penetration in Small & Medium Sized Islands", International Conference "Renewable Energies for Islands", Paper No 33, Chania, Crete, Greece.
- **Celso Penche, Ingeniero de Minas, 1998**, "Layman's Handbook on how to Develop a Small Hydro Site", DG XVII pub., European Small Hydropower Association, Commission of the European Communities.